

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTADO DEL ARTE DEL MANEJO EN SUPERFICIE DEL AGUA  
ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Dávila Jean Carlo  
Torres G, Víctor J.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2011

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTADO DEL ARTE DEL MANEJO EN SUPERFICIE DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO**

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil

Tutor Industrial: Ing. Richard Corrie

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Dávila Jean Carlo  
Torres G, Víctor J.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2011

Caracas, Noviembre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Jean C. Dávila y Víctor J. Torres G., titulado:

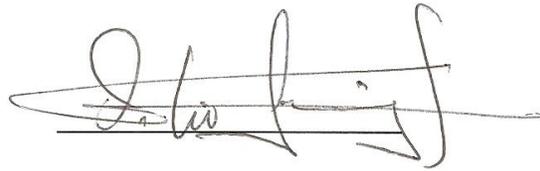
**ESTADO DEL ARTE DEL MANEJO EN SUPERFICIE DEL AGUA ASOCIADA A  
LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



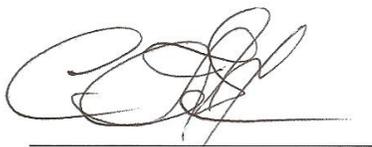
Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Ovidio Suarez

Jurado



Prof. Carlos Gil

Tutor Académico



Ing. Richard Corrie

Tutor Industrial



## **DEDICATORIA**

### **Dedicatoria por Víctor Torres:**

Este Trabajo va dedicado primeramente a Dios por iluminar siempre mi camino, por darme fuerzas cuando la necesitaba, por darme la oportunidad de estar donde estoy hoy día.

A mi tía Rosa Torres (Chacha) que ha fungido como una madre para mi durante toda mi vida y ha estado siempre allí para cuando la necesite bien sea en las buenas y en las malas. Se logró lo que queríamos. Te quiero mucho.

A mis demás familiares abuela, padre, hermana, tías, tíos, padrinos, madrinas, primos, primas por todo el apoyo que me brindaron tanto en las buenas como en las malas, durante mis estudios, no solo universitarios sino desde los inicios de mi formación académica, cada uno de ellos pusieron su granito de arena para que yo llegará hasta donde estoy, los quiero mucho a todos.

A todos mis amigos que estuvieron conmigo compartiendo siempre a mi lado fuera y dentro de la universidad, en las buenas y en las malas, desde los que comenzaron y los que conocí en el camino.

### **Dedicatoria por Jean Carlo Dávila:**

A mi Dios por iluminar mi camino, estar siempre a mi lado en los momentos más difíciles, darme salud, fuerza y sabiduría para poder seguir adelante y permitirme vencer todos los obstáculos.

A mi madre María Antonia Dávila, por apoyarme, por darme fuerzas y llenarme de aliento cuando sentía que ya no podía continuar, por ser mi mejor amiga y estar allí para mí en todo momento y por forjarme con valores y principios para llegar ser quien hoy día soy.

A toda mi familia querida (mi abuelita querida, mi abuelito que en paz descanse, mis tías y mis numerosos primos o mejor dicho mis hermanos), quienes forman parte de mi corazón y aportaron su granito de arena preguntando: ¿Cómo te va en la universidad?, y la pregunta que nunca falla: ¿Cuánto te falta para graduarte?, siempre contestaba: falta poco, pero ahora les contesto: ¡Me gradué! Los quiero muchísimo a todos.

A mi novia Marinés Martínez, mi suegrita, mi cuñado y mi suegro, gracias por darme su apoyo, sus consejos, estar siempre pendiente de ayudarme y sobre todo por quererme tanto. Suegrita la adoro aunque no me lo crea jajaja. ¡Te amo mi Cielito! como ni tú te imaginas.

Por último, pero no menos importante, a todos mis amigos de la universidad que me acompañaron en esta larga travesía, apoyándonos y ayudándonos entre todos, estando en las buenas y en las no tan buenas. Hicieron de este viaje una experiencia muy grata, amena, divertida y muy enriquecedora. No me atrevo a nombrarlos acá porque no quiero cometer el error de pasar algún nombre por alto, pero ellos sabrán quiénes son en el momento que lean estas líneas.

## AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Richard Corrie, por el apoyo prestado, su constancia, dedicación y por brindarnos la orientación necesaria para el desarrollo de este trabajo especial de grado.

A la empresa Inepetrol, por la oportunidad brindada y por todo su apoyo en el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

Al ingeniero Wilmer Pérez de RST Servicios C.A. por prestarnos su apoyo y por su invaluable aporte para la culminación de nuestro trabajo especial de grado.

Al ingeniero y compañero de estudios Harold Silva por su orientación e incondicional y desinteresados aportes al desarrollo de este trabajo.

Al profesor Carlos Gil, por su activa participación y apoyo en el desarrollo de cada aspecto que constituye el eje fundamental de este trabajo.

A los profesores que con ardua labor han participado de forma positiva en nuestra formación profesional, por brindarnos sus experiencias y transmitirnos sus conocimientos.

A quienes laboran en nuestra ilustre Universidad Central de Venezuela y hacen posible el desenvolvimiento de nuestras actividades estudiantiles en las diferentes instalaciones y espacios.

**Dávila Jean Carlo**

**Torres G. Víctor J.**

**ESTADO DEL ARTE DEL MANEJO EN SUPERFICIE DEL AGUA  
ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETROLEO CRUDO**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Richard Corrie.  
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V, Facultad de Ingeniería, Escuela de  
Ingeniería de Petróleo, Año 2011, 265 pág.**

**Palabras Claves:** Agua de formación, manejo, disposición de aguas de formación, equipo industrial, separación de emulsiones, tratamiento de aguas, regulaciones, legislación ambiental.

**Resumen**

Actualmente más del 98% del petróleo crudo producido en el mundo viene asociado con agua. Por lo general, a medida que el yacimiento explotado envejece, la producción de crudo disminuye y el corte de agua aumenta, este incremento del corte de agua en los campos de petróleo crudo representa un gran desafío para la industria del petróleo en cuanto al manejo, administración de su reuso y disposición final cumpliendo con la legislación ambiental nacional. Es importante destacar que el desarrollo de tecnologías no sólo ha sido orientado para el desarrollo de equipos para mejorar la calidad del petróleo al eliminar los elementos indeseados como el agua, sino también se ha enfocado en el tratamiento del agua para eliminar los elementos indeseados en ella, tales como el petróleo entre otros. Al no realizar el tratamiento adecuado del agua de formación, esto conlleva a que se generen importantes efectos secundarios en las zonas donde esta agua sea finalmente vertida. Es por tal razón, que el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MPPA) (Venezuela) se ha dado a la tarea de crear leyes y decretos que regulan el contenido de los contaminantes existentes en el agua. A nivel internacional existen diversas regulaciones ambientales para la disposición del agua de formación de acuerdo a la localidad donde ésta vaya a ser finalmente vertida. Es de hacer notar que al no cumplir las regulaciones como lo establecen los entes gubernamentales de cada país o región, esto tendrá como consecuencia sanciones al ente promotor de la actividad que degrada el ambiente hasta que se realicen las adecuaciones correctivas pertinentes. Es por ello la importancia de tener conocimiento de los conceptos, métodos necesarios para la separación agua – petróleo, regulaciones ambientales y tratamientos de aguas de formación, lo que ha llevado a una continua investigación y desarrollo de tecnologías para cumplir eficientemente con estos procesos; desarrollo que se inició desde el principio de la industria petrolera comenzando con problemas y evolucionando en soluciones.

## INDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	xii
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	xiv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	3
<b>I.1 Objetivo General</b> .....	3
<b>I.2 Objetivos Específicos</b> .....	3
<b>I.3 Justificación</b> .....	4
<b>I.4 Alcance</b> .....	5
<b>I.5 Limitaciones</b> .....	5
<b>CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO</b> .....	6
<b>II.1 Tipo de investigación</b> .....	6
<b>II.2 Diseño de la investigación</b> .....	6
<b>II.3 Procedimiento de la investigación</b> .....	6
<b>II.3.1 Revisión bibliográfica y recopilación de información</b> .....	6
<b>II.3.2 Elaboración de un plan de trabajo</b> .....	7
<b>II.3.3 Evaluación y validación de la información encontrada</b> .....	7
<b>II.3.4vOrganización de la documentación y revisión del plan de trabajo</b>	7
<b>II.3.5 Elaboración de la estructura del Trabajo Especial de Grado</b> .....	7
<b>CAPITULO III: MARCO TEORICO</b> .....	8
<b>III.1 Fuentes del agua producida</b> .....	8
<b>III.1.1 Propiedades de los Yacimientos</b> .....	8
<b>Porosidad</b> .....	8
<b>Saturación</b> .....	8
<b>Permeabilidad</b> .....	8
<b>III.1.2 Operaciones de Producción en pozos de petróleo</b> .....	9
<b>III.1.2.1 Métodos de producción</b> .....	11
<b>III.1.2.1.1 Por flujo natural</b> .....	13

---

Empuje por agua.....	13
Empuje por gas en solución.....	14
Expansión de la roca y de los fluidos.....	15
Empuje por capa de gas.....	15
Drenaje por gravedad.....	16
<b>III.1.2.1.2 Levantamiento artificial.....</b>	<b>18</b>
Levantamiento artificial por gas (gas-lift).....	18
Levantamiento por bombeo mecánico.....	21
Levantamiento artificial por bombeo hidráulico.....	23
Levantamiento artificial por bomba electrosumergible (BES).....	24
Levantamiento por bomba de cavidad progresiva (BCP).....	26
Comparación de los distintos métodos de levantamiento artificial.....	28
<b>III.1.2.3 Inyección de agua en pozos de petróleo.....</b>	<b>29</b>
<b>III.1.2.4. Patrones de flujo.....</b>	<b>31</b>
Flujo en la tubería vertical.....	32
Flujo horizontal en la superficie.....	32
<b>III.1.2.4.1 Patrones de flujo vertical.....</b>	<b>34</b>
Flujo Monofásico.....	34
Flujo Burbuja.....	34
Flujo tapón.....	34
Flujo anular.....	35
Flujo espuma.....	35
Flujo neblina.....	35
<b>III.1.2.4.2 Patrones de flujo horizontales.....</b>	<b>36</b>
Flujo estratificado.....	36
Flujo intermitente.....	37
Flujo anular.....	37
Flujo burbuja dispersa.....	38
Flujo de rocío.....	38

---

<b>III.2 Aguas de formación</b> .....	39
<b>III.2.1 Clasificación de las aguas de formación</b> .....	39
<b>III.2.1.1 Clasificación según su origen</b> .....	39
Aguas meteóricas.....	39
Aguas Connatas.....	40
Aguas juveniles.....	40
<b>III.2.1.2 Clasificación según su composición química</b> .....	40
Clasificación Según Sulin.....	40
<b>III.2.1.3 Clasificación Según la salinidad y compuestos orgánicos disueltos</b> .....	42
Aguas de formación de baja salinidad.....	42
Aguas de formación de alta salinidad.....	42
Aguas de formación con baja carga orgánica.....	42
Aguas de formación con alta carga orgánica.....	42
<b>III.2.2 Características de las aguas de formación</b> .....	42
<b>III.2.2.1 Hidrocarburos / aceites / y grasas</b> .....	43
Crudo libre.....	43
Crudo emulsionado.....	43
Crudo disuelto.....	44
<b>III.2.2.2 Sólidos suspendidos</b> .....	45
<b>III.2.2.3 Sólidos disueltos</b> .....	47
<b>III.2.2.4 Fenoles</b> .....	47
<b>III.2.2.5 Gases disueltos</b> .....	48
Sulfuro de Hidrogeno.....	48
Dióxido de carbono.....	49
Oxígeno.....	49
<b>III.2.2.6 Bacterias</b> .....	49

---

<b>III.2.3 Descripción de las propiedades Físico–Químicas del agua de formación</b> .....	50
<b>Unidades</b> .....	50
<b>pH (pondus Hydrogenium)</b> .....	51
<b>Eh (Potencial de Oxido–Reducción)</b> .....	53
<b>Gravedad Específica</b> .....	54
<b>Resistividad</b> .....	54
<b>Conductividad</b> .....	55
<b>Sólidos disueltos y suspendidos</b> .....	55
<b>Solubilidad del gas en el agua</b> .....	56
<b>Compresibilidad</b> .....	56
<b>Factor volumétrico de formación del agua</b> .....	57
<b>Acidez</b> .....	57
<b>Salinidad</b> .....	58
<b>Radioactividad</b> .....	58
<b>III.3 Emulsiones</b> .....	58
<b>III.3.1 Formación de las emulsiones</b> .....	59
<b>III.3.2 Tipos de agentes emulsificantes</b> .....	61
<b>III.3.3 Tipos de emulsiones</b> .....	62
<b>Emulsión agua en petróleo o emulsione directa</b> .....	63
<b>Emulsión de petróleo en agua o emulsión inversa</b> .....	64
<b>Emulsión de petróleo en agua y esta agua en petróleo. (O/W/O)</b> .....	64
<b>Emulsión de agua en petróleo y este petróleo en agua (W/O/W)</b> .....	65
<b>III.3.4 Desemulsificadores</b> .....	66
<b>III.4. Descripción general de las instalaciones de superficie</b> .....	68
<b>III.4.1. Cabezal de Pozo y Árbol de Navidad</b> .....	68
<b>III.4.1.1. Cabezal de Pozo</b> .....	68
<b>Cubierta del cabezal del revestidor</b> .....	69

Cabezal de revestidor.....	69
Cabezal de la tubería de producción.....	70
<b>III.4.1.2. Árbol de Navidad.....</b>	<b>71</b>
Válvulas.....	72
Estrangulador superficial.....	73
<b>III.5. Descripción general de las estaciones de flujo.....</b>	<b>74</b>
<b>III.5.1. Tipos de estaciones de flujo.....</b>	<b>75</b>
<b>III.5.2. Líneas de flujo provenientes de los pozos de petróleo.....</b>	<b>76</b>
<b>III.5.3. Múltiples de producción y de prueba.....</b>	<b>76</b>
<b>III.5.4. Separadores de gas, petróleo y agua.....</b>	<b>79</b>
<b>III.5.6. Ruta y destino final de los fluidos separados.....</b>	<b>81</b>
<b>III.5.7. Almacenamiento del petróleo y del agua libre.....</b>	<b>82</b>
<b>III.5.8. Unidad de recobro de vapores de hidrocarburos.....</b>	<b>83</b>
<b>III.5.9. Unidad automática de transferencia LACT (acrónimo del inglés Lease Automatic Custody Transfer).....</b>	<b>84</b>
<b>III.6. Separación de los líquidos agua y petróleo.....</b>	<b>84</b>
<b>III.6.1. Descripción del equipo.....</b>	<b>85</b>
Separadores Horizontales.....	85
Separadores Verticales.....	87
Separadores Esféricos.....	88
Tiempo de retención.....	88
Selección de un separador horizontal contra uno vertical.....	89
Separador de agua libre (FWKOS por sus siglas en inglés).....	91
<b>CAPITULO IV: DESCRIPCIÓN DEL MARCO JURIDICO – LEGAL AMBIENTAL.....</b>	<b>94</b>
<b>IV.1. Legislación ambiental Venezolana.....</b>	<b>94</b>
<b>IV.2. Contenido de un EIASC.....</b>	<b>95</b>
<b>IV.2.1. Procedimiento para presentar un EIASC.....</b>	<b>96</b>

---

<b>IV.3. Requerimientos de calidad del agua según su disposición final.....</b>	<b>98</b>
<b>IV.4. Legislación ambiental extranjera.....</b>	<b>109</b>
<b>CAPITULO V: TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES Y EQUIPOS USADOS PARA ELLO.....</b>	<b>111</b>
<b>V.1 Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión.....</b>	<b>112</b>
<b>Tensión interfacial.....</b>	<b>112</b>
<b>Viscosidad de la fase externa.....</b>	<b>112</b>
<b>Tamaño de la gota.....</b>	<b>112</b>
<b>Relación de volumen de fases.....</b>	<b>113</b>
<b>Temperatura.....</b>	<b>113</b>
<b>pH.....</b>	<b>113</b>
<b>Envejecimiento de la interfase.....</b>	<b>113</b>
<b>Salinidad de la salmuera.....</b>	<b>114</b>
<b>Tipo de crudo.....</b>	<b>114</b>
<b>Diferencia de densidad.....</b>	<b>114</b>
<b>Presencia de cationes.....</b>	<b>114</b>
<b>V.2. Factores que influyen en el tratamiento-efecto sobre el emulsificador.....</b>	<b>115</b>
<b>V.3. Métodos usados en el tratamiento de crudo emulsionado.....</b>	<b>116</b>
<b>Colisión.....</b>	<b>116</b>
<b>Coalescencia.....</b>	<b>117</b>
<b>Decantación.....</b>	<b>117</b>
<b>Productos químicos.....</b>	<b>119</b>
<b>Calor.....</b>	<b>120</b>
<b>V.4. Equipos usados en el tratamiento de las emulsiones.....</b>	<b>121</b>
<b>Gun Barrels.....</b>	<b>121</b>
<b>Heater-treater.....</b>	<b>124</b>
<b>Coalescedores electrostáticos.....</b>	<b>130</b>
<b>V.5 Métodos de tratamiento en el campo.....</b>	<b>133</b>

---

Tratamiento por lotes o tandas.....	133
Tratamiento en la línea de flujo.....	133
<b>CAPITULO VI: TECNOLOGÍAS PARA LA REMOCIÓN DE CONTAMINANTES DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.....</b>	<b>136</b>
<b>VI.1 Procesos para la separación de crudo libre/agua/sólidos suspendidos.....</b>	<b>136</b>
<b>VI.2 Procesos para la separación de crudo emulsionado/agua/sólidos suspendidos.....</b>	<b>137</b>
<b>Coagulación – Floculación – Sedimentación.....</b>	<b>138</b>
<b>Coagulación – flotación.....</b>	<b>141</b>
<b>Separación por fuerza centrífuga.....</b>	<b>142</b>
<b>Filtración.....</b>	<b>143</b>
<b>VI.3 Procesos para la separación de compuestos solubles.....</b>	<b>144</b>
<b>VI.3.1. Tratamientos biológicos.....</b>	<b>144</b>
<b>VI.3.1.1. Lagunas de estabilización.....</b>	<b>145</b>
Lagunas aeróbicas.....	146
Lagunas anaeróbicas.....	147
Lagunas facultativas.....	148
Lagunas Aireadas.....	148
<b>VI.3.1.2 Lodos activados.....</b>	<b>150</b>
Lechos bacterianos o filtración biológica.....	153
<b>VI.3.1.3. Oxidación química.....</b>	<b>154</b>
Oxidación química con peróxido de hidrógeno.....	154
Descomposición de fenoles y reducción de los niveles de DBO y DQO.	154
Eliminación de sulfuros.....	155
<b>VI.3.1.4.Oxidación química con Ozono.....</b>	<b>155</b>
<b>VI.3.1.5 Oxidación química con cloro.....</b>	<b>158</b>
<b>VI.3.1.6 Adsorción con carbón activado.....</b>	<b>160</b>

<b>VI.4. Procesos para la separación de sólidos disueltos.....</b>	<b>162</b>
<b>Procesos de evaporación.....</b>	<b>162</b>
<b>Ósmosis inversa.....</b>	<b>162</b>
<b>Electrodialisis.....</b>	<b>164</b>
<b>VI.5 Tratamiento con Inhibidores.....</b>	<b>165</b>
<b>VI.5.1 Incrustaciones o Escamas.....</b>	<b>166</b>
<b>VI.5.2 Identificación de las incrustaciones.....</b>	<b>168</b>
<b>VI.5.3 Inhibidor de incrustaciones y corrosión.....</b>	<b>169</b>
<b>VI.5.3.1 Inhibidor de incrustaciones o escamas.....</b>	<b>169</b>
<b>VI.5.3.2 Inhibidor de Corrosión.....</b>	<b>170</b>
<b>VI.5.3.2.1 Clasificación de los inhibidores de corrosión.....</b>	<b>171</b>
<b>Inhibidores Químicos.....</b>	<b>171</b>
<b>Inhibidores Electroquímicos.....</b>	<b>171</b>
<b>CAPITULO VII: DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA LA REMOCIÓN DE CONTAMINANTES DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.....</b>	<b>173</b>
<b>VII.1. Equipos para la separación de crudo libre / agua / sólidos suspensionados.....</b>	<b>173</b>
<b>Separadores API.....</b>	<b>173</b>
<b>Separadores de placas corrugadas CPI.....</b>	<b>177</b>
<b>Tanques desnatadores (Skimmer).....</b>	<b>180</b>
<b>Separadores de placas paralelas PPI.....</b>	<b>183</b>
<b>Separadores de flujo cruzado CFI.....</b>	<b>186</b>
<b>VII.2 Equipos para la separación de crudo emulsionado / agua / sólidos suspensionados.....</b>	<b>189</b>
<b>Sistemas coagulación-floculación-sedimentación.....</b>	<b>189</b>
<b>Flotación por Aire Inducido IAF.....</b>	<b>193</b>
<b>Flotación por gas inducido IGF.....</b>	<b>196</b>
<b>Flotación por aire disuelto DAF.....</b>	<b>198</b>

<b>Flotación por gas disuelto DGF</b> .....	203
<b>Hidrociclones líquido-líquido</b> .....	204
<b>Hidrociclones sólido – líquido</b> .....	206
<b>Filtros de Arena</b> .....	208
<b>Filtros de cáscara de nuez</b> .....	210
<b>Filtros Cartucho</b> .....	213
<b>VII.3 Equipos para la separación de compuestos orgánicos disueltos</b> .....	216
<b>Lagunas de estabilización</b> .....	216
<b>Lodos activados</b> .....	218
<b>Filtros percoladores</b> .....	220
<b>Oxidación con peróxido de hidrogeno</b> .....	225
<b>Adsorción con carbón activado</b> .....	226
<b>VII.4 Sistemas para la remoción de sólidos disueltos</b> .....	228
<b>Evaporación</b> .....	228
<b>Ósmosis inversa</b> .....	231
<b>Electrodialisis</b> .....	235
 <b>CAPITULO VIII: ESQUEMAS TIPICOS DE TRATAMIENTOS DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETROLEO CRUDO SEGÚN SU DISPOSICIÓN FINAL</b> .....	 236
<b>VIII.1. Esquema de tratamiento cuando se va a descargar agua de producción al medio marino – costero</b> .....	236
<b>VIII.2. Esquema de tratamiento cuando se va a descargar agua de producción a cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses) o reúso</b> .....	238
<b>VIII.3. Esquema de tratamiento cuando se va a reinyectar a pozos aguas de formación (tipo 1)</b> .....	240
<b>VIII.4. Esquema de tratamiento cuando se va a Re–inyectar a pozos, aguas de formación (tipo 2)</b> .....	242

---

<b>CAPITULO IX: MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO</b> .....	244
<b>IX.1. Reuso</b> .....	244
<b>IX.2. Inyección de aguas de formación</b> .....	244
<b>IX.3. Descarga al medio marino – costero y a cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses)</b> .....	245
<b>De baja salinidad (Para baja y alta carga orgánica)</b> .....	245
<b>De alta salinidad (Para baja y alta carga orgánica)</b> .....	245
<b>CAPITULO X: CASO DE ESTUDIO: CAMPO KAKI – BUCARAL</b> ....	246
<b>X.1. Ubicación del campo</b> .....	246
<b>X.2. Descripción litológica</b> .....	246
<b>X.3. Espesor</b> .....	247
<b>X.4. Extensión geográfica</b> .....	247
<b>X.5. Importancia económica</b> .....	247
<b>X.6. Características del Campo</b> .....	248
<b>X.7. Características del agua de formación</b> .....	249
<b>X.8. Disposición del agua de formación</b> .....	251
<b>CONCLUSIONES</b> .....	253
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	255
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b> .....	256
<b>GLOSARIO</b> .....	260
<b>APENDICE</b> .....	264
<b>APENDICE 1: Resultados del tratamiento del agua de formación del campo kaki – bucaral con inhibidores de incrustación y corrosión</b> .....	265

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla III.1. Características de los mecanismos de producción primaria.....	17
Tabla III.2 Comparación del manejo de corte de agua en la producción de petróleo.....	29
Tabla IV.1. Clasificación de los Constituyentes en los Vertidos Líquidos..	98
Tabla IV.2. Valores establecidos por la norma nacional para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes.....	101
Tabla IV.3. Valores establecidos por la norma nacional en cuanto al contenido de biocidas para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes.....	104
Tabla IV.4. Valores establecidos por la norma nacional en cuanto a la radiactividad para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes.....	105
Tabla IV.5. Cantidad de aceites y grasas que debe contener el agua de producción para su descarga costa afuera en diferentes localidades del mundo.....	110
Tabla VI.1. Tamaño de diferentes tipos de partículas y velocidad de asentamiento promedio.....	140
Tabla VI.2. Dosificación del cloro según el tratamiento que se aplique....	160
Tabla VI.3. Iones y propiedades físicas del agua de formación.....	166

Tabla VII.1	Tamaño de partículas que puede ser removido, según el material del lecho del cartucho.....	213
-------------	--	-----

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura III.1. Yacimiento de petróleo.....	9
Figura III.2. Yacimiento en equilibrio.....	10
Figura III.3. Conificación del agua.....	10
Figura III.4. Métodos de producción.....	12
Figura III.5. Yacimiento con empuje de agua.....	14
Figura III.6. Yacimiento con empuje de gas.....	15
Figura III.7. Yacimiento con empuje por capa de gas.....	16
Figura III.8. Levantamiento artificial por gas (gas-lift).....	19
Figura III. 9. Sistema típico de gas-lift.....	20
Figura III.10. Sistema típico de bombeo mecánico.....	22
Figura III.11. Sistema típico de bombeo hidráulico.....	24
Figura III.12. Sistemas de bombeo Electrosumergible.....	26
Figura III.13. Configuración de un sistema de BCP.....	28
Figura III.14. Sistema de inyección de agua.....	30
Figura III.15. Etapas de producción.....	33
Figura III.16. Patrones de flujo en tuberías verticales ascendente.....	36
Figura III.17. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	38
Figura III.18. Clasificación según Sulin de las aguas de formación.....	41
Figura III.19. Escala de pH.....	52
Figura III.20. Emulsión.....	59
Figura III.21. Fases de una emulsión.....	59
Figura III.22. Emulsión agua en petróleo o emulsión directa (W/O).....	63
Figura III.23. Emulsión de petróleo en agua o emulsión inversa (O/W)...	64
Figura III.24. Emulsión petróleo en agua en petróleo (O/W/O).....	65
Figura III.25. Emulsión agua en petróleo y este petróleo en agua.....	66
Figura III.26. Cabezal de pozo y árbol de navidad.....	68
Figura III.27. Cubierta del cabezal del revestidor.....	69

Figura III.28.	Cabezal de revestidor.....	70
Figura III.29.	Cabezal de la tubería de producción.....	71
Figura III.30.	Árbol de navidad.....	72
Figura III.31.	Válvula de aleta o ala.....	73
Figura III.32.	Estrangulador.....	74
Figura III.33.	Diagrama de Estación de flujo.....	75
Figura III.34.	Múltiple Triple.....	77
Figura III.35.	Múltiple doble.....	77
Figura III.36.	Múltiples.....	78
Figura III.37.	Separador de prueba convencional.....	80
Figura III.38.	Tanque de almacenamiento.....	82
Figura III.39.	Unidad de recobro de vapores de hidrocarburos.....	84
Figura III.40.	Esquema de un separador horizontal trifásico.....	86
Figura III.41.	Esquema de un separador vertical trifásico.....	87
Figura III.42.	Esquema de un separador esférico.....	88
Figura III.43.	Esquema de un separador de agua libre.....	92
Figura III.44.	Separador de agua libre.....	92
Figura V.1.	Esquema general del gun barrel (tanque de lavado).....	122
Figura V.2.	Gun barrel (tanque de lavado) en campo.....	123
Figura V.3.	Esquema general del calentador-tratador (heater– treater).....	125
Figura V.4.	Calentador-tratador directo tipo vertical con la configuración de fluidos.....	126
Figura V.5.	Calentador-tratador horizontal.....	127
Figura V.6.	Calentador-tratador directo tipo horizontal en campo.....	128
Figura V.7.	Deshidratador electro – estático.....	130
Figura VI.1.	Representación esquemática de la relación simbiótica entre algas y bacterias en una laguna aeróbica.....	147
FiguraVI.2.	Representación esquemática de una laguna facultativa.....	149

Figura VI.3.	Esquema general de las unidades que conforman el proceso de lodos activados.....	152
Figura VI.4.	Esquema de reacción para el proceso de ozonificación.....	158
Figura VI.5.	Esquema de proceso para la ozonificación.....	158
Figura VI.6.	Principio de la ósmosis inversa.....	163
Figura VI.7.	Esquema del proceso de ósmosis inversa.....	164
Figura VI.8.	Escamas de carbonato de calcio o calcita en la tubería de producción.....	167
Figura VI.9.	Ubicación de una escama inorgánica en una tubería de producción.....	168
Figura VII.1.	Planta de un separador API.....	175
Figura VII.2.	Perspectiva de un separador API.....	176
Figura VII.3.	Esquema de un separador API.....	176
Figura VII.4.	Esquema de un separador de placas corrugadas CPI.....	178
Figura VII.5.	Esquema de un separador CPI, el cual emplea gas.....	179
Figura VII.6.	Tanque desnatador horizontal.....	181
Figura VII.7.	Desnatador Vertical o presurizado.....	181
Figura VII.8.	Desnatador vertical presurizado.....	182
Figura VII.9.	Coalescedores de placa.....	184
Figura VII.10.	Interceptor de placas paralelas.....	184
Figura VII.11.	Separador de placas paralelas.....	185
Figura VII.12.	Separador de flujo cruzado.....	187
Figura VII.13.	Sistema de coalescencia de crudo.....	188
Figura VII.14.	esquema típico empleado en el proceso de coagulación – floculación – sedimentación.....	190
Figura VII.15.	Esquema del sistema de floculación.....	191
Figura VII.16.	Floculador – sedimentador típico empleado en el tratamiento de aguas residuales.....	192

Figura VII.17.	Esquema del sistema de flotación por aire inducido, por sistema mecánico.....	195
Figura VII.18.	Esquema de un sistema IGF.....	197
Figura VII.19.	Esquema de un sistema DAF.....	199
Figura VII.20.	DAF con aireación total de flujo.....	200
Figura VII.21.	DAF con aireación por recirculación.....	200
Figura VII.22.	DAF con aireación parcial de flujo.....	201
Figura VII.23.	Sistema de flotación por gas inducido.....	203
Figura VII.24.	Esquema hidrociclón líquido/líquido.....	204
Figura VII.25.	Esquema de un hidrociclón.....	207
Figura VII.26.	Filtro multicapas.....	209
Figura VII.27.	Filtro de arena con retrolavado automático.....	209
Figura VII.28.	Unidad de filtración de cascara de nuez.....	211
Figura VII.29.	Filtros de cascara de nuez aplicados en una operación de inyección de vapor.....	212
Figura VII.30.	Filtro cartucho.....	214
Figura VII.31.	Posible secuencias para lagunas de estabilización.....	217
Figura VII.32.	Secuencias de lagunas de estabilización.....	217
Figura VII.33.	Esquema de sistema para proceso de lodos activados.....	219
Figura VII.34.	Unidad compacta de lodos activados.....	220
Figura VII.35.	Filtro percolador con recirculación y decantador.....	222
Figura VII.36.	Sección de un lecho percolador.....	223
Figura VII.37.	Biodiscos.....	224
Figura VII.38.	Esquema de filtro con carbón activado.....	227
Figura VII.39.	Evaporador vertical de circulación forzada.....	230
Figura VII.40.	Evaporador de placas.....	231
Figura VII.41.	Equipo de osmosis inversa con membrana en espiral conectadas en serie.....	233

---

Figura VII.42.	Recipiente tubular que contiene las membranas intermitentes.....	233
Figura VIII.1.	Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas al medio marino – costero.....	237
Figura VIII.2	Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas a cuerpos de agua o ser destinadas para reúso.....	239
Figura VIII.3.	Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser re – inyectadas.....	241
Figura VIII.4.	Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser re – inyectadas.....	243
Figura X.1.	Ubicación campo Kaki – Bucaral.....	246

## INTRODUCCIÓN

En las operaciones de producción petrolera, es necesario manejar el agua que viene asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo. Históricamente la producción de agua en pozos de petróleo se remonta al 27 de Agosto de 1859 cuando fue perforado el primer pozo de petróleo crudo por el Coronel Edwin L. Drake cerca de la población de Titusville en el estado de Pensilvania, Estados Unidos.

El agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo debe ser separada de este mediante el equipo adecuado para que luego, de ser necesario, sea tratada para su disposición final en piscinas para su evaporación, aspersion en terrenos abiertos, en cuerpos de aguas en movimiento o estables, o inyectados en el subsuelo, todo de conformidad con las especificaciones técnicas y ambientales a nivel nacional e internacional vigentes.

En zonas de actividades en el mar, lagos o lagunas, donde es permitida la descarga del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, los entes competentes establecen el contenido máximo de hidrocarburos que puede tener esta agua para ser vertida en mares.

En la mayoría de las actividades en tierra, el agua asociada a los procesos de extracción de petróleo no puede ser descargada en cuerpos de agua o reinyectada en pozos antes de ser tratada para disminuir así, la cantidad de crudo contenida en ella, esto se hace porque existen especificaciones técnicas y ambientales a nivel nacional e internacional.

Antes de hacer referencia de este Trabajo Especial de Grado es importante introducir el término “estado del arte”. En el ámbito académico técnico, un artículo del “estado del arte” tiene como objetivo resumir y organizar los resultados de investigación más recientes en una forma novedosa y agregar claridad al trabajo realizado en un área

específica. Este consiste en realizar un seguimiento del tema a estudiar, lo cual permite determinar cómo ha sido tratado el tema, como se encuentra actualmente y cuáles son las principales tendencias.

Para realizar un artículo del estado del arte deben seguir dos fases:

Fase heurística: fase en la que se buscan y recopilan las fuentes de información, las cuales pueden ser de muchas características y diferente naturaleza. Entre estas se encuentran: bibliografías, monografías, artículos, investigaciones aplicadas, etc.

Fase hermenéutica: fase en la que cada una de las fuentes investigadas se lee, se analiza, se interpreta y se clasifica de acuerdo con su importancia dentro del trabajo de investigación.

El presente Trabajo Especial de Grado (TEG) titulado Estado del Arte del manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, contempla, en un marco global, los equipos en superficie utilizados para separar el agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, las características del agua de formación, la gestión ambiental que debe ser implementada, las opciones de tratamiento de acuerdo a la disposición final de las aguas y los diferentes procesos y equipos de tratamiento, con la finalidad de ofrecer al sector petrolero las herramientas necesarias para la selección de un proceso en particular, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de dichos procesos y sus consideraciones técnicas y ambientales.

## **CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

¿Cómo se maneja en superficie el agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo a nivel nacional, según las especificaciones técnicas y ambientales?

Se hará una descripción general de las instalaciones de superficie y de las estaciones de flujo, también se realizará una descripción detallada de los procesos y equipos que se utilizan para separar el agua del petróleo, donde se contemplarán los tipos de emulsiones que existen y su tratamiento.

Se realizarán estudios acerca del manejo del agua después que se haya separado del crudo, sistemas y equipos de tratamiento y almacenamiento del agua de formación, calidad del agua todo esto bien sea en tierra y mar adentro, y por último, se describirá todo lo concerniente con el marco legal ambiental a nivel nacional, comparándolas con las normas internacionales para la disposición final del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, además de ejemplificar con un caso de estudio donde se resaltarán los puntos más relevantes del Trabajo Especial de Grado.

### **I.1 Objetivo General**

- Exponer el estado actual de la tecnología a nivel nacional en cuanto al manejo, separación, tratamiento y disposición final en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo.

### **I.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las instalaciones de superficie utilizadas en operaciones petroleras de producción.
- Describir los procesos y equipos utilizados para la separación, tratamiento y disposición final del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo.

- Reseñar especificaciones técnicas y ambientales a nivel nacional e internacional para el manejo, tratamiento y disposición final del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo
- Especificar la gestión ambiental, en la superficie, del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo.
- Exponer un caso de ejemplificación en el que se trate el contenido del Trabajo Especial de Grado.

### **I.3 Justificación**

Esta investigación se realizará en función de la búsqueda de elementos que permitan estudiar y entender el manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo. Cabe destacar que los pozos productores de petróleo a través de los años disminuyen su producción, debido al agotamiento progresivo natural lo que conlleva a un aumento en el corte de agua en la producción, y por ende surge la imperiosa necesidad de saber manejar y tratar esta agua en superficie para su disposición final, ya que un mal manejo puede acarrear gastos operacionales adicionales innecesarios, que se podrían traducir en disminución de las ganancias, así como también, recibir sanciones por entes gubernamentales, en el caso de Venezuela Ministerio Para el Poder Popular Para el Ambiente y a nivel internacional la EPA, OSPAR y las regulaciones ambientales australianas cada una actuando bajo su jurisdicción.

Los aportes que dará este TEG es recopilar, ampliar y sustentar el conocimiento que se tiene sobre el manejo del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo respondiendo preguntas como: ¿cómo separar el agua de formación del petróleo crudo?, ¿qué hacer con el agua de formación una vez separada del petróleo crudo? , ¿Cuáles son las tecnologías y equipos utilizados para el tratamiento del agua?, ¿Cuál

es la disposición final del agua tratada y las especificaciones técnicas y ambientales a nivel nacional que debe cumplir para ello?, ¿Qué diferencia existe actualmente entre la normativa técnico - ambiental nacional con respecto de la internacional?, ¿Cuál es la gestión jurídico-legal que deben seguir las compañías petroleras en Venezuela para poder cumplir con las normativas ambientales que establece el Ministerio Para el Poder Popular para el Ambiente, en cuanto al manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo?. El principal objetivo de responder estas interrogantes es dar un aporte al sector petrolero, a estudiantes de ingeniería de petróleo y a estudiantes de carreras técnicas relacionadas con el petróleo.

#### **I.4 Alcance**

En este Trabajo Especial de Grado (TEG) se estudiará y describirá el manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, se detallarán los equipos a utilizar para la separación del agua del petróleo, el tratamiento de emulsiones, el tratamiento del agua después del proceso de separación. Se hará una breve descripción de los equipos de superficie y las estaciones de flujo. Se estudiarán las leyes y regulaciones ambientales nacionales e internacionales que determinan cuál debe ser la calidad del agua resultante para su disposición final.

#### **I.5 Limitaciones**

Las limitaciones presentes en este Trabajo Especial de Grado es el difícil acceso a los trabajos publicados en inglés por la Sociedad Internacional de Ingenieros de Petróleo SPE (Society of Petroleum Engineers por sus siglas en ingles). Además, de el acceso a la información de tecnologías actuales y las que se encuentran en período de prueba, debido a la clasificación de las mismas como confidencial, debido a las patentes que realizan las compañías petroleras.

## **CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO**

El Trabajo Especial de Grado se fundamenta básicamente en investigaciones y revisiones de material bibliográfico tales como: materiales impresos (libros, trabajos de publicación mensual, revistas y trabajos especiales de grado), audiovisuales y electrónicos (internet).

### **II.1 Tipo de investigación**

En cuanto al tipo de investigación, se realizó una recopilación de conceptos de diversos autores para enmarcar el Trabajo Especial de Grado dentro de un tipo de investigación específica por lo cual se considera tipo documental

De igual forma, comprende un estudio de tipo especial, debido a que consiste en la creación de un material educativo y de consulta que presenta todas las tecnologías disponibles en la actualidad, en cuanto al manejo del agua de formación asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, así como también, la gestión ambiental requerida para ello, lo cual se espera constituya un aporte a la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

### **II.2 Diseño de la investigación**

El tipo de diseño empleado es el bibliográfico, fundamental en este tipo de investigaciones, y el cual a través de una revisión sistemática, rigurosa y profunda del material documental en sus diferentes ámbitos, se desarrolló el contenido teórico del presente Trabajo Especial de Grado.

### **II.3 Procedimiento de la investigación**

#### **II.3.1 Revisión bibliográfica y recopilación de información**

En esta parte del trabajo se recopila la información necesaria sobre el manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo. En esta

parte se hará la revisión de libros, ensayos, artículos técnicos y publicaciones en revistas, además de información accesible a través de empresas, fuentes bibliográficas, páginas web, entre otros.

### **II.3.2 Elaboración de un plan de trabajo**

Luego de la revisión bibliográfica se pudo identificar de forma analítica las partes de la investigación.

### **II.3.3 Evaluación y validación de la información encontrada.**

### **II.3.4 Organización de la documentación y revisión del plan de trabajo**

Se hizo la valoración del material recopilado, y se localizó la información necesaria faltante, que aportó uniformidad a las ideas.

### **II.3.5 Elaboración de la estructura del Trabajo Especial de Grado**

En esta sección se tuvo especial cuidado en que quedaran incluidos todos los aspectos relacionados con el objetivo general y los objetivos específicos.

## **CAPITULO III: MARCO TEORICO**

### **III.1 Fuentes del agua producida** <sup>[4], [6], [8], [9], [13], [21], [26], [27], [28], [30], [38]</sup>

#### **III.1.1 Propiedades de los Yacimientos**

Para poder hablar del agua que se produce en un pozo petrolero, primero se debe saber las propiedades básicas del medio poroso o contenedor original de donde se extrae, conocido como “yacimiento” (Figura III.1.), ya que dichas propiedades influyen en los volúmenes de agua que se producen. Las tres propiedades más importantes son:

#### **Porosidad**

Esta es la medida de los poros (espacios libres) en la roca. Cuanto más alta la porosidad, mayor será la cantidad de hidrocarburos y agua que podrá contener el yacimiento.

#### **Saturación**

Esta es una medida de cuánto petróleo, gas y agua hay en los poros. Debe notarse que toda roca almacena algo de agua dentro de los poros, como resultado de la forma en que fueron depositadas. En la mayoría de los casos, no fluirán cantidades apreciables de agua al pozo si la saturación de agua es menor de un valor denominado “saturación de agua irreducible”, dependiendo del tipo de roca, 20% aproximadamente.

#### **Permeabilidad**

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

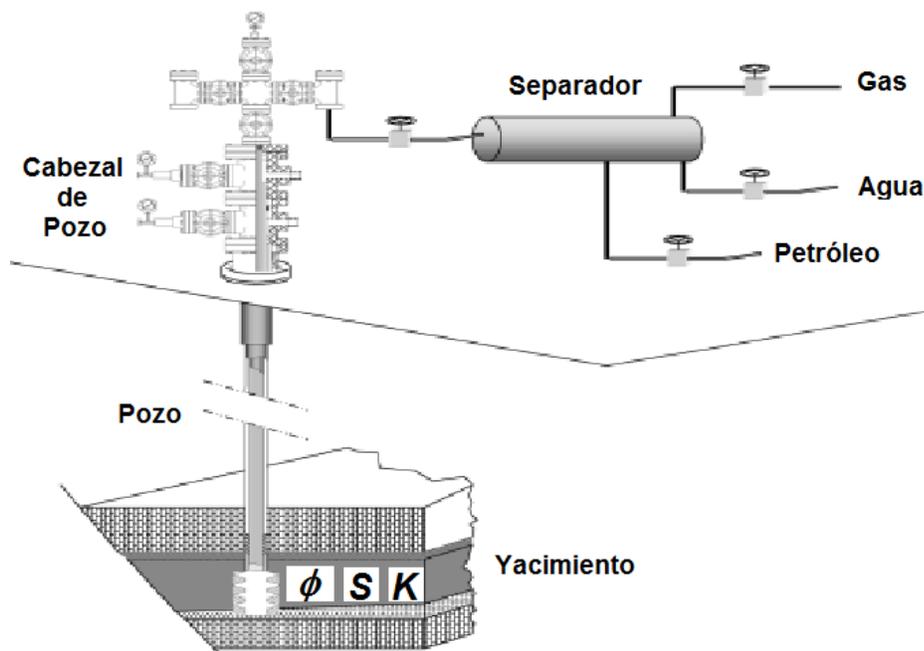


Figura III.1. Yacimiento de petróleo

### III.1.2 Operaciones de Producción en pozos de petróleo

La producción requiere básicamente que los fluidos que entran en el pozo puedan fluir hasta la superficie, donde son procesados, separados, y transportados al mercado. La mayoría produce algo de agua pero generalmente las cantidades son inicialmente tan pequeñas que cumplen con los límites de refinería o de transporte (0.5% de contenido de agua y sedimentos BS&W - Basic Sediments and Water).

A medida que la producción continua, disminuye la presión del yacimiento en la vecindad inmediata de los pozos productores. Se produce movimiento de fluido dentro del yacimiento y se perturba el contacto petróleo/agua. Si la tasa de disminución de presión fuese infinitamente pequeña, se podría esperar el ascenso de la zona de contacto a una velocidad uniforme y de una forma uniforme. El yacimiento estaría siempre en equilibrio (Figura III.2). Lamentablemente, la economía determina las tasas de producción, y éstas son considerablemente mayores que las infinitamente pequeñas necesarias para mantener el equilibrio. Hay movimiento de fluido en el

yacimiento y los contactos de agua/petróleo cambian. Estos cambios varían desde un movimiento relativamente parejo y constante, hasta la digitación o conificación del agua (Figura III.3), que es más móvil, hacia las zonas de baja presión creada por el proceso de vaciamiento de los pozos productores. Los movimientos del agua y de los contactos son una función de los parámetros del yacimiento, particularmente la transmisibilidad y las tasas de producción.

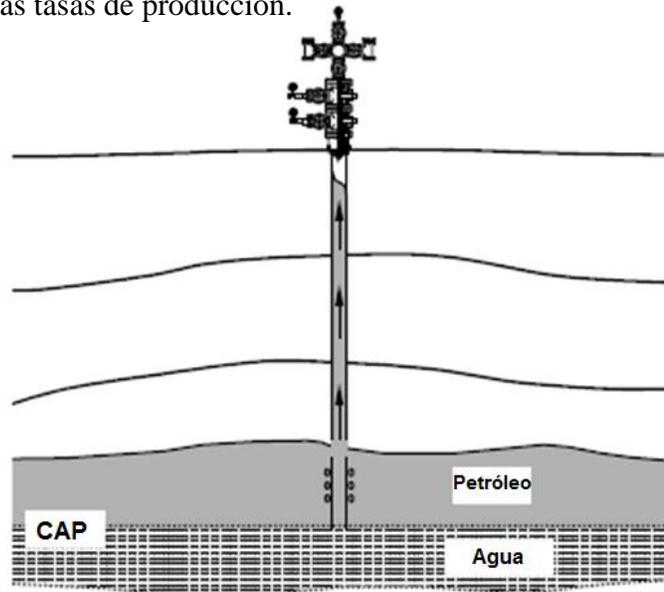


Figura III.2. Yacimiento en equilibrio

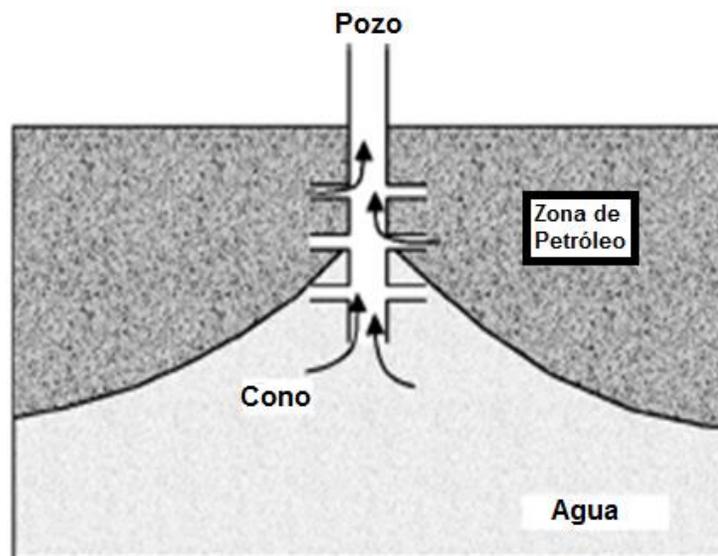


Figura III. 3. Conificación del agua

Eventualmente el agua que se mueve en el yacimiento alcanzará llegar al pozo y comenzará a salir en la producción. Si no hay equipo en la superficie para el manejo y tratamiento de esta mezcla y si hay otros pozos en el yacimiento con capacidad superior a las necesidades de producción, estos pozos que producen agua, simplemente serán cerrados y (temporalmente) olvidados. A medida que suba la demanda y los demás pozos disminuyan su producción o comiencen a producir agua, aquellos vuelven a necesitarse y deben instalarse equipos para separar el petróleo del agua y para disponer de esta última.

En áreas o yacimientos donde no hay esta capacidad sobrante y donde toda la producción disponible puede ser vendida, se deben instalar desde el comienzo equipos para separar el agua y el petróleo, eliminar el agua y permitir que continúe la producción de petróleo.

#### **III.1.2.1 Métodos de producción**

En los yacimientos petrolíferos existen ciertas fuerzas físicas que permiten el flujo del petróleo desde la roca que lo contiene al pozo. Estas fuerzas son:

- El gas en solución (gas disuelto en el petróleo).
- La expansión de la capa de gas que se encuentra sobre el petróleo.
- El empuje originado por las aguas de formación, ubicadas debajo del petróleo (Empuje hidráulico).

La gran fuerza creada en el petróleo por la acción de cualquiera de estos factores, hace que el líquido fluya desde las zonas de alta presión, en la vecindad del pozo.

La determinación del método de producción a emplear depende de la energía que posee el yacimiento (presión) y de las características del crudo (viscosidad, densidad y gravedad).

Los métodos de producción pueden ser por flujo natural y flujo artificial (Figura III.4).

El flujo artificial tiene varias modalidades de producción, entre los cuales están:

- Levantamiento artificial por gas (gas lift)
- Bombeo mecánico (balancín)
- Bombeo hidráulico
- Bombeo electrocentrifugo o Electrosomergible (BES)

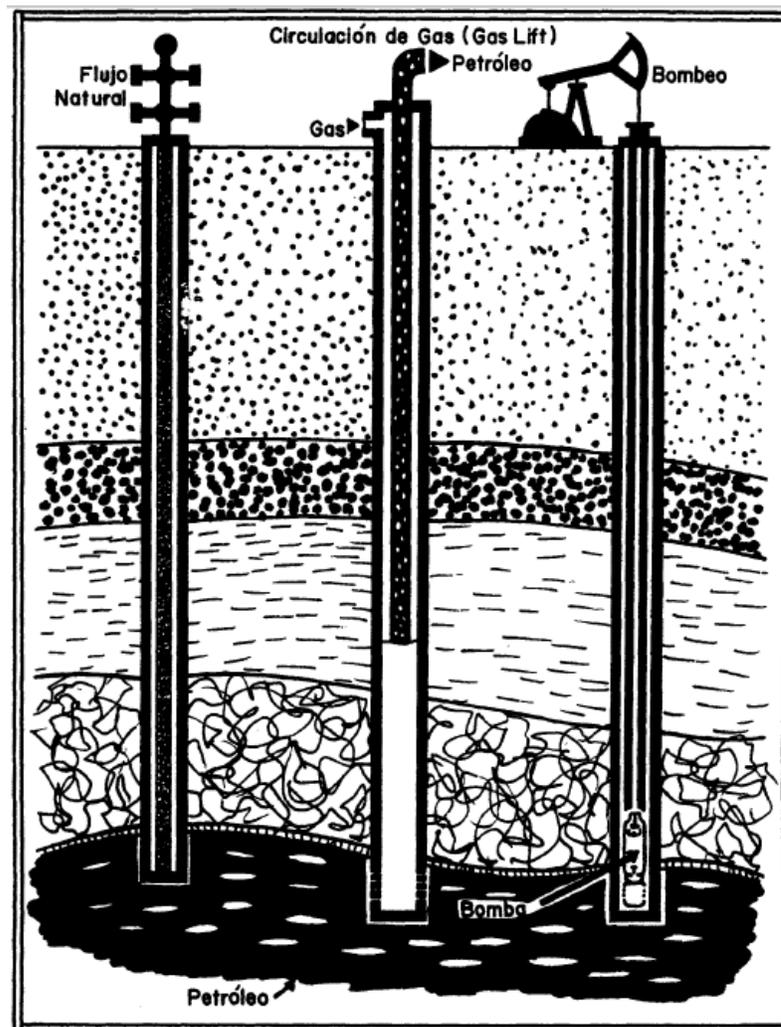


Figura III.4. Métodos de producción

A continuación se describen los métodos de producción natural y artificial, con sus respectivas variantes en el caso de los métodos artificiales:

#### **III.1.2.1.1 Por flujo natural**

Es el método más económico de producción. Cuando un pozo de un yacimiento está listo para producir, el petróleo fluye por la diferencia de presión existente, entre la formación y el espacio inferior del pozo.

Como la operación más eficiente y económica de producir un pozo es por flujo natural, debe tratarse de mantenerlo el mayor tiempo posible bajo esa condición.

Las principales formas para controlar eficientemente un pozo de flujo natural son:

- Controlar la energía de gas al máximo para prolongar la vida del pozo.
- Disminuir la producción durante los tiempos de exceso o poco mercado.
- Evitar la entrada de agua al pozo (aunque antes de este suceso siempre habrá una muy ínfima producción de agua asociada al petróleo).
- Controlar la tendencia a llenarse los pozos de arena.
- Evitar que la arena corte las conexiones en el cabezal del pozo y las líneas de flujo.

El flujo natural también conocido como recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Tales fuentes son:

#### **Empuje por agua**

Un yacimiento con empuje por agua está asociado a un acuífero ubicado total o parcialmente debajo del yacimiento. El agua en este acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se

expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento - acuífero (Figura III.5).

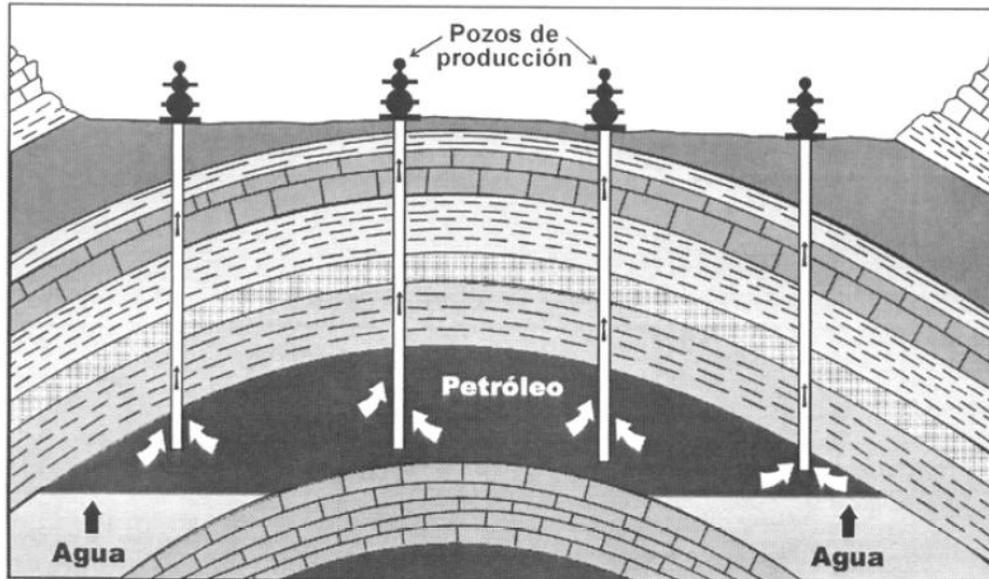


Figura III.5. Yacimiento con empuje de agua.

### **Empuje por gas en solución**

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, y desplaza el petróleo del yacimiento hacia el pozo productor, tal como se observa en la Figura III.6.

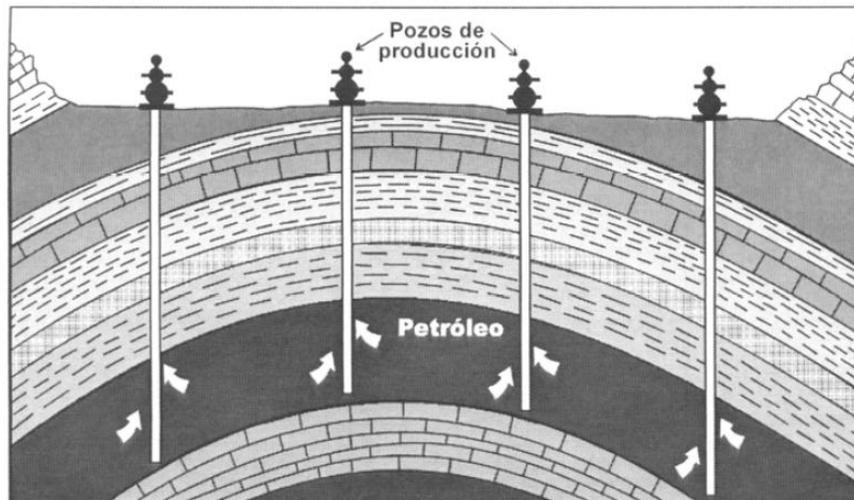


Figura III.6. Yacimiento con empuje de gas.

### **Expansión de la roca y de los fluidos**

Los yacimientos por el peso de las rocas suprayacentes, están sometidos a altas presiones comprimiendo así la roca y los fluidos contenidos en el mismo. Cuando se inicia la producción de dicho yacimiento, comienza a disminuir su presión permitiendo a la roca y sus fluidos expandirse, empujando así el petróleo hacia el pozo productor.

### **Empuje por capa de gas**

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, como se muestra en la Figura III.7, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas y ayudado por el drenaje por gravedad.

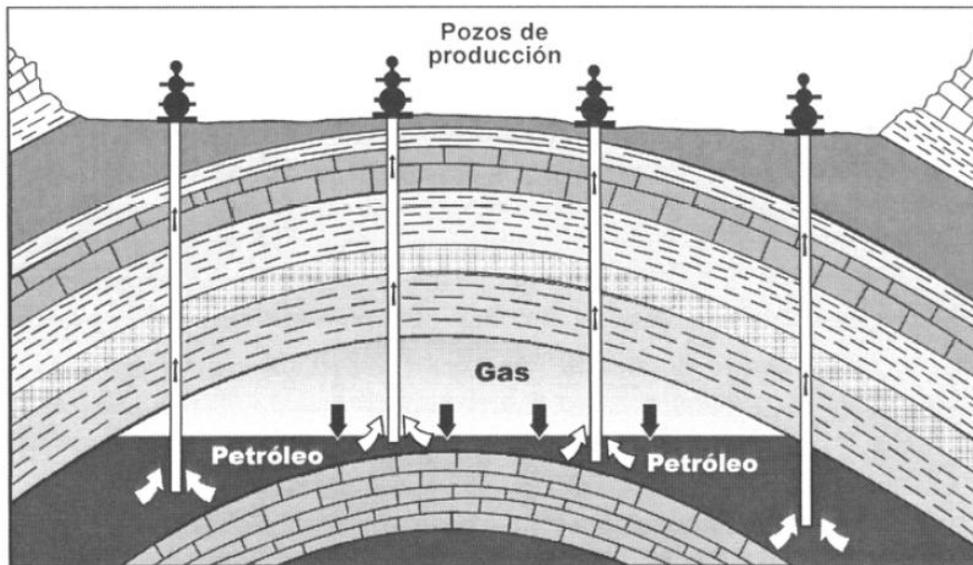


Figura III.7. Yacimiento con empuje por capa de gas.

### **Drenaje por gravedad**

El drenaje por gravedad es un mecanismo de producción importante en un yacimiento de gran espesor, que tiene buena comunicación vertical y marcado buzamiento. Este método de producción utiliza el peso del fluido como fuente de energía potencial. Cuando se comienza a explotar el yacimiento a través de un pozo que llega hasta la base del yacimiento, el crudo se comienza a desplazar hacia el fondo de la estructura para entrar al pozo. Al mismo tiempo que baja la presión del yacimiento, el gas disuelto en el petróleo es liberado y se desplaza al tope de la estructura para llenar el volumen que originalmente ocupaba el petróleo.

La siguiente tabla muestra las características de los mecanismos de producción primaria.

Tabla III.1. Características de los mecanismos de producción primaria

Mecanismo	Presión del Yacimiento	RGP	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja, si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35 a 80%  Promedio 50%	N calculado por balance de materiales aumenta cuando $W_e$ no se considera
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta $S_w$ )	5 a 35%  Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Expansión de la roca y de los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta $S_w$ )	1 a 10%  Promedio 3%	
Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20 a 40%  Promedio > 25%	La ruptura del gas en los pozos buzamiento abajo indica un empuje por capa de gas
Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40 a 80%  Promedio 60%	Cuando $k > 200$ md y el buzamiento es $> 10^\circ$ y la $\mu_o$ baja ( $< 5$ cp)

### **III.1.2.1.2 Levantamiento artificial**

El levantamiento artificial (es decir, energía externa) se aplica cuando la energía natural del yacimiento (la presión) es inferior a la energía total requerida para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie (estación de flujo)

En el método de levantamiento se ubican una serie de modalidades, las cuales se especifican a continuación:

#### **Levantamiento artificial por gas (gas-lift)**

El gas-lift usa gas a alta presión en adición al gas de formación. Los fluidos producidos son levantados debido a la reducción de la densidad del fluido en el pozo. (ver figura III.8).

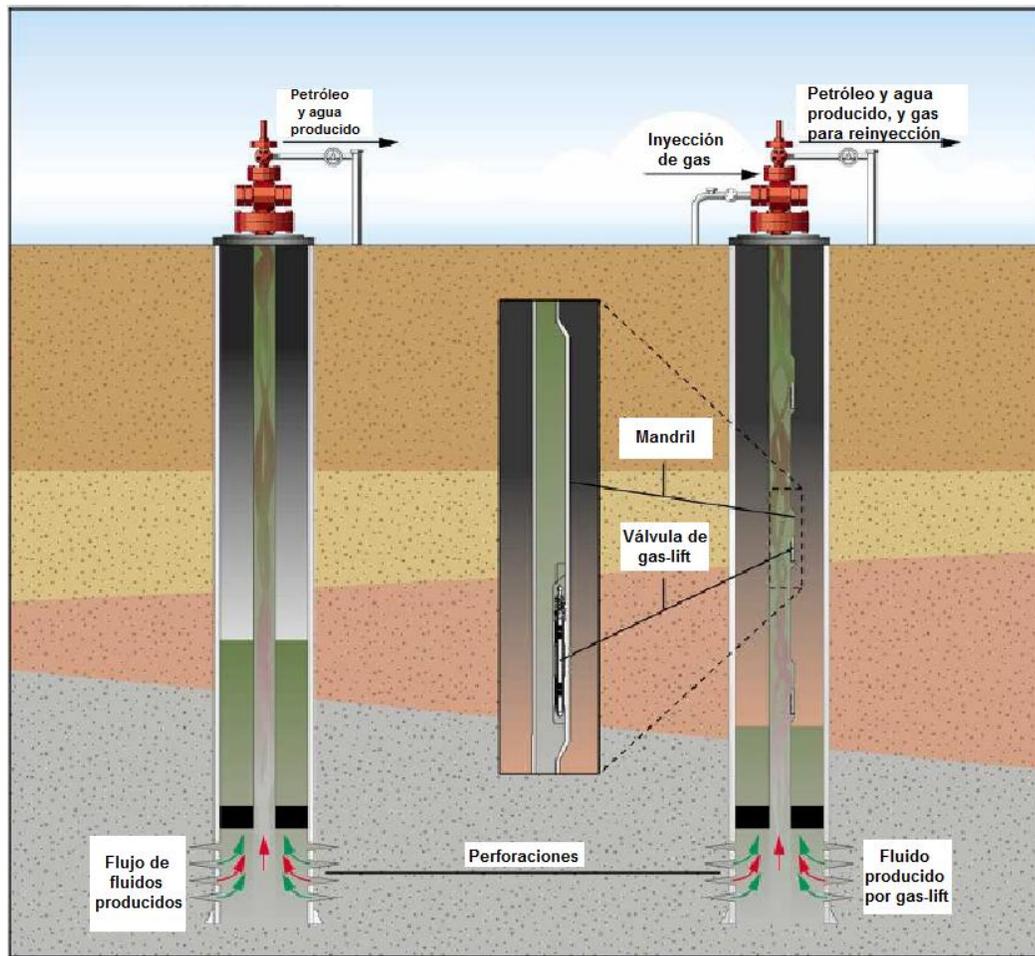


Figura III.8. Levantamiento artificial por gas (gas-lift).

El procedimiento consiste en la inyección de gas, de forma continua o intermitentemente, por el espacio anular a través de válvulas instaladas en un mandril, a diferentes profundidades de la columna de fluido, con el propósito de reducir el peso de dicha columna, desde el punto de inyección hasta la superficie.

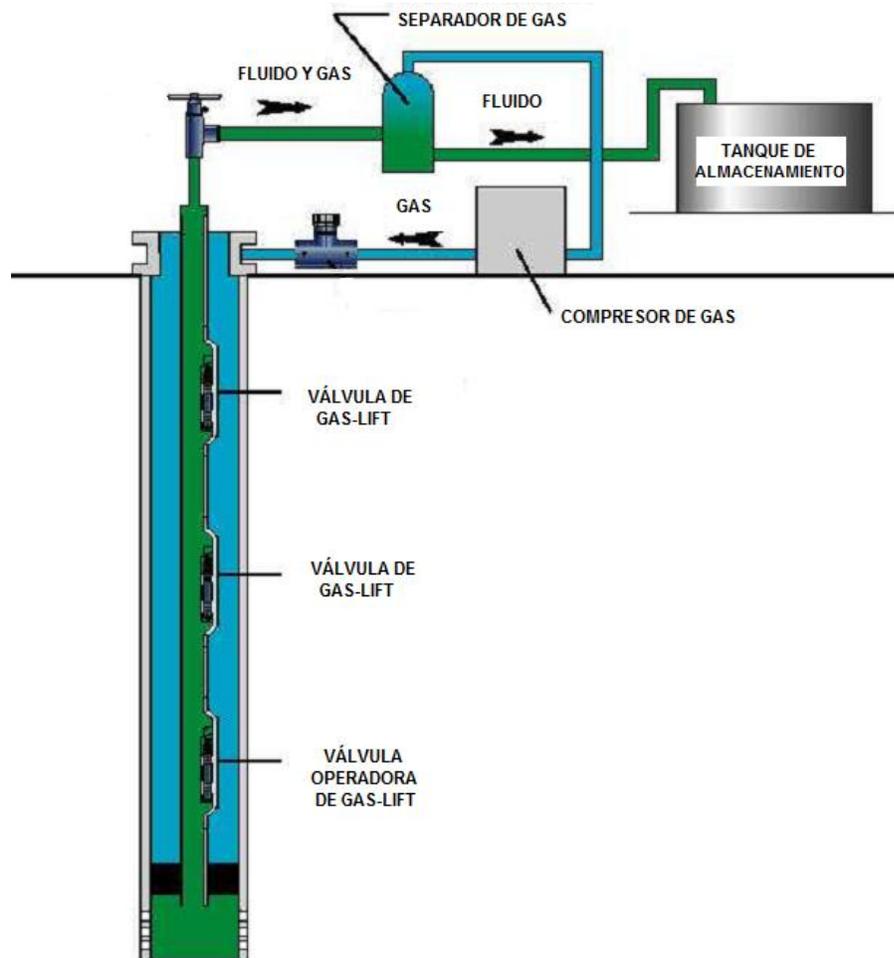


Figura III. 9. Sistema típico de gas-lift.

Ventajas:

- Bajo costo operacional.
- Flexibilidad – cambio de caudales mediante ajustes a las tasas de inyección y/o presiones.
- Fácil de cambiar las válvulas sin sacar la tubería.
- Método de levantamiento de alto volumen 35,000 bpd.
- Bueno para pozos con arena / desviados.

Desventajas:

- Necesita una fuente de suministro de gas.
- Si el gas es corrosivo, requiere tratamiento.
- Posibles altos costos de instalación.
- Modificaciones a las plataformas existentes.
- Mantenimiento e instalación de compresor.
- Limitada por la presión de yacimientos disponible.

### **Levantamiento por bombeo mecánico**

Transfiere energía mecánica desde la superficie a través de las cabillas a la bomba de fondo. El bombeo mecánico, combina un cilindro (barril) y un pistón (plunger) con válvulas para transferir fluidos del pozo dentro de la tubería de producción y levantarlo hasta superficie (ver figura III.10).

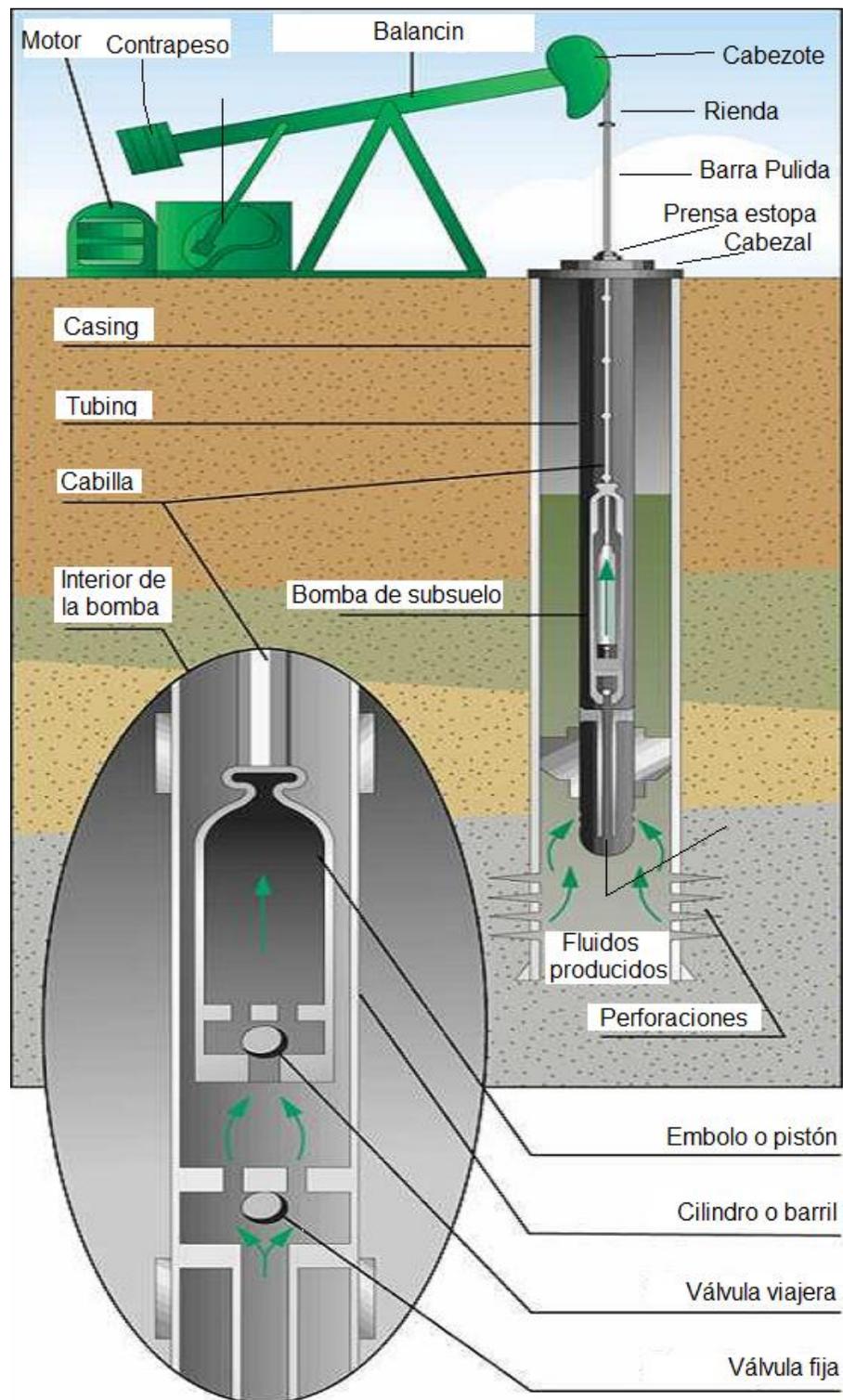


Figura III.10. Sistema típico de bombeo mecánico.

Ventajas:

- Método de levantamiento artificial más usado en el mundo.
- Bien conocido por personal de campo.
- Usualmente económico.
- Bajo costo de intervención.
- Locaciones remotas sin electricidad.
- Fácil acomodo de cambios de volumen.
- Herramientas de diagnóstico disponibles.
- La bomba puede estar por debajo de las perforaciones.

Desventajas:

- Restricciones de flujo y profundidad.
- Susceptible al gas libre.
- Mantiene la frecuencia.
- Dificultad en pozos desviados (cabilla y tubería con desgaste).
- Diámetro de tubería reducido.
- Susceptible a la corrosión.
- Fugas potenciales en cabezal.

### **Levantamiento artificial por bombeo hidráulico**

Los sistemas hidráulicos transfieren energía al fondo a través de un fluido de presurización especial fluido de potencia, usualmente agua o crudo liviano bombeado a través de la tubería o espacio anular hasta la bomba de subsuelo , la cual transmite la energía potencial a los fluidos producidos. La figura III.11. nos muestra el sistema de bombeo hidráulico.

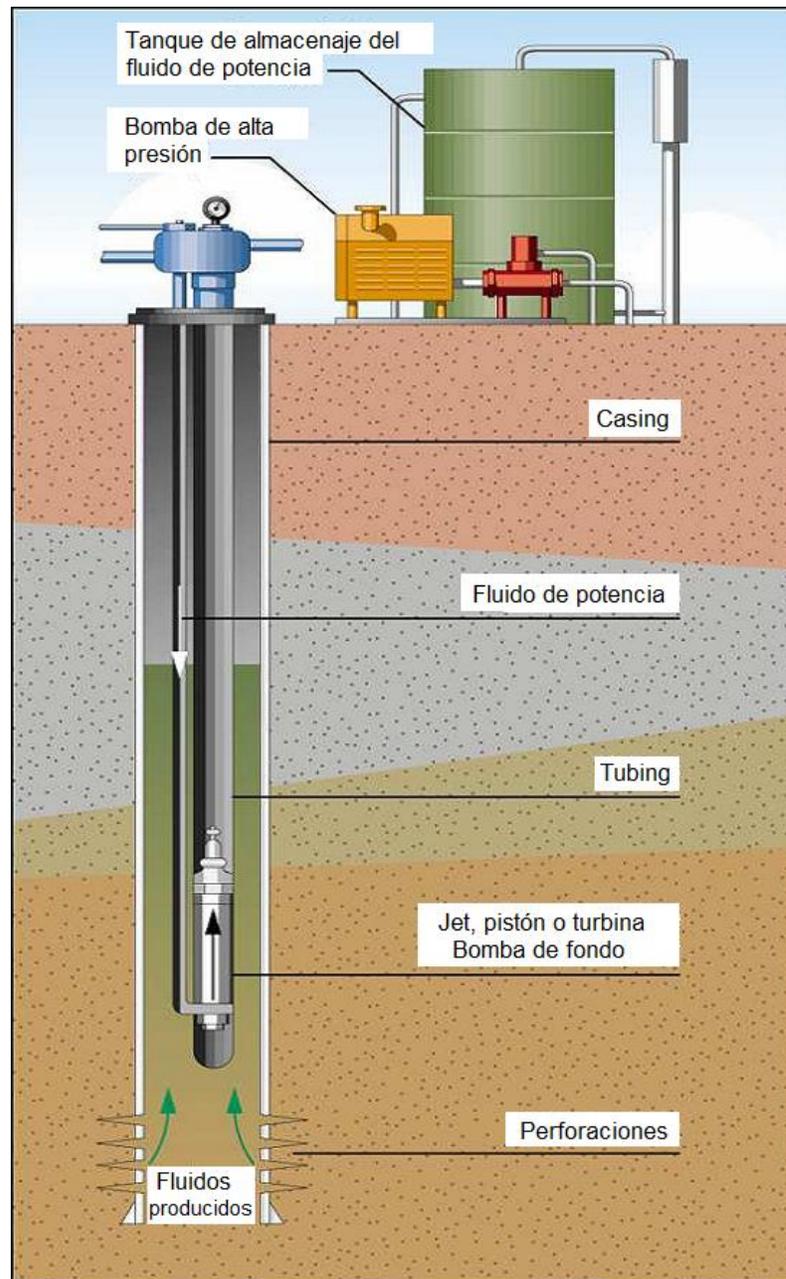


Figura III.11. Sistema típico de bombeo hidráulico.

### Levantamiento artificial por bomba electrosumergible (BES)

Los sistemas de bombeo electrosumergible usan múltiples etapas montadas en serie dentro de una carcasa, accionada con un motor sumergible al final de la tubería y conectadas a superficie a través de un cable protegido.

Transfiere energía eléctrica que transfiere energía mecánica (torque) que a su vez genera energía potencial (a través de las etapas). Este movimiento rotacional, mueve los impulsores y levanta el fluido del pozo a la superficie. Es un sistema utilizado para levantar crudos con altos porcentajes de agua.

Ventajas:

- Permite alcanzar altos caudales de producción.
- Puede ser usada a bajas presiones de fondo.
- Puede operar confiablemente en pozos desviados y pozos costa afuera (offshore).
- Puede algunas veces operar por debajo de las perforaciones.
- Puede operar en condiciones de alta temperatura en fondo con el uso de materiales alternativos.

Desventajas:

- Al sacar una unidad es requerido retirar el equipo BES fallado, implicando un alto costo de intervención.
- Las altas temperaturas afectan el aislamiento del cable y del motor.
- Altas severidades de pata de perro son problemáticas.
- Se requiere suministro eléctrico para la potencia.
- Altos contenidos de gas son una limitante, aunque se provee del Poseidón el cual es un manejador de gas que permite tener hasta 75% de gas libre.
- Gran cantidad de sólidos pueden causar un rápido desgaste y falla prematura.

En la siguiente figura observamos la configuración típica de una bomba electrosumergible.

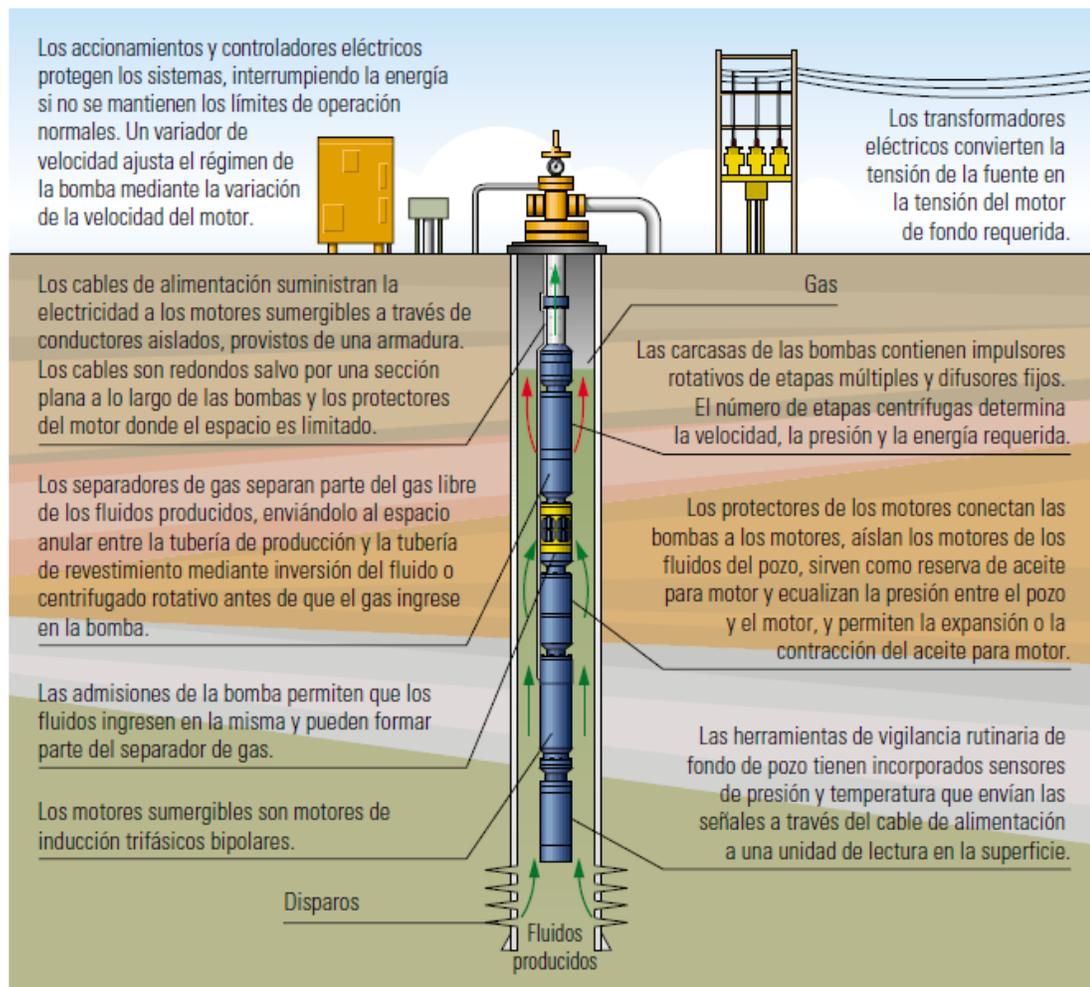


Figura III.12. Sistemas de bombeo electrosumergible.

### Levantamiento por bomba de cavidad progresiva (BCP)

Las bombas de cavidades progresivas se basan en el desplazamiento rotativo del fluido. Este sistema espiral consiste de un rotor que rota dentro de un estator estacionario. Transfiere energía mecánica mediante rotación de las cabillas (accionada en superficie) o electricidad (accionada en fondo).

Aplicaciones del BCP:

- Crudos pesados & viscosos.
- Producción de fluidos con sólidos.
- Áreas urbanas.
- Áreas de agricultura.

Ventajas:

- Diseño simple de dos piezas.
- Excelente para crudo viscoso.
- Resistente a abrasivos y sólidos.
- No pulsante. No existe el bloqueo por gas o fluido emulsionado.
- Trabaja con crudos mediados y pesados.
- Método flexible.
- Uso de potencia eficiente.
- Puede manejar hasta 100% de agua.

Desventajas:

- Sensible a sobre presiones.
- Sensible a Pump off (achique).
- Restringido en caudal (< 5000 bpd).
- Restringido en profundidades de asentamiento (< 6500 ft).
- No aplica en pozos desviados.
- Temperatura de operación limitada (< 250 F máximo).
- No es compatible con algunos químicos, H<sub>2</sub>S y crudos con aromáticos.

La figura III.13 muestra la configuración de un sistema de BCP.

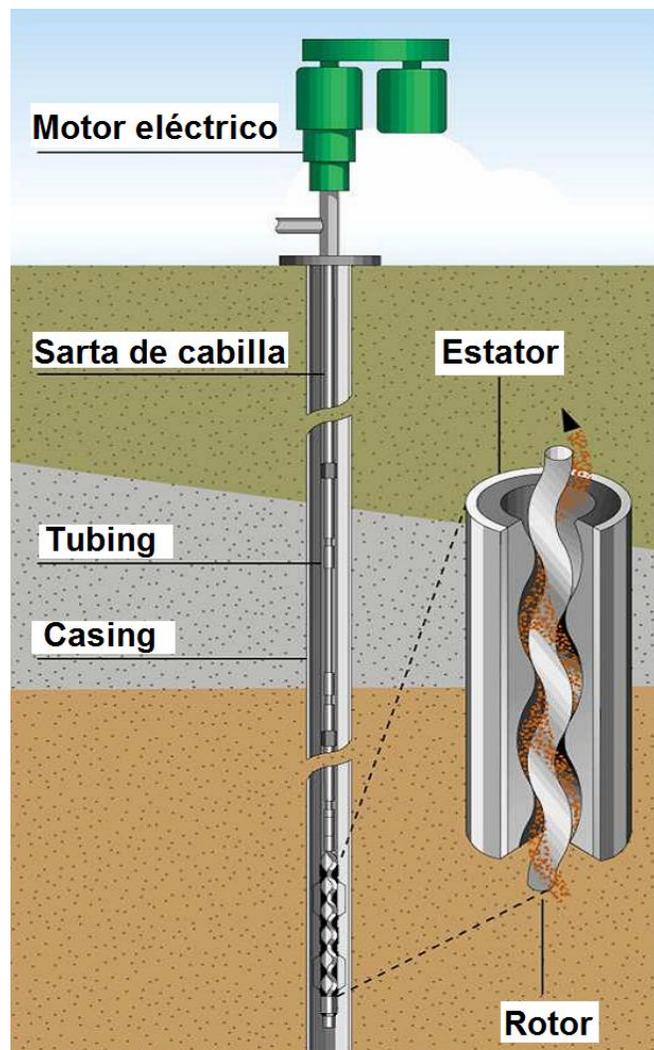


Figura III.13. Configuración de un sistema de BCP

### Comparación de los distintos métodos de levantamiento artificial

A continuación se presenta una tabla comparativa de los distintos métodos de levantamiento artificial en el cual queremos hacer referencia al manejo del corte de agua en la producción de petróleo.

Tabla III.2 Comparación del manejo de corte de agua en la producción de petróleo.

Propiedades del Fluido Producido		Bombeo Mecánico	BCP	Bomba Hidráulica		Gas Lift	BES
				Jet	Otras		
Corte de Agua	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1

<b>1</b>	<b>Bueno a excelente</b>	<b>2</b>	<b>Ajustado a bueno</b>	<b>3</b>	<b>No recomendado o pobre</b>
----------	--------------------------	----------	-------------------------	----------	-------------------------------

Como se puede observar en la tabla anterior, el corte de agua es un parámetro que varía de acuerdo al método de levantamiento artificial a ser seleccionado en un pozo de petróleo determinado, donde cada método tendrá una o varias condiciones de corte de agua en el cual funcionarán de manera excelente, buena, o ajustado al límite de lo recomendado. Por lo tanto, se deberá seleccionar el método de levantamiento que mejor se ajuste a las condiciones del pozo y que al mismo tiempo permita obtener la productividad deseada para que sea económicamente rentable.

### III.1.2.3 Inyección de agua en pozos de petróleo

El agua también se inyecta intencionalmente en muchos yacimientos para mantener la presión o como parte de proyectos de recuperación secundaria. En un proyecto de mantenimiento de presión, el agua se inyecta a la fase acuosa o capa freática del yacimiento para que no disminuya la presión general del yacimiento. Esto es ventajoso si el petróleo del yacimiento tiene grandes cantidades de gas disuelto que podrían escaparse si se permitiese que la presión cayera por debajo del valor del punto de burbujeo y si las propiedades del yacimiento son bastante homogéneas. Las recuperaciones de petróleo pueden aumentarse hasta el 40% al mantener la presión.

En un proyecto de recuperación secundaria (una inundación) el agua se inyecta mediante un sistema de pozos ubicados entre los pozos productores. El agua mantiene la presión y además barre el petróleo de los poros del yacimiento hacia el pozo (Figura III.14). La recuperación del petróleo depende de los volúmenes barridos (la cantidad de agua que pasa por cada espacio de poro) y pueden obtenerse altas recuperaciones, del orden del 60%, al pasar de diez a veinte volúmenes de agua por el espacio de cada poro. Con estos volúmenes de barrido se producen grandes cantidades de agua en cada pozo productor, que normalmente son recirculadas al yacimiento.

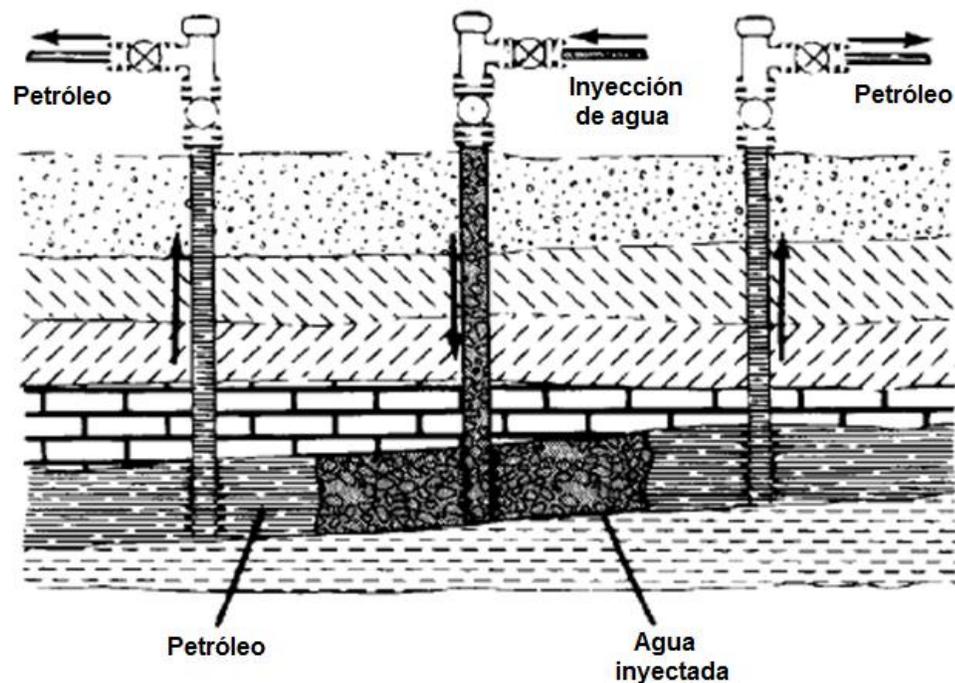


Figura III.14. Sistema de inyección de agua.

La cantidad de agua que se puede tolerar en cualquier pozo productor varía considerablemente. En una inundación de agua, donde hay separación en el sitio, y se inyectan grandes volúmenes, el límite máximo económico muy bien podría ser de 50:1, es decir, 50 barriles de agua producida y dispuesta por cada barril de petróleo.

En otros casos donde la eliminación de agua es limitada y costosa y las regalías sobre el petróleo son altas, los límites económicos serán muchos menores - quizá tan bajos como de 2 ó 3:1.

En resumen, todos los pozos producen algo de agua. Las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores. En la mayoría de los casos la producción de agua durante la vida del pozo es inevitable, y se prevé que los volúmenes aumenten dramáticamente una vez que ocurra la irrupción del agua, y luego aumenten cada vez más lentamente hasta alcanzar el límite económico.

#### **III.1.2.4. Patrones de flujo**

El flujo simultaneo de gas y líquido a través de un conducto, es una de las combinaciones de flujo bifásico más complejas que existen. Esto se debe principalmente a la variedad de configuraciones relacionadas con la distribución espacial de ambas fases en la tubería y a que la fase gaseosa es relativamente mucho más compresible que la fase líquida. Estas configuraciones espaciales se conocen como patrones de flujo.

La determinación de los patrones de flujo de sistemas es vital para la realización de cualquier proceso de separación, ya que de este dependen características puntuales de diseño de separadores, tales como la caída de presión, entre otros.

Los patrones de flujo que se estudian, se presentan en flujo bifásico al transitar por la tubería, pueden ser estudiados visualmente a través de tuberías transparentes que pueden ser horizontales y verticales, determinando las diferentes interacciones entre el gas y el o los líquidos, que depende de características o condiciones.

Los regímenes de flujo bifásico o patrones de flujo dependen de las siguientes condiciones:

- **Parámetros operacionales:** pérdidas por fricción entre los fluidos y la pared de la tubería, condición de flujo de líquido y gas, es decir, la variación entre sus caudales.
- **Variables geométricas:** diámetro y ángulo de inclinación de la tubería.
- **Propiedades físicas:** tales como la densidad, viscosidad, solubilidad del gas y las tensiones superficiales del gas y del líquido.

Durante la producción petrolera de un campo, los patrones de flujo vertical y horizontal en tubería están presentes en dos etapas distintas del proceso de producción.

#### **Flujo en la tubería vertical**

En esta etapa los fluidos (crudo-gas y agua) fluyen desde el yacimiento hasta la superficie a través de la tubería de producción o espacio anular hasta llegar al cabezal del pozo. Estos fluidos llegan a la superficie por medio de la energía que le suministra el yacimiento a través del empuje que genera la presión de yacimiento, esto en el caso de flujo natural, y en el caso en el que la energía del yacimiento no sea suficiente, es decir la presión del yacimiento sea muy baja para empujar estos fluidos a la superficie, sería necesaria la implementación de métodos de levantamiento artificial tales como: levantamiento artificial por gas (Gas-Lift), levantamiento por bombeo mecánico, levantamiento artificial por bomba electrosumergible (BES), entre otros.

#### **Flujo horizontal en la superficie**

Una vez que los fluidos alcanzan el cabezal del pozo, estos deben ser transportados también por tubería hasta el sitio donde va a comenzar el procesamiento de los mismos, iniciando con su recolección, separación, almacenamiento, medición y

bombeo. El flujo de crudo a través de las tuberías en superficie se le considera horizontal, pero las tuberías no siempre son paralelas al plano ( $0^\circ$ ), ya que estas tuberías son posicionadas casi en paralelo a la superficie de la geografía y por lo cual tendrán secciones que poseen ligeras inclinaciones con respecto al plano ( $0^\circ$ ). El comportamiento de los regímenes de flujo dentro de estas tuberías con ligera inclinación mantienen un comportamiento de flujo horizontal siempre y cuando la inclinación sea menor estricto a  $10^\circ$  con respecto al plano ( $0^\circ$ ), ya que a partir  $10^\circ$  inclusive o más, por efecto de la gravedad, el fluido comienza a tener un comportamiento más parecido a como si estuviera en una tubería vertical.

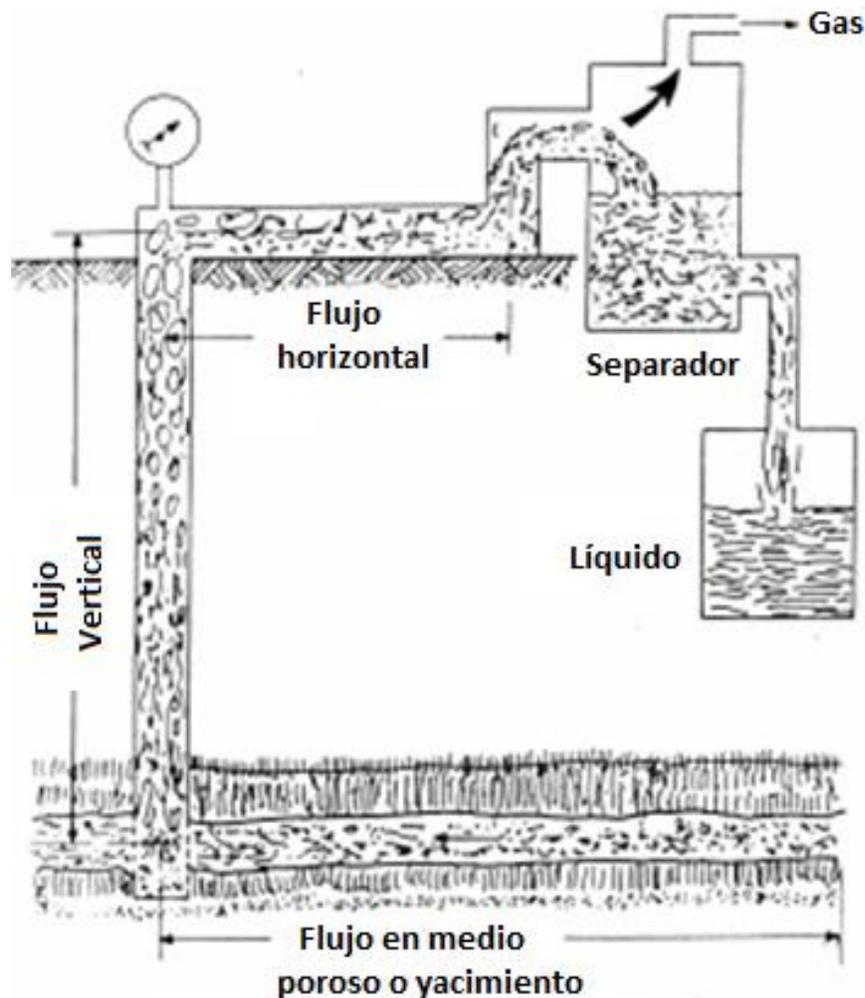


Figura III.15. Etapas de producción.

#### III.1.2.4.1 Patrones de flujo vertical

Entre los patrones de flujo más conocidos para tuberías verticales se encuentran:

##### **Flujo Monofásico**

En este régimen el fluido se encuentra en una sola fase, es decir, el gas se encuentra disuelto en el líquido y se caracteriza porque la presión en la tubería es mayor que la presión de burbuja.

##### **Flujo Burbuja**

Este tipo de régimen de flujo, ocurre cuando la presión en la tubería de producción es menor a la presión de burbuja, lo que produce que el gas disuelto en el líquido se libere formando burbujas, las cuales se dispersan casi de manera homogénea en la sección transversal de la tubería de producción. Esto produce un aumento en la velocidad de ascenso del fluido, donde las burbujas dependiendo del diámetro de las mismas, ascenderían a una velocidad mayor a la del líquido, el cual tendría una velocidad más o menos constante. Este régimen de flujo se subdivide en flujo burbuja y flujo burbuja dispersa:

- **Flujo burbuja:** se presenta cuando las tasas de líquido son relativamente bajas de líquido, donde la diferencia de las burbujas de gas y el líquido es más marcada que en el régimen de flujo burbuja dispersa.
- **Flujo burbuja dispersa:** se presenta cuando las tasas de líquido son relativamente altas de líquido, donde la fase líquida genera arrastre sobre las burbujas de gas, por lo que la diferencia de velocidad entre ambas fases no es tan marcada como en el flujo burbuja.

##### **Flujo tapón**

Este régimen de flujo, denominado en inglés como “slug flow” ocurre cuando las burbujas de gas se vuelven más numerosas y aumentan de tamaño, donde estas pueden alcanzar un diámetro igual al diámetro interno de la tubería de producción,

donde en dicha etapa el líquido estaría separado en la tubería de producción por bolsas de gas que ocuparían toda la sección trasversal de la tubería a excepción de la de una delgada película de crudo que recubre las paredes de la tubería. En este régimen la velocidad del gas siempre es mayor que la del líquido en el cual parte del mismo tiende a deslizar por las paredes de la tubería, producto de la fricción que ocurre entre el líquido y las paredes.

### **Flujo anular**

Este régimen se produce cuando las burbujas o bolsas de gas del régimen de flujo tapón se expanden atravesando los tapones de líquidos más viscosos, lo cual originaría que el gas forme una fase continua hacia el centro de la tubería de producción, llevando consigo hacia arriba pequeñas gotas de líquido, y el líquido que recubre las paredes de la tubería de producción se movería hacia arriba simulando flujo anular.

### **Flujo espuma**

Este régimen de flujo ocurre cuando el líquido tiene tensión interfacial alta, por lo cual, a medida que se producen las burbujas y se acercan unas a las otras, las mismas no se combinan y por el contrario se siguen aglomerando, a tal punto que el gas y el líquido en conjunto forman una espuma perdurable. El fluido resultante es muy ligero, y la velocidad del líquido y del gas es la misma, pero la fricción es muy grande. Cuando el flujo espuma se presenta en crudos con menos de 14 ° API, o con emulsiones que posean un porcentaje de agua mayor a 90%, la espuma que se forma causa problemas de producción, separación y medición.

### **Flujo neblina**

Cuando en el flujo anular, la velocidad de flujo del gas a través de la tubería de producción aumenta hasta superar ciertos parámetros, se produce una inversión en el medio continuo. El gas pasa a ser el medio continuo, y el flujo pasa a condición de neblina, es decir, el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase

gaseosa continua, por lo que no se considera deslizamiento entre fases. La fricción no tiene importancia en este tipo de flujo.

La siguiente figura nos muestra los patrones de flujo en tuberías verticales ascendentes

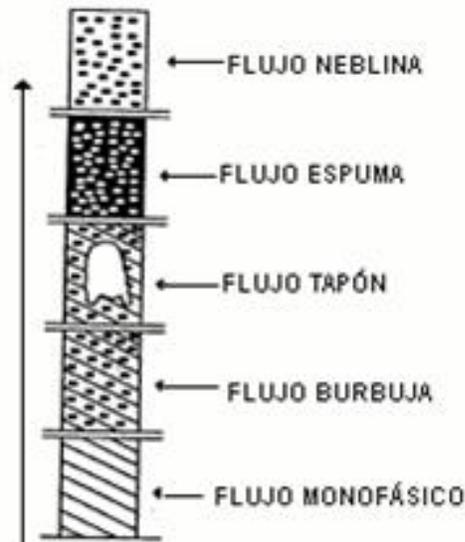


Figura III.16. Patrones de flujo en tuberías verticales ascendente.

#### III.1.2.4.2 Patrones de flujo horizontales

Entre los patrones de flujo más conocidos para tuberías horizontales se encuentran:

##### **Flujo estratificado**

Este patrón de flujo se produce a tasas de flujo del líquido y del gas relativamente bajas. Las dos fases se separan por gravedad, la fase líquida fluye en la parte inferior de la tubería, mientras que la fase gaseosa fluye en la parte superior. Esta se subdivide en estratificado liso y estratificado ondulado:

- **Estratificado liso:** se caracteriza por una separación completa de las fases, en la cual el líquido fluye por el fondo de la tubería y el gas por la parte superior de la misma.

- **Estratificado ondulado:** se caracteriza por tener o presentar la velocidad del gas mayor con respecto a la que tenía el estratificado liso, produciéndose ondas en la interfaz gas-líquido.

### **Flujo intermitente**

Se caracteriza por un flujo alterno de gas y líquido. A medida que ocurre el aumento del flujo de gas, las burbujas de gas tienden a disiparse y fluyen tapones de líquido y gas en forma alterna en la tubería. En este flujo el líquido puede ser aireado por burbujas pequeñas que se concentran hacia la parte delantera y en la parte superior de la tubería. Este flujo se subdivide en flujo tapón y flujo de burbuja elongada:

- **Flujo tapón:** se evidencia cuando se presentan grandes flujos o caudales de gas, que hacen un remolino en la parte delantera del tapón, el líquido que viene en este flujo contiene burbujas de gas.
- **Flujo de burbuja elongada:** es considerado el caso límite del flujo tapón, cuando el líquido de este flujo no contiene burbujas de aire.

### **Flujo anular**

El flujo anular se produce a caudales muy elevados de gas. La fase gaseosa fluye en un núcleo interior de la tubería a una alta velocidad y puede contener gotas de líquido retenido. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película en la parte inferior es generalmente más gruesa que en la parte superior, dependiendo de la magnitud relativa de las tasas de flujo de gas y líquido. A menores tasas de flujo de gas, la mayor parte del líquido fluye en la parte inferior de la tubería, mientras que a mayores tasas de flujo de gas el líquido forma una delgada capa anular en la tubería.

### Flujo burbuja dispersa

El flujo burbuja dispersa ocurre cuando existen velocidades superficiales elevadas de líquido, donde la fase líquida es continua y la fase de gas dispersa, de manera que el gas fluye a lo largo de la parte superior de la tubería en forma de burbujas que se dispersan uniformemente en el área transversal de la misma a medida que incrementa la cantidad de líquido de la mezcla.

### Flujo de rocío

El flujo de rocío se presenta cuando la cantidad de gas en la mezcla bifásica es mucho mayor a la del líquido, transformándose el flujo en una niebla, debido al desprendimiento del líquido de las paredes de la tubería y es arrastrado en forma de pequeñas gotas.

La figura III.17 nos muestra los patrones de flujo en tuberías horizontales.

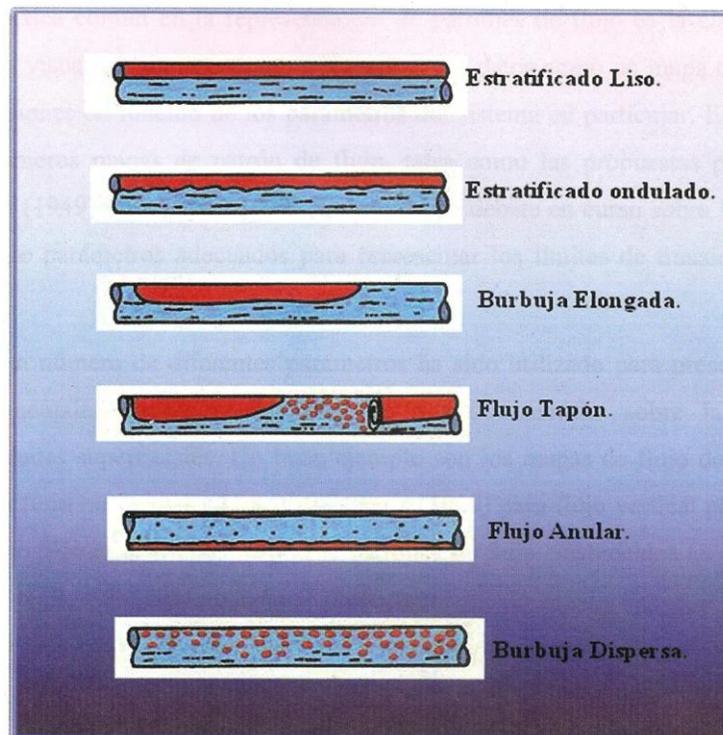


Figura III.17. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

### **III.2 Aguas de formación** <sup>[10], [15], [18], [27], [35], [40]</sup>

El “agua de formación” es la que se encuentra en los espacios porosos de las rocas y su presencia allí se remonta desde su creación (“agua fósil” o “agua connata”) o posterior a su creación mediante un proceso de migración desde otras fuentes.

Las características de las aguas de formación, atrapada originalmente en los espacios porosos de la roca, dependerá del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, el gradiente hidráulico, los elementos solubles de la roca asociada, la movilidad de los elementos químicos disueltos y la magnitud del intercambio iónico o reacción química de los constituyentes.

En yacimientos altamente estratificados, el conocimiento de las aguas de formación asociadas a las diferentes sub-unidades productoras, adquiere singular importancia dada la forma irregular en que se depositaron los sedimentos, lo que conduce a que existan variaciones en la composición química de las aguas de formación de un mismo yacimiento.

#### **III.2.1 Clasificación de las aguas de formación**

##### **III.2.1.1 Clasificación según su origen**

De acuerdo a su origen las aguas de formación pueden clasificarse como Aguas Meteóricas, Connatas y Juveniles.

##### **Aguas meteóricas**

Son aguas de reciente contacto con la circulación atmosférica, cuya edad es menor que la de las rocas que la contienen. Ellas incluyen el agua de los océanos, el agua evaporada en la atmósfera, el agua de lluvia, agua superficial y el agua subterránea en movimiento.

### **Aguas Connatas**

Son aguas que han sido enterradas en sistemas hidráulicos cerrados y no han formado parte del ciclo hidrológico, por una cantidad considerable de tiempo geológico. Por consiguiente debería considerarse como agua intersticial de origen singenético, o sea, formada al mismo tiempo que las rocas que la contienen. Estas aguas no circulan, pero se mueven a través de los sedimentos como parte del proceso de compactación y migración.

### **Aguas juveniles**

Son aguas que están en el magma primario o derivan desde el magma primario, químicamente son muy difíciles de identificar.

#### **III.2.1.2 Clasificación según su composición química**

Esta clasificación está basada en la composición química de las aguas de formación. Fue desarrollada por Palmer (1911), quien clasifica el agua dependiendo de la combinación de los elementos químicos del agua y Sulin (1946), quien se basó en la clasificación de las aguas de acuerdo a su origen. La clasificación más usada actualmente es la hecha por Sulin la cual será descrita a continuación

#### **Clasificación Según Sulin**

Sulin, geoquímico ruso, propuso un sistema de clasificación basado sobre varias combinaciones de sales disueltas en agua. Las aguas son descritas de acuerdo al tipo de químicos, son subdivididas en grupo, subgrupo y clase.

El sistema de clasificación de Sulin divide el agua en meteóricas y connatas (ver figura 18) de acuerdo a su composición química en porcentaje de miliequivalentes (% meq).

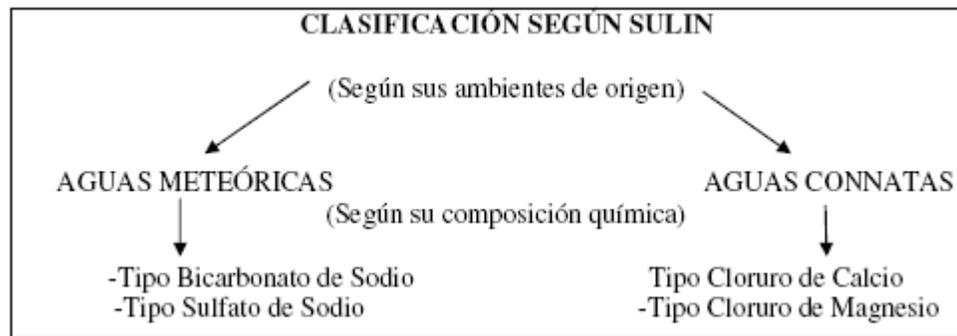


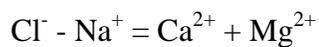
Figura III.18. Clasificación según Sulín de las aguas de formación

Las aguas meteóricas contienen sulfato y bicarbonato pero muy poco calcio y magnesio, el sodio es el catión predominante.



$$\text{Na}^+/\text{Cl}^- > 1$$

Las aguas connatas contienen poco sulfato y bicarbonato prácticamente el único anión es el cloro.



$$\text{Na}^+/\text{Cl}^- < 1$$

En conclusión las muestras de aguas que cumplan con la relación  $\text{Na}^+/\text{Cl}^- > 1$ , son características de agua meteórica, por otro lado, las muestras que cumplan con la relación  $\text{Na}^+/\text{Cl}^- < 1$  son características de aguas connatas.

### **III.2.1.3 Clasificación Según la salinidad y compuestos orgánicos disueltos**

#### **Aguas de formación de baja salinidad**

Son aquellas cuyo contenido de Cloruros o Sulfatos es inferior al límite que establezca la legislación ambiental vigente (Valor actual Cloruros: 1000ppm y Sulfatos 1000ppm).

#### **Aguas de formación de alta salinidad**

Son aquellas cuyo contenido de Cloruros o Sulfatos sea superior al límite que establezca la legislación ambiental vigente (Valor actual Cloruros: 1000ppm y Sulfatos 1000ppm).

#### **Aguas de formación con baja carga orgánica**

Son aquellas cuyo contenido de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) sea inferior a 1000 ppm y/o 10 ppm de fenoles.

#### **Aguas de formación con alta carga orgánica**

Son aquellas cuyo contenido de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) sea superior a 1000 ppm y/o 10 ppm de fenoles.

### **III.2.2 Características de las aguas de formación**

Las aguas de formación, una vez separadas del crudo, son enviadas a los sistemas de tratamiento de aguas, los cuales dependen, fundamentalmente, de las características propias de las mismas y de su destino final.

Las características de las aguas de formación dependen de factores como: Origen, características del yacimiento, calidad y tipo de crudo al que se encuentran asociadas, tipo de proceso utilizado en la producción del crudo y/o tipo de productos químicos empleados en los procesos de deshidratación del crudo, entre otros.

Todas estas características pueden ser englobadas, en términos generales, de donde se pueden identificar los principales contaminantes presentes en esta agua, como lo son:

### **III.2.2.1 Hidrocarburos / aceites / y grasas**

Este contaminante presente en las aguas de formación está conformado generalmente por el arrastre de crudo en los equipos de separación que conforman el sistema de deshidratación de crudo. El contenido de crudo asociado al agua depende básicamente de:

- Gravedad API del crudo
- Corte de la mezcla agua/crudo
- Tensión interfacial entre las fases de agua y aceite
- Tratamientos químicos aplicados durante la producción y deshidratación del crudo
- Equipos de separación

El crudo puede estar presente en el agua como crudo libre, crudo emulsionado y/o crudo disuelto.

#### **Crudo libre**

El crudo libre es aquel que no está íntimamente mezclado con el agua, corresponde a aquella porción de crudo que se separa por gravedad de manera definida cuando es dejado en reposo. El volumen de crudo se desplaza hacia la superficie como una fase independiente. El crudo libre es el más fácil de separar.

#### **Crudo emulsionado**

El crudo emulsionado es aquel que se encuentra íntimamente mezclado con el agua. Estas emulsiones agua/crudo forman un sistema heterogéneo de dos líquidos con cierto grado de inmiscibilidad, en donde el crudo se encuentra disperso en el agua, en forma de pequeñas gotas.

Existe una terminología específica para definir las emulsiones, en la cual se denomina fase discreta, dispersa, discontinua o interna, a la fase que forme gotas, como el crudo o aceite en este caso; y se denomina fase continua, externa o medio dispersante al líquido que rodea las gotas, como es el caso del agua.

La estabilidad de estas emulsiones se debe principalmente a la presencia de agentes emulsificantes o surfactantes, que previenen la coalescencia de las gotas de crudo dispersas. El crudo contiene agentes emulsificantes naturales, tales como: asfáltenos, resinas, parafinas, compuestos nafténicos y sólidos finamente dispersos entre los cuales se pueden nombrar: arcillas, sedimentos, incrustaciones y productos de corrosión que se orientan en la interfase agua / crudo, formando una película que ofrece resistencia mecánica a la coalescencia de las gotas dispersas. Esta tendencia, combinada con otras propiedades del crudo como lo son: altas viscosidades, altas densidades y baja gravedad API crean dificultades en el proceso de separación.

Adicionalmente, la entrega de energía a un sistema por medio de bombas, agitación, turbulencia en tuberías y válvulas, entre otros; permite la formación de una dispersión de cierta estabilidad, ya que disminuye la tensión interfacial. A mayor energía entregada al sistema, menor es el tamaño de la gota que conforma la fase dispersa.

En la práctica, el volumen de crudo presente en el agua como una emulsión involucra procesos más complejos para su separación.

### **Crudo disuelto**

Contrariamente a la idea de que el agua y el crudo se repelen entre sí, entre ellos existe cierto grado de solubilidad. Esta solubilidad depende de varios factores, por lo que este aceite disuelto o soluble puede diferenciarse en dos grupos: parcialmente soluble y muy soluble. Esta diferenciación se hace con base en los perfiles de solubilidad, las diferencias en concentración en las aguas de producción y en la contribución del contenido medido en aceites y grasas.

Entre los componentes del crudo que pueden ser solubles o parcialmente solubles en el agua, se encuentran los compuestos alifáticos de medio a alto peso molecular ( $C_6$  A  $C_{15}$ ), los ácidos carboxílicos aromáticos, los fenoles y los hidrocarburos aromáticos. El grado de disolución de estos compuestos en el agua, depende en muchos casos, de la complejidad de sus moléculas.

La naturaleza de estos componentes solubles, cobra importancia, cuando el destino de los mismos son los cuerpos de agua o usos agropecuarios, ya que son difíciles de remover. Esta remoción no se requiere cuando las aguas son inyectadas al subsuelo, o si se destinan a procesos industriales.

### **III.2.2.2 Sólidos suspendidos**

Los sólidos suspendidos presentes en las aguas de producción, pueden ser de naturaleza orgánica o inorgánica. Estos sólidos pueden contener partículas de óxidos metálicos, provenientes de los entubados del pozo, también hierro oxidado o manganeso, provenientes del agua misma. Pueden existir sólidos asociados a los fluidos de perforación, que por su tamaño y peso se sedimentan fácilmente en los separadores primarios (crudo/agua/gas) de las estaciones de flujo. Otros sólidos suspendidos pueden ser aquellos provenientes de la misma formación, como lo son los sedimentos, arcilla, arena y cuerpos bacterianos. De la misma forma, pueden existir sales en forma de precipitados, como carbonato de calcio, magnesio e hierro, entre otros.

Cuando es necesario la identificación y cuantificación exacta de los sólidos presentes en una muestra de agua, se puede hacer pasar la misma por un filtro de membrana de 0,45 micras. Los sólidos recolectados en el filtro se pueden identificar dependiendo del tipo de solvente en el que son solubles, por ejemplo: los materiales solubles en ácido clorhídrico son los carbonatos de calcio, magnesio e hierro, también, los óxidos y sulfuros de hierro; la solubilidad a solventes orgánicos indica la presencia de

emulsiones; y los materiales del residuo, no solubles a ningún solventes indican la presencia de sílice, sulfato de bario, sulfato de calcio, hidrocarburos pesados y bacterias.

Es común observar que a medida que un campo envejece, el volumen de agua asociada al crudo aumenta, y por ende, también se eleva la cantidad de sólidos suspendidos presentes en esta agua.

Con frecuencia, el tamaño de los sólidos suspendidos presentes en las aguas de formación se encuentra en un intervalo entre 30 y 70 micras; sin embargo, se pueden encontrar valores extremos como 0,01 y 300 micras. En muchos casos, estos sólidos cambian su tamaño cuando se mezclan con las fracciones más pesadas del crudo, formando un lodo aceitoso, cuyas características pueden ser variables.

El comportamiento de los sólidos suspendidos en el medio, es controlado por las fuerzas que actúan sobre las partículas, como lo son: la fuerza gravitacional, la fuerza de ascenso y la fuerza de arrastre. Cuando las partículas de sólidos, son pesadas y grandes, la fuerza de gravedad es la predominante, favoreciéndose una rápida sedimentación. Las fuerzas de ascenso y arrastre comienzan a ser importantes cuando el tamaño y peso de las partículas es lo suficientemente pequeño. En el caso que las partículas sean muy finas y deban ser removidas del agua, se debe promover la desestabilización para lograr la aglomeración, hasta alcanzar tamaños y pesos adecuados que favorezcan la sedimentación.

La remoción de los sólidos suspendidos es de suma importancia en el caso de inyección de las aguas al subsuelo, por cuanto la presencia de los mismos favorece la obstrucción de la formación, lo cual incrementa la presión de inyección, aumentando a su vez la frecuencia de mantenimiento de los pozos inyectoros, y llegando en casos extremos, a la fractura del yacimiento.

### **III.2.2.3 Sólidos disueltos**

En las aguas de formación se encuentran presentes elevadas cantidades de sólidos disueltos de diferente naturaleza. Entre ellos se identifica al NaCl como el constituyente mayoritario, el cual típicamente representa alrededor del 80% del total, que en ocasiones puede ser mayor.

Adicional al sodio, otros cationes presentes en las aguas de formación suelen ser el calcio, magnesio, bario, estroncio e hierro ferroso. Entre los aniones más comunes, además del cloruro, se encuentran el sulfato, carbonato, bicarbonato y sulfuro. También suelen encontrarse con frecuencia potasio, litio, boro, zinc y cobre.

Las concentraciones de sólidos disueltos totales en las aguas de formación presentan una amplia gama, en la literatura se encuentran valores que van desde 3000 hasta 350000 mg/l. Estos sólidos que normalmente se encuentran disueltos en el agua, pueden formar precipitados cuando las aguas son sometidas a cambios de temperatura, presión y pH. Estos precipitados pueden formar incrustaciones en los sistemas de manejo del agua, como depósitos en las bombas y tuberías, en casos extremos y en operaciones de inyección al subsuelo, el taponamiento de la formación, tal como se mencionó en la sección anterior, puede llegar a causar la fractura de la misma.

### **III.2.2.4 Fenoles**

Los fenoles son compuestos orgánicos solubles en el agua, habitualmente se designa al conjunto de compuestos hidroxilados del benceno.

Los fenoles no constituyen un grave problema cuando las aguas de producción son re-inyectadas a la formación. Sin embargo, cuando el destino son los cuerpos de agua, los fenoles se convierten en un contaminante importante.

Las descargas de fenol al agua pueden causar envenenamiento agudo en plantas y animales. Los peces, en particular las especies de carne grasa, como por ejemplo las anguilas, los salmones y truchas, acumulan los fenoles y pueden contener hasta 30µg/k, en este caso, no se pueden consumir.

En las aguas dulces, se presenta también el inconveniente cuando se practica la desinfección del agua con el cloro, dándose origen a los clorofenoles, compuestos tóxicos, que producen, además, un sabor extremadamente desagradable y muy persistente, aun en cantidades por el orden de los microgramos. Las regulaciones ambientales existentes en Venezuela, para la descarga tanto a cuerpos de agua, como el mar, establecen un valor máximo permitido de 0,5 mg/l.

En general, un tratamiento efectivo para la descomposición de los fenoles, es la oxidación, tanto de tipo químico, como biológica.

#### **III.2.2.5 Gases disueltos**

El sulfuro de hidrógeno, el dióxido de carbono y el oxígeno son los principales gases disueltos presentes en las aguas de formación, que causan mayor preocupación, debido a los efectos corrosivos a los que dan lugar. A continuación se describen brevemente cada uno de estos gases

##### **Sulfuro de hidrógeno**

Los campos petroleros, cuyas aguas de formación contienen sulfuro de hidrógeno se denominan campos amargos. Este compuesto es extremadamente venenoso, por lo que los operadores de estos campos deben colocar señales llamativas en los tanques y recipientes para advertir el uso de equipos de respiración.

Un campo puede convertirse en amargo debido a la presencia de bacterias reductoras en la formación, las cuales reducen el sulfato a sulfuro. También pueden existir bacterias reductoras en los sistemas de manejo de agua.

El sulfuro de hidrógeno acelera la corrosión, ya que en contacto con el hierro produce sulfuro de hierro. Este último es insoluble en el agua, causando serios problemas de taponamiento en el caso de re – inyección de las aguas. Adicionalmente, el sulfuro de hidrógeno produce azufre elemental, cuando entra en contacto con el oxígeno disuelto, el cual también representa un serio agente taponador.

### **Dióxido de carbono**

El dióxido de carbono es uno de los mayores contribuyentes a la producción de corrosión en los sistemas de manejo de aguas, ya que en presencia de ésta se ioniza, formando ácido carbónico débil. En general, cuando se encuentra en concentraciones por encima a los 200 mg/l se desprende a la atmósfera.

Cuando el dióxido de carbono está presente en la formación, disuelve la roca caliza de la roca del yacimiento, lo que da origen a que el agua tenga mayor dureza y alcalinidad.

### **Oxígeno**

La presencia de oxígeno en las aguas de producción se debe fundamentalmente al arrastre por infiltración en los sistemas de manejo. El oxígeno como tal no es un contaminante de las aguas, sin embargo, es un fuerte agente oxidante del hierro ferroso y del sulfuro de hidrógeno, formando compuestos insolubles como óxidos de hierro y azufre elemental, que precipitan y ocasionan serios problemas de taponamiento a la formación cuando estas aguas son inyectadas al subsuelo.

#### **III.2.2.6 Bacterias**

Existen diferentes tipos de bacterias sulfato – reductoras responsables de la producción de los sólidos que causan corrosión y taponamiento. Estas bacterias reducen el sulfato ( $\text{SO}_4^{-2}$ ) a sulfuro ( $\text{S}^{-2}$ ). Este sulfuro, en forma de sulfuro de hidrógeno y en presencia de hierro produce precipitados de sulfuro de hierro; de la

misma forma, en presencia de oxígeno forma precipitados de azufre elemental. Muchas de estas bacterias se encuentran presentes en el mismo yacimiento, en otros casos, aparecen en los sistemas de manejo de agua, favorecidas por la presencia de sulfatos, así como de condiciones anóxicas.

Es primordial mantener el control de las bacterias en las operaciones de manejo del agua para prevenir y/o controlar los problemas de corrosión.

### **III.2.3 Descripción de las propiedades Físico–Químicas del agua de formación**

El estudio del agua usado por la industria petrolera cuando se habla del agua de formación se basa en la identificación de las formaciones en el subsuelo, en problemas de contaminación, compatibilidad de las aguas, corrosión, control de calidad, inyección de agua y en exploración.

Los métodos usados para analizar el agua en campos petroleros deberían ser capaces de arrojar resultados precisos y exactos. Los métodos aplicables para analizar agua fresca pueden o no ser directamente aplicables al agua asociada al crudo, pero en general tal método necesitará modificación o desarrollarse nuevamente, porque el agua asociada al crudo contiene una concentración más compleja de sales disueltas que el agua fresca.

#### **Unidades**

La composición del agua es expresada en mili equivalentes (meq) de iones separables y la composición es calculada por cada 100 gramos de agua. El porcentaje de la suma de los equivalentes es usada para excluir el grado de mineralización del agua y para comparar los diferentes montos de sólidos disueltos que contiene el agua.

Las unidades mg/l o ppm puede ser convertido a mili equivalentes por litro (meq/l) dividiendo los mg/l por la combinación de masa de los iones apropiados.

En un análisis expresado en mili equivalente por litro, las unidades de concentración de todos los iones son químicamente equivalentes, esto significa que todos los iones han determinado correctamente que el total de meq/l de cationes son iguales a meq/l de aniones.

#### Ejemplo

Supóngase que el contenido de calcio arrojado en un estudio al agua de formación fue de 1681 mg/l, entonces:

La combinación de masa atómica es:  $\text{masa atómica}/2 = 40.078/2 = 20.04$

Los meq/l son:  $1681/20.04 = 83.9 \text{ meq/l}$

#### **pH (pondus Hydrogenium)**

El pH de una muestra de agua es una medida de la concentración de iones de hidrógeno. El termino pH se deriva de la manera de cómo la concentración del Ion hidrogeno se calcula. El pH es el logaritmo negativo de iones  $\text{H}^+$ . Esto significa que a un pH más grande habrá menos iones de hidrógeno libres, y que un cambio en una unidad de pH refleja un cambio 10 veces en la concentración del Ion hidrógeno. La escala del pH es una escala que va del cero (0) al catorce (14). Al tener un pH de 7 éste se considera neutro. Sustancias con pH menores a 7 son consideradas sustancias ácidas y aquellas sustancias con pH mayor a 7 son consideradas sustancias básicas o alcalinas. Los rangos de pH del agua subterránea van desde 5.6 a 8.

En la Figura III.19 se presentan los rangos del pH con algunos ejemplos.

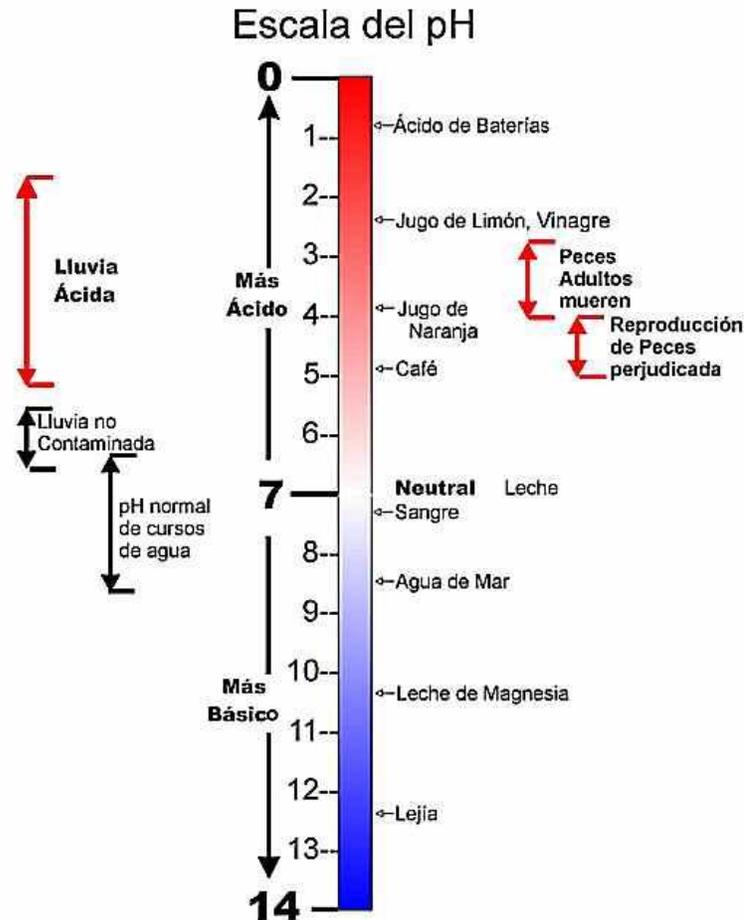


Figura III.19. Escala de pH

El pH del agua puede ser determinado con un pH metro, el cual utiliza el principio de medida de potencial eléctrico entre un electrodo indicador y un electrodo referencia.

El pH metro mide el potencial eléctrico entre dos electrodos adecuados inmersos en la solución a ser probadas. El electrodo de referencia asume un potencial constante, y el electrodo indicador asume un potencial que depende del pH de la solución. El potencial eléctrico es la diferencia entre el potencial del electrodo y el potencial de la solución en el cual está inmerso.

Otro método para determinar el pH es emplear indicadores (Soluciones Buffer Standard), los cuales tienen propiedad de cambiar de color cuando el pH de la muestra varía, entre los indicadores utilizados para medir el pH se encuentran el rojo de fenol, fenolftaleína, indicador Drew, entre otros.

### **Eh (Potencial de Oxido–Reducción)**

El Eh, llamado potencial de Oxido–Reducción o Redox, es una medida relativa de la intensidad de las condiciones de oxidación o reducción en un sistema químico. Es expresado en voltios y en equilibrio es una relación de las proporciones de reducción y oxidación de especies presentes.

$E^0$  es el potencial estándar de un sistema Redox cuando las actividades unitarias de las sustancias presentes están bajo condiciones estándar.  $E^0$  está vinculado al cambio de energía en una reacción mediante la ecuación

$$AF^0 = -nfE^0$$

Donde

n: es el número de cargas negativas (electrones) mostrados en la reacción Redox.

f: es la constante de Faraday que da el potencial en voltios (94,484 Coulombs)

Cuando el sistema no está en condiciones estándar, el potencial Redox es expresado por la ecuación de Nernst:

$$Eh = E^0 + \frac{RT}{nf} * \log \left( \frac{EspeciesOxidadas}{Especies Reducidas} \right)$$

Donde

R: es la constante del gas (1.987 calorías por mol)

T: es la temperatura en grados Kelvin.

El equipo usado para medir el Eh es un pH metro equipado con un termómetro, un electrodo de vidrio, un electrodo de calomelanos un electrodo de platino y un electrodo termo-compensador.

### **Gravedad Específica**

La gravedad específica de un líquido es la relación de la densidad de un líquido a 60 °F respecto a la densidad del agua pura. La gravedad específica del agua es uno (1). Dependiendo de la precisión deseada, la gravedad específica del agua asociada al petróleo se puede determinar con un picnómetro, una balanza de gravedad específica o hidrómetro.

### **Resistividad**

La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es un parámetro usado para la determinación de la saturación del agua de formación, es una medida de su resistencia al paso de una corriente eléctrica, es una función de la velocidad relativa con la que se mueven los diferentes iones que constituyen el agua.

La resistividad del agua es dependiente de la composición química y la temperatura esto quiere decir que la resistividad del agua disminuye a medida que aumenta la temperatura.

La resistividad puede determinarse de la siguiente forma:

- Medición directa a muestras de aguas
- Análisis químico de muestras de agua
- Método Rwa (método de Archie)
- Métodos gráficos
- Archivos o catálogos de resistividad de aguas

La resistividad del agua asociada al petróleo es usada en interpretaciones de registros eléctricos y para tal uso los valores deben ajustarse a la temperatura de la formación.

### **Conductividad**

La conductividad es la habilidad de un material para conducir electricidad. Es el inverso de la resistividad. La conductividad es una propiedad del material, mientras que la conductancia sólo depende del volumen medido. En la mayoría de los casos la conductividad es la densidad de corriente dividida por el campo eléctrico y depende de la frecuencia de la señal aplicada.

La conductividad o la resistividad del agua es un indicador del material disuelto en el agua. La unidad es Ohmio – metro.

### **Sólidos disueltos y suspendidos**

Los sólidos disueltos pueden ser usados para determinar la resistividad del agua a la temperatura de formación. Los sólidos disueltos incluyen todo el material sólido en solución que puede o no ser ionizado, pero no incluyen el material suspendido, coloides o gases. El cálculo de los sólidos disueltos se hace sumando la concentración de los iones que constituyen el agua de formación en miligramos por litro (mg/l).

Varios materiales inorgánicos y orgánicos se encuentran en el agua asociada al petróleo. El conocimiento de la composición de tal material es útil para determinar la

fuelle del material y qué tratamiento puede usarse para removerlo o prevenirlo desde la fuente.

Dicho material puede ser partículas de óxidos de los metales desde la tubería de revestimiento del pozo, bombas o precipitados causados por la oxidación de materiales reducidos anteriormente tales como hierro o manganeso. Otros sólidos suspendidos pueden ser limo, arena o arcilla.

Una estimación del monto del material suspendido puede ser calculado usando un turbidímetro. Esto se hace comparando la intensidad de luz que pasa a través de la solución, mediante el efecto Tyndall producido por la iluminación lateral de la solución con la misma fuente de luz.

### **Solubilidad del gas en el agua**

La solubilidad del gas en agua pura ha sido estudiada y se mostró que es dependiente de la temperatura y la presión. A temperaturas menores que 150 °C (302 °F) la solubilidad es menor de 0,4 molar o 5 % vol/vol (28 scf/STB). De acuerdo a Dodson y Standing la cantidad de gas disuelto en el agua aumenta la compresibilidad del agua de 25%.

### **Compresibilidad**

Dodson y Standing mostraron que la compresibilidad del agua depende de la presión, temperatura y el gas disuelto en el agua.

La compresibilidad puede calcularse como:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{\partial V_w}{\partial P} \right)_T$$

Donde:

$C_w$ : Compresibilidad del agua ( $bar^{-1}$  o  $lpc^{-1}$ )

$V_w$ : Volumen del agua

$\partial V_w$ : Cambio de volumen

$\partial P$ : Cambio de presión

El aumento de la presión tiende a reducir la compresibilidad, mientras que el aumento de la temperatura tiende a producir un incremento de la compresibilidad. A una presión y temperatura dadas, el efecto del gas disuelto en el agua es a incrementar la compresibilidad.

### **Factor volumétrico de formación del agua**

El factor volumétrico de formación depende de la presión y temperatura, un aumento de la presión produce una disminución del factor volumétrico de formación en tanto que si se tiene una presión constante y aumenta la temperatura incrementa el factor volumétrico.

### **Acidez**

Si el pH del agua es menor de 4.5, el agua posee lo que se denomina mineral – ácido, acidez. La acidez del agua asociada al petróleo puede indicar un contaminante o podría indicar la presencia de varios gases disueltos y sales. La mayoría de las aguas asociadas al petróleo contiene poca o ninguna acidez.

La acidez del agua se determina añadiendo una base de hidróxido de sodio 0,02N al agua hasta que el pH del agua sea 4.5 monitoreándolo con un pH metro. Para obtener el valor cercano a las condiciones naturales, la acidez debería determinarse en el punto de muestreo.

**Salinidad**

Se define como el contenido total de material sólido, en gramos que contiene 1 kilogramo de agua. La distribución de la salinidad en el agua de formación depende del gradiente hidráulico, profundidad, movilidad de los elementos químicos disueltos, materiales solubles de la roca asociada y la magnitud del intercambio iónico entre los elementos presentes.

**Radioactividad**

La Radioactividad del agua de formación se determina por la presencia de compuestos disueltos de radio, uranio, radón y Torio. Su contenido en el agua de formación está en el rango de  $10^{-7}$  hasta  $10^{-11}$  bq

La unidad de radioactividad del Sistema Internacional (SI) es el **becquerel** (bq). Un Becquerel es una desintegración nuclear por segundo (1 becquerel = 1 dps)

**III.3 Emulsiones** <sup>[1], [2], [3], [5], [19], [36], [39]</sup>

Se denomina emulsión a la unión prácticamente permanente y aparentemente homogénea de un par de líquidos normalmente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en el seno del otro, en forma de pequeñas gotas. En una emulsión el líquido que es fraccionado en gotas es conocido como la fase dispersa o fase interna mientras que el líquido que rodea las gotas es conocido como fase continua o fase externa.

En las figuras III. 20, III.21 se muestra un ejemplo de emulsiones

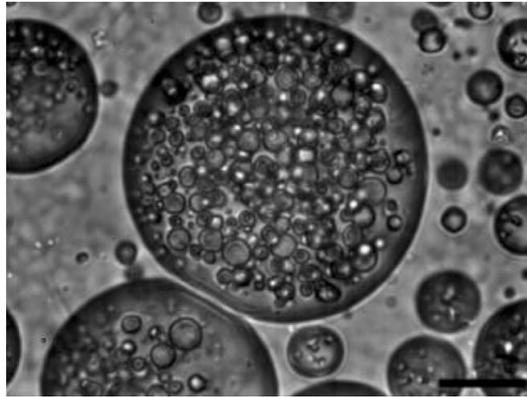


Figura III.20. Emulsión.

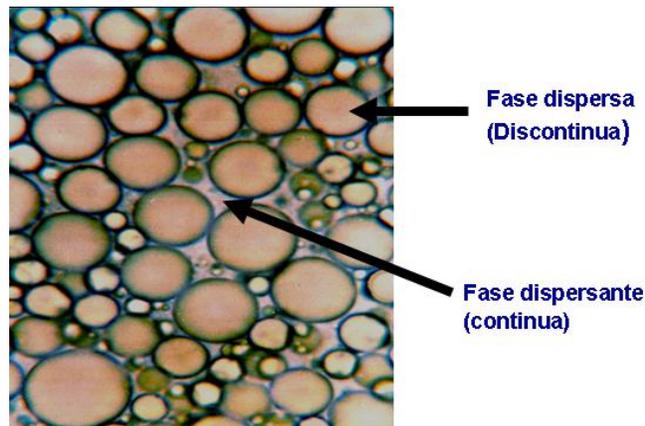


Figura III.21. Fases de una emulsión.

### III.3.1 Formación de las emulsiones

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. Sin embargo, al pasar por todo el equipo 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 agua – petróleo (W/O) estabilizada por las especies de actividad interfacial producto de la presencia de una tercera sustancia llamada agente emulsionante presente en el crudo.

Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100  $\mu\text{m}$ .

En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la emulsión es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el “gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas.

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos ( $>20$  °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extrapesados ( $<20$  °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua-petróleo y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

Por lo tanto, existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles: en este caso agua y petróleo.
- La agitación y turbulencia: las emulsiones no se forman espontáneamente, pues algún trabajo debe ser puesto en el sistema. La agitación debe ser suficiente para dispersar un líquido en diminutas gotitas dentro del otro. En un pozo fluyente, la turbulencia podrá ser provista por el flujo del petróleo crudo a través de la sarta de producción. Para un pozo de bombeo, además del flujo se tiene la turbulencia del bombeo.

- Agente emulsificante: este es algún componente orgánico presente en el petróleo crudo que estabiliza la fase dispersada formando una dura y elástica película sobre la superficie de los glóbulos. Esta película es delgada y fácilmente visible bajo el microscopio. Su presencia dificulta la coalescencia de los glóbulos; ayudando a que los glóbulos salten o reboten alejándose unos de otros con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas más pequeñas. En cualquier sistema de tratamiento el objetivo es destruir la película protectora por neutralización del efecto del agente emulsificante.

### **III.3.2 Tipos de agentes emulsificantes**

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al

menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos.

Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con métodos especiales para romper (desestabilizar) la emulsión y separar el agua utilizando diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electro-coalescencia, ya que la decantación natural no es posible o tarda mucho tiempo. La eliminación del agua emulsionada es mucho más difícil y es aquí donde aparecen los mayores inconvenientes en todo el proceso de desalado del crudo.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla.

### **III.3.3 Tipos de emulsiones**

Existen cuatro (4) tipos de emulsiones:

- Agua en petróleo o emulsión directa.
- Petróleo en agua o emulsión inversa.
- Petróleo en agua y esta agua en petróleo.
- Agua en petróleo y este petróleo en agua.

### **Emulsión agua en petróleo o emulsione directa**

La fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB).

Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

Comprende cerca del 99% de las emulsiones de los campos de petróleo. El contenido de agua puede variar de 0% a 80%, pero usualmente se encuentra en el rango de 10% a 35%.

La siguiente figura muestra una emulsión directa.

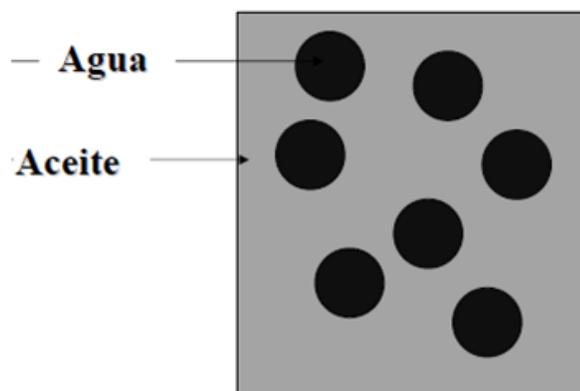


Figura III.22. Emulsión agua en petróleo o emulsión directa (W/O).

**Emulsión de petróleo en agua o emulsión inversa.**

Está compuesta de glóbulos de petróleo dispersados en una fase continua de agua. Este tipo ocurre aproximadamente en el 1% de las emulsiones producidas, estando el petróleo muy diluido, conteniendo menos del 1% de petróleo.

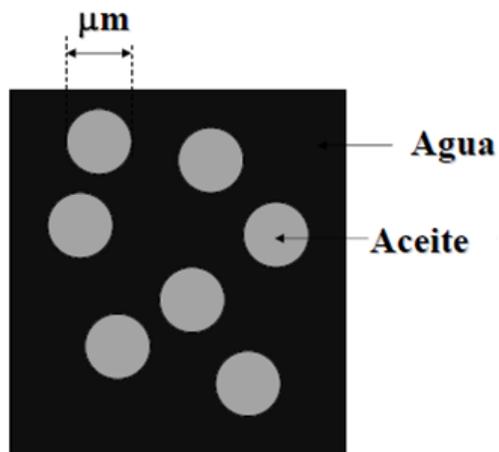


Figura III.23. Emulsión de petróleo en agua o emulsión inversa (O/W).

**Emulsión de petróleo en agua y esta agua en petróleo. (O/W/O)**

Es raramente encontrado en la producción de petróleo. En las áreas donde se les encuentra, el petróleo es altamente viscoso y de alta gravedad específica, o el agua es relativamente blanda y dulce. Estas condiciones son alcanzadas en partes de California y el área de St. Luís de Oklahoma. La forma de esta es algo complicado: los glóbulos de petróleo están dispersos en glóbulos más grandes de agua, los cuales vuelven a estar dispersados en una fase continua de petróleo.

La figura III. 24 muestra una emulsión petróleo en agua en petróleo (O/W/O)

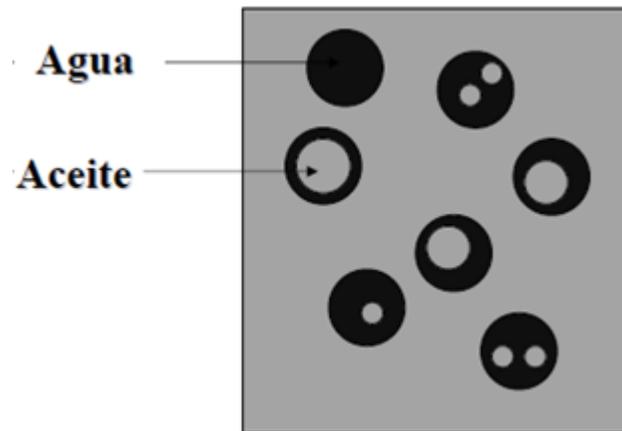


Figura III. 24. Emulsión petróleo en agua en petróleo (O/W/O).

**Emulsión de agua en petróleo y este petróleo en agua (W/O/W)**

Todavía no ha sido encontrado en la producción de campo, sin embargo, este tipo puede ser experimentalmente preparado. En su estructura es exactamente el inverso del tercer tipo.

El método más simple para la identificación de una emulsión es por la examinación microscópica. Una muestra de la emulsión es colocada bajo el microscopio, y luego una pequeña cantidad, ya sea de petróleo o agua, es agregada. Aquel líquido que parece ser miscible con la emulsión representa la fase continua.

Bajo un microscopio, los glóbulos individuales, son claramente visibles, por tanto por la prueba anterior y la apariencia de los glóbulos, los tipos más complicados podrán ser también identificados.

La siguiente figura muestra una emulsión agua en petróleo en agua.

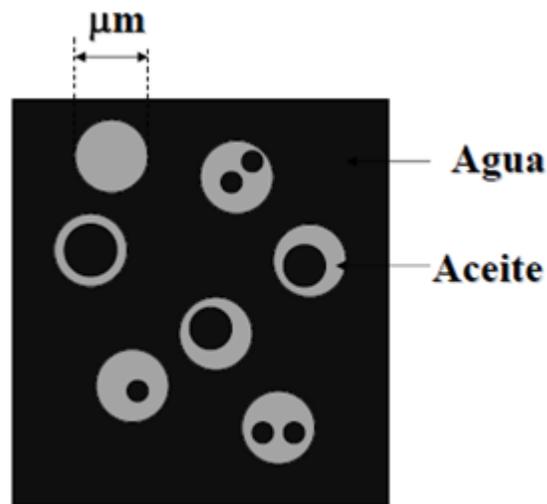


Figura III.25. Emulsión agua en petróleo y este petróleo en agua

### III.3.4 Desemulsificadores

Los desemulsificadores químicos vendidos bajo varios nombres comerciales, tales como Tretolite™, Visco™, y Breaxit™, son muy útiles para resolver el problema de las emulsiones. Desemulsificar es el acto de neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes.

Típicamente, son agentes tenso activos pero su uso excesivo puede disminuir la tensión superficial de las gotitas del agua y crear emulsiones más estables.

Hay cuatro acciones importantes requeridas de un desemulsificador:

- Atracción fuerte al interfaz del petróleo-agua
- Floculación
- Coalescencia
- Adherencia de sólidos

Cuando estas acciones están presentes, promueven la separación del petróleo y del agua. El desemulsificador debe tener la capacidad de emigrar rápidamente con la fase del petróleo a la interfaz de la gotita, donde debe competir con el agente emulsificante más concentrado. El desemulsificador debe tener también una atracción por las

gotitas de condición similar. El petróleo adquirirá un aspecto brillante puesto que las gotitas pequeñas no están presentes para dispersar los rayos ligeros. En este punto la película del emulsificador sigue siendo continua.

Si el emulsificador es débil, la fuerza de la floculación puede ser bastante para causar la coalescencia. Esto no es verdad en la mayoría de los casos y el desemulsificador debe por lo tanto neutralizar el emulsificador y promover una ruptura de la película del interfaz de la gotita. Éste es el catalizador que causa la coalescencia. Con la emulsión en una condición floculada la ruptura de la película da lugar al crecimiento rápido del tamaño del agua de gota.

La manera en la cual el desemulsificador neutraliza el emulsificador depende del tipo de emulsificador. Sulfuros de hierro, arcillas, y los lodos de perforación pueden ser mojados por agua haciéndolos salir del interfaz y difundirse en la gotita del agua. Parafina y los asfáltenos se podrían disolver o alterar para hacer sus películas menos viscosas así que fluirán separados del petróleo o podrían ser mojados por petróleo así que serían dispersados en el petróleo.

Sería inusual si una estructura química podría producir las cuatro acciones deseadas. Una mezcla de compuestos por lo tanto se utiliza para alcanzar un buen balance de la actividad.

La selección del desemulsificador se debe hacer con el sistema de proceso en mente. Si el tratamiento es hecho un tanque de asentamiento, un compuesto de relativa acción lenta se puede aplicar con buenos resultados. Por otra parte, si el sistema es un proceso químico-eléctrico donde algo de la acción de floculación y coalescencia es lograda por un campo eléctrico, hay necesidad de un compuesto de acción rápida.

Mientras que las condiciones del campo cambian, los requerimientos químicos pueden cambiar. Si se modifica el proceso, por ejemplo, las tasas muy bajas en

unidades electrostáticas, el requerimiento químico puede cambiar. Los workovers contribuyen al contenido de sólidos, que altera la estabilidad de la emulsión. Así pues, no importa que tan satisfactorio es un desemulsificador en un punto en el tiempo, no puede ser asumido que será siempre satisfactorio sobre la vida del campo.

### III.4. Descripción general de las instalaciones de superficie <sup>[1], [7]</sup>

#### III.4.1. Cabezal de Pozo y Árbol de Navidad

##### III.4.1.1. Cabezal de Pozo

El “Cabezal del Pozo” se define como el equipo superficial fijo debajo de la válvula principal. Este va contemplado desde la cubierta del cabezal de casing (lowermost casing head), cabezal del casing (casing head) y cabezal del tubing (tubing head), los cuales en conjunto conforman el cabezal de pozo (wellhead) (Figura III.26).

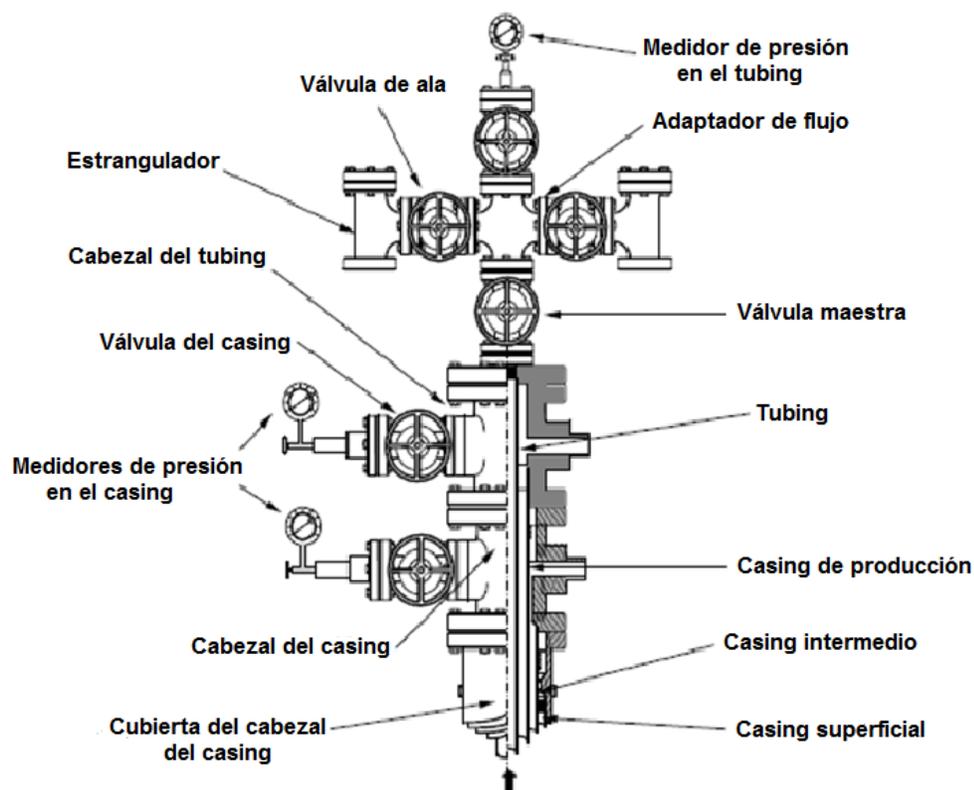


Figura III.26. Cabezal de pozo y árbol de navidad

### Cubierta del cabezal del revestidor

Es una unidad o una cubierta unida y enroscada al extremo superior del casing superficial (Figura III.27) para proporcionar los medios para apoyar las otras secuencias de casings, y sellar el espacio anular entre las dos sartas de casing.

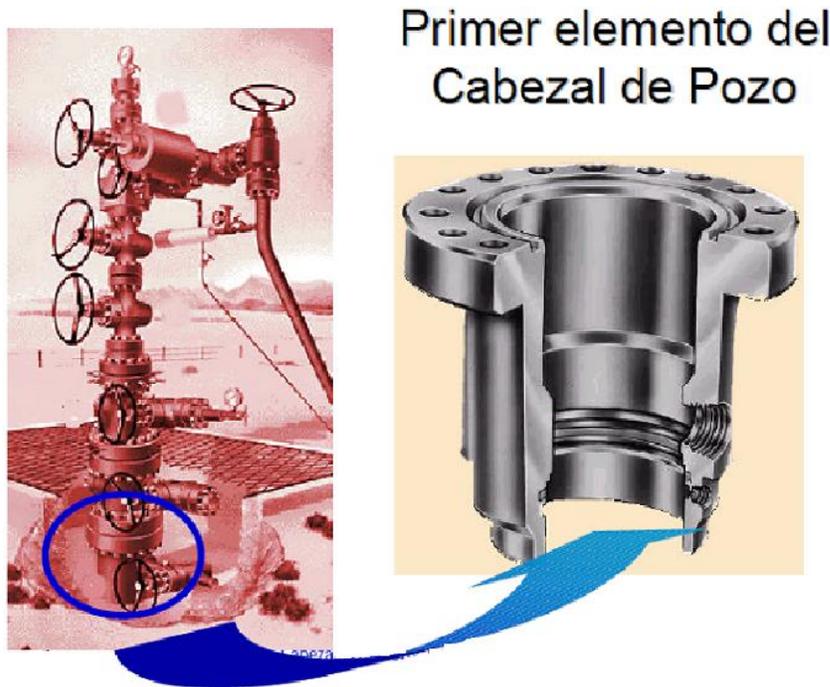


Figura III.27. Cubierta del cabezal del casing

### Cabezal del revestidor

Es un montaje mecánico usado para colgar y dar soporte siguiente al casing más pequeños y sellar el espacio anular entre dos sartas de revestidor (Figura III.28). Dependiendo de los revestidores a utilizar en el programa de perforación del pozo, varios cabezales de revestidor se pueden instalar durante la construcción del pozo. Un pozo completado con tres revestidores posee dos cabezales de revestidor.

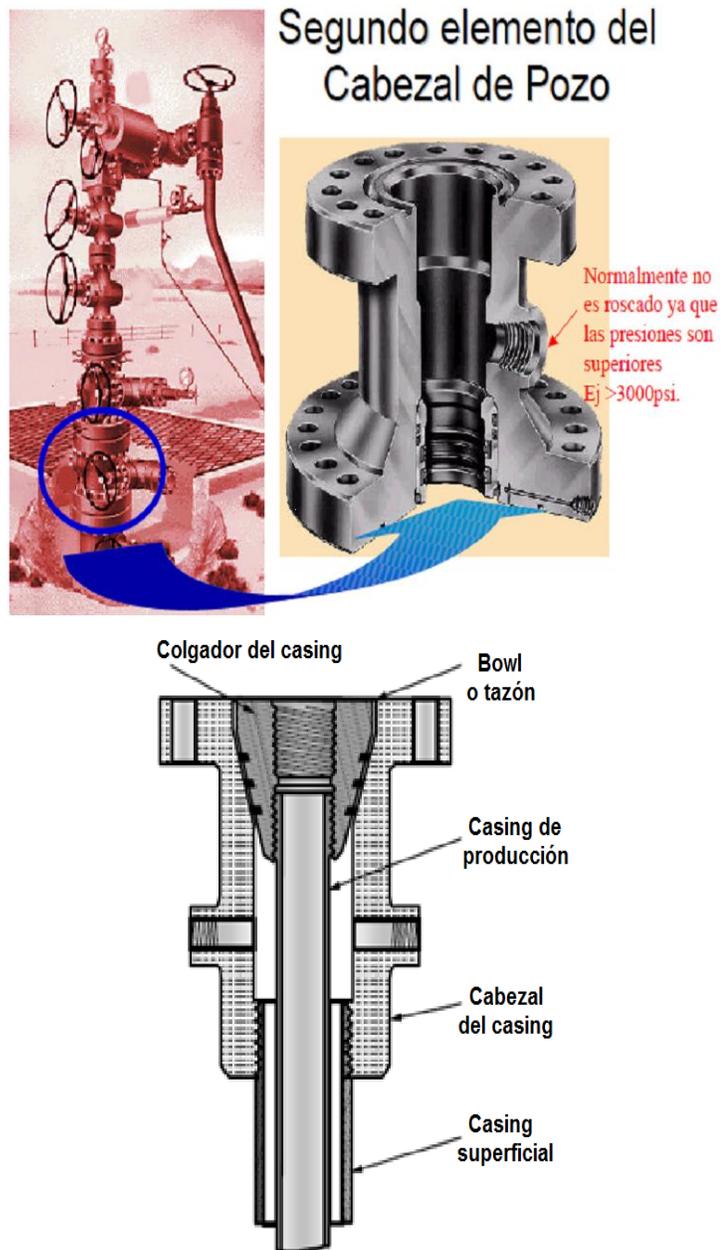


Figura III.28. Cabezal del revestidor

### Cabezal de la tubería de producción

Es el que soporta el tubería de producción en la superficie y sella el espacio anular entre las sartas de tubería de producción (Figura III.29).

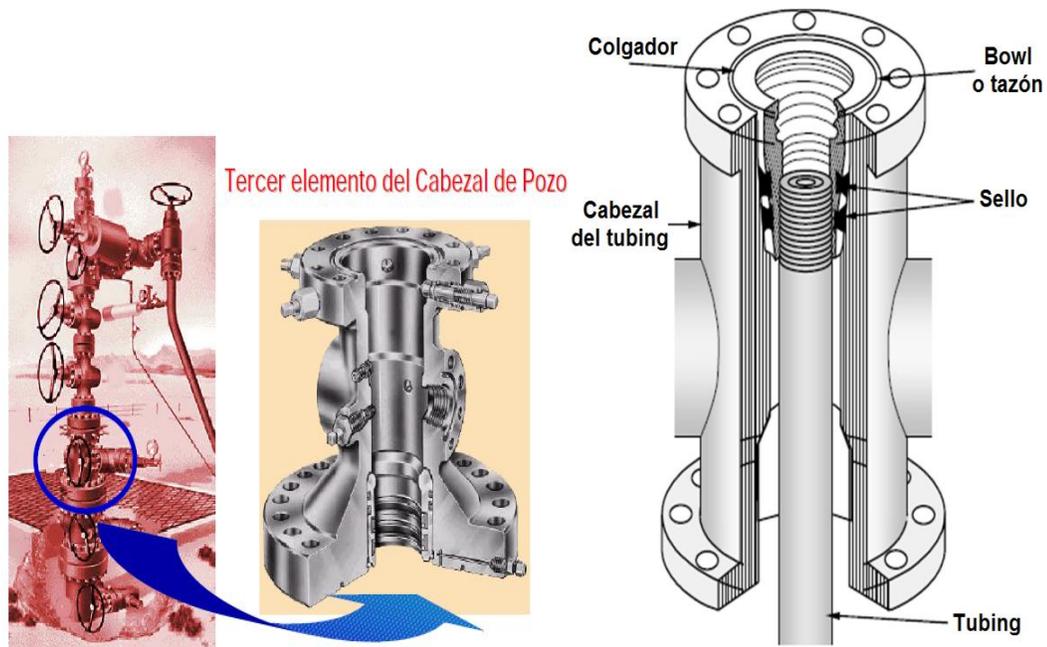


Figura III.29. Cabezal de la tubería de producción

#### III.4.1.2. Árbol de Navidad

El Árbol de Navidad (Figura III.30) es el equipo en el tope del cabezal de pozo productor y se utiliza para controlar flujo. Este está instalado sobre el cabezal del tubing y puede tener una conexión de flujo (una te, “T”) o dos conexiones de flujo (una cruz). La válvula principal está instalada debajo de la te (T) o de la cruz. Para substituir una válvula principal, el tubing debe estar conectado. Un árbol de Navidad básicamente consiste en una válvula principal, válvulas de aleta o ala, y una válvula de aguja. Estas válvulas se utilizan para cerrar el pozo cuando sea necesario. En el tope de la estructura de la te (T) (en el tope del “Árbol de Navidad”), hay un medidor de presión que indica la presión en la tubería.

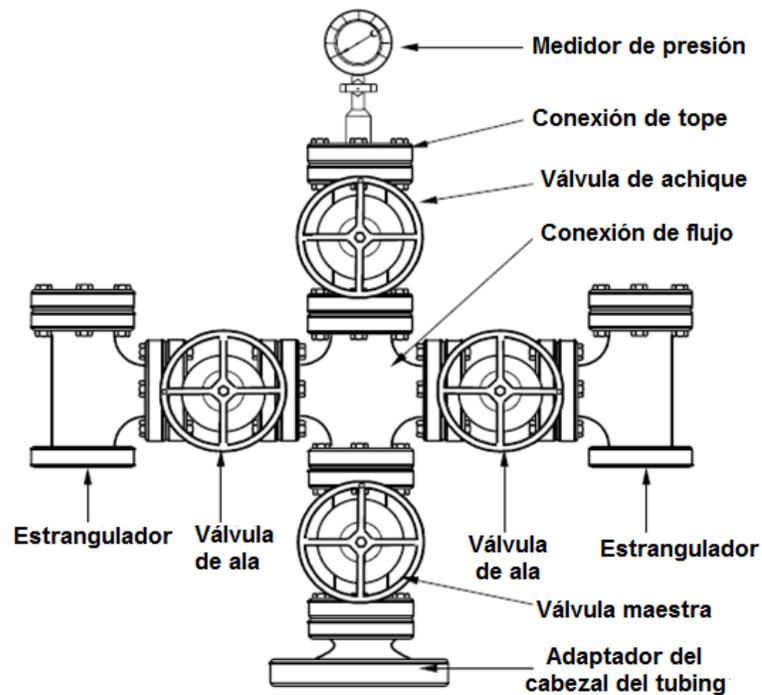


Figura III.30. Árbol de navidad

### Válvulas

Las válvulas son los accesorios más notorios del árbol de navidad y ofrecen el control primario de abierto/cerrado del cabezal del pozo. La mayoría de las válvulas en los cabezales de pozos son del tipo compuerta. Las válvulas de aleta o ala (wing valve) y sus medidores permiten el acceso (para medidas de la presión y del flujo de gas o líquido) a los espacios anulares. En la figura III.31 se puede apreciar una válvula de aleta con cada una de sus partes

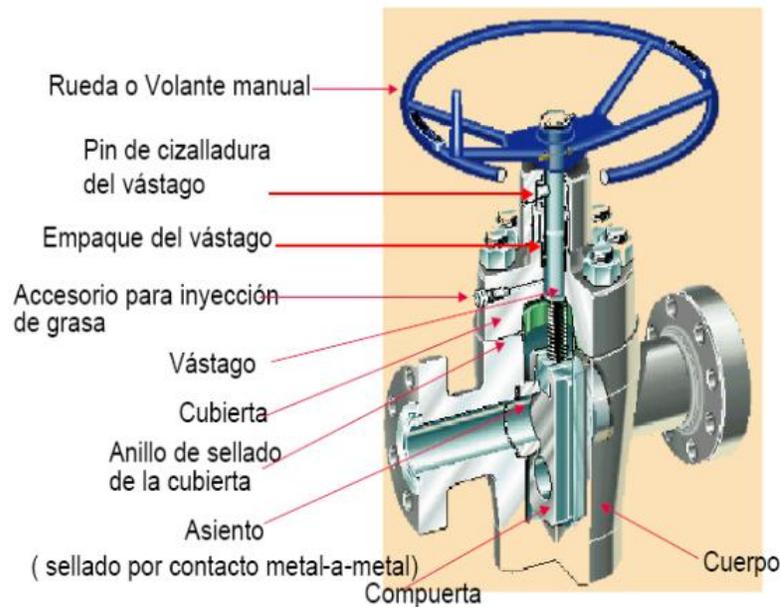


Figura III.31. Válvula de aleta o ala

### **Estrangulador superficial**

El estrangulador superficial (es decir, una restricción en la línea de flujo) es un pieza de equipo usado para controlar el caudal (Figura III.32). En la mayoría de los pozos que fluyen, la tasa de producción de petróleo es alterada por ajustes en el tamaño del estrangulador. La estrangulación causa contrapresión en la línea. La contrapresión (causada por la estrangulación u otras restricciones en la línea de flujo) aumenta la presión de flujo en el fondo del pozo. El aumento de la presión de flujo en el fondo del pozo disminuye la caída de presión desde el yacimiento al pozo (drawdown o reducción de la presión). Así, el aumento de la contrapresión en el pozo disminuye el caudal desde el yacimiento.

En algunos pozos, los estranguladores están instalados en la sección más baja del tubing. Este arreglo del estrangulador reduce la presión del cabezal del pozo e incrementa la tasa de producción de petróleo como resultado de la expansión del gas en el tubing. Para los pozos de gas, el uso de estranguladores pozo abajo minimiza el

problema de hidratos de gas en la corriente o fluir del pozo. Una desventaja importante del uso de estranguladores pozo abajo es que reemplazar un estrangulador es costoso.

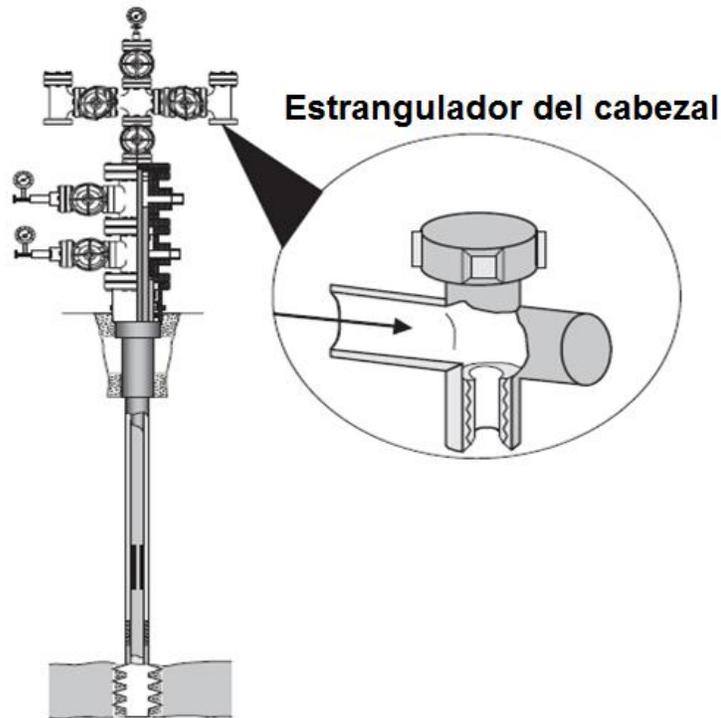


Figura III.32 Estrangulador

### III.5. Descripción general de las estaciones de flujo <sup>[1], [8], [17]</sup>

Una estación de flujo es un conjunto de equipos interrelacionados para recibir, separar, tratar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en la vecindad del mismo (Figura III.33).

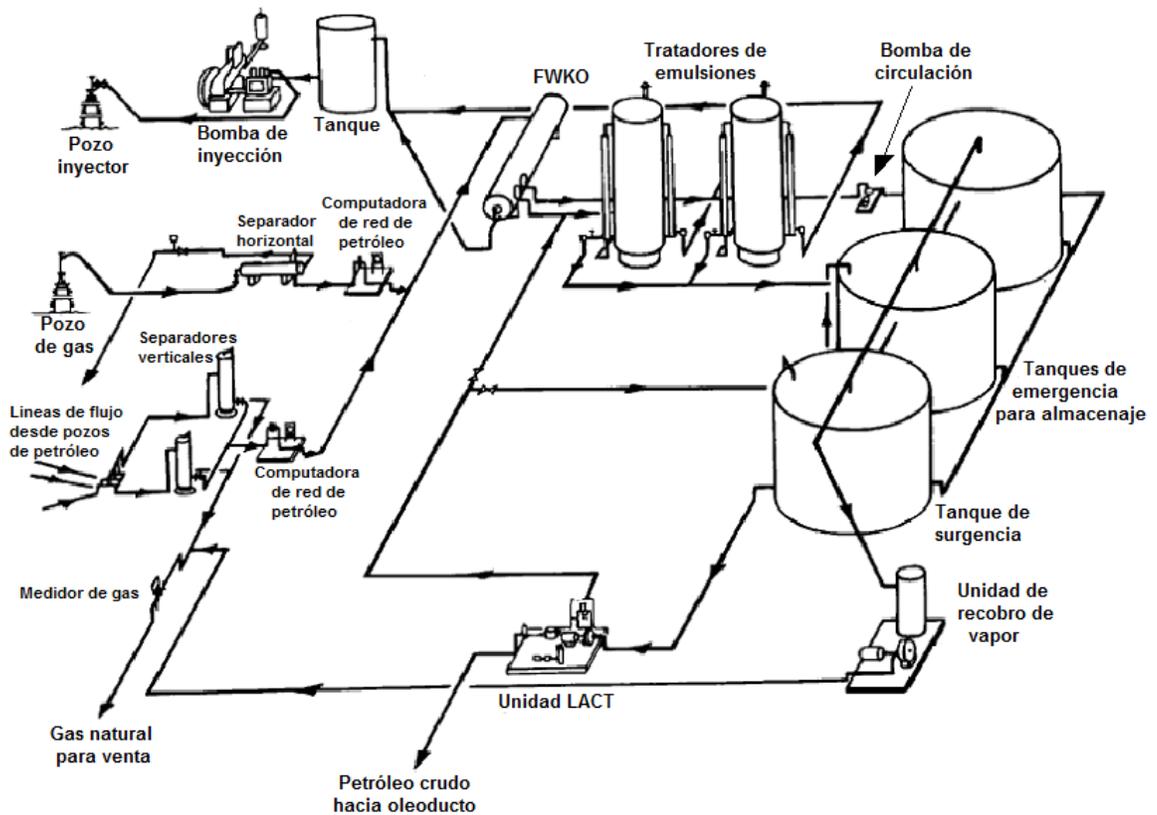


Figura III.33. Diagrama de Estación de flujo

### III.5.1. Tipos de estaciones de flujo

Existen dos (2) tipos de estaciones de flujo:

- **Manuales** Son aquellas cuando sus funciones requieren personal de operación durante las 24 horas.
- **Semiautomáticas:** Son aquellas cuando parte de sus funciones se realizan con controles automáticos, exigiendo un personal de operación para cumplir con el resto de las operaciones.

Generalmente las estaciones de flujo están diseñadas para cumplir un mismo fin o propósito, por tal razón, los equipos que la conforman son muy similares en cuanto a

forma, tamaño y funcionamiento operacional. Sin embargo las estructuras de estas y la disposición de los equipos varían de una filial a otra.

Toda estación de flujo para realizar sus funciones necesita de la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, tales como:

### **III.5.2. Líneas de flujo provenientes de los pozos de petróleo**

Las líneas de flujo, son las tuberías de diferente diámetros que conducen la producción de cada pozo a los sistemas de recolección denominados múltiples de producción, antes de ser enviados al resto de los equipos de producción que conforman una estación de flujo. El flujo que está presente en estas líneas es una mezcla de los fluidos (gas, petróleo y agua de formación) producidos en el pozo.

### **III.5.3. Múltiples de producción y de prueba**

- **Múltiples de producción:** Permiten desviar la corriente total de la producción (gas, petróleo y agua de formación) de un pozo cualquiera, hacia un separador de prueba con el objeto de poder cuantificar su producción.
- **Múltiples de prueba:** Se caracterizan por ser de menor diámetro que la línea o tubo de producción general; puede ser de diámetros diferentes (2, 4 ó 6 pulgadas), series y rango de trabajo y se usan para aislar la línea de producción general, con el propósito de medir la producción individual.

En la (Figura III.34 y 35) se muestran configuraciones de múltiples

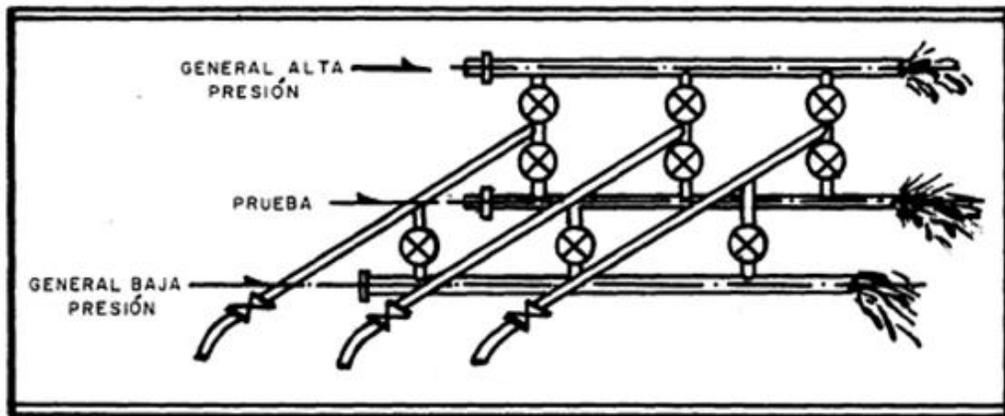


Figura III.34. Múltiple Triple

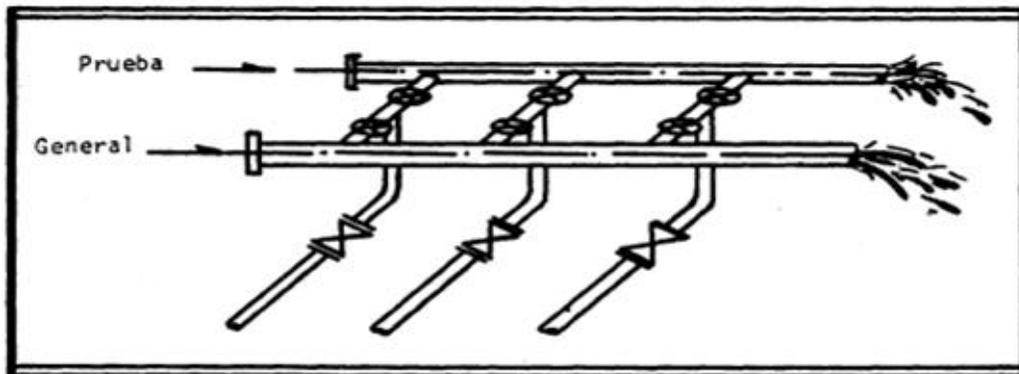


Figura III.35 Múltiple doble

La siguiente figura muestra múltiples en campo antes de ser ensamblados en la configuración requerida.



Figura III.36 Múltiples

Los fluidos (gas, petróleo, agua de formación) que pasan a través de los múltiples son enviados a los separadores para ser separados y luego ser tratados para su disposición final.

Para operar los múltiples se deben tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:

- Mantener las válvulas siempre bien engrasadas para facilitar las operaciones de cierre y apertura de las mismas.
- Abrir o cerrar las válvulas completamente, para evitar así:
  - Aumento de presión en la línea de flujo
  - Desgaste de la compuerta, por aumento de velocidad del fluido a través de ella.
  - Retorno de fluido a través de los múltiples.
- En los pozos que se encuentran bombeando, una de las dos válvulas de comunicación con los múltiples de producción general o de prueba, debe permanecer abierta.

- Cerciorarse que los números de identificación de cada pozo estén claramente impresos en uno de los múltiples, para reconocer así la línea de flujo correspondiente a cada uno de ellos
- En aquellas estaciones donde se maneja dos tipos de crudo, cerciorarse que los múltiples estén identificados para evitar confusiones que puedan causar accidentes.
- Cuando se realicen operaciones de abrir o cerrar la válvula, el operador nunca debe estar colocado frente a la misma.

#### **III.5.4. Separadores de gas, petróleo y agua**

Los separadores, son aquellos que nos sirven para separar los fluidos (gas, petróleo y agua de formación) provenientes de los múltiples de producción y de prueba y tratarlos en los patios de tanque antes de poder ser enviados a los terminales de embarque.

Estos separadores se clasifican de acuerdo a su configuración en verticales, horizontales y esféricos y según su función en separadores de prueba y separadores de producción general. Como las tuberías y de acuerdo a la presión de trabajo o funcionamiento, los separadores se clasifican en separadores de alta, media o baja presión. Adicionalmente, se pueden clasificar en bifásicos o trifásicos, de acuerdo al número de fases que pueden separar.

Los separadores de gas-líquido, los cuales son bifásicos, son los más comunes y se usan para separar la fase gaseosa de la fase líquida.

Luego esta fase líquida debe ser separada, es decir, separar el agua de formación del petróleo y de esta forma poderlos tratar por separados para su disposición final. Para nuestro caso el agua de formación que resulte de la separación del hidrocarburo con

el agua, debe realizársele un estudio para saber qué tipo de tratamiento se le debe hacer para luego decidir sobre su disposición final.

Los separadores trifásicos se utilizan para separar de una vez las tres fases: gas, petróleo y agua de formación.

Los separadores de producción general, incluyen los dedicados a la deshidratación y desalación de los crudos. Son muy importantes, pues se encargan de que los crudos producidos se adapten con arreglo a las especificaciones y exigencias del mercado.

Los separadores de prueba, se utilizan cuando por causa de variación en los parámetros de producción de un pozo particular, se necesita someter su producción individual a medición, lo cual se realiza a través del “manifold”.

En la siguiente figura se muestra un separador de prueba convencional

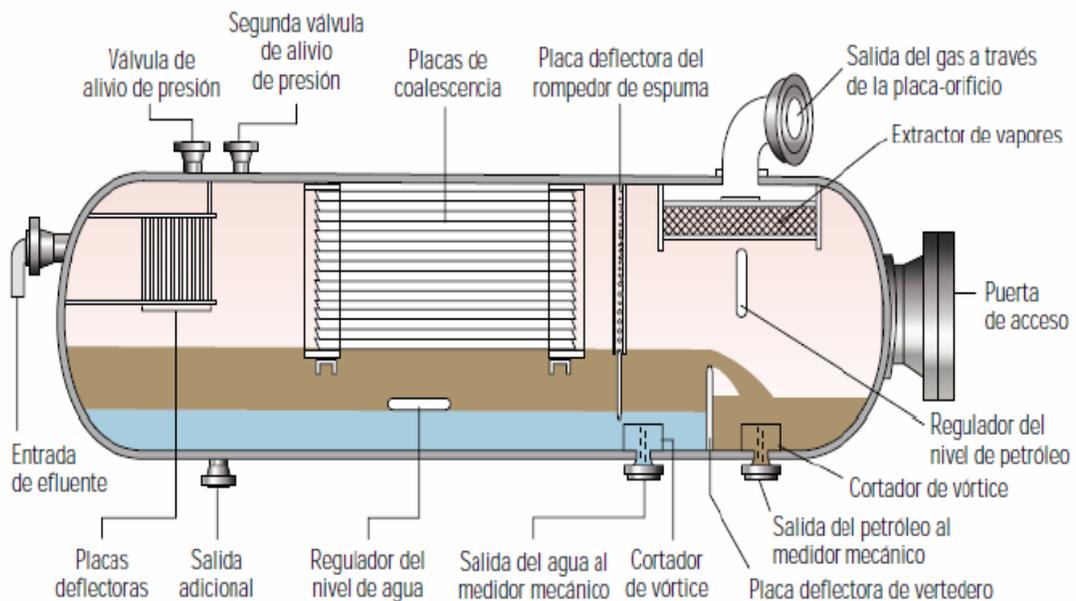


Figura III.37. Separador de prueba convencional

Los procedimientos para poner en funcionamiento un separador son los siguientes:

- Abrir la válvula manual instalada en la línea de recolección de gas, para presurizar el separador.
- Abrir la válvula manual instalada en la línea de descarga de líquido
- Abrir la válvula manual instalada en la línea de entrada de los fluidos al separador (línea proveniente del múltiple).
- Cerrar lentamente la válvula manual en el desvío (by pass), para evitar golpes bruscos de presión en el separador, que puedan dañar sus instrumentos o el flotador.
- Revisar la instrumentación (Registro de flujos de gas, Controlador de descarga “Gas Neumático”).

Los pasos dados anteriormente, deberán ser ejecutados de forma secuencial, sin omitir o variar el orden. La violación de esta secuencia puede ocasionar accidentes fatales.

### **III.5.6. Ruta y destino final de los fluidos separados**

Luego de que los fluidos producidos (gas, petróleo y agua) son separados, son enviados a sus respectivos tanques de almacenamiento. El agua es almacenada para su tratamiento y posterior reutilización en reinyección o para ser vertida en cuerpos de agua.

El crudo también es almacenado, tratado y posteriormente enviado a las refinerías mediante oleoductos para ser mejorado o a los tanqueros para su venta directa. El gas natural no se almacena en las estaciones de flujo, sino que puede ser: reinyectado en el subsuelo; o utilizado en el campo petrolero como combustible; o como vector de energía para el levantamiento artificial por gas, puede ser enviado para su consumo

final como combustible en los sectores comercio, industrias (incluyendo refinerías) y doméstico; o enviado como insumo a la industria petroquímica.

### III.5.7. Almacenamiento del petróleo y del agua libre

Diariamente en las estaciones de flujo es recibido el crudo y el agua que se producen por los pozos asociados a estas estaciones. Luego de que estos fluidos son separados son colocados en tanques de almacenamientos (Figura III.38) para su tratamiento y disposición final.

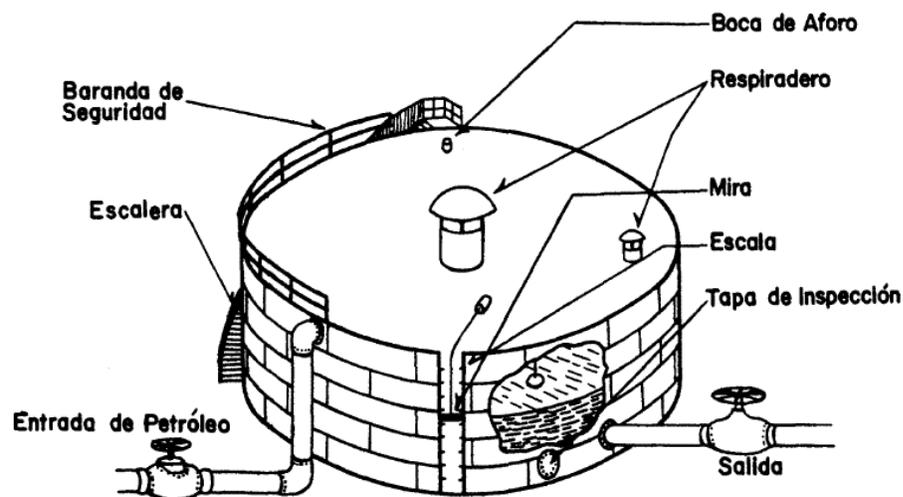


Figura III.38. Tanque de almacenamiento

El agua que se obtiene al separar los fluidos petróleo – agua luego de ser almacenada se le debe hacer el estudio para saber su composición química para luego determinar el tipo de tratamiento que se le debe realizar y así saber si puede ser inyectada o ser vertida en un cuerpo de agua (ríos, lagunas, mares).

### III.5.8. Unidad de recobro de vapores de hidrocarburos

Cuando el crudo es tratado bajo presión y enviado a tanques de almacenamiento los cuales tienen presiones cercanas a la atmosférica, algunos líquidos de hidrocarburos pasan a ser vapores de hidrocarburos. Algunos de los factores que determinan ese volumen de vapores son:

- Tipo de hidrocarburo líquido
- Presión
- Temperatura
- Volumen de hidrocarburos
- Temperatura del hidrocarburo líquido dentro del tanque
- Diámetro del tanque
- Como se almacenan los líquidos en el tanque
- Cuanto tiempo permanecen los hidrocarburos líquidos en los tanques antes de ser enviados a las líneas de flujos.

Una unidad de recobro de vapores consiste de un control montado sobre un tanque para el control de compresores, una torre de lavado para mantener al hidrocarburo líquido fuera del compresor, un compresor y un panel de control (Figura III.39). El motor eléctrico del compresor inicia sus funciones por una señal enviada desde el panel de control a aproximadamente a una onza de presión de gas. Este se apagará aproximadamente a un cuarto de onza de presión de gas. Es necesario mantener una presión positiva dentro del tanque para mantener fuera el aire y prevenir la evaporación del petróleo crudo. La contaminación del gas con aire puede crear mezclas explosivas y acelerar la corrosión del equipo. Los tanques normalmente son diseñados para almacenar el hidrocarburo líquido con un máximo de 4 onzas de presión de gas positiva.

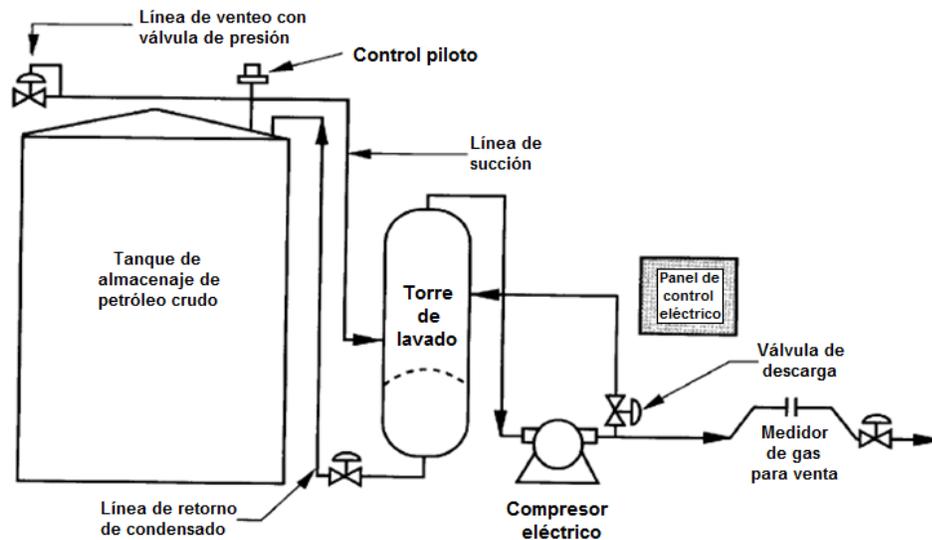


Figura III.39. Unidad de recobro de vapores de hidrocarburos

### III.5.9. Unidad automática de transferencia LACT (acrónimo del inglés Lease Automatic Custody Transfer)

En las grandes instalaciones de superficie, el petróleo se vende normalmente a través de una unidad LACT, que está destinada a satisfacer las normas API y cualesquiera otras normas de muestreo y medición que sean requeridas por el comprador del crudo. El valor que se obtiene del estudio realizado al crudo suele depender de su gravedad, contenido de agua y sedimentos, y su volumen. Por lo tanto, la unidad LACT no sólo debe medir el volumen con precisión, sino que debe monitorear continuamente el contenido de agua y sedimentos y tomar una muestra suficientemente representativa para que la gravedad y el contenido de agua y sedimentos puedan medirse.

### III.6. Separación de los líquidos agua y petróleo <sup>[1], [3], [4]</sup>

Los fluidos producidos desde los pozos normalmente son una mezcla de componentes diferentes. En un pozo típico esta corriente fluye con gran velocidad, turbulencia y constantemente se expande la mezcla de gases con los hidrocarburos líquidos, y la

mezcla con vapor de agua, agua libre y algunos sedimentos. Este caudal del pozo debe ser procesado tan pronto como sea posible al traerlo a la superficie. Para ello son usados los separadores.

Como se definió anteriormente un separador es aquel que nos sirve para separar los fluidos (gas, petróleo y agua de formación) provenientes de los múltiples de producción y de prueba.

Los separadores pueden ser bifásicos o trifásicos. Los bifásicos separan el gas de los líquidos y los trifásicos separan posteriormente los líquidos en petróleo y agua. En los crudos pesados se utilizan los bifásicos, los cuales miden las fases de fluidos independientes en forma individual cuando salen del recipiente, antes de mezclar y hacer retornar los fluidos a una línea de flujo.

Las condiciones normales operacionales de trabajo se limitan a presiones que oscilan entre 200 y 1.000 lpc, con presiones de trabajo máximas de hasta 1.440 lpc.

### **III.6.1. Descripción del equipo**

Por lo general hay tres (3) tipos de separadores disponibles de fábrica: horizontales, verticales, y esféricos.

#### **Separadores Horizontales**

Los separadores horizontales son clasificados en dos categorías: de tubería simple y de tubería doble. Cada tipo de separador tiene diversas ventajas y limitaciones. La selección del tipo de separador está basada en varios factores, incluyendo características de la producción de vapor a tratarse, disponibilidad de la planta en el sitio de la instalación, el transporte y el costo.

Los separadores horizontales (Figura III.40) usualmente son la primera escogencia por sus bajos costos. Los separadores horizontales son ampliamente más utilizados

por la alta relación gas petróleo (RGP) que estos pueden manejar (GOR por sus siglas en ingles), por pozos que producen corrientes espumosas o por la capacidad de separación de líquidos con líquidos. Tienen mayor interfase gas – líquido debido a la gran y larga sección de separación de gas.

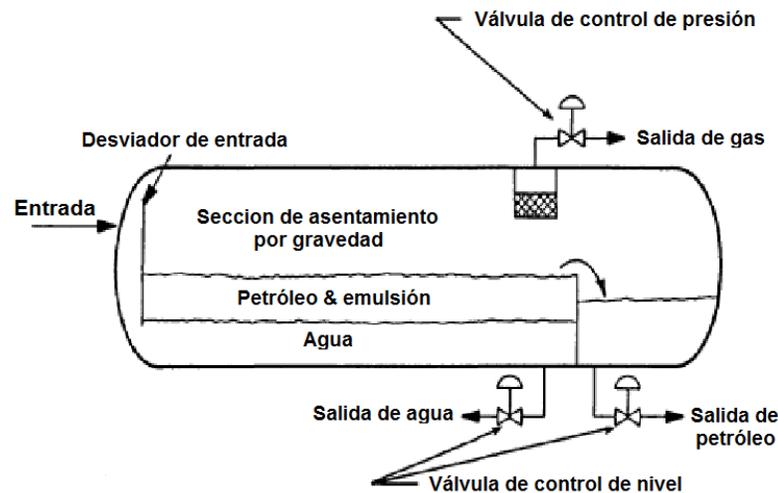


Figura III.40. Esquema de un separador horizontal trifásico

Los separadores horizontales desplazan mucho más fácil los líquidos y requieren menos servicios de tuberías para conectarse con los campos. Los separadores individuales se pueden colocar fácilmente en las instalaciones de separación para minimizar los requerimientos de espacio. En los separadores horizontales el gas fluye horizontalmente mientras que el líquido gotea hacia la superficie líquida. El gas húmedo fluye en la compuerta superficial y forma una pantalla de líquido que se drena lejos de la sección de líquido del separador. Las compuertas necesitan ser más grandes que la distancia de la trayectoria de viaje del líquido. El nivel de control de líquido colocado es más crítico en un separador horizontal que en uno vertical debido al espacio limitado que se tiene.

### Separadores Verticales

Los separadores verticales (Figura III.41) se usan a menudo para tratar de bajas a intermedias relaciones Gas – Petróleo (RGP) y corrientes con bolsas de líquido (Slugs of liquid) relativamente grandes. Mantienen cantidades de líquido más grandes sin transportar el gas fuera del separador, y la acción del consolador del nivel de líquido no es tan crítico. Los separadores verticales ocupan menos espacios en planta, lo cual es importante para las instalaciones tales como las plataformas donde el espacio es limitado.

Debido a la gran distancia vertical entre el nivel del líquido y el orificio de salida del gas, la oportunidad para el líquido de re-vaporizarse en fase gaseosa es limitada. Sin embargo, debido al ascendente flujo natural de gas en un separador vertical contra la caída de las gotas de líquido, se requiere la adecuación del diámetro del separador. Los separadores verticales son más costosos para ser fabricados.

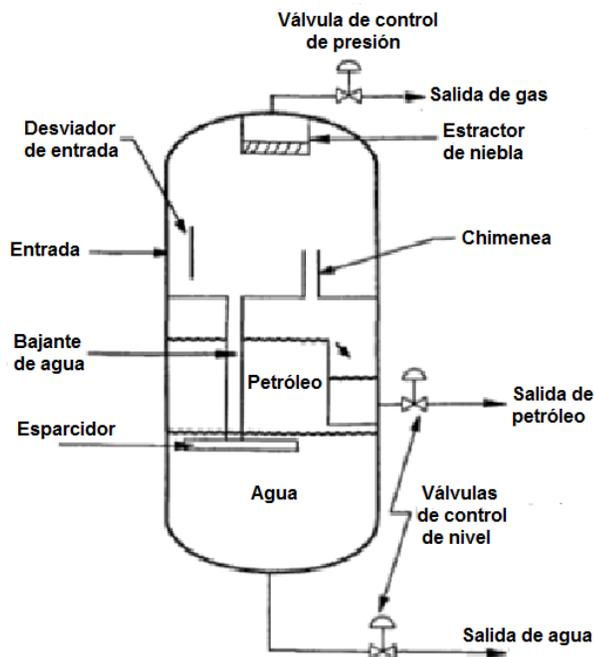


Figura III.41. Esquema de un separador vertical trifásico

### Separadores Esféricos

Los separadores esféricos ofrecen un barato y compacto medio de separación de fluidos. Debido a sus configuraciones, estos tipos de separadores tienen un espacio muy limitado en cuanto al aumento de la sección de solución líquida. También, la colocación y la acción del control de nivel de líquido en este tipo de separador es más crítica.

En la figura III.42 se muestra un separador esférico típico. Los separadores esféricos son un caso especial de un separador vertical donde no hay caparazón cilíndrico entre los dos cabezales. Este tipo de separadores usualmente no se usan en las instalaciones petroleras debido a las dificultades que se tienen con la fabricación del mismo.

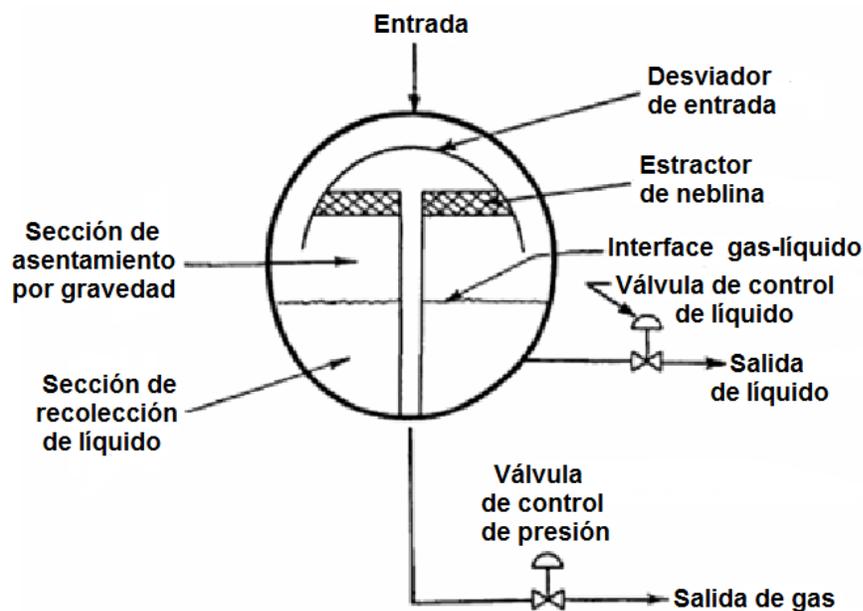


Figura III.42. Esquema de un separador esférico

### Tiempo de retención

El tiempo de retención se determina dividiendo el volumen de líquido en el recipiente de almacenamiento por la tasa de flujo de líquidos. Se requiere que un cierto monto

de crudo sea almacenado para asegurar que el crudo alcance el equilibrio a una presión determinada del separador y que el gas sea liberado. Además un tiempo adicional de almacenamiento se requiere para asegurar que ocurra la coalescencia del agua libre en forma de gotas. Es común usar el tiempo de retención desde 3 minutos hasta 30 minutos dependiendo del laboratorio o la data del campo. Si esta información no está disponible, se sugiere un tiempo de retención para el crudo de 10 minutos. Del mismo modo, una cierta cantidad de agua almacenada es necesaria a fin de asegurar que la mayoría de las gotas de crudo mezcladas con el agua, tengan tiempo suficiente para juntarse (coalescencia) y aumentar así la interfaz de petróleo y agua.

Es común usar el tiempo de retención para la fase de agua en rangos desde 3 minutos a 30 minutos, dependiendo de la información del laboratorio o la data del campo. En tal caso de no tener disponible la información, Se recomienda un tiempo de retención de 10 minutos para el agua. Tanto el tiempo de retención máximos para la tasa de agua y crudo deberían ser calculados, a menos que la data del laboratorio indique que es innecesario tomar este diseño.

### **Selección de un separador horizontal contra uno vertical**

Los separadores horizontales son más pequeños y menos costosos que los separadores verticales para una determinada capacidad de manejo de gas. En la sección gravitacional de un recipiente horizontal, las gotas de líquido caen de manera perpendicular al flujo de gas y de esta manera son más fáciles de llevarlas fuera de la fase continua de gas.

Los separadores horizontales ofrecen una mayor capacidad de líquido y se adaptan mejor para una separación líquido-líquido y crudos espumosos.

De esta manera, para un proceso de separación pura gas/líquido, debería haber preferencia por un separador horizontal. Sin embargo, tienen las siguientes

desventajas, que podría conducir a una preferencia por un separador vertical en ciertas situaciones, estas desventajas son:

- Los separadores horizontales no son tan buenos como un separador vertical al manejar los sólidos. El líquido descargado de un separador vertical puede ser colocado en el centro de la parte inferior de manera que los sólidos no se acumulen en el separador sino que continúen al siguiente recipiente durante el proceso. Como alternativa, un drenaje se podría colocar en separador vertical, de tal manera que los sólidos se puedan eliminar periódicamente mientras que el líquido abandone el recipiente. En un separador horizontal, es necesario poner varios drenajes a lo largo del recipiente.
- Los separadores horizontales requieren un área mayor para llevar a cabo la misma separación que los separadores verticales. Mientras que esto no es de importancia en tierra, pero si es muy importante mar adentro.
- Son más pequeños, los recipientes horizontales pueden tener menor capacidad de surgencia de líquido que un separador vertical para el mismo estado de flujo estable. Para un cambio de elevación de la superficie líquida, típicamente hay un mayor cambio en el volumen de líquido para un separador horizontal que para un separador vertical para el mismo estado de flujo.

En general los separadores horizontales son más económicos para un proceso de separación gas – crudo, particularmente cuando hay problemas con emulsiones, espuma, o relaciones grandes gas – petróleo.

Los separadores verticales trabajan más eficientemente en situaciones donde se tienen bajas relaciones gas - petróleo. Algunas veces se usan en situaciones donde la relación gas – petróleo es alta, tales como la depuración donde solamente los fluidos de niebla se remueven del gas.

### **Separador de agua libre (FWKOS por sus siglas en inglés)**

Cuando hay suficiente producción de agua libre, un separador de agua libre (figura III.43 y III.44) es instalado a menudo para separar el gas libre y el agua libre del petróleo libre y las emulsiones. Este recipiente puede ser horizontal o vertical en cuanto al diseño. El tamaño depende del tiempo de retención deseado y el volumen de agua por día que se maneja.

Un separador de agua libre es sencillamente un recipiente que proporciona un espacio para que el agua libre se separe de una emulsión. Muchas veces contiene un filtro para quitar partículas de petróleo o emulsión que pueden estar atrapadas en el agua a medida que pasan por el filtro. El agua libre se retira automáticamente de la unidad, y la emulsión o el petróleo salen por arriba y pasa por el sistema de tratamiento. De esta manera, se elimina el agua en estado libre.

Los métodos usados para facilitar la separación cuando se usa un separador de agua libre son tiempo, métodos gravitacionales, métodos mecánicos y algunos químicos.

Cuando se requiere usar calor para romper emulsiones, se podría ahorrar mucho combustible gaseoso empleando un Separador de Agua Libre; esto debido a que requiere más del doble de energía para calentar un volumen dado de agua a cierta temperatura que cuando se hace con el mismo volumen de petróleo. Por lo que, calentar agua innecesariamente, no es solamente inútil, sino que puede ser muy costoso.

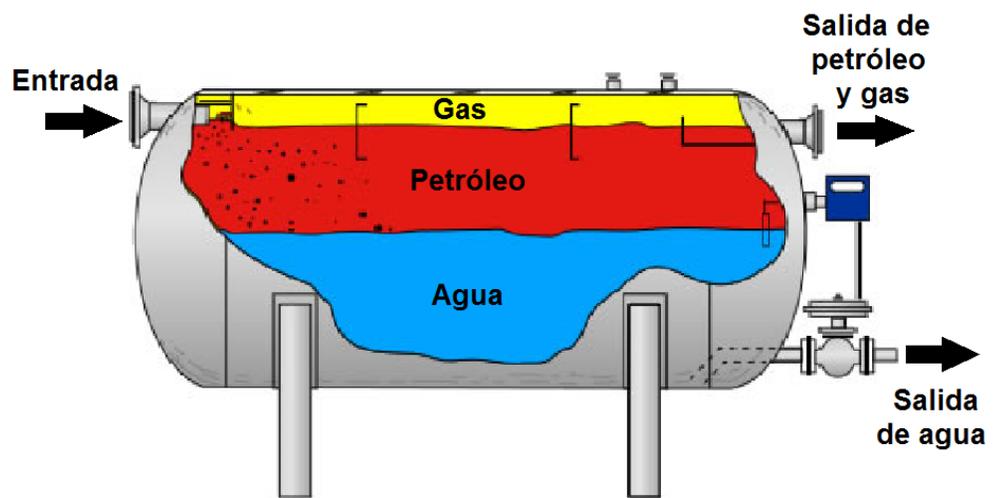


Figura III.43. Esquema de un separador de agua libre



Figura III.44. Separador de agua libre

## **CAPITULO IV: DESCRIPCIÓN DEL MARCO JURIDICO – LEGAL AMBIENTAL**

### **IV.1. Legislación ambiental Venezolana** <sup>[1], [16], [28], [33]</sup>

En nuestro país, cuando se habla de las actividades susceptibles a degradar el ambiente, debemos referirnos primeramente a la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela del año 1999 en su artículo 129, en el cual se indica textualmente que

*“Todas las actividades susceptibles de generar daños a los ecosistemas deben ser previamente acompañadas de estudios de impacto ambiental y sociocultural. El Estado impedirá la entrada al país de desechos tóxicos y peligrosos, así como la fabricación y uso de armas nucleares, químicas y biológicas. Una ley especial regulará el uso, manejo, transporte y almacenamiento de las sustancias tóxicas y peligrosas.*

*En los contratos que la República celebre con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, o en los permisos que se otorguen, que afecten los recursos naturales, se considerará incluida aun cuando no estuviere expresa, la obligación de conservar el equilibrio ecológico, de permitir el acceso a la tecnología y la transferencia de la misma en condiciones mutuamente convenidas y de restablecer el ambiente a su estado natural si éste resultare alterado, en los términos que fije la ley.”*

En nuestro caso de estudio, hacemos referencia al manejo y disposición final en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo. Esta agua separada posee elementos tóxicos tales como hidrocarburos, metales pesados entre otros, cuyo manejo y disposición final es una actividad susceptible de generar daños a los ecosistemas, por lo cual, está supeditada a cumplir con lo establecido en el artículo 129 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

La Ley Orgánica del Ambiente define un Estudio de impacto ambiental y socio cultural como *“Documentación técnica que sustenta la evaluación ambiental preventiva y que integra los elementos de juicio para tomar decisiones informadas con relación a las implicaciones ambientales y sociales de las acciones del desarrollo.”*

Cabe destacar que el Decreto N° 1257 que tiene por objeto establecer los procedimientos conforme a los cuales se realizará la Evaluación Ambiental de las actividades susceptibles de degradar el ambiente define un Estudios de Impacto Ambiental y Socio Cultural (EIASC) en su artículo 3 como *“un estudio orientado a predecir y evaluar los efectos del desarrollo de una actividad sobre los componentes del ambiente natural y social y proponer las correspondientes medidas preventivas, mitigantes y correctivas a los fines de verificar el cumplimiento de las disposiciones ambientales contenidas en la normativa legal vigente en el país y determinar los parámetros ambientales que conforme a la misma deban establecerse para cada programa o proyecto.”*

Los Estudios de Impacto Ambiental y Socio Cultural (EIASC) son entregados previo al inicio de las actividades de exploración y producción de la industria del petróleo por lo que los procedimientos a seguir para el manejo, tratamiento y disposición final de las aguas de formación deben estar allí contempladas.

#### **IV.2. Contenido de un EIASC** <sup>[28], [33]</sup>

El contenido de un EIASC viene reflejado a través de una propuesta de términos de referencia tal como lo indica el artículo 7 del Decreto 1257.

En esta propuesta de términos de referencia se deberá incluir lo siguiente:

- Caracterización Ambiental
- Análisis de la Sensibilidad
- Descripción y Evaluación de los Impactos ambientales

- Formulación de medidas preventivas, mitigación y control.
- Programa de Seguimiento Ambiental.
- Plan de Supervisión Ambiental
- Riesgos inherentes ( Plan de Contingencia)
- Documento Síntesis.
- Plan de Trabajo.
- Equipo de Trabajo.

La propuesta de términos de referencia se ajustará a cada caso en particular, lo cual quiere decir que la disposición final del agua de formación deberá estar contemplada en dichos términos de referencia.

#### **IV.2.1. Procedimiento para presentar un EIASC**

El Promotor de la actividad (Industria Petrolera) emite ante el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MPPA), un documento de intención (ver artículo 4 del decreto 1257), en el cual se deberá especificar lo siguiente:

- Objetivos del proyecto
- Justificación del proyecto
- Descripción de las opciones
- Cronograma de planificación
- Inversiones destinadas
- Información físico natural y socio económica (caracterización ambiental)

Cabe destacar que tanto el documento de intención como el EIASC están sujetos a aplicarse cuando se tengan actividades como: Ampliación, reactivación, reconversión, clausura, cierre y desmantelamiento.

El MPPA notifica al promotor que debe presentar los términos de referencia del proyecto. Estos son evaluados por el ministerio, el cual emite los términos de referencia definitivos. El promotor entonces deberá presentar el EIASC que será evaluado por el MPPA y solicitar la Autorización de ocupación de territorio (AOT) (ver artículo 10 y 12 del Decreto N° 1257) que se hace cuando se presenta el EIASC, la cual contiene:

- Una breve descripción del Programa o Proyecto.
- Medidas preventivas, mitigantes y correctivas, indicando el impacto al cual va dirigida.
- Condiciones bajo las cuales se efectuará la afectación al ambiente.

Al ser otorgada la AOT, el agente promotor solicita la autorización de afectación de los recursos naturales renovables (AARN) que al igual que la AOT debe solicitarse cuando se presente el EIASC, el cual contiene:

- Breve descripción del Programa o Proyecto.
- Medidas preventivas, mitigantes y correctivas, indicando el impacto al cual va dirigida.
- Condiciones bajo las cuales se efectuará la afectación al ambiente.

Tanto la AOT y la AARN tienen el mismo contenido. Es por esto que ambas se solicitan en conjunto cuando se presenta el EIASC, esto es, si se tiene información suficiente de la afectación que se va a realizar. De no ser así, se deberá solicitar primero la AOT con la información que se tenga y luego al contar con ingeniería básica e información a detalle de la afectación entonces se solicita con otro EIASC la AARN

Al ser otorgado la AARN la compañía podrá ejecutar los planes de ejecución del programa o proyecto.

### IV.3. Requerimientos de calidad del agua según su disposición final <sup>[31], [32]</sup>

Una vez que las aguas de formación son separadas del crudo al que se encuentran asociadas, mediante los procesos de deshidratación, las mismas deben ser tratadas adecuadamente de acuerdo a la disposición final que haya sido establecida.

El Decreto N° 883, en su artículo 9, clasifica los constituyentes en los vertidos líquidos en dos grupos, es decir, que al ser caracterizada el agua de formación y tener en cuenta cuales sus los componentes, es necesario hacer referencia al artículo 9 del Decreto N° 883 y revisar si ésta agua está contemplada dentro de la clasificación que dicta el decreto.

En la siguiente tabla se muestra la clasificación de los constituyentes de vertidos líquidos.

Tabla IV.1. Clasificación de los Constituyentes en los Vertidos Líquidos

	Grupo I	Grupo II
1	Compuestos organohalogenados y sustancias que puedan dar origen a compuestos de este tipo en el medio acuático.	Aceites naturales e hidrocarburos degradables o poco persistentes.
2	Compuestos organofosfóricos.	Materia orgánica carbonácea expresada en términos de demanda bioquímica de oxígeno (DBO5, 20) y demanda química de oxígeno (DQO).

3	Sustancias cancerígenas.	Compuestos inorgánicos del fósforo y fósforo elemental.
4	Mercurio y compuestos de mercurio.	Compuestos orgánicos no tóxicos del fósforo.
5	Cadmio y compuestos de cadmio.	Compuestos orgánicos e inorgánicos del nitrógeno.
6	Aceites minerales persistentes e hidrocarburos derivados del petróleo, de lenta descomposición.	Cloruros.
7	Metaloides, metales y sus compuestos de la siguiente lista: Aluminio, antimonio, arsénico, bario, boro, cobalto, cobre, cromo, estaño, molibdeno, níquel, plata, plomo, selenio, talio, telurio, titanio, uranio, vanadio y zinc.	Detergentes
8	Biocidas y sus derivados	Dispersantes
9	Compuestos organosilícicos tóxicos o persistentes	Sólidos suspendidos totales que no contengan elementos tóxicos.

10	Cianuros y fluoruros	Color
11	Sustancias radiactivas	Temperatura
12	Sustancias sintéticas persistentes que puedan flotar, permanecer suspendidas o sedimentar perjudicando cualquier uso de las aguas.	pH
13		Parámetros Biológicos

Luego de revisar la tabla anterior y sabiendo que los constituyentes del agua de formación se encuentran en ella se deberá revisar cuales son los límites máximos permitidos por el MPPA para la descarga de esta agua según la disposición final.

Los límites de descarga del primer grupo deberán cumplirse, sin excepción alguna, para todas las descargas a cuerpos de agua, medio marino-costero y submarino y para disposición directa sobre el suelo. Asimismo, deberán cumplirse para la infiltración en el subsuelo, salvo en los casos previstos por el Decreto N° 883. El MPPA determinará los límites para sustancias que no los tengan fijados, en función de los estudios que presente el agente promotor de la actividad.

Los límites de descarga del segundo grupo se podrán ajustar a las características actuales del medio receptor, sujetas a las restricciones que imponga la capacidad de asimilación de éste medio, aplicando como criterio general que las descargas no alteren la calidad del mismo. En los casos de cuerpos de agua sujetos a una

clasificación, la calidad de las aguas estará definida por los parámetros que correspondan según el uso al que hayan sido destinadas.

El Decreto N° 883, en sus artículos 10, 11, 16, 17 y 18 establece los límites máximos de descarga de efluentes líquidos a cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), medio marino costero y para la descargas o re – inyección en el subsuelo.

En la tabla siguiente se muestra los límites máximos establecidos por la norma ambiental vigente para la descarga de efluentes líquidos a cuerpos de agua y medio marino costero.

Tabla IV.2. Valores establecidos por la norma nacional para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes

<b>Parámetros físico-químicos</b>	<b>Límites máximos o rangos establecidos para descarga a cuerpos de agua</b>	<b>Límites máximos o rangos establecidos para descarga al medio marino costero</b>
Aceites minerales e hidrocarburos	20 mg/l	20 mg/l
Alkil mercurio	No detectable (*)	No detectable (*)
Bario total	5,0 mg/l	5,0 mg/l
Boro	5,0 mg/l	-
Cadmio total	0,2 mg/l	0,2 mg/l

Cianuro total	0,2 mg/l	0,2 mg/l
Cloruros	1000 mg/l	-
Cobalto total	0,5 mg/l	0,5 mg/l
Cobre total	1,0 mg/l	1,0 mg/l
Color real (**)	500 unidades de Platino-Cobalto (Pt-Co)	500 unidades de Pt-Co
Cromo total	2,0 mg/l	2,0 mg/l
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO5, 20)	60 mg/l	60 mg/l
Demanda química de oxígeno (DQO)	350 mg/l	350 mg/l
Detergentes	2,0 mg/l	2,0 mg/l
Dispersantes	2,0 mg/l	2,0 mg/l
Espuma	Ausente	Ausente
Fenoles	0,5 mg/l	0,5 mg/l

Hierro total	10 mg/l	-
Manganeso total	2,0 mg/l	-
Mercurio total	0,01 mg/l	0,01 mg/l
Nitrógeno total (expresado como nitrógeno)	40 mg/l	40 mg/l
Nitritos + nitratos (expresado como nitrógeno)	10 mg/l	-
pH	6 – 9	6 – 9
Selenio	0,05 mg/l	0,2 mg/l
Sólidos flotantes	Ausentes	Ausentes mg/l
Sólidos suspendidos	80 mg/l	-
Sólidos sedimentables	1,0 mg/l	-
Sulfatos	1000 mg/l	-
Sulfitos	2,0 mg/l	-
Sulfuros	0,5 mg/l	2,0 mg/l

Temperatura	La variación de la temperatura por la descarga no superara los 3 °C	La variación de la temperatura por la descarga no superara los 3 °C
-------------	---	---

\* Según los métodos aprobados por el Ministerio del Poder Popular Para el Ambiente

(\*\*) El color puede cambiar con el pH de la muestra, por lo que es necesario, que al medir el color, se reporte también el pH de la muestra

Tabla IV.3. Valores establecidos por la norma nacional en cuanto al contenido de biocidas para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes

<b>Biocidas</b>		
Órgano fosforados y carbonados	0,25 mg/l	0,25 mg/l
Órgano clorados	0,05 mg/l	0,05 mg/l

Tabla IV.4. Valores establecidos por la norma nacional en cuanto a la radiactividad para el vertido de efluentes en forma directa o indirecta a los cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses), y al medio marino costero. Solo se muestran los parámetros relevantes

<b>Radiactividad</b>		
Actividad	máximo 0,1 Bq/l	máximo 0,1 Bq/l
Actividad	máximo 1,0 Bq/l	máximo 1,0 Bq/l

Mediante un análisis físico – químico, se pueden identificar y cuantificar los contaminantes presentes en determinadas aguas de producción. Una vez cuantificados los contaminantes presentes en determinadas aguas de formación, y establecido el destino final que tendrán las mismas, se puede identificar el tipo o tipos de tratamientos necesarios para alcanzar las especificaciones de calidad de esta agua.

Es fundamental tomar en cuenta los factores económicos asociados a los procesos o esquemas de tratamiento seleccionados. Estos aspectos económicos dependen directamente del monto de las inversiones necesarias para la infraestructura requerida.

Al referirse a la re – inyección cabe destacar que la reglamentación ambiental vigente prohíbe la descarga, infiltración o inyección en el suelo o en el subsuelo de vertidos líquidos tratados o no, cuyo contenido de sustancias pertenecientes al Grupo I, especificadas en el artículo 9 del Decreto N° 883, superen los límites establecidos en el artículo 10 de este mismo decreto.

Se hacen excepciones a las actividades de inyección asociadas a la exploración y explotación de hidrocarburos cuando la inyección que se va a realizar es en acuíferos

no aprovechables y yacimientos petrolíferos, realizando previo análisis técnico, económico y ambiental, cuando se trate de:

- Lodos de perforación en base a agua y aceite en etapas de exploración
- Lodos de perforación en base a agua en etapas de desarrollo y explotación
- Lodos de perforación en base a agua y aceite, aguas de formación y aguas efluentes de procesos de producción de crudos, en acuíferos lenticulares, previa determinación de su condición como tal, en etapas de desarrollo y producción.

Toda re-inyección deberá hacerse de acuerdo a ciertos parámetros que establece la normativa ambiental vigente, entre las cuales se pueden mencionar:

- La profundidad a la que se va a inyectar debe ser mayor de 200 m. por debajo de la base del acuífero aprovechable más profundo, con una capa impermeable de separación que tenga un espesor de por lo menos de 30 metros o una capa semipermeable de por lo menos 200 m.
- Los acuíferos receptores deberán contener barreras impermeables supra e infra - yacentes de espesor no menor de 2 m. cada una, construidas con material arcilloso, lutítico o equivalente, que impidan el movimiento vertical del fluido inyectado.
- Las condiciones petrofísicas (permeabilidad, porosidad y cantidad de arcilla) y de espesor y desarrollo lateral de la capa de almacén deben garantizar la inyección, sin que ésta exceda la presión de fractura de las barreras impermeables, ni limiten la capacidad de almacenamiento del volumen de lodo planificado para la inyección.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se deberá cumplir con las siguientes condiciones mínimas:

- Permeabilidad: mayor de 50 milidarcy (mD)
  - Cantidad de arcilla: menor de 15%.
  - Porosidad: mayor de 12%.
  - Espesor de la capa almacén: mayor a 3 metros
- 
- Los sellos de cemento entre el revestimiento y la formación deben evitar la migración del fluido inyectado hacia el acuífero aprovechable más profundo.

A tales efectos, se deberá cumplir con las siguientes especificaciones de acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior:

- La longitud mínima para el sello suprayacente del acuífero receptor debe ser de 30 m.
- Longitud mínima para el sello de la base del acuífero aprovechable más profundo debe ser de 200 m.

Cuando se va a re – inyectar aguas de formación, aguas efluentes de procesos de producción de crudos, lodos de perforación, hidrocarburos o desechos de hidrocarburos en yacimientos petrolíferos y acuíferos asociados, las condiciones para la inyección serán fijadas de acuerdo a las características de cada yacimiento.

Todas las actividades de inyección quedan sujetas a la autorización previa por parte del MPPA (esto es muy importante, ya que aunque se cumpla con lo expuesto anteriormente, el MPPA podrá autorizar o no la inyección), por tal motivo el agente promotor de la actividad deberán presentar ante el MPPA una solicitud el cual deberá estar acompañada de los siguientes recaudos, los cuales deben estar contenidos en el EIASC del proyecto, dentro del plan de manejo de desechos:

- Infiltración o inyección en el suelo o en el subsuelo de vertidos líquidos tratados o no.
  - Identificación del solicitante.
  - Justificación de la solicitud.
  - Balance hídrico del área a afectar.
  - Estudios sobre requerimientos hídricos y de nutrientes de la vegetación presente en el área o posibles cultivos a desarrollarse.
  - Estudios de suelos a ser afectados (permeabilidad, porosidad y capacidad de intercambio iónico).
  - Nivel freático.
  - Características de las aguas a ser descargadas (cantidad y calidad fisicoquímica y bacteriológica).
  - Calidad de las aguas de los acuíferos susceptibles de ser contaminados.
  
- Actividades de inyección asociadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en acuíferos no aprovechables y yacimientos petrolíferos.
  - Identificación del solicitante
  - Justificación de la solicitud
  - Cantidad, calidad y variaciones que presenta el fluido a inyectar
  - Características hidrogeológicas del estrato receptor (permeabilidad, cantidad de arcilla, porosidad y espesor de la capa almacén)
  - Características del acuífero receptor, indicando localización, calidad de agua y usos presentes y futuros
  - Características estructurales, confinamiento y riesgo sísmico

- Prueba de cementación del pozo y registros que indiquen la calidad de la cementación
- Sistema de inyección del pozo: capacidad de inyección, carga potenciométrica, presiones de inyección, frecuencia del proceso
- Programa de emergencia para ser aplicado al proceso, que incluya medidas de saneamiento
- Presión de fractura de barreras impermeables

También debe estar contemplado en el EIASC las consideraciones del artículo 21 del Decreto N° 883 la cual establece que *“se prohíbe a todos los buques que naveguen en aguas jurisdiccionales arrojar en éstas residuos sólidos, aguas servidas producidas a bordo, hidrocarburos y sus derivados, aguas de lastre o aguas mezcladas que contengan hidrocarburos en una concentración superior a 20 mg/l.”*

#### **IV.4. Legislación ambiental extranjera** <sup>[20], [32], [35]</sup>

Al igual que en Venezuela, en el extranjero se debe presentar un Estudio de Impacto Ambiental donde se reflejen todas las actividades que se realizaran durante las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos.

En Venezuela, mediante el Decreto N° 883 se establece que la cantidad de aceites y grasas que debe contener el agua de producción para su descarga en cualquier medio debe ser de un máximo de 20 mg/l como promedio mensual. A continuación se muestra en la siguiente tabla la cantidad de aceites y grasas permitidas a nivel internacional de acuerdo al área y la legislación correspondiente a dicha área y así poder compararla con nuestros límites legislación.

Tabla IV.5. Cantidad de aceites y grasas que debe contener el agua de producción para su descarga costa afuera en diferentes localidades del mundo

<b>Legislación Ambiental</b>	<b>Zona de estudio</b>	<b>Máximo de aceites y grasas permitido a diario en mg/l</b>	<b>Promedio mensual máximo de aceites y grasas permitidos en mg/l</b>
EPA	Estados Unidos	42	29
EPA	Alaska	42	29
EPA	Canadá	---	40
EPA	Golfo de México	42	29
Australiana	Australia	---	30
OSPAR (*)	Mar del norte	---	40
OSPAR	Noruega (Campos bajo jurisdicción)	---	25
OSPAR	Mar Mediterráneo	---	40
OSPAR	Golfo Árabe	---	40
OSPAR	Asia	---	40

(\*) Convenio sobre la protección del medio marino del Atlántico nordeste

Como puede verse en la tabla anterior, los valores varían de acuerdo a localidad geográfica, que depende a su vez de la legislación ambiental vigente de cada región. Venezuela es la región con menor cantidad de aceites y grasas permitidos en el agua de producción en comparación con las otras regiones en el mundo.

## **CAPITULO V: TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES Y EQUIPOS USADOS PARA ELLO**

Las emulsiones pueden ser particularmente problemáticas en la operación de los separadores trifásicos. Durante un período de tiempo una acumulación de materiales emulsionados y/o de otras impurezas formará generalmente una interfaz de las fases del agua y del petróleo. Además de efectos nocivos sobre el control del nivel de líquido, esta acumulación también disminuirá el tiempo eficaz de la retención del petróleo o del agua en el separador, con una disminución resultante de la eficacia de la separación del agua-petróleo. La adición de productos químicos y/o de calor a menudo reduce al mínimo esta dificultad.

Casi todos los métodos de tratamiento de emulsiones están apuntados a la neutralización del efecto del agente emulsificante. En el tratamiento de las emulsiones, dos pasos deben ser seguidos:

- Remoción del gas.
- Remoción del agua libre.

Ambos materiales podrían causar que la emulsión se reforme después de ser rota. La operación del tratamiento puede incluir uno o más de los procedimientos que se indican a continuación:

- Dar tiempo para el asentamiento y drenar el agua que se separa.
- Aplicación de calor.
- Aplicación de compuestos químicos.
- Adición de diluyentes para reducir la viscosidad.
- Operación de dispositivos tales como tanques de asentamiento o tanques de lavado, separadores de agua y petróleo, y deshidratadores eléctricos.

## **V.1 Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión** [1], [2], [3], [5], [23], [40]

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

### **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. A partir de las mediciones de tensión interfacial, se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir la tensión interfacial a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfáltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen la tensión interfacial además de las resinas y asfáltenos.

### **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.

### **Tamaño de la gota**

Gotas muy pequeñas menores de 10 $\mu$ m generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

### **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.

### **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.

### **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. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.

### **Envejecimiento de la interfase**

A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la

gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

### **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.

### **Tipo de crudo**

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.

### **Diferencia de densidad**

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. 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.

### **Presencia de cationes**

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

**V.2. Factores que influyen en el tratamiento-efecto sobre el emulsificador** [1], [2], [3], [5], [23], [40]

El objetivo primario de un tratamiento de emulsión es impedir el efecto emulsificante ó cualquier atracción eléctrica, que mantiene los glóbulos en suspensión, tanto que ellos puedan coagular y sedimentarse.

Los factores envueltos en el tratamiento de emulsiones de petróleo crudo incluyen rompimiento de las películas que rodean las pequeñas partículas de agua, y fusión de las pequeñas gotitas en gotas más grandes; y asentamiento de las gotas de agua ya sea durante o después de la fusión.

Teóricamente, todas las emulsiones se separarían en petróleo y agua si se dejan asentar por un tiempo ilimitado. Gran cantidad del agua producida se separa sin ayuda del calor, de compuestos químicos o de dispositivos mecánicos.

Sin embargo las pequeñas partículas de agua en las emulsiones están rodeadas por películas de una materia que las hace tan duras y estables que resisten la ruptura y evitan la fusión o reunión de gotas de agua por un periodo razonable de tiempo. Por lo tanto el calor, los compuestos químicos, los dispositivos mecánicos o varias combinaciones de ellos comúnmente se requieren para acelerar la separación.

Mientras más alta sea la viscosidad del crudo, más lento será el asentamiento del agua. Cuanto más baja sea la temperatura del agua más alta será la viscosidad y más lenta la separación. Mientras más pequeñas sean las gotas de agua, más lenta será su separación. Por esto los diferentes procedimientos de tratamiento tienen por propósito aumentar el tamaño de las gotitas de agua, y si es necesario, aumentar la diferencia de gravedad entre el agua y el petróleo, o disminuir la viscosidad del petróleo para que el periodo de asentamiento del agua llegue a un valor aceptable. El calor reduce la viscosidad y aumenta la gravedad diferencial. Los compuestos químicos promueven un aumento en el tamaño de las partículas de agua. Los diluyentes, que generalmente

se usan con petróleos crudos más pesados, reducen la viscosidad y aumentan la gravedad diferencial.

La acción centrífuga es una forma acelerada de asentamiento; puede producir una separación completa del agua pero, por lo general arrojará la emulsión concentrada. La separación del agua por destilación implica altos costos de combustibles y otras dificultades, y no resulta económico.

### **V.3. Métodos usados en el tratamiento de crudo emulsionado** <sup>[1], [2], [3], [5], [23], [40]</sup>

Los siguientes son los métodos requeridos para romper emulsiones y separar sus dos componentes (agua y crudo):

- Colisión de las gotas de agua.
- Coalescencia o agrupación de las gotitas de salmuera desestabilizadas.
- Separación o decantación de las gotitas coalescidas de la fase continua por gravedad.
- Productos químicos.
- Calor

#### **Colisión**

Para que las gotitas de agua coalescan es necesario que se hayan producido colisiones entre ellas, favoreciendo la rotura de la película emulsionante. En el caso de los crudos con bajo contenido de, es necesario agregarle agua de lavado (fresca) y agitarlo; de esta manera, al aumentar el número de gotas de agua, aumenta la posibilidad de colisión.

Un aumento de temperatura también favorece la posibilidad de colisiones, ya que las pequeñas gotas de agua adquieren mayor movimiento; además, el aumento de la

temperatura reduce la viscosidad del petróleo permitiendo que las colisiones sean más violentas.

### **Coalescencia**

Los factores que favorecen la colisión de las gotas de agua también favorecen la coalescencia. En los casos en que la película de emulsionante es muy estable, las gotas de agua no coalescen aunque se produzca colisión; se hace necesario agregarle un agente químico (desemulsificante) que debilite o rompa la película protectora.

La coalescencia también se puede proporcionar utilizando campos electrostáticos (desaladores electrostáticos) que polarizan las gotas de agua, es decir, una parte se cargan negativamente y la otra positivamente (el agua es una molécula polar). Luego, los extremos de la gota que tienen cargas diferentes se atraen, produciendo coalescencias de las gotas.

### **Decantación**

Gravedad diferencial significa la diferencia en la gravedad específica, o la diferencia en peso entre el agua y el petróleo. El agua (o salmuera) tiene una gravedad específica mayor que el petróleo, y por lo tanto se precipita al fondo del tanque que contiene a los dos. Este principio es un componente básico de todos los procedimientos de tratamiento.

El asentamiento gravitacional puede ser solamente efectivo después que la emulsión ha sido rota por algún otro tipo de tratamiento. Si las películas protectoras y las cargas eléctricas que estabilizan los glóbulos no son primeramente neutralizadas, cualquier asentamiento que ocurra será a un ritmo bastante lento para ser económicamente factible. Como ya se ha mencionado, el ritmo de asentamiento es mayormente influenciado por la viscosidad del petróleo; es por esta razón que la emulsión es calentada antes de colocarla en el tanque de asentamiento.

Para que ocurra un rápido asentamiento es importante que la emulsión, en el tanque de asentamiento tanque de lavado, esté en un estado tranquilo. Por consiguiente para que no haya liberación de gas en este tanque, el crudo es pasado a través de una serie de discos de agitación para liberar el gas antes de meterlo al tanque. Para evitar la turbulencia la emulsión es pasada por el fondo del tanque a través de una capa de agua; la capa de agua ayuda a coagular a los glóbulos de agua y sirve como un influyente igualador de calor. Una desigual distribución de calor podrá causar corrientes de remanso que dará agitación a la mezcla impidiendo la separación. El volumen del tanque de asentamiento debe ser de tal modo de que el ritmo de movimiento ascendente de la emulsión entrante sea menor que el ritmo de asentamiento de los glóbulos de agua que descienden.

Las partículas de agua de  $1.3 \times 10^{-6}$  cm de diámetro tendrán un ritmo de asentamiento de 10 cm/s. o más o menos 6 ft en 500 horas (0.3 ft por día). El tiempo total de asentamiento requerido para la emulsión dependerá de variables como: viscosidad del petróleo, densidades del petróleo y agua, la cantidad de turbulencia en el tanque de asentamiento, el ritmo de movimiento ascendente del fluido en el tanque, y el tamaño de los glóbulos de agua.

No ocurrirá un total asentamiento hasta que, por coalescencia los glóbulos de agua hayan alcanzado un cierto tamaño crítico. Por tanto el tiempo de asentamiento está indirectamente influenciado por el ritmo de coalescencia, lo cual está determinado por la probabilidad de coalescencia de los glóbulos en contacto, y el ritmo de contacto de los glóbulos dispersados. La acción de agregar un desémulsificador químico o de imponer un potencial eléctrico a través de la emulsión para destruir las influencias de estabilización sirve para dar la probabilidad de coalescencia a una unidad cercana. La segunda condición, una alta tasa de contacto, es obtenida más o menos por una mezcla completa de la emulsión después del tratamiento, y antes de ser pasada al tanque de asentamiento.

La decantación de las gotas coalescidas también se pueden favorecer haciendo pasar el petróleo a través de un lecho de agua fresca. Si no se produce coalescencia con solo agregar agua fresca como lavado, esta solo se decantará, pero le habrá restado sal al crudo al diluirse en mayor cantidad de agua; por lo tanto las gotas de agua remanentes tendrán menor concentración de sal. Este es otro de los efectos favorables al agregar agua de lavado al proceso.

### **Productos químicos**

Los productos químicos son compuestos que destruyen o debilitan la emulsión agua-petróleo. La acción desemulsificante se completa con procesos mecánicos o térmicos que favorecen la coalescencia de las gotitas de agua y con procesos de separación o decantación de agua.

La selección del producto químico óptimo se hace con las pruebas de botella (tubo de ensayo) en la que:

- Una muestra representativa de fluido es tomada y transferida a varias botellas.
- Varios productos desemulsificante son añadidos a las botellas en diferentes cantidades para determinar qué productos son los que mejor rompan la emulsión; así se conseguirá la preselección.
- Pruebas adicionales serán hechas a diferentes dosificaciones y temperaturas.
- Muchos factores tales como el color, apariencia del petróleo, claridad del agua y su interfase, temperatura de operación, tiempo de reposo y contenido de agua y sedimentos (BS&W) son observados durante la prueba.

- Así se seleccionará dos o más productos químicos que deberán ser probados en las operaciones de campo a varias concentraciones, temperatura de operación, tiempos de reposo, etc. Antes de la selección final del producto óptimo a elegir.
- El producto óptimo es aquel que proporcionará la mayor calidad y limpieza del agua separada y el menor BS&W remanente en la menor temperatura de tratamiento y tiempo de reposo, así como el mejor costo por barril tratado y que no interfiera con los subsecuentes tratamientos del agua producida.
- La concentración requerida del producto desemulsificante puede ser tan alta como 8 gal/100Bbls (alrededor de 200 ppm) o tanto menor como 1 gal/5000Bbls (alrededor de 5 ppm). Este es un rango de 40 a 1. El rango más común de inyección de un producto químico está entre 10 y 60 ppm.

### **Calor**

Varias teorías se han desarrollado para explicar el efecto del calor en el tratamiento de emulsiones. Una teoría supone que unas gotitas diminutas tales como las formadas en las emulsiones, están en un movimiento continuo debido al fenómeno del movimiento Browniano. Este movimiento se aumenta por el calor, que hace chocar las gotitas con más frecuencia y mayor fuerza. En cuanto la fuerza de coalición es suficientemente grande, la película circundante se rompe y las gotas se juntan

También el propósito del calentamiento es reducir la viscosidad del petróleo y hacer más fácil la sedimentación de los glóbulos de agua. La aplicación de calor también afecta las tensiones interfaciales existentes entre el petróleo y el agua.

En efecto cualquier emulsión podrá ser rota por la aplicación del calor a una temperatura igual al punto de ebullición del agua; cuando esa temperatura es alcanzada, los glóbulos de agua se gasifican y rompen sus películas protectoras. Sin embargo la aplicación de calor en tal extremo tiene varias desventajas importantes:

- Temperaturas altas suponen pérdidas de hidrocarburos volátiles, con lo cual baja el API del crudo y por ende, su valor comercial.
- Pueden precipitarse ciertas sales como los sulfatos de sodio y calcio cuya solubilidad decrece con la temperatura.

El tratamiento se realiza generalmente calentando el crudo entre 150° y 250°F y el agua de lavado entre 150° y 212°F.

Algunos sistemas por los cuales las emulsiones son calentadas son:

- Por inyección de vapor o aire caliente comprimido.
- Calentándolo en un rehervidor o en otro tipo de caldera.
- Indirectamente calentándolo en un intercambiador de calor.
- Calentándolo por pase a través de una capa de agua caliente.

El vapor o inyección de aire es poco usado, y los intercambiadores de calor son usados solamente para un calentamiento preliminar de la emulsión antes de que pase dentro del tratador de calor o heater-treater.

Si el petróleo emulsificado es calentado pasándolo a través de una capa de agua caliente, como es a menudo en este caso, el agua es usualmente calentada por un fogón u hogar de combustión de llama directa, subyacente a la capa de agua, o por espirales de calentamiento colocadas en el fondo del tanque.

#### **V.4. Equipos usados en el tratamiento de las emulsiones** <sup>[1], [2], [3], [5], [23], [40]</sup>

##### **Gun Barrels**

Los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gun Barrels”, usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

En las figuras V.1 y V.2. se muestra el esquema general de un Gun barrel y su posicionamiento en campo.

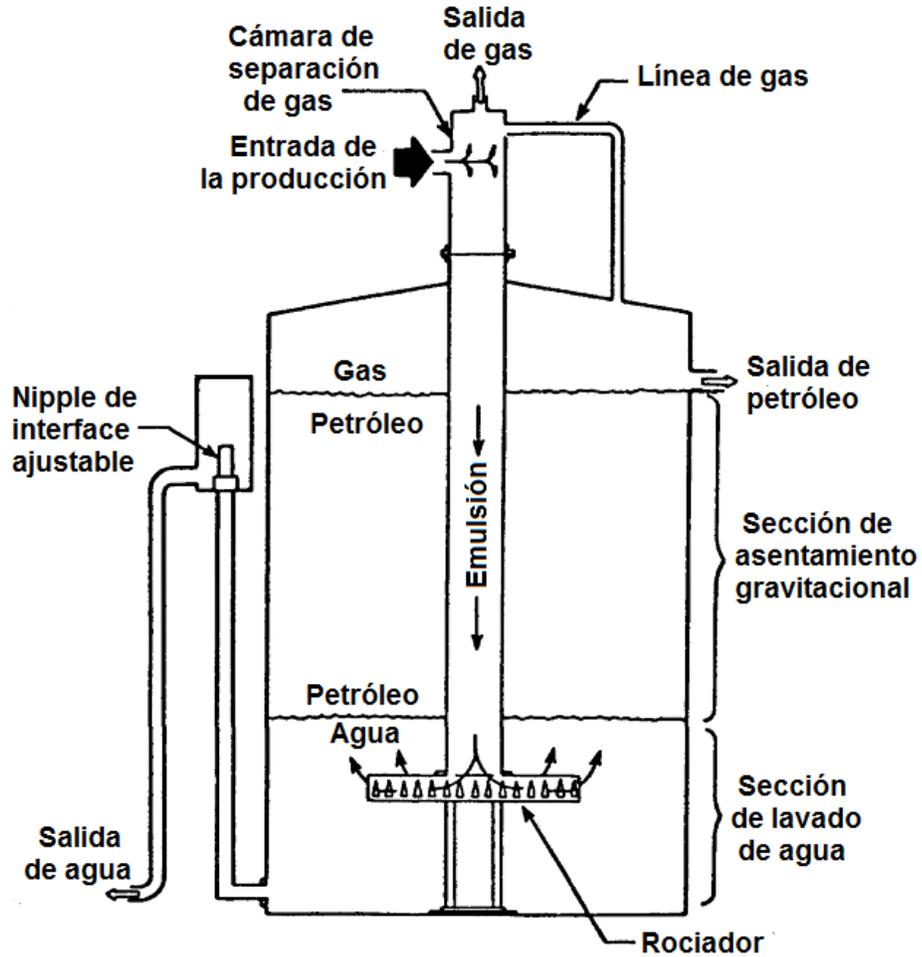


Figura V.1. Esquema general del gun barrel.

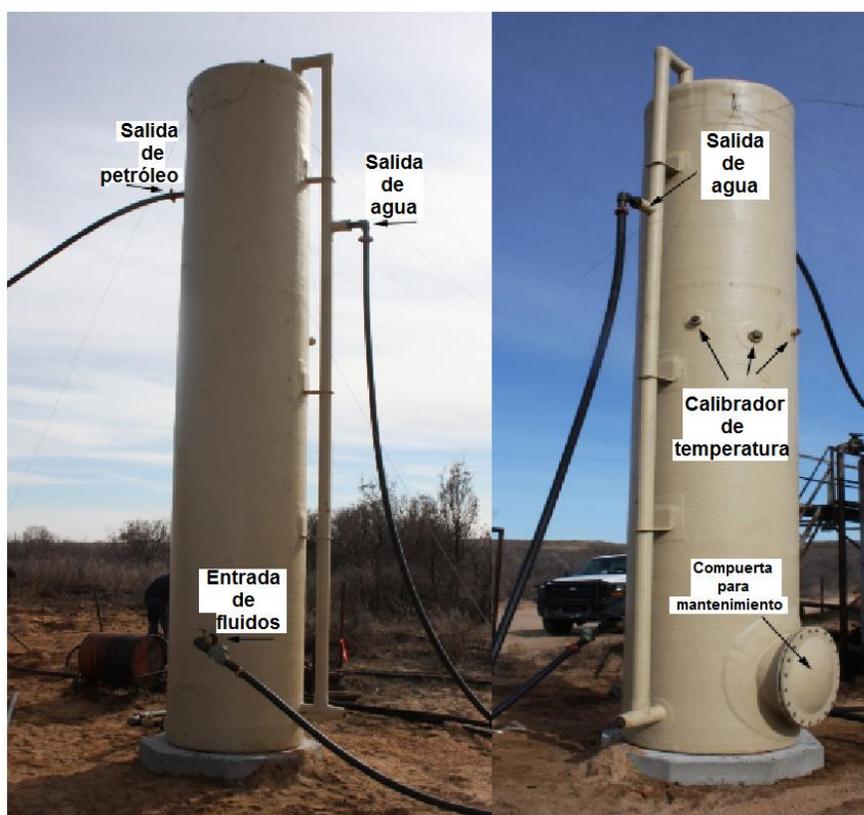


Figura V.2. Gun barrel en campo

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

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas

variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

### **Heater-treater**

Los calentadores-tratadores calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical.

En las imágenes a continuación se puede observar heater – treater (Figura V.3) detallando cada una de sus partes y un heater – treater (Figura V.4) mostrando la secuencia de los fluidos

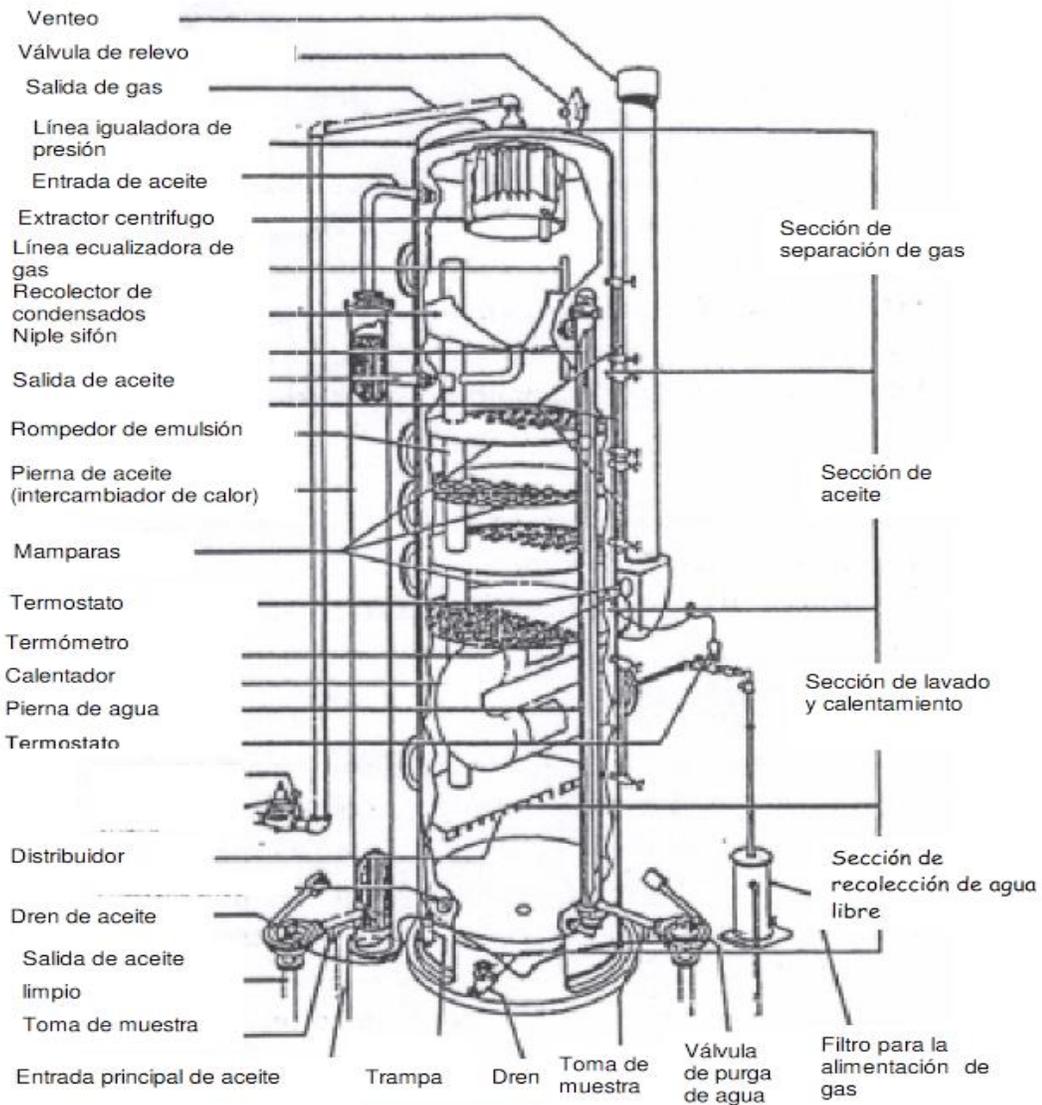


Figura V.3. Esquema general del Heater – Treater (calentadores-tratadores)

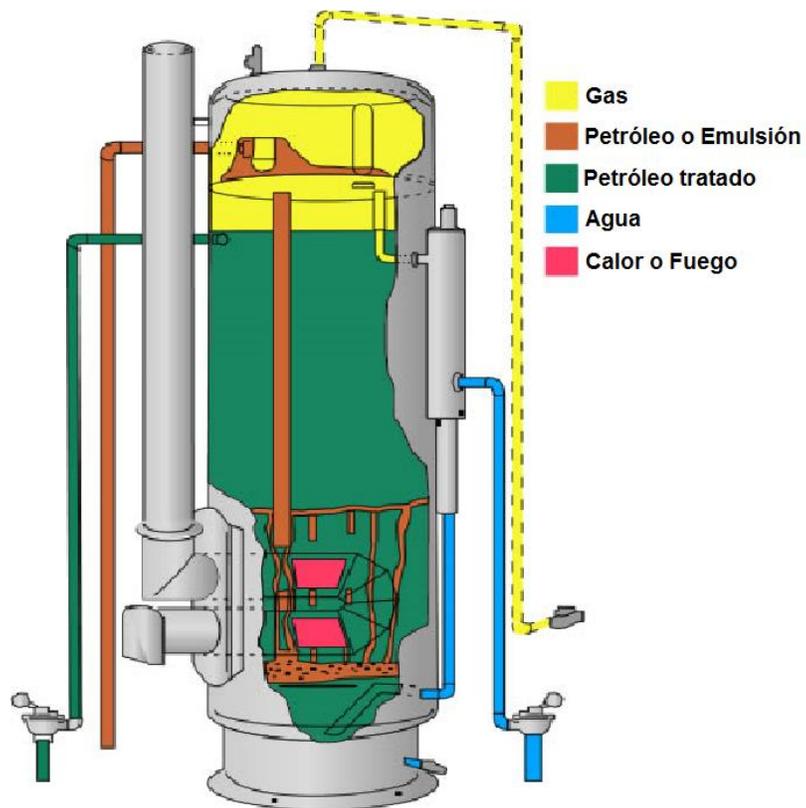


Figura V.4. Heater-treater (calentadores-tratadores) directo tipo vertical con la configuración de fluidos

El diseño normal de un calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

- Desgasificado de la emulsión de entrada.
- Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
- Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
- Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre, debe usarse un separador de agua libre.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego es direccionada hacia la parte de abajo del equipo para la separación del agua libre y la arena. Después, la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente, a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia

En la figura V.5 y V.6 se muestran los heater – treater (calentadores-tratadores) de forma horizontal

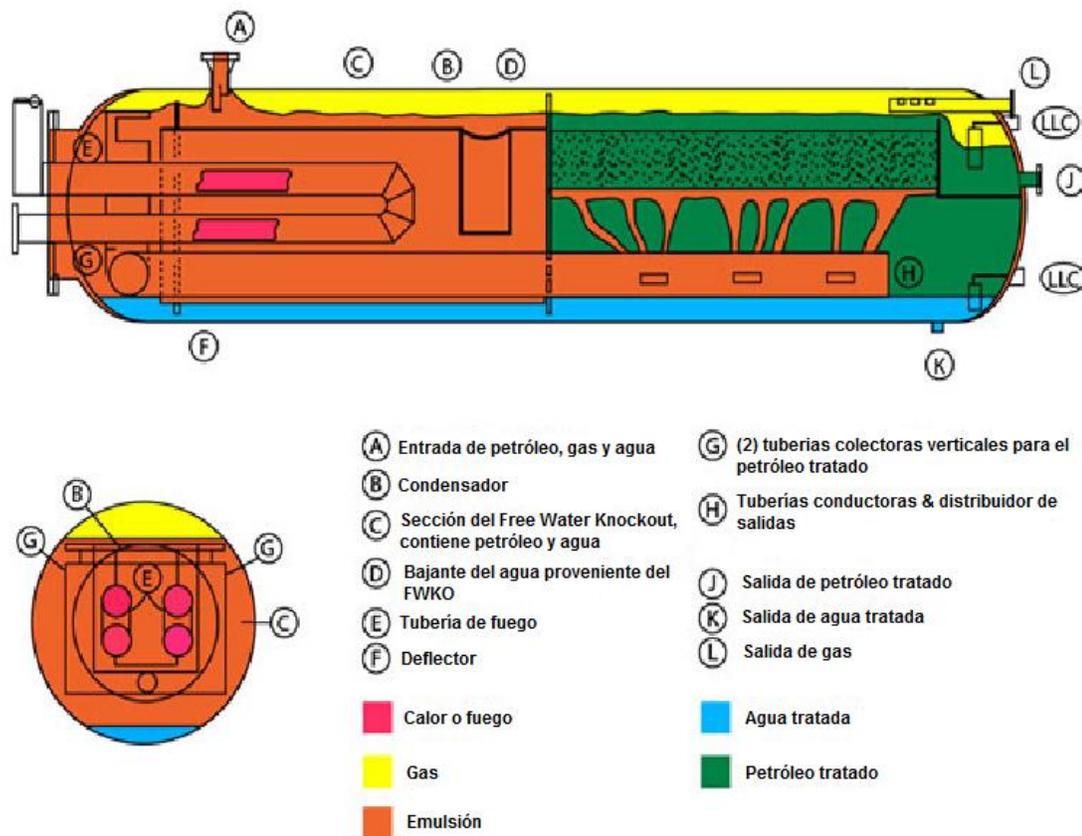


Figura V.5. Heater – Treater (calentadores-tratadores) horizontal



Figura V.6. Heater-treater (Tratador con calor)directo tipo horizontal en campo

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos pueden causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento.
- Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la deposición de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 lpcá por arriba de la presión de operación del calentador, removiendo los sedimentos para su posterior drenado por la parte inferior del recipiente. Otra alternativa es usar inhibidores de corrosión.

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano (movimiento aleatorio de partículas microscópicas) y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

### Coalescedores electroestáticos

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, ver la figura siguiente:

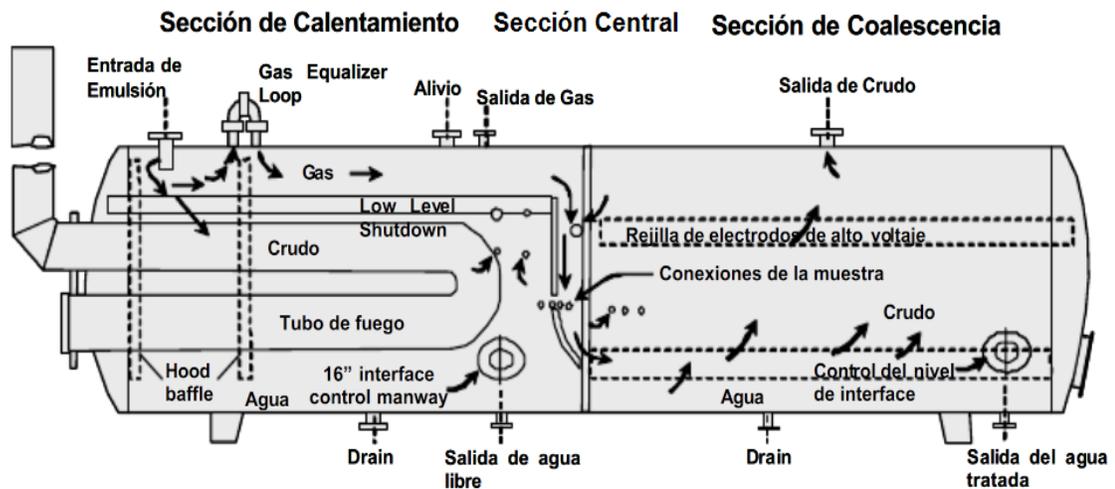


Figura V.7. Deshidratador electro - estático

La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “*Sección de calentamiento*”. La segunda sección es llamada “*Sección central o control de nivel*” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “*Sección de asentamiento*” del agua

suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-petróleo.

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado tenemos que:

- Son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes.
- Ofrecen mayor flexibilidad.
- El tiempo de residencia asociado es relativamente corto.
- Son de menor dimensión.
- Con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.

- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr. Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kiloVoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.

- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

### **V.5 Métodos de tratamiento en el campo** <sup>[1], [2], [3], [5], [23], [40]</sup>

#### **Tratamiento por lotes o tandas**

De todos los métodos de tratamientos, el más antiguo es el tratamiento por lotes, esto es: Llenado un tanque con la emulsión, tratándola, y luego tomando otra carga o lote. La emulsión puede ser conducida desde el pozo directamente al tanque. Este a veces es equipado con serpentines de calefacción por vapor; se agrega un compuesto químico a la emulsión, y después de asentarse el agua, se drena del tanque. El sistema de lotes es ahora aplicable solamente para áreas de poca producción.

#### **Tratamiento en la línea de flujo**

Casi toda emulsión tratada hoy en día es manipulada por este sistema, que tiene las siguientes ventajas sobre el tratamiento por lotes: La emulsión es manipulada más pronto, la emulsión es más uniforme desde que no ha podido ocurrir una estratificación del petróleo y agua, el calor natural del fluido no se disipa, y una

inyección automática de la química y regulación del calor podrán ser diseñados y empleados sin la necesidad de una supervisión constante.

Los sistemas de tratamiento en la línea de flujo, contiene algunas o todas de las siguientes unidades:

- Un inyector químico
- Separador de agua libre. (Free water Knockout)
- Unidad de calentamiento
- Una sección filtrante

En este sistema, la química es inyectada en la cabeza del pozo. De allí la corriente de flujo pasa a través de un separador de petróleo y gas, punto en el cual el gas libre es eliminado del petróleo. Si una gran cantidad de agua libre está presente en la emulsión o en la producción, la corriente podrá luego pasar a través del separador de agua libre; la eliminación de agua libre en este punto economiza el gasto de calentamiento, cuando la emulsión es pasada a la unidad de calentamiento.

Como ya se mencionó eliminada el agua libre, la emulsión pasa a la unidad de calentamiento ó comúnmente llamada “Gun barrel”; la emulsión pasa a la parte inferior del calentador y luego sube a través de una capa de agua caliente. El interior del calentador podrá ser “reflectado” (Baffled) para hacer que la emulsión recorra un camino más largo (el uso de 8 baffles, aumentará el recorrido aproximadamente 6 veces). Del calentador entra al tanque de asentamiento después de pasar a través de una sección de separación del gas para eliminar cualquier gas que haya sido liberado en el calentamiento.

El tanque de asentamiento, podrá contener una sección filtrante, con ó sin deflectores, o podrá tener un interior llano o simple, dependiendo de la emulsión que se está manipulando, y de las preferencias del operador. El volumen del tanque de

asentamiento es determinado de modo que el petróleo y el agua tengan suficiente tiempo para separarse completamente. Del tanque de asentamiento el petróleo va a los tanques de almacenamiento, y el agua es drenada por el fondo a donde se disponga.

Si la química no es inyectada en la cabeza del pozo, dos unidades del sistema de tratamiento podrán ser usadas, consistiendo de un calentador y un tanque de tratamiento o de asentamiento. En este sistema la única diferencia con el anterior es que la química es inyectada en el tanque de tratamiento después que la emulsión ha pasado a través del calentador. En este sistema un eliminador de agua libre antes del calentador puede ser beneficioso.

## CAPITULO VI: TECNOLOGÍAS PARA LA REMOCIÓN DE CONTAMINANTES DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

### VI.1 Procesos para la separación de crudo libre/agua/sólidos suspendidos <sup>[24], [29]</sup>

Las aguas de producción provenientes de los sistemas de deshidratación de crudo son enviadas a los sistemas de tratamiento de aguas. La primera fase de tratamiento de estas aguas corresponde a la remoción del crudo libre y los sólidos suspendidos de mayor peso.

La fuerza de gravedad es el principio de separación. La diferencia de densidad entre el agua y el aceite y una operación en régimen laminar ( $Re < 3000$ ), es lo que produce que las gotas de aceite ascienden hacia la superficie, y las partículas de sólidos, debido a su peso, desciendan hacia el fondo.

La velocidad de ascenso de la gota de aceite ( $V_g$ ) se determina a través de la ley de Stokes:

$$V_g = \frac{gd^2 * (\rho_{agua} - \rho_{aceite})}{18\nu_{agua}}$$

Donde:  $g$  = aceleración de gravedad

$d$  = Diámetro de la gota

$\rho$  = Densidad

$\nu$  = Viscosidad dinámica

De esta ecuación se puede interpretar lo siguiente:

- A medida que el diámetro de la gota de aceite es mayor, más elevada es la velocidad de ascenso de las gotas, esto se traduce en menor tiempo requerido para que las gotas lleguen a la superficie.
- A mayor diferencia de densidades entre el crudo y el agua, mayor será la velocidad de ascenso de las gotas. Por esta razón, a medida que el crudo es más liviano, o más salina sea el agua, más fácilmente ocurre la separación.
- A mayor temperatura, menor viscosidad del agua y mayor velocidad de ascenso de la gota, lo que conlleva a un menor tiempo de residencia.

Entre los equipos más conocidos para esta primera fase se tienen:

- Separadores API
- Separadores de placas corrugadas CPI
- Tanques desnatadores
- Separadores de placas paralelas PPI
- Separadores de flujo cruzado CFI

Una descripción detallada de cada uno de estos equipos y su eficiencia de separación se presenta en la siguiente sección (Descripción de equipos).

## **VI.2 Procesos para la separación de crudo emulsionado/agua/sólidos suspendidos** <sup>[24], [29]</sup>

Las pequeñas gotas de crudo emulsionadas en la fase acuosa están sometidas a continuas fuerzas de coalescencia y dispersión. Una gota de crudo oscila en forma estable, cuando la energía cinética es suficiente para mantener la diferencia en la

energía superficial entre dos o más gotas. Por otro lado, la coalescencia de las gotas se ve favorecida por el movimiento de las mismas.

Cuando se produce la coalescencia, las gotas de crudo pierden su identidad y el proceso es irreversible. La velocidad en que ocurre la coalescencia indica cuán estable es una emulsión, y no se considera que una emulsión está rota hasta tanto las gotas no hayan coalescido.

Al producirse la coalescencia de dos gotas, se reduce la energía libre del sistema ya que el área superficial disminuye. La coalescencia sólo se produce si se vencen las barreras de energía, asociadas con las capas del agente emulsionante y la película de fase continua entre dos gotas.

En esta sección se describen los procesos que fundamentan la remoción de materia en estado coloidal, ya sea crudo emulsionado en forma mecánica o química, y sólidos finos en suspensión. Estos procesos son ayudados por el uso de sustancias químicas coagulantes que favorecen la coalescencia.

Entre los principales procesos asociados a la remoción de materia en estado coloidal se tienen:

- Coagulación – floculación – sedimentación
- Coagulación – flotación
- Filtración
- Centrífugas
- Ciclones

### **Coagulación – Floculación - Sedimentación**

La coagulación es el proceso mediante el cual se produce la desestabilización de las partículas y emulsiones presentes en el agua. Los agentes coagulantes se adicionan al

agua para desestabilizar los coloides. El tipo de producto y las dosis utilizadas deben ser comprobados mediante ensayos de laboratorio.

Los productos químicos coagulantes adicionados al agua producen, en fracciones de segundos, una serie de reacciones físicas y químicas entre los coagulantes, la superficie de las partículas, la alcalinidad del agua y el agua misma. El proceso de coagulación se lleva a cabo en tanques con mezcla rápida, debido a que es necesaria una mezcla adecuada para lograr los efectos mencionados.

La floculación no es más que la aglomeración de las gotas ya desestabilizadas en agregados irregulares, llamados flóculos, en los cuales se pueden reconocer las gotas individuales. La floculación es un fenómeno reversible, es decir, las gotas agrupadas pueden volverse independientes de nuevo.

El proceso de coagulación – floculación es útil en la remoción de crudo emulsionado y sólidos suspendidos. En general, se aplica cuando la velocidad de separación de las fases es demasiado lenta y resulta ineficiente.

En la tabla VI.1 se muestran diferentes tipos de partículas, con sus tamaños característicos y velocidades típicas de sedimentación sin ayuda externa.

Tabla VI.1. Tamaño de diferentes tipos de partículas y velocidad de asentamiento promedio

<b>Tipo de partícula</b>	<b>Tamaño (<math>\mu</math>)</b>	<b>Tiempo de sedimentación natural, para un metro</b>
Arena Gruesa	1000	10 seg
Arena fina	100	125 seg
Limo	10	108 min
Bacterias	1	180 hr
Material Coloidal	0,1	755 días

Durante el proceso de floculación se aplica energía de mezclado, de forma tal que se promuevan choques efectivos entre las partículas (previamente desestabilizadas en el proceso de coagulación), produciéndose los flóculos de mayor tamaño que sedimentarán con facilidad. La energía de mezclado debe ser lenta, de tal forma que no rompa los flóculos formados. Por tal razón, los tanques de floculación son tanques de mezcla lenta.

Entre los productos principalmente utilizados en los procesos de coagulación – floculación se tienen: sales inorgánicas, coagulantes orgánicos y polímeros.

- Las sales inorgánicas se utilizan en el tratamiento de emulsiones de tipo químico. Pueden tener iones monovalentes o multivalentes, cada una de ellas trabaja en intervalos distintos de pH. Entre las más usadas se tienen:  $Fe^{+3}$ ,  $Fe^{+2}$ ,  $Ca^{+2}$  y  $Al^{+3}$ . El uso de estas sales genera precipitados los cuales se deben disponer. En muchos casos, este proceso se complementa con filtración o flotación, con la finalidad de eliminar cualquier material suspendido que pueda quedar en el agua. Estas sales desestabilizan la emulsión mediante los siguientes mecanismos:

- Actúan sobre la estructura de la carga asociada a la gota, lo que reduce la fuerza de repulsión entre ellas, desestabilizándolas y favoreciendo la coalescencia.
  - Reducen la repulsión entre las gotas por interacciones electrostáticas.
  - Ejercen interacción química con los agentes emulsificantes.
  - Con un pH del agua neutro o con tendencia alcalina, forman precipitados relativamente insolubles en el agua, tales como: hidróxidos, óxidos y/o carbonatos.
- Los coagulantes orgánicos son compuestos de peso molecular intermedio, al igual que las sales inorgánicas, desestabilizan las emulsiones de tendencia química, son capaces de recuperar todo el crudo, ya que no contienen minerales. Producen la coalescencia de las gotas de crudo que generalmente ascienden hacia la superficie.
  - Los polímeros son de peso molecular alto, solubles en agua y desestabilizan las emulsiones de tipo químico. Promueven el intercambio iónico, neutralizando las cargas del material coloidal, para formar los flóculos, cuyo tamaño y peso favorecen la precipitación.

Posterior a los procesos de coagulación y floculación se encuentra la sedimentación. La cual es una operación unitaria que se utiliza para remover las partículas mediante la acción de la gravedad.

### **Coagulación – flotación**

Los sistemas de flotación se refieren a los procesos de separación de aceite emulsionado y sólidos suspendidos de poco peso, mediante la inyección pequeñas burbujas de aire o gas dentro de la fase acuosa. Las burbujas de aire o gas se adhieren a las partículas en suspensión, y producen una disminución aparente de la densidad de la partícula, hasta un punto menor que la del agua, originando el ascenso de las

partículas sólido suspendido/crudo hacia la superficie del líquido. El crudo y/o partículas de sólidos son retirados de la superficie por medio de equipos desnatadores.

El proceso de flotación puede ser mejorado mediante el uso de sustancias químicas coagulantes, las cuales son añadidas en una etapa previa a la flotación.

El principio de operación del proceso de flotación, depende del método empleado para producir las pequeñas burbujas de aire o gas, las cuales son generalmente generadas por:

- Descompresión de una corriente de agua presurizada con aire o gas disuelto.
- Mediante el uso de inyectores utilizando aire o gas inducido.

Los tipos de tecnologías más importantes en los procesos de flotación son:

- Flotación por aire disuelto DAF
- Flotación por gas disuelto DGF
- Flotación por aire inducido IAF
- Flotación por gas inducido IGF

### **Separación por fuerza centrífuga**

Estos procesos, al igual que los separadores por gravedad natural, basan su funcionamiento en la diferencia de densidades entre el aceite disperso y la fase acuosa. Generalmente, se usan en conjunto con otros equipos y emplean productos químicos para favorecer el rompimiento de las emulsiones, por lo que es necesario contar con una unidad previa de floculación o flotación.

En estos procesos, la fuerza centrífuga es la responsable de la separación aceite – sólidos suspendidos y agua. El aceite y los sólidos de peso inferior al agua, se acumulan en el vórtice del equipo, de donde son extraídos y el agua entra y sale en forma tangencial.

Los equipos principalmente conocidos en estos procesos son:

- Hidrociclones
- Centrífugas

### **Filtración**

El proceso de filtración se aplica cuando la calidad del agua requerida tiene especificaciones aún más exigentes que aquellas obtenidas con el tratamiento de flotación, en función de crudo emulsionado y/o sólidos suspendidos. Los equipos de filtrado tienen una función de realizar una profunda limpieza del agua y producen aguas de gran calidad. Su uso no es adecuado en las primeras fases del tratamiento en las aguas de producción, ya que pueden deteriorarse rápidamente.

La filtración es el proceso mediante el cual las partículas de crudo o sólidos suspendidos son retenidos por el medio filtrante, y el agua pasa a través de los canales entre los granos del lecho. Cuando la cantidad de contaminantes retenidos por el lecho se incrementa, el medio filtrante se obstruye, aumentando la diferencia de presión necesaria para mover el agua a través del lecho. Por esta razón, los filtros deben ser limpiados periódicamente con agua en contracorriente, en muchas ocasiones es necesario utilizar aire, gas o algún producto detergente.

El agua obtenida del lavado del medio filtrante (retrolavado del filtro), contiene el crudo retenido y los sólidos suspendidos, por lo que deben ser tratadas como desecho. En muchos casos, esta corriente es enviada de nuevo al tratamiento.

Entre los diferentes tipos de filtros se encuentran:

- Filtros de arena
- Filtros de cáscara de nuez
- Filtros de cartucho

### **VI.3 Procesos para la separación de compuestos solubles** [24], [29]

Los compuestos solubles presentes en las aguas de producción no pueden ser removidos por los tratamientos físico – químicos descritos en las secciones anteriores. Estos compuestos pueden ser de naturaleza orgánica o inorgánica. Como materia orgánica se tienen los hidrocarburos y en particular los fenoles, y como materia inorgánica el oxígeno, las sales y compuestos nitrogenados, entre otros.

La etapa de tratamiento para la remoción de los compuestos solubles debe estar precedida de un tratamiento preliminar, que garantice la remoción de sólidos gruesos, sustancias aceitosas y compuestos orgánicos sedimentables.

Procesos específicos para la remoción de los compuestos orgánicos:

- Tratamientos biológicos
- Oxidación química con peróxido de hidrógeno, ozono y cloro
- Adsorción con carbón activado

#### **VI.3.1. Tratamientos biológicos**

Los procesos biológicos emplean cultivos de microorganismos, principalmente bacterias que llevan a cabo la descomposición u oxidación de la materia orgánica soluble. A estos procesos de descomposición, en presencia de oxígeno se les conoce como procesos aeróbicos y, en ausencia del mismo, se denominan procesos anaeróbicos.

Los componentes orgánicos están compuestos por materiales carbonáceos que se determinan, generalmente, por medio de tres pruebas: demanda bioquímica de oxígeno (DBO), demanda química de oxígeno (DQO) y carbón orgánico total (COT).

Las aguas de producción suelen contener cantidades de nutrientes, tanto orgánicos como inorgánicos, que permiten el tratamiento biológico; sin embargo, puede ocurrir

que no exista suficiente presencia de los mismos y sea necesario añadir nuevos nutrientes para permitir el adecuado crecimiento bacteriano, con la consiguiente degradación de los residuos orgánicos.

Para permitir el crecimiento y desarrollo de los microorganismos, es vital el control de las condiciones ambientales, como el pH y la temperatura, y del tiempo de residencia, de manera de asegurar la reproducción de los mismos.

Un factor importante a considerar en los procesos biológicos, es la poca aceptación de los mismos a variaciones bruscas de la carga y a las variaciones de composición del efluente. Por esta razón, se recomienda contemplar la instalación de un tanque homogeneizador de la carga con un tiempo mínimo de retención de 6 horas.

Los tipos de tratamiento biológico más utilizados para la remoción de materia orgánica son:

- Lagunas de estabilización
- Lodos activados
- Lechos bacterianos o filtración biológica

#### **VI.3.1.1. Lagunas de estabilización**

Se engloba dentro del término Lagunas de Estabilización, a los procesos destinados a obtener la estabilización biológica de las aguas que son descargadas en reservorios tipo lagunas, independientemente del comportamiento biológico que en ellas opere.

Este proceso se aplica cuando existe terreno disponible para la formación de lagunas y el costo de la tierra no es factor económico importante.

Entre los tipos de lagunas comúnmente utilizadas se tienen las siguientes:

### **Lagunas aeróbicas**

Las lagunas aeróbicas logran eficiencias de remoción de la DBO entre 80% y 95%, son por lo general, estanques o depósitos excavados en el terreno y construidos con poca profundidad. En ellas se lleva a cabo la descomposición biológica de la materia orgánica mediante la utilización de algas y bacterias.

En este proceso, la capacidad de las algas para generar oxígeno por fotosíntesis es vital para la relación ciclo – simbiótica entre las algas y las bacterias. Las bacterias utilizan el oxígeno para la degradación aeróbica de la materia orgánica, los nutrientes y el dióxido de carbono liberados del proceso de degradación, los emplean las algas para la fotosíntesis, cerrando de esta forma el ciclo.

Adicional a la cantidad de oxígeno disponible por las fotosíntesis de las algas, existe también reaireación o difusión atmosférica, por lo que estos estanques deben ser poco profundos (hasta 1,5 m) para propiciar la transferencia de oxígeno entre el aire y la superficie del líquido. De la cantidad total de oxígeno disponible en el medio acuático, depende la tasa de flujo del proceso. El tiempo de residencia en este tipo de lagunas es normalmente de 3 a 4 días, hasta un máximo de 20.

En la Figura VI.1 se representa el esquema de la relación simbiótica entre las algas y las bacterias en una laguna aeróbica.

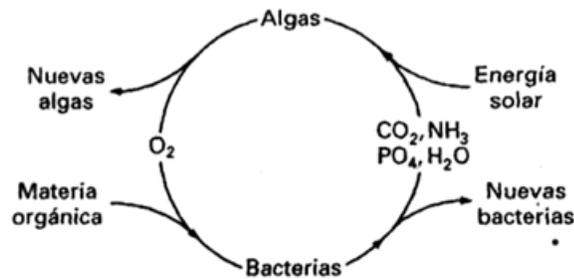


Figura VI.1. Representación esquemática de la relación simbiótica entre algas y bacterias en una laguna aeróbica

### Lagunas anaeróbicas

Los procesos anaeróbicos son utilizados para el tratamiento de aguas con un alto contenido de compuestos orgánicos y una alta concentración de sólidos. La laguna anaeróbica no es más que un estanque profundo excavado en el terreno, dotada de un sistema de conducciones de entrada y de salida adecuado. Con la finalidad de conservar la energía calórica y mantener las condiciones anaeróbicas, se han construido lagunas con profundidades hasta de 9 metros.

El proceso anaeróbico es más lento que el aeróbico, el tiempo de retención en la laguna puede requerir hasta 30 días para una operación efectiva, su eficiencia en la eliminación de la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) se encuentra en valores aproximados al 70%, que en operaciones bien controladas y con alto tiempo de residencia puede llegar hasta un 85%. La aceptación de este proceso es limitada debido a la emisión potencial de los olores de sulfuro.

En la laguna anaeróbica, las aguas entran al estanque sin la adición de aire, el contenido de oxígeno presente en las aguas se reduce rápidamente dando origen al proceso de fermentación. Durante la descomposición, el material carbonáceo es convertido en ácidos orgánicos y alcoholes, y posteriormente en metano; el material

proteico es convertido en amoníaco, y los sulfatos presentes en el agua se reducen a sulfuros, que son la fuente principal de los malos olores del sistema.

### **Lagunas facultativas**

El proceso de estabilización en las aguas facultativas puede alcanzar eficiencias de remoción de la DBO entre un 80% y un 95%, el mismo se lleva a cabo mediante una combinación de bacterias facultativas, anaeróbicas y aeróbicas. Las bacterias facultativas son organismos que pueden oxidar la materia orgánica ya sea en presencia o en ausencia de oxígeno.

La laguna facultativa consta de tres zonas (ver figura VI.2.):

- La primera es la zona superficial o zona aeróbica, donde las bacterias aeróbicas y las algas se encuentran en una relación simbiótica, tal como se describe en la sección de la lagunas aeróbicas. La comunidad biológica de esta capa es similar a la de un estanque aeróbico.
- La zona intermedia es parcialmente anaeróbica y aeróbica, donde la descomposición de los residuos orgánicos se lleva a cabo mediante las bacterias facultativas.
- La zona inferior es anaeróbica, donde los sólidos acumulados se descomponen activamente por la acción de las bacterias anaeróbicas, produciendo compuestos orgánicos disueltos y gases, tales como: dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y metano, los cuales pueden ser liberados a la atmósfera u oxidados por las bacterias aeróbicas.

### **Lagunas Aireadas**

Las lagunas aireadas pueden ser aeróbicas o facultativas, en las zonas que se utilizan equipos de aireación superficiales para transferir mayor porción de oxígeno al medio acuático, lo que representa una fuente de oxígeno adicional para la fotosíntesis de las

algas. La aireación mantiene los sólidos en suspensión, por lo que los efluentes de la laguna son enviados a un sedimentador.

En las lagunas facultativas los aireadores de superficie tienen una doble función, además de proporcionar oxígeno, suavizan los olores que se producen por la emisión de los sulfuros a la atmósfera.

En este tipo de lagunas la eficiencia en la remoción de la DBO se encuentra entre 80% y 95%, y el sistema puede estar diseñado para tiempos de retención de 12 a 18 horas.

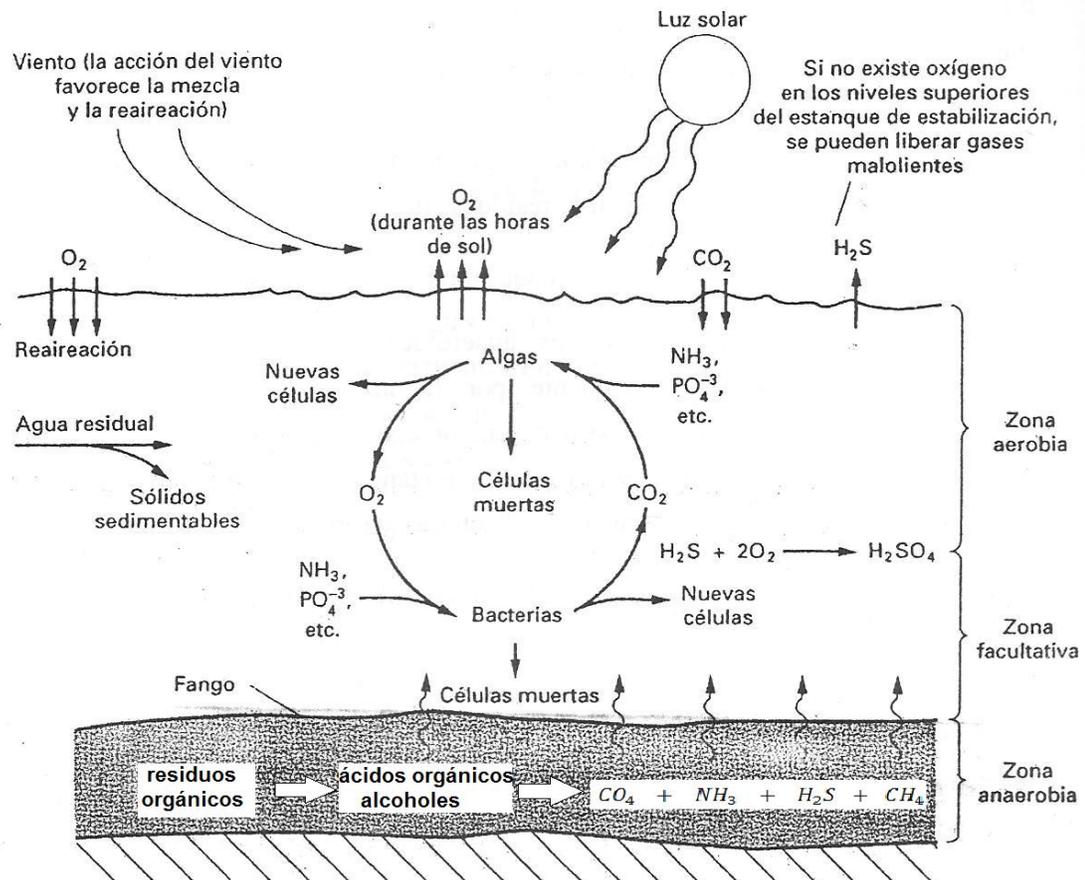


Figura VI.2. Representación esquemática de una laguna facultativa

### **VI.3.1.2 Lodos activados**

Los lodos activados son procesos que emplean la oxidación biológica en presencia de un cultivo bacteriano aeróbico en suspensión. Los microorganismos se encuentran en continuo movimiento debido a la aireación o agitación mecánica para conservar los flóculos en suspensión.

El sistema, en su forma más simple, consta de un reactor o tanque de aireación con aporte de oxígeno, un decantador para la separación de los lodos y una recirculación de los mismos a la entrada del tanque de aireación. Estos sistemas son mucho más compactos que las lagunas aireadas, y funcionan con cargas mucho más elevadas. La descripción de equipos se puede ver en la siguiente sección.

El aporte de oxígeno puede tenerse por aireación con turbinas de superficie o por agitación mecánica dentro del tanque. Cualquiera sea la fuente, la oxigenación debe asegurar la suspensión de los lodos y su distribución homogénea.

La producción de lodos es uno de los aspectos más importantes en este proceso, ya que está directamente relacionada con el tiempo de carga del sistema. Una estimación de la producción óptima de lodo viene asociada a la relación A/M (alimento a microorganismos).

El alimento de los microorganismos está presente en las aguas que entran al sistema, en un sistema de gran velocidad, existe tanto alimento que las bacterias se multiplican exponencialmente, por lo contrario, un sistema demasiado lento, donde escasea el alimento, las bacterias se comportan como caníbales bajando la producción de células. De esta forma, se puede manipular la producción de lodos hasta alcanzar el equilibrio entre la producción de nuevas células con aquellas que son consumidas.

Por otro lado, el tiempo de retención debe ser el suficiente que garantice la formación del flóculo biológico de tamaño adecuado que favorezca la precipitación de los mismos en el sedimentador.

El factor de carga de estos sistemas K, que trata de expresar el diseño con los factores biológicos, viene representado por la ecuación:

$$K = \frac{\text{substrato / unidad de tiempo}}{\text{biomasa activa en el sistema}}$$

El substrato biodegradable puede ser mejor representado por la demanda bioquímica de oxígeno. La biomasa activa puede estar representada por los sólidos volátiles contenidos en la unidad de reacción del sistema, el aireador. De acuerdo con estas consideraciones, K puede ser expresado por:

$$K = \text{Factor de carga} = \frac{\text{kg de DBO aplicada / día}}{\text{kg sólido suspendido volátil en el aireador}}$$

Existen cuatro modalidades para los sistemas de lodos activados de hoy en día, ellos son la aireación extendida u oxidación total y zanjas de oxidación, lodos activados convencionales y lodos activados de alta rata, garantizándose su funcionamiento mediante la fijación de valores límites para el factor de carga K.

Cuando el valor de K es del orden de 0,1 o menos, la limitación de substrato por unidad de biomasa provoca una preponderancia de la fase de respiración endógena, de autodigestión microbiana, y el sistema es denominado entonces de aireación total u oxidación total. Este sistema es altamente eficiente para remover DBO y genera una alta nitrificación.

Cuando  $K$  tiene valores entre 0,2 y 0,8 en sistemas convencionales la oxidación del sustrato no es completa. Ocurre entonces la acumulación de lodos activos, existiendo preponderancia de la síntesis microbiana, produciéndose entonces el desperdicio de los lodos. Los efluentes de este sistema tienen concentración de DBO bajas y la turbidez es relativamente baja.

Si los valores de  $K$  son mucho mayores los acusados en los sistemas convencionales, valores mayores a 2, el sistema es considerado de alta tasa. En este caso el efluente es claro, pero el sistema tiende a presentar un arrastre de los lodos con la consecuente aparición de este en el efluente. En este caso la eficiencia de remoción de DBO es menor que en el sistema convencional. En este tipo de sistemas se generan formas de nitrógeno similares al amoníaco, más que los nitritos y nitratos.

El último sistema presentado es principalmente empleado en instalaciones de gran capacidad y para aguas residuales industriales.

En la siguiente figura se muestra el esquema general de las unidades que conforman el proceso de lodos activados.



FiguraVI.3. Esquema general de las unidades que conforman el proceso de lodos activados

### **Lechos bacterianos o filtración biológica**

Los lechos bacterianos son sistemas de tratamiento biológico, en donde la oxidación se produce al hacer circular el agua y aire a través de un medio poroso. La circulación de aire se realiza en forma natural o forzada, generalmente en contracorriente con el agua. En los lechos bacterianos los microorganismos se adhieren a los elementos de soporte, existiendo bacterias facultativas, aeróbicas y anaeróbicas; se encuentran también hongos, algas y protozoos; de la misma forma, se suelen encontrar otros tipos de vida tales como: gusanos, larvas de insectos y caracoles.

Este proceso no proporciona el alto grado de remoción de materia orgánica que dan los procesos de lodos activados o las lagunas de estabilización, sin embargo, tiene sus ventajas en el ahorro de espacio y su capacidad de resistir perturbaciones. En general, su eficiencia en la remoción de la DBO es usualmente superior al 75%.

El filtro percolador es el proceso más comúnmente empleado en este tipo de tratamiento, consiste en un lecho formado por un medio sumamente permeable al que se adhieren los microorganismos a través del cual percola el agua. El medio filtrante suele estar formado por piedras, escorias o diferentes materiales plásticos de relleno. La materia orgánica se degrada por la acción de la población aeróbica de microorganismos adherida al medio formando una película biológica. Conforme microorganismos crecen, aumenta el espesor de la película, por lo que el oxígeno se consume antes de que pueda penetrar todo el espesor de la película, formándose entonces un ambiente anaeróbico en la superficie del medio filtrante.

A medida que la película biológica crece y aumenta de espesor, la materia orgánica se metaboliza antes de que pueda alcanzar los microorganismos situados cerca de la superficie del medio filtrante, por lo que estos microorganismos pierden la capacidad de adherirse a la superficie del medio. De esta forma, el agua arrastra a su paso la

película, dando origen al crecimiento de una nueva capa biológica. Este fenómeno es conocido como arrastre, y es función de la carga hidráulica y orgánica del sistema. La carga hidráulica origina las velocidades de arrastre, y la carga orgánica influye en la velocidad de metabolismo en la capa biológica, por lo que el funcionamiento del proceso se controla regulando la carga hidráulica que garantice un espesor uniforme de la película biológica.

### **VI.3.1.3. Oxidación química**

#### **Oxidación química con peróxido de hidrógeno**

El peróxido de hidrógeno ( $H_2O_2$ ) es un poderoso agente oxidante, no es tóxico ni forma productos residuales peligrosos ya que su degradación produce, generalmente, agua y oxígeno; es de fácil manejo y puede almacenarse en recipientes de plástico o depósitos de acero inoxidable, tampoco produce emanaciones desagradables.

La oxidación química con peróxido de hidrógeno es un tratamiento altamente efectivo para la descomposición de fenoles, cianuros y sulfuros, de compuestos azufrados tales como el sulfito y el tiosulfato, incluso los mercaptanos. Adicionalmente, al oxidar los compuestos orgánicos reduce los niveles de DBO y DQO presentes en las aguas.

#### **Descomposición de fenoles y reducción de los niveles de DBO y DQO**

El peróxido de hidrógeno es capaz de oxidar la mayoría de los compuestos orgánicos solubles presentes en las aguas de producción, lo que conduce a la reducción de los niveles de DBO y DQO. Como es sabido, estos índices miden respectivamente, la capacidad biológica y química de las aguas para oxidar su propia materia orgánica, en función de la disminución de oxígeno.

Entre los compuestos orgánicos solubles presentes en las aguas de producción, los fenoles son considerados el contaminante de mayor riesgo por sus efectos tóxicos al ambiente.

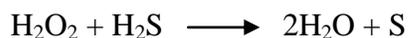
Los fenoles y en general los compuestos orgánicos, reaccionan lentamente con el peróxido de hidrógeno, por tal razón, es necesario la adición de un catalizador ferroso. Este catalizador puede ser sulfato de hierro disuelto en agua, el cual en un medio de pH ácido entre 2 y 4, reduce el peróxido de hidrógeno en forma de radicales hidroxilos ( $\text{OH}^\cdot$ ), estos radicales reaccionan rápida y efectivamente con los fenoles.

Los productos derivados de la reacción son dióxido de carbono y ácidos carboxílicos. Posterior al proceso de oxidación, se suele usar cal para precipitar los ácidos carboxílicos formados, lo que mejora aún más la calidad del agua obtenida.

### **Eliminación de sulfuros**

El peróxido de hidrógeno reacciona con los sulfuros de dos maneras dependiendo del pH (a manera de ejemplo se muestran las reacciones del sulfuro de hidrógeno):

- A un pH entre 6 y 8 se da la siguiente reacción, en la cual el azufre obtenido precipita formando parte de los lodos



- A un pH de 8, el sulfuro se convierte en sulfato, la reacción puede ser reversible si resurgen las condiciones anaeróbicas y bacterianas que lo favorezcan.



#### **VI.3.1.4. Oxidación química con Ozono**

Desde principios de siglo, la técnica de producir ozono para uso industrial se ha basado en la reproducción del fenómeno que podemos encontrar en la naturaleza. Esto es, activando las moléculas de oxígeno mediante cargas eléctricas. Básicamente, la técnica consiste en hacer circular oxígeno a través de un campo de descargas

originado mediante la aplicación de una diferencia de potencial entre dos electrodos, permitiendo la generación de múltiples colisiones con las moléculas de oxígeno; de este modo, los átomos libres tienden a unirse a otra molécula de  $O_2$ , formando así Ozono ( $O_3$ ).

Para un adecuado funcionamiento, se requiere oxígeno contenido en el gas de alimentación, a alta tensión suficiente como para producir la ionización. Por ser el ozono altamente inestable y ello muy dependiente de la temperatura, es necesario liberara el calor generado por las propia descargas para evitar la descomposición del ozono ya producido.

En la actualidad aprovechando los avances de la tecnología en cuanto a la electrónica de potencia, existen sistemas que operan con descargas en frecuencias del orden de 400 a 800 Hz. Además de duplicar la capacidad de producción de un mismo reactor, esto permitió trabajar con voltajes no tan elevados, y por lo tanto, fabricar equipos de tamaño reducido.

Por otra parte, mientras en principio se disponía del oxígeno contenido en el aire para alimentar un generador, era necesario prepararlo a niveles de pureza y secado que obligaban a contar con voluminosos equipos.

Al momento de dimensionar una instalación, una etapa de estudio piloto ha sido históricamente la única forma de definir aplicaciones óptimas, tanto desde el punto de vista técnico, como también en lo referente a costos.

Las capacidades de ozono pueden ser clasificadas según la etapa del proceso en la cual es aplicado, por ello se ha determinado la siguiente clasificación de la acción oxidante del ozono:

- Procesos de pre-ozonización: aquellos en los cuales se dosifica en etapas previas a la floculación-coagulación, teniendo como objetivos principales, la optimización de procesos de floculación – coagulación, la remoción de hierro y manganeso, y el control de algas en el agua de la fuente.
- Procesos de ozonización intermedia: aquellos en los cuales la dosificación se produce en posteriores etapas de coagulación y previo a la etapa de filtrado en lechos de arena. Principalmente la aplicación en esta etapa está dirigida a la optimización de características organolépticas, ya sea olor, sabor, color, a la precipitación de hierro y manganeso y al aumento de la biodegradabilidad de materias orgánicas.
- Procesos de post-ozonización: aquellos que se producen en la etapa final de tratamiento, vale decir posterior a la filtración y previo a la distribución. Sus objetivos principales son la desinfección y el control final de algas.

En contraposición a estos oxidantes, el ozono no genera compuestos tóxicos y, además, dado su rápida acción es mucho más efectivo. Adicionalmente, es bastante inestable pasando rápidamente a oxígeno, aumentando así el contenido disuelto de este gas en el agua. Lo anterior hace que se puedan evitar la formación de zonas anóxicas, que generan compuestos de mal olor (ácido sulfhídrico, mercaptanos, etc.).

En las figuras VI.4 y VI.5 se muestran los esquemas de reacción y proceso para la ozonificación.

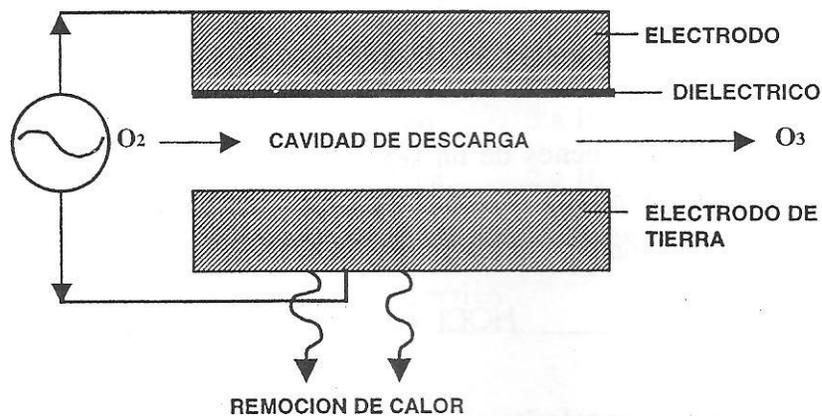


Figura VI.4. Esquema de reacción para el proceso de ozonificación

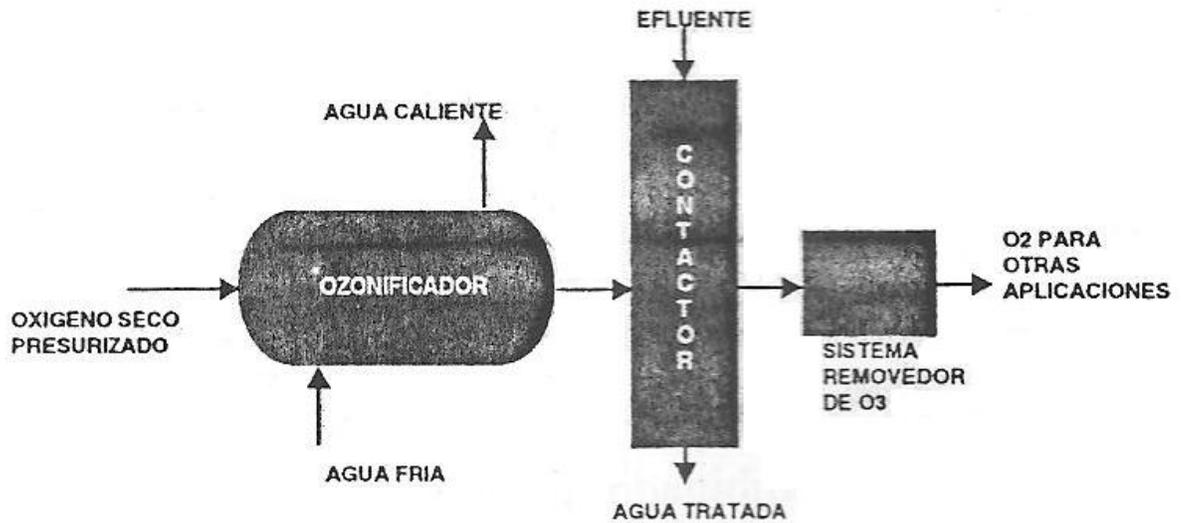


Figura VI.5. Esquema de proceso para la ozonificación

### VI.3.1.5 Oxidación química con cloro

El proceso de cloración es muy utilizado a escala industrial para la desinfección de las aguas como biocida oxidante de la materia orgánica. El cloro es un agente oxidante fuerte capaz de reaccionar con muchas impurezas en el agua, incluyendo amoníaco, aminoácidos, proteínas, material carbonáceo,  $Fe^{+2}$ ,  $Mn^{+2}$ ,  $S^{-2}$  y  $CN^-$ .

El gas cloro disuelto en el agua se hidroliza rápidamente según la siguiente ecuación:



La hidrólisis ocurre en menos de un segundo a 65°F (18 °C). El ácido hipocloroso (HOCl) es el ingrediente activo formado en esta reacción. Este ácido débil tiende a experimentar una disociación parcial como sigue:



Esto produce un ion hipoclorito y un ion hidrógeno. Dependiendo del pH y de la concentración, el cloro en agua existe como gas cloro libre, ácido hipocloroso o ión hipoclorito. Si el pH es mayor de 7,5 predominan los iones hipoclorito y por encima de 9 se encuentra de forma exclusiva. La suma de ácido hipocloroso y de los iones hipocloritos se define como cloro libre disponible. Cabe resaltar que se establece el mismo equilibrio en la cloración cuando se emplea cloro elemental o hipoclorito, ya que las sales de hipoclorito, como el hipoclorito de calcio, se ionizan en agua creando iones hipoclorito.

La cantidad de cloro necesaria para reaccionar con estas sustancias se denomina demanda de cloro. Existen otros compuestos de cloramina con propiedades biocidas y se les conoce como cloro residual combinado. Las cloraminas actúan más lentamente que el cloro residual libre, pero tienen mayores efectos cuando el pH sobrepasa 10, en la degradación de fenoles se emplea el bióxido de cloro  $\text{ClO}_2$ .

Una práctica muy común debido a la seguridad que representa para el personal operador de una planta de cloración es la producción en sitio de hipoclorito a partir del agua de mar o salmuera, ya que limita la exposición del personal al gas cloro o los compuestos hipocloritos.

Para ser eficaz, la desinfección con cloro necesita un tiempo de contacto mínimo de 15 minutos, a continuación en la siguiente tabla se puede observar la dosis necesaria para obtener un 99,9 % de reducción de coniformes

En la tablaVI.2 se muestra la dosificación del cloro según el tratamiento que se aplique.

Tabla VI.2. Dosificación del cloro según el tratamiento que se aplique

Tratamiento	Rango
Después de tratamiento químico	3 a 10 mg/l
Después de depuración biológica	2 a 10 mg/l
Después de filtración a través de arena o tratamiento o carbón activo	2 a 5 mg/l

El efecto densificante del cloro es tanto más eficaz cuanto mejor es la calidad de la depuración que precede a su inyección.

Debido a la generación de compuestos clorados en el agua después del proceso de cloración, los organismos internacionales han restringido severamente la aplicación de cloro a flujos grandes de efluentes llegando a tener restricciones de hasta 0,2 mg/l de Cl<sub>2</sub>. Para evitar la formación de compuestos organoclorados que puedan ser tóxicos para la fauna y la flora del medio receptor, se ha ensayado la utilización de bromo o de rayos ultravioleta.

#### **VI.3.1.6 Adsorción con carbón activado**

Una forma de eliminar los fenoles y en general los compuestos orgánicos disueltos, es el empleo de carbón activado como adsorbente. En general, la adsorción es un proceso de transferencia de masa de la fase líquida hacia la superficie sólida, en la que el compuesto orgánico tiende a unirse.

En las aguas de producción, la etapa de adsorción debe estar precedida por tratamientos que remuevan en mayor grado, el crudo libre y emulsionado, con la finalidad de prevenir la formación de una película sobre el material adsorbente, que impida el proceso.

La naturaleza del carbón puede ser mineral o de madera, tales como: cortezas de almendro, nogales o palmeras. El carbón se puede encontrar como carbón activado en polvo, con diámetro menor que el del tamiz 200 y carbón activado granular, con diámetro superior a los 0,1 mm.

El carbón activado en polvo, es aproximadamente, de dos a tres veces más económico que los carbones en granos, puede ser aplicado directamente en las unidades de tratamiento de los procesos biológicos, o formando parte de los procesos físico – químicos. Sin embargo, estos casos conducen a pérdidas muy elevadas del material al no poder recuperarlos o regenerarlos.

Un lecho filtrante atravesado por el agua a tratar, es la forma más utilizada del carbón activado en granos. Los contaminantes contenidos en el agua se someten a una extracción metódica, donde el agua avanza a través del lecho, encontrando fracciones de carbón activo cada vez menos saturados, y por ende, cada vez más activas. Su regeneración se realiza fácilmente por oxidación de la materia orgánica y su posterior eliminación de la superficie del carbón. El proceso de regeneración destruye entre un 5% y un 10% del carbón total, por lo que es necesario reemplazarlo por carbón virgen. Adicionalmente, el carbón regenerado tiene un poder de adsorción ligeramente inferior al del carbón virgen. Se estima que luego de 10 a 14 regeneraciones, se habrá cambiado toda la masa del carbón activo.

#### **VI.4. Procesos para la separación de sólidos disueltos** <sup>[24], [29]</sup>

Existen diferentes tecnologías que pueden ser aplicadas para la remoción de los sólidos disueltos presentes en las aguas. En principio, estas tecnologías fueron desarrolladas por la necesidad de convertir el agua de mar (3500 mg/l de TDS aproximadamente) en agua dulce (1000 mg/l de TDS).

##### **Procesos de evaporación**

Se fundamenta en procesos de transferencia de calor que incluyen cambios de fase. El agua es calentada hasta producir vapor, el cual es posteriormente condensado. El agua condensada se encuentra libre de sales. La cantidad de calor requerido por el sistema para producir el cambio de fase se conoce como calor latente de vaporización. En su forma más simple, el calentamiento del agua se lleva a cabo en un recipiente cerrado por medio de un haz de tubos. El agua a desalar puede estar contenida en el interior del recipiente o circular por los tubos, esto depende del tipo de evaporador utilizado.

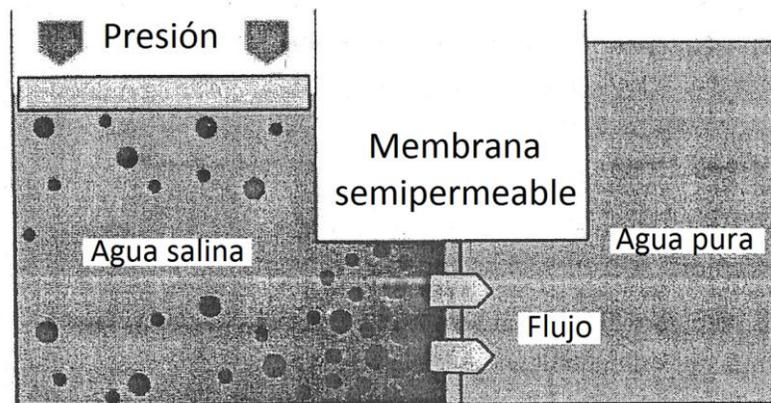
Estos procesos requieren de grandes cantidades de energía, por otro lado, el funcionamiento a altas temperaturas acarrea problemas de corrosión y de incrustaciones, esto conduce a altos costos de inversión y mantenimiento.

##### **Ósmosis inversa**

La ósmosis inversa es un proceso que invierte el fenómeno de la ósmosis natural, su objetivo es obtener agua pura partiendo de un agua con alta concentración de sales. El proceso de separación requiere de presión hidráulica, para forzar al agua pura a pasar a través de una membrana semi-permeable, el agua pasa a través de la membrana por difusión. En la figura VI.6 se puede observar el esquema de este proceso.

La velocidad de este proceso depende de la cantidad de presión que se aplique al agua salada. Por otro lado, la presión del sistema guarda relación directa con la cantidad de sales contenidas en la alimentación.

A medida que el agua atraviesa la membrana, las sales presentes se van concentrando formando la purga del proceso. Esta corriente se denomina rechazo del proceso y su concentración puede alcanzar valores hasta de 100000 mg/l. El rechazo del proceso aumenta a medida que la concentración de sólidos disueltos en el agua de alimentación aumenta.



FiguraVI.6. Principio de la ósmosis inversa

Las características de las membranas deben ser tales que garanticen una alta permeabilidad al agua y a su vez tenga alta capacidad de retención de sólidos disueltos.

En la figura VI.7 se puede observar un esquema de Osmosis reversa.

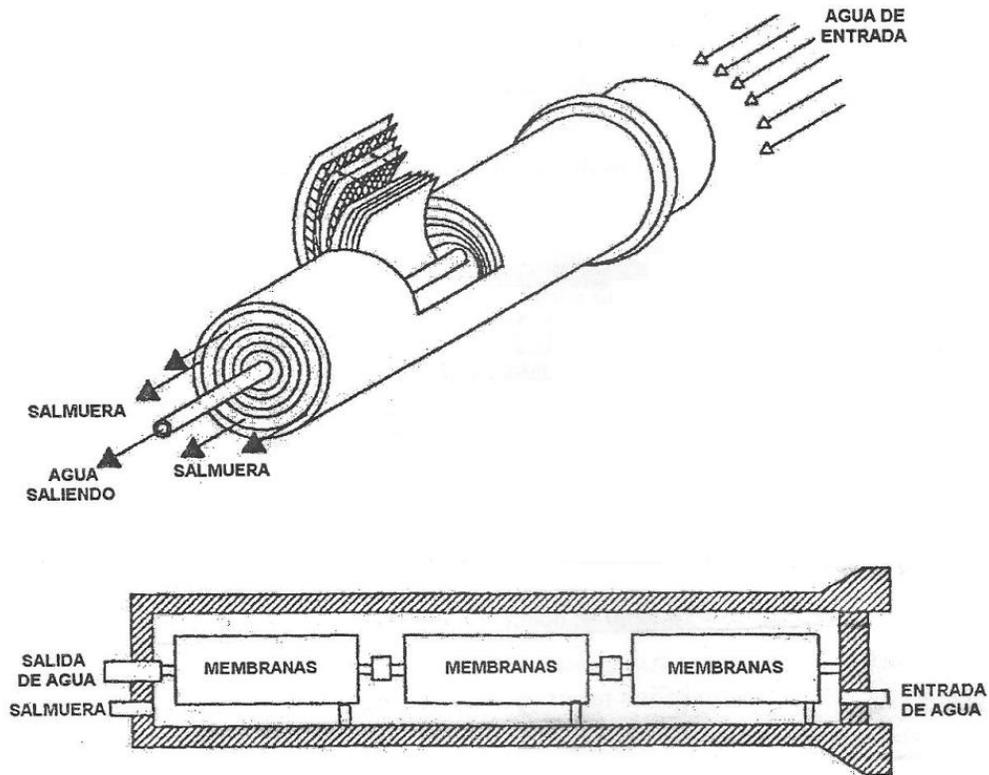


Figura VI.7. Esquema del proceso de ósmosis inversa.

### Electrodiálisis

El proceso de electrodiálisis se basa en la separación de sales a través de membranas semi – permeables selectivas de iones, aplicando un campo de corriente eléctrica directa, donde los iones son transportados a través de las membranas usando diferencias de potencial. Los compuestos no electrolitos, como los compuestos orgánicos, permanecen en el producto, debido a que su carga eléctrica es muy débil o nula.

Los iones eléctricamente cargados migran hacia el electrodo de carga opuesta, es decir, los iones positivos como los cationes de  $\text{Na}^+$ , son atraídos por el cátodo, y los iones negativos como los aniones de  $\text{Cl}^-$ , son atraídos por el ánodo. Este efecto,

denominado transporte iónico, permite el desarrollo del proceso. A continuación se puede observar un esquema de este proceso.

Los sistemas de electrodiálisis reversa pueden invertir la polaridad de los electrodos, a objeto de remover los depósitos que se alojan en las membranas y realizar la limpieza de las mismas.

Las membranas deben tener buena resistencia mecánica, ya que constituyen paredes que delimitan los compartimientos del aparato empleado, por esta razón, su integridad física puede ser incrementada incorporando durante su producción una pantalla de refuerzo, bien sea plástica o de fibra de vidrio.

#### **VI.5 Tratamiento con Inhibidores** <sup>[22], [25]</sup>

En las operaciones de inyección de agua se debe tener una especial atención a los iones (cationes, aniones) que están en el agua de formación así como también las propiedades físicas de la misma, las cuales son importantes desde el punto de partida para la formación de incrustaciones y corrosión. En la siguiente tabla se muestra los iones y propiedades físicas más importantes de la misma.

La siguiente tabla muestra cationes, aniones y algunas propiedades de interés del agua de formación

Tabla VI.3. Iones y propiedades físicas del agua de formación

Cationes	Aniones	Propiedades
Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ )	Cloruros ( $\text{Cl}^-$ )	pH
Magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ )	Carbonatos ( $\text{CO}_3^-$ )	Turbidez
Sodio ( $\text{Na}^+$ )	Bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ )	Temperatura
Hierro ( $\text{Fe}^{++}$ )	Sulfatos ( $\text{SO}_4^-$ )	Oxígeno disuelto
Bario ( $\text{Ba}^{++}$ )		Contenido de hidrocarburos
Estroncio ( $\text{Sr}^{++}$ )		Bacterias

#### VI.5.1 Incrustaciones o Escamas

Las incrustaciones inorgánicas o escamas (términos usados indistintamente) son depósitos originados por la precipitación de sales inorgánicas insolubles en agua y que forman una capa densa y fuertemente compacta adheridas a las superficies de los equipos y tubos de los pozos en el subsuelo y en la superficie. En la Figura V.8. se muestra las escamas de carbonato de calcio o calcita.

Cuando se forman escamas, se debe utilizar una técnica de inhibición rápida y efectiva, así como sistemas de remoción, cuya elección dependen de la ubicación de los sedimentos y de las propiedades fisicoquímicas del fluido en la formación.



Figura VI.8. Escamas de carbonato de calcio o calcita en la tubería de producción.

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de escamas en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad en la superficie del tubo y reducir el área de fluencia.

Esto origina un aumento de la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye, finalmente la escama termina por bloquear al flujo de producción. La composición química de las escamas en las tuberías puede variar, por lo general las incrustaciones de asfáltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

La figura VI.9. muestra la ubicación de escamas en una tubería, ocasionando restricciones al flujo.

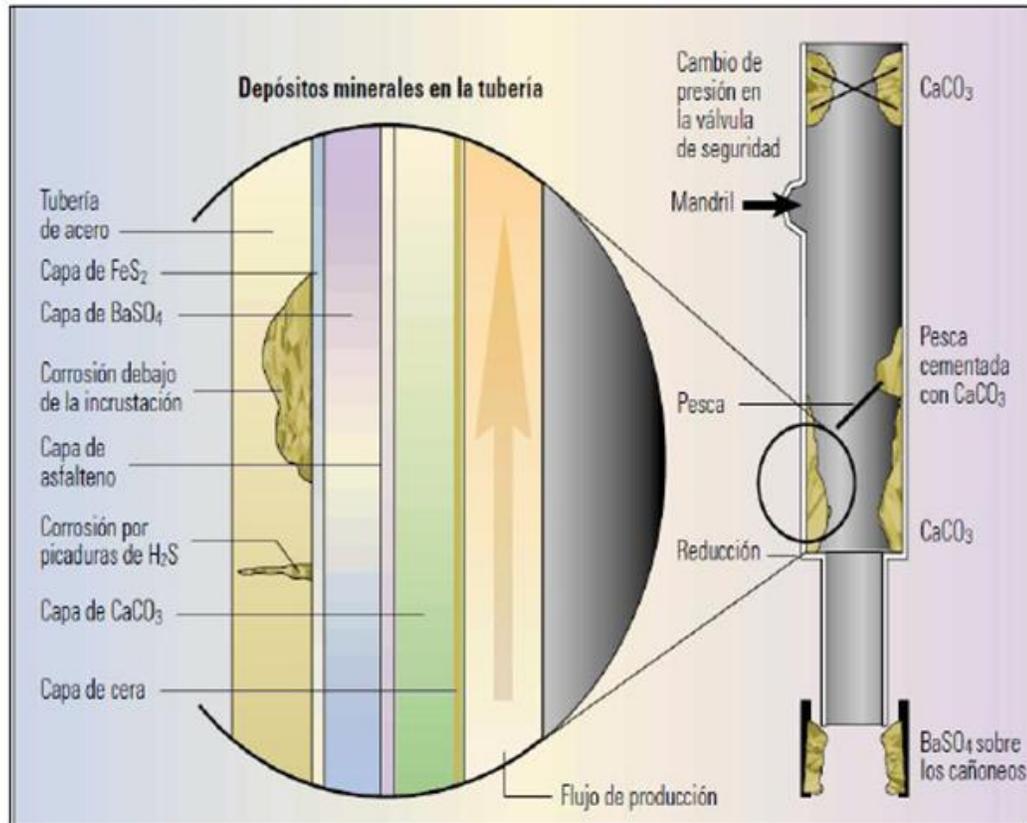


Figura VI.9. Ubicación de una escama inorgánica en una tubería de producción

### VI.5.2 Identificación de las incrustaciones

Normalmente, cuando se analiza la composición química del agua y en particular, el contenido de iones disueltos en el agua de formación, observamos un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ca<sup>+2</sup> o sulfato (SO<sub>4</sub><sup>-2</sup>), que coincide con una disminución de la producción del petróleo y un aumento en el corte de agua. Esto puede ser un indicio del comienzo de formación de escamas.

### **VI.5.3 Inhibidor de incrustaciones y corrosión**

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de residuos.

#### **VI.5.3.1 Inhibidor de incrustaciones o escamas**

Los inhibidores de escamas son compuestos químicos que dilatarán, reducirán o prevendrán la formación de escamas.

Para que un inhibidor tenga éxito al ser inyectado en el agua se debe considerar lo siguiente

- El inhibidor debe adicionarse al agua en una forma continua para que sea posible la inhibición.

Un inhibidor de escamas debe satisfacer varias condiciones para tener una utilidad prolongada, entre ellas:

- Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos del sistema lo que conduce a su inactivación).
- Ser estable térmicamente (en especial a las condiciones de fondo de pozo) e hidrolíticamente para plazos largos.
- Bacteriológicamente no sensible.
- Modificar el tamaño de los cristales (formar tendencia a dispersarse).
- Retrasar o bloquear los procesos de precipitación de escala a una baja concentración.
- No debe promover la formación de emulsiones.

- En los fluidos de retorno debe ser monitoreable.

Por otra parte, la eficiencia máxima del inhibidor se ve afectada por:

- La salinidad y pH del agua que entra en contacto con el inhibidor.
- La composición química del agua, el contenido de magnesio del agua e hierro disuelto deben ser bajos.
- La presencia y el tipo de sólidos en suspensión (el inhibidor, todavía no es “inteligente” y actúa en todo insoluble que viaje en el medio).
- La temperatura del sistema.

Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas del inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo.

#### **VI.5.3.2 Inhibidor de Corrosión**

Los inhibidores de corrosión son sustancias que adicionadas a un sistema metal/medio corrosivo, disminuye de una forma u otra la velocidad de corrosión del metal en el medio.

Son usados para prevenir el ataque de ciertos metales durante la producción, almacenamiento, transporte, y demás operaciones entre ellas la inyección de aguas de formación a fin de reducir el ataque al metal.

Su mayor empleo es en tratamiento de aguas naturales y en tratamientos petrolíferos lo que proporciona las siguientes ventajas:

- Reduce la contaminación del agua por el metal.
- Disminuye la tasa de corrosión aumentando de esta manera la vida útil de tubos y similares.

### **VI.5.3.2.1 Clasificación de los inhibidores de corrosión**

#### **Inhibidores Químicos**

- **Inhibidores volátiles de corrosión**

Estos inhibidores son usados como un método temporario de protección contra la corrosión de productos metálicos, durante el almacenamiento o transporte, siendo usados con un recubrimiento riguroso que impida la pérdida del inhibidor.

#### **Inhibidores Electroquímicos**

- **Inhibidores anódicos**

Estos inhibidores funcionan restringiendo las reacciones anódicas en los procesos de corrosión proveyendo una protección al metal, a través de un film de óxido (invisible y muy delgado), con lo que protegerá las partes de la superficies metálicas, donde los cationes metálicos son formados en los ánodos.

- **Inhibidores Catódicos**

Funcionan por la disposición de una película espesa e inmisible en la superficie catódica polarizando así el cátodo y reduciendo el potencial de reducción. No son tan eficientes como los anódicos pero pueden usarse en cualquier concentración.

- **Inhibidores Mixtos**

Son una combinación de los anódicos y catódicos, actúan en el sentido de que una película cubra la superficie del metal, alterando las curvas de polarización anódicas y catódicas. Los más conocidos son: Polifosfatos (llamados algunas veces como fosfatos condensados).

Las propiedades que debe reunir un inhibidor de corrosión son:

- Estructura molecular que se adsorba fuertemente sobre la superficie metálica
- Gran persistencia y habilidad para resistir los efectos erosivos del fluido.
- Solubilidad y dispersabilidad en los fluidos tratados para que el inhibidor sea transportado a toda la superficie que necesite protección

- No tener efectos adversos para promover la formación de emulsiones ni contener elementos venenosos para los catalizadores.

## **CAPITULO VII: DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA LA REMOCIÓN DE CONTAMINANTES DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO**

### **VII.1. Equipos para la separación de crudo libre / agua / sólidos suspendidos [24], [29]**

#### **Separadores API**

Los separadores API son generalmente las primeras unidades de tratamiento de las aguas provenientes de los procesos de deshidratación de crudo. Son diseñados de acuerdo con el procedimiento establecido por el Instituto Americano de Petróleo, el cual dictamina los parámetros y consideraciones para tal fin.

Consiste en un tanque rectangular de multi-canales, los cuales disponen de una zona de entrada, una zona de separación aceite-agua y una zona de salida. La zona de entrada tiene un canal denominado de pre-separación que reduce la velocidad del flujo en las tuberías de acceso y remueve el material flotante y el crudo. Para su remoción cuenta con un desnatador y removedor de sólidos flotantes. Generalmente el canal de pre-separación está cubierto para evitar la evaporación con la consecuente generación de volátiles y olores.

La zona de entrada completa el ingreso del efluente al estanque de separación, el cual se hace a través de un número de compuertas de fondo por canal, y posteriormente, una pantalla de distribución para garantizar la entrada en forma adecuada a la zona de separación.

La zona de separación está conformada por canales, los cuales disponen de tolvas de recolección de lodos, desnatadores y pantallas de retención. Las tolvas recolectan los sólidos sedimentables y están conectadas a una tubería que los envía a una tanquilla.

Por otra parte, el crudo se remueve constantemente mediante un mecanismo desnatador.

La zona de salida consta de un vertedero colocado después de una pantalla de retención de crudo. El agua fluye por arriba a un canal que lo envía a otras unidades de proceso.

La eficiencia de estos equipos viene dada por las características del crudo asociado y del agua, por el tamaño de las partículas de crudo y por el tamaño de la unidad. Pueden alcanzar eficiencias elevadas de 75% y más. La figura VII.1 muestra la planta de un separador API

En la Figura VII.2 se muestra la perspectiva de un separador API y en la figura VII.3 se muestra el esquema de un separador API desarrollado por Great Lake Environmental Inc., el cual de acuerdo a los fabricantes tiene una gran eficiencia para remover lodos aceitosos, sólidos pesados, o donde se requieren grandes tiempos de retención.

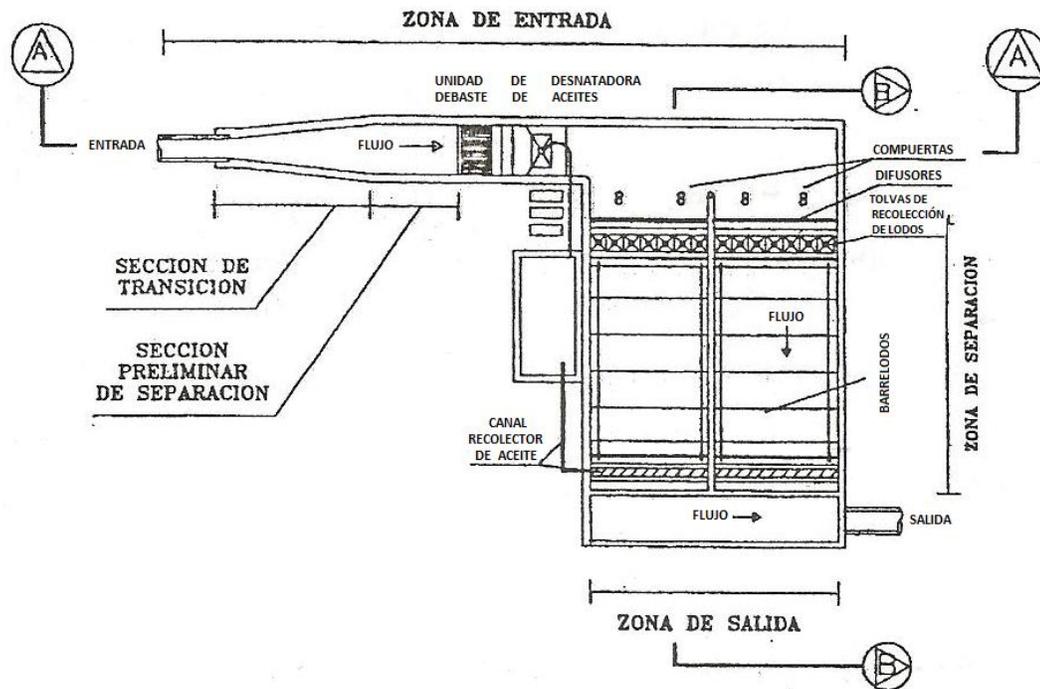


Figura VII.1. Planta de un separador API

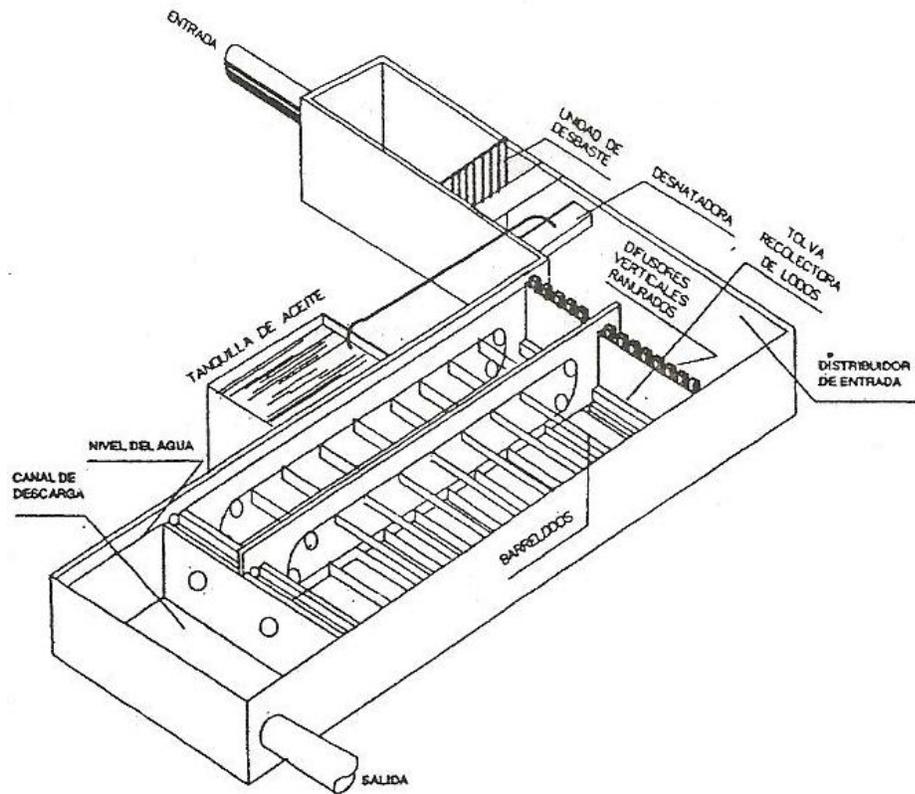


Figura VII.2. Perspectiva de un separador API

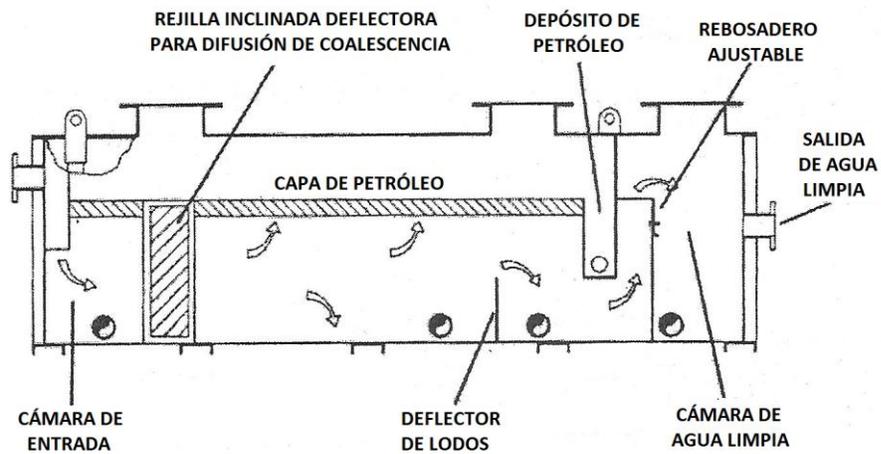


Figura VII.3. Esquema de un separador API

Aplicaciones:

- Remueve crudo hasta un contenido entre 50 y 100 mg/l.
- Remoción de crudo libre para tamaño de partículas de crudo iguales o mayores a 150 micras.
- Remueve sólidos en suspensión.

Ventajas:

- Operación sencilla y ampliamente conocida.
- Fácil Mantenimiento
- El contenido de sólidos no afecta la eficiencia de remoción del crudo.
- Pueden ser utilizados con o sin el uso de aditivos químicos.

Desventajas:

- Ocupan grandes espacios.
- Necesitan sistemas para el control de los vapores y olores generados.
- Se requieren al menos dos canales para facilitar el proceso de limpieza.
- Trabaja mejor bajo condiciones de flujo uniforme.

### **Separadores de placas corrugadas CPI**

También conocido con el nombre de separador de flujo transversal, su diseño fue desarrollado por la Compañía Shell. A diferencia del separador API contiene internos que facilitan la separación del crudo mejorando la calidad del agua de salida.

El diseño interior utiliza una serie de placas corrugadas montadas una sobre la otra paralelamente en una armazón. Cada placa contiene canales cóncavos y crestas o picos.

Las placas pueden tener una inclinación entre 45 y 60°, las crestas y los canales de las placas proveen de mayor superficie de coalescencia. Adicionalmente, los canales cóncavos facilitan la fluidez del crudo hacia la superficie, concentrándolo en la parte

superior de cada placa. El crudo una vez en la superficie es recolectado en un canal y removido por un vertedero. Los sólidos sedimentables descienden a través de los canales hasta el fondo del separador, llamado cámara de sedimentación.

Las placas se construyen de materiales resistentes a la corrosión, como lo pueden ser: resinas reforzadas de fibra de vidrio, polipropileno, PCV o materiales termoplásticos; también se construyen de metal como acero al carbón, acero galvanizado o acero inoxidable.

En la Figura VII.4 se muestra un esquema de un separador de placas corrugadas

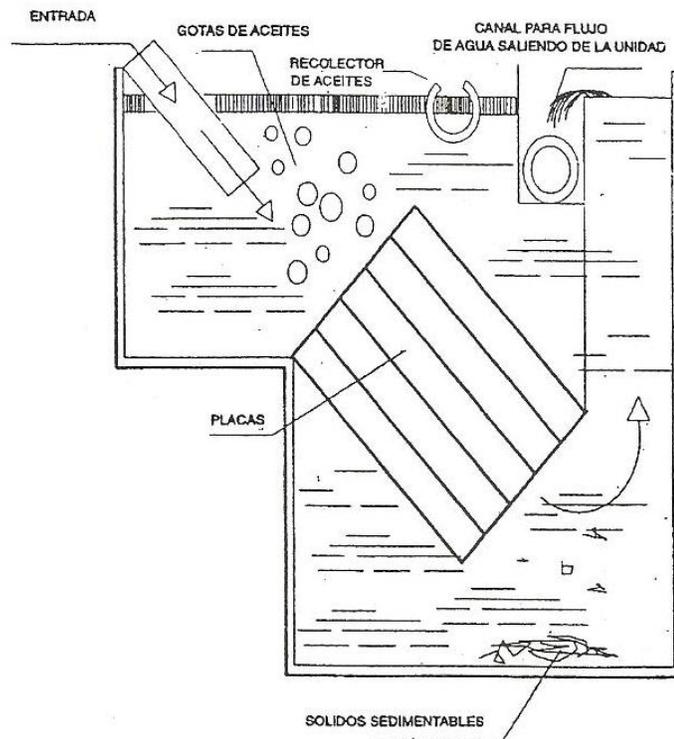


Figura VII.4. Esquema de un separador de placas corrugadas CPI

A continuación se presenta un sistema CPI, el cual incluye tres cámaras, una para el crudo flotante recuperado, otro para el lodo y una tercera para el agua libre del crudo.

Se puede notar también que este es un sistema cerrado en el cual se emplea nitrógeno como gas inerte, y que existe un dispositivo para liberar el exceso de presión del sistema. En la Figura VII.5 se puede apreciar esquemáticamente el proceso.

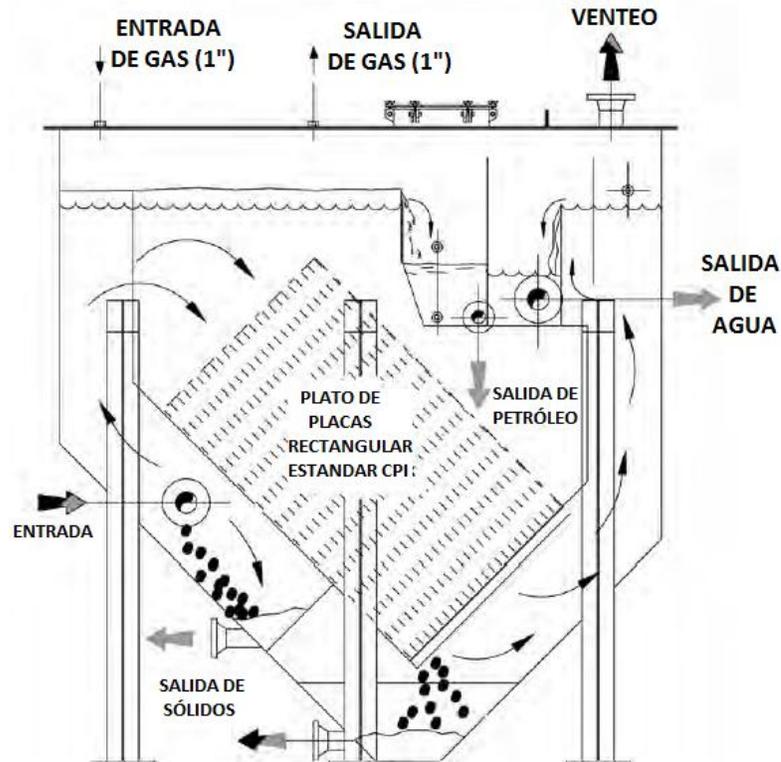


Figura VII.5. Esquema de un separador CPI, el cual emplea gas

Aplicación:

- Remueve crudo hasta un contenido entre 50 y 100 mg/l.
- Remoción de crudo libre para tamaños de partículas iguales o mayores de 50-60 micras. De acuerdo con la empresa ESI se puede retener partículas de hasta 20 micras o mayores con ciertos modelos de CPI.
- Remueve sólidos en suspensión.

Ventajas:

- Más compacto que los separadores API.
- Es el modelo más usado de separadores de placa. Cuenta con unidades comerciales.
- El uso de material plástico en las placas permite internos más livianos.
- El contenido de sólidos no afecta la eficiencia de remoción del crudo.
- Puede ser utilizado con o sin aditivos químicos.

Desventajas:

- Necesitan sistemas para el control de los vapores y olores generados.
- Trabaja mejor bajo condiciones de flujo uniforme.

**Tanques desnatadores (Skimmer)**

El uso de tanques desnatadores es común en el tratamiento de aguas de formación y corresponde al sistema más sencillo en el tratamiento. Requiere de altos tiempos de residencia, aproximadamente 10 horas, para favorecer la coalescencia y separación por gravedad. Normalmente estos equipos son pesados y requieren grandes dimensiones. Pueden ser diseñados como tanques esféricos, verticales u horizontales.

Los recipientes horizontales son más eficientes en la separación crudo-agua ya que las gotas de aceite viajan perpendicularmente al flujo del agua, mientras que en los verticales viajan en sentido contrario al flujo del agua, dificultándose el proceso. Por otro lado, los recipientes verticales son más eficientes para el manejo de los sólidos, debido a que su geometría favorece la remoción de los mismos; también son menos susceptibles a los efectos que produce el oleaje en la superficie del crudo. En la Figura VII.6 se puede apreciar un tanque desnatador horizontal, y en la Figura VII.7 y Figura VII.8 pueden observarse un desnatador horizontal no presurizado y uno presurizado respectivamente.

El uso de un tipo u otro dependerá del uso que se le dé y del espacio disponible para el mismo.

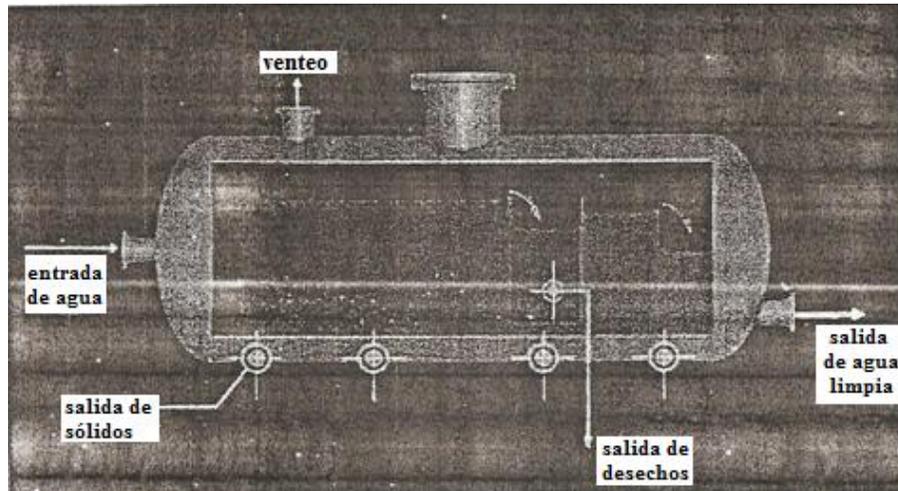


Figura VII.6. Tanque desnatador horizontal

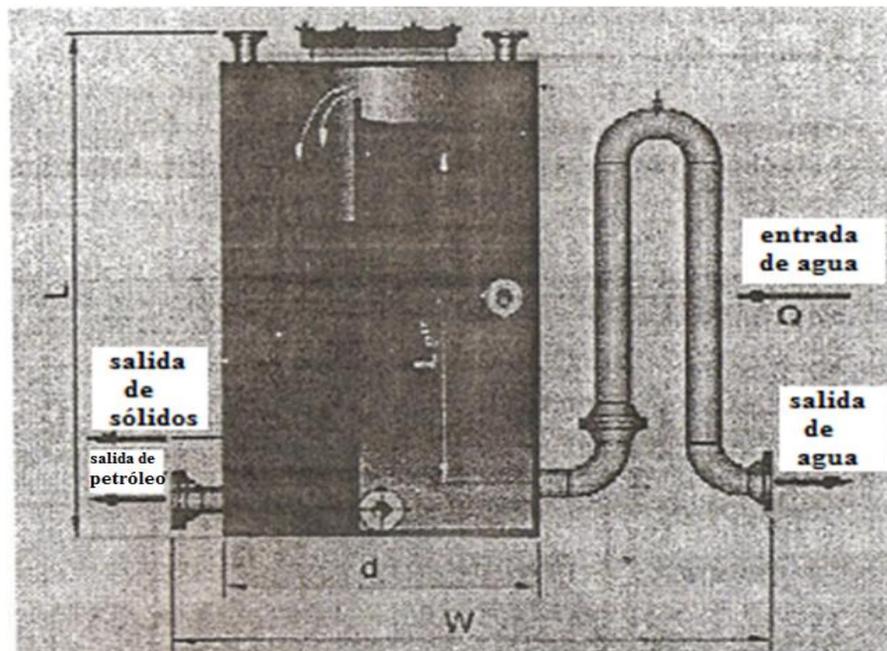


Figura VII.7. Desnatador Vertical no presurizado

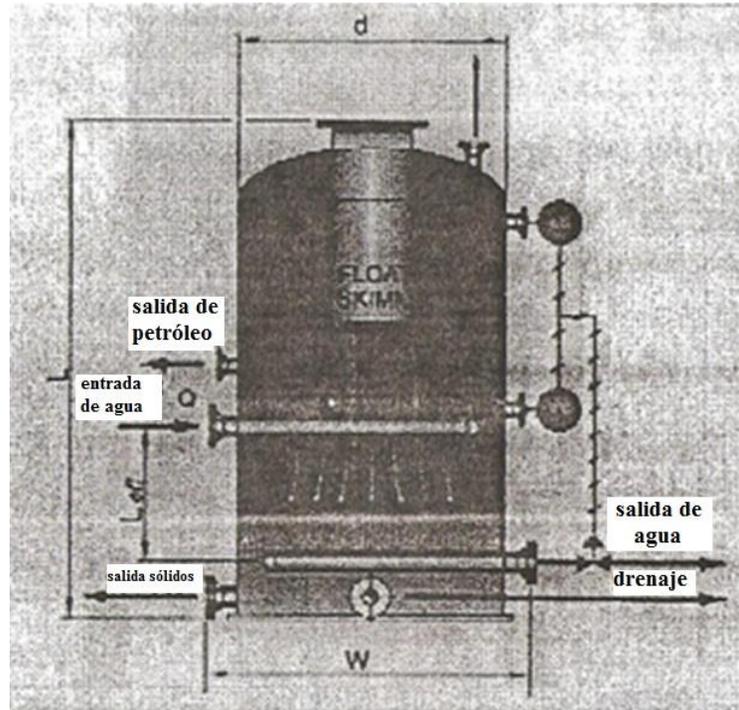


Figura VII.8. Desnatador vertical presurizado

Aplicaciones:

- Remueve crudo hasta un contenido entre 50 y 1500 mg/l.
- Remoción de crudo libre para tamaños de partículas de crudo iguales o mayores de 50 micras, de acuerdo al fabricante ESI.
- Remueve sólidos en suspensión.

Ventajas:

- Operación sencilla y ampliamente conocida.
- El contenido de sólidos no afecta la eficiencia de remoción del crudo.

Desventajas:

- Son equipos pesados y de grandes dimensiones.
- Requiere altos tiempos de residencia.
- Trabaja mejor bajo condiciones de flujo uniforme.

### **Separadores de placas paralelas PPI**

El separador de placas paralelas, PPI, se diseñó posterior al separador API, su desarrollo pretendía minimizar las deficiencias de espacio y costos, entre otros.

Su diseño consiste en la colocación de placas paralelas, con un ángulo de 45°, en el interior del separador, lo cual obliga al agua a viajar en contracorriente al flujo de aceite, de la misma forma, promueve el descenso de los sólidos en el mismo sentido del agua. Las placas no solo aumentan la capacidad de separación, sino que divide la velocidad ascendente del crudo tantas veces como número de placas exista.

El diseño original no contemplaba el uso de productos químicos, sin embargo, estos productos pueden ser utilizados para mejorar la eficiencia de separación de las fases.

El uso de este tipo de separador no es recomendable para crudos parafínicos, ya que se produce adhesión en las placas, tapando los canales, y, por consiguiente, aumentando las necesidades de mantenimiento.

El material de las placas puede ser de plástico o de fibra de vidrio, lo que elimina los problemas de corrosión.

La figura VII.9 muestra los coalescedores de placas, VII.10 el interceptor de placas paralelas y la figura VII.11 muestra un separador de placas paralelas

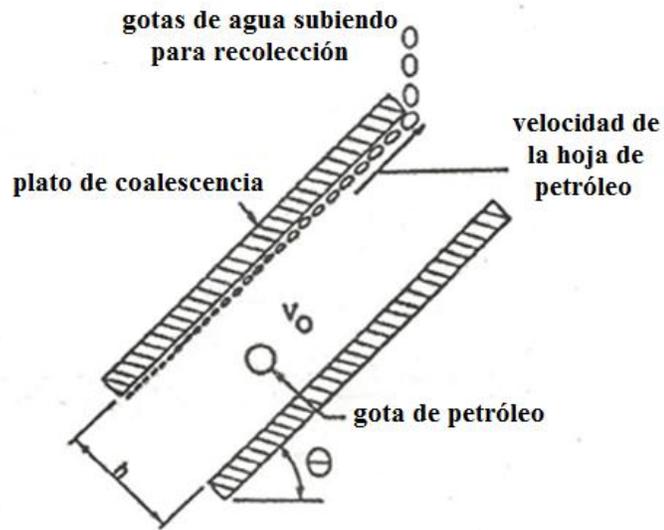


Figura VII.9. Coalescedores de placa

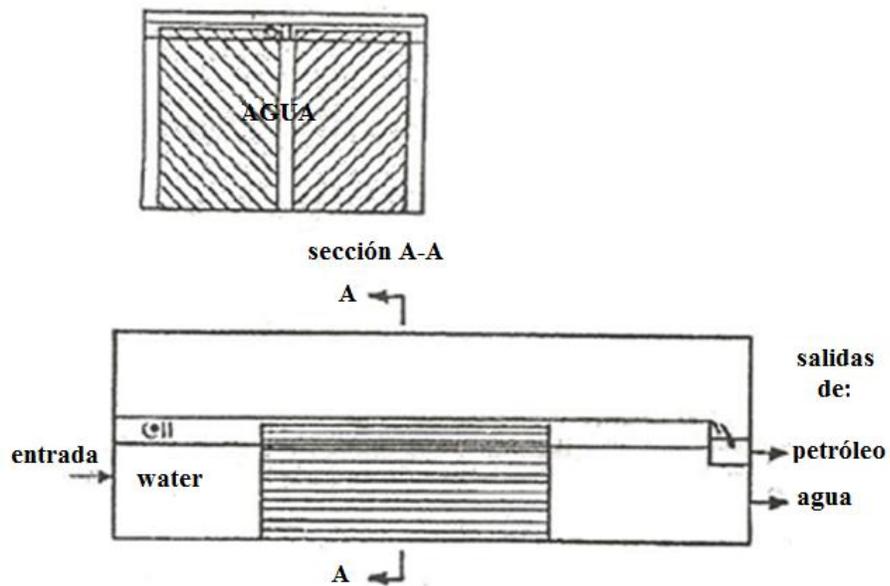
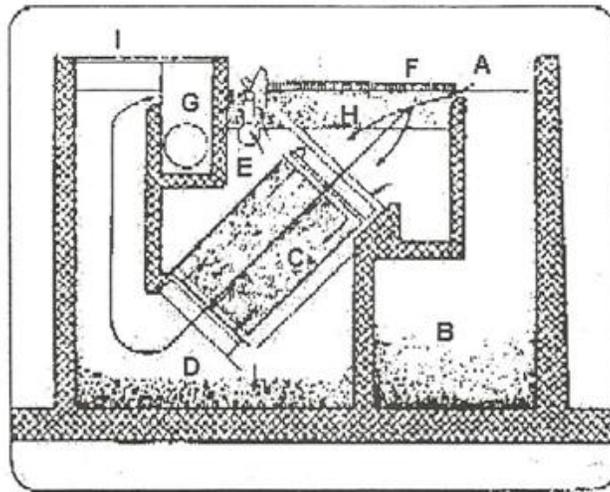


Figura VII.10. Interceptor de placas paralelas



- |                           |                            |
|---------------------------|----------------------------|
| A = Canal de entrada      | B = Tanque de arena        |
| C = Paquete de placas     | D = Compartimento de lodos |
| E = Espuma de poliuretano | F = Línea desnatadora      |
| G = Canal de salida       | H = Capa de crudo          |
| I = Enrejado              |                            |

Figura VII.11. Separador de placas paralelas

Aplicaciones:

- Remueve crudo hasta un contenido entre 50 y 100 mg/l.
- Remoción de crudo libre para tamaños de partículas de crudo iguales o mayores de 60 micras.
- Remueve sólidos en suspensión.

Ventajas:

- Ocupa poco espacio.
- Más eficiente y económico que los separadores API.
- Puede ser utilizado con o sin el uso de químicos.
- El contenido de sólidos no afecta la eficiencia de remoción del crudo.
- Cuenta con unidades comerciales.

Desventajas:

- Requieren mayor mantenimiento que los separadores API, debido a la adherencia del crudo en las placas, por lo que los costos de mantenimiento son mayores.
- Se requiere mínimo dos unidades para efectos de limpieza.
- Trabaja mejor bajo condiciones de flujo uniforme.
- Dificultad para limpiar las placas.

### **Separadores de flujo cruzado CFI**

En 1960, bajo dos licencias Pielkenrood Vinitex y Environmental Engineering de Australia, se diseñó el separador con interceptores de flujo cruzado CFI (ver figura VII.12)

La finalidad de este nuevo separador apuntaba a mejorar algunos problemas detectados en el uso de los separadores PPI y CPI, como por ejemplo:

- En los separadores CPI, debajo de las cretas de las placas, se acumulaban gotas de crudo por efecto de la coalescencia, las cuales eran separadas de las placas y arrastradas con la corriente de agua antes alcanzar la superficie, desmejorando así la eficiencia del sistema.
- Tanto en los separadores PPI como en los CPI, las partículas sólidas en su proceso de sedimentación, viajan en el mismo sentido de la corriente de agua, por lo que el tiempo de separación de los sólidos es menor que el del crudo, que viaja en contracorriente.

El diseño del CFI persigue superar los problemas indicados, el mismo consiste en un paquete de placas corrugadas 45° y separadas 1 cm. Las placas se ubican en forma cruzada con respecto al flujo de agua. Este diseño permite que la velocidad de ascenso de las gotas de crudo y la velocidad de asentamiento de los sólidos sean

similares, evitándose el reintegro de las gotas de crudo coalescidas a la corriente de agua.

Cuando el agua de formación a tratar tiene alto contenido de sólidos, se recomienda utilizar un ángulo de inclinación de las placas de  $60^\circ$  y un espaciado entre las mismas de 2 cm.

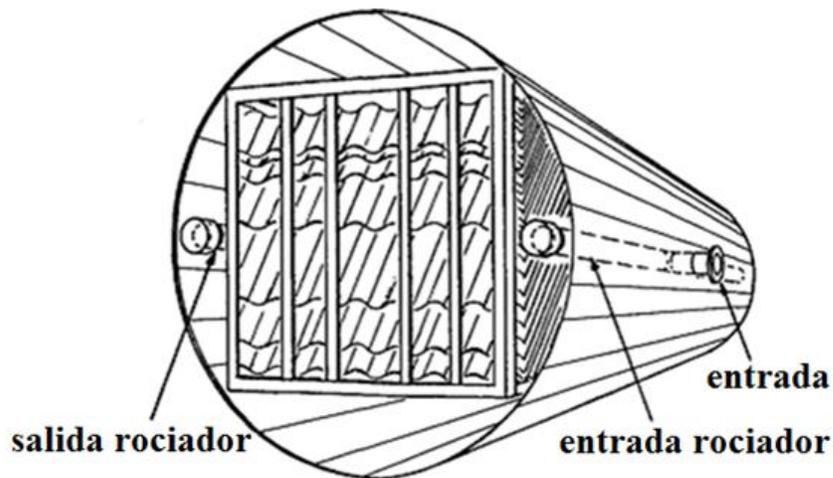


Figura VII.12. Separador de flujo cruzado

Existen sistemas, como el mostrado en la Figura VII.13, que gracias a la acción de coalescedores originan que las gotas de crudo coalescan, siendo el proceso de remoción para este caso más sencillo. El efluente puede salir del sistema con 10 mg/l o menos de crudo no emulsionado, no siendo la calidad del efluente afectada por flujos variables. Se debe reseñar que debajo de medio de coalescencia existe una cámara donde los sólidos sedimentables son almacenados.

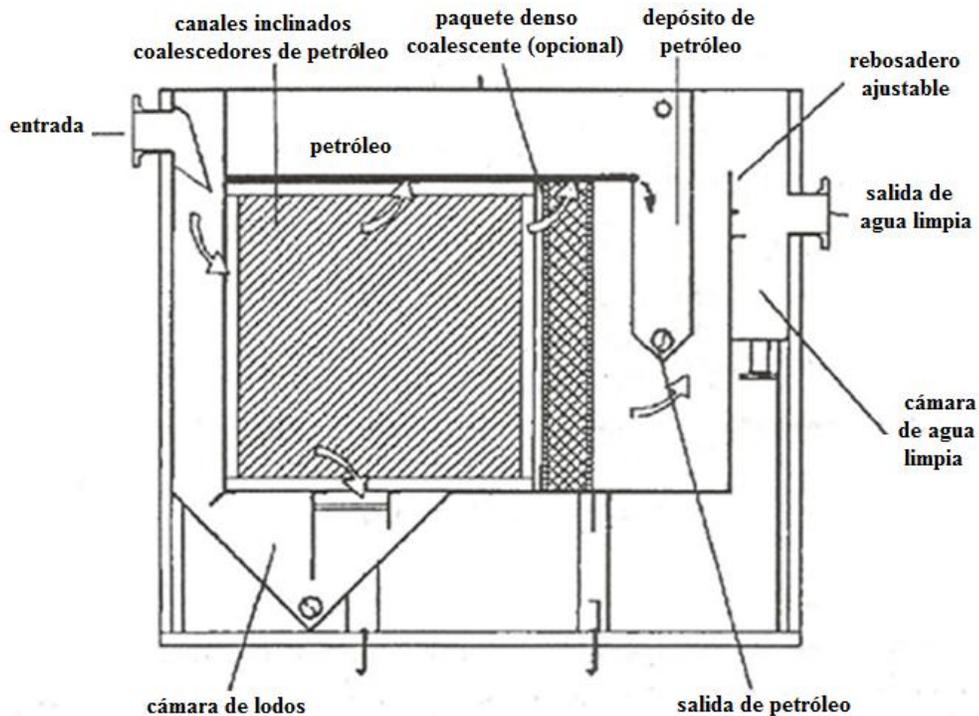


Figura VII.13. Sistema de coalescencia de crudo

Aplicaciones:

- Remueve crudo hasta un contenido de 15 mg/l.
- Remueve sólidos en suspensión.

Ventajas:

- Ocupan poco espacio.
- Más eficientes que los separadores API, PPI y CPI, en lo referente a la remoción de sólidos suspendidos.
- Pueden ser utilizados con o sin el uso de productos químicos.
- El contenido de sólidos no afecta la eficiencia de remoción del crudo.

Desventajas:

- Son menos eficientes que los CPI en lo referente a la separación de crudo libre.
- Son más costosos que los CPI.

- Requiere mayor mantenimiento que los API debido a la adherencia del crudo en las placas, por lo que los costos de mantenimiento son mayores.
- Se requiere mínimo dos unidades para efectos de limpieza.
- Trabaja mejor bajo condiciones de flujo uniforme.

## **VII.2 Equipos para la separación de crudo emulsionado / agua / sólidos suspendidos** <sup>[24], [29]</sup>

### **Sistemas coagulación-floculación-sedimentación**

La floculación tiene como función formar agregados o flóculos, a partir de partículas en suspensión o coloidales, gracias al proceso de coagulación. El proceso de coagulación comienza cuando el efluente a ser tratado, entra en una cámara conocida como mezcla rápida (gran generador de turbulencia), donde se le agrega alguna sustancia como un polieléctrolito, sales de aluminio, sales de hierro u otro para facilitar la coagulación de partículas. Adicionalmente se le puede agregar sílice activada, algún tipo de arcilla, carbón activo en polvo o un floculante orgánico. El tiempo de retención en esta etapa del proceso está comprendido entre 30 a 120 segundos.

El efluente a ser tratado pasa luego a la cámara de floculación (también puede realizarse en sistemas en línea, como conductos y tubos o en sistemas de floculación-clarificación). Las unidades floculadoras deben ser diseñadas para que a un mínimo de energía se obtengan suficientes oportunidades de contacto entre las partículas, generándose así flóculos (muy inestables a la turbulencia) suficientemente densos y grandes para que puedan precipitar por la acción de la gravedad. Los tiempos de retención en el sistema de floculación son de 30 a 90 minutos. La agitación se logra con un sistema de paletas, que giran suficientemente lento para propiciar el choque entre partículas y de esta forma generar los flóculos.

Al salir los flóculos de la cámara se dejan sedimentar en un tanque con aguas muy tranquilas. El agua clarificada continua el siguiente proceso del sistema y los lodos son extraídos por el fondo. En la siguiente figura se puede observar el esquema típico empleado en el proceso de coagulación-filtración-sedimentación.

La figura VII.14 muestra el esquema típico empleado en el proceso de coagulación – floculación – sedimentación.

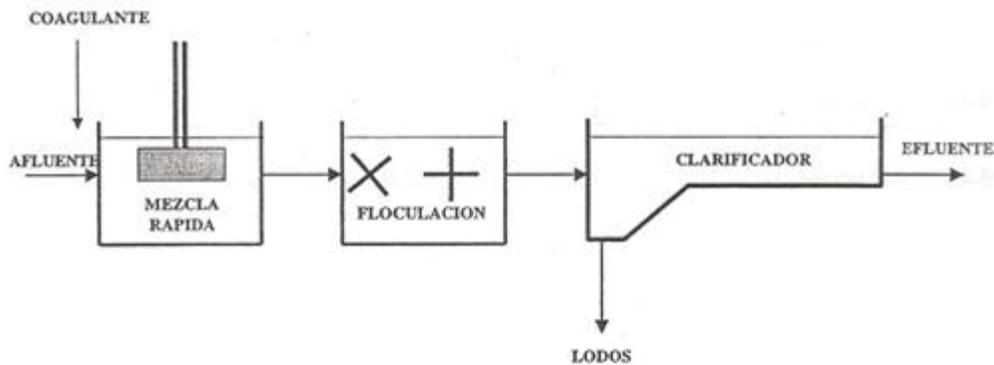


Figura VII.14 esquema típico empleado en el proceso de coagulación – floculación – sedimentación.

La figura que sigue muestra el esquema del sistema de floculación.

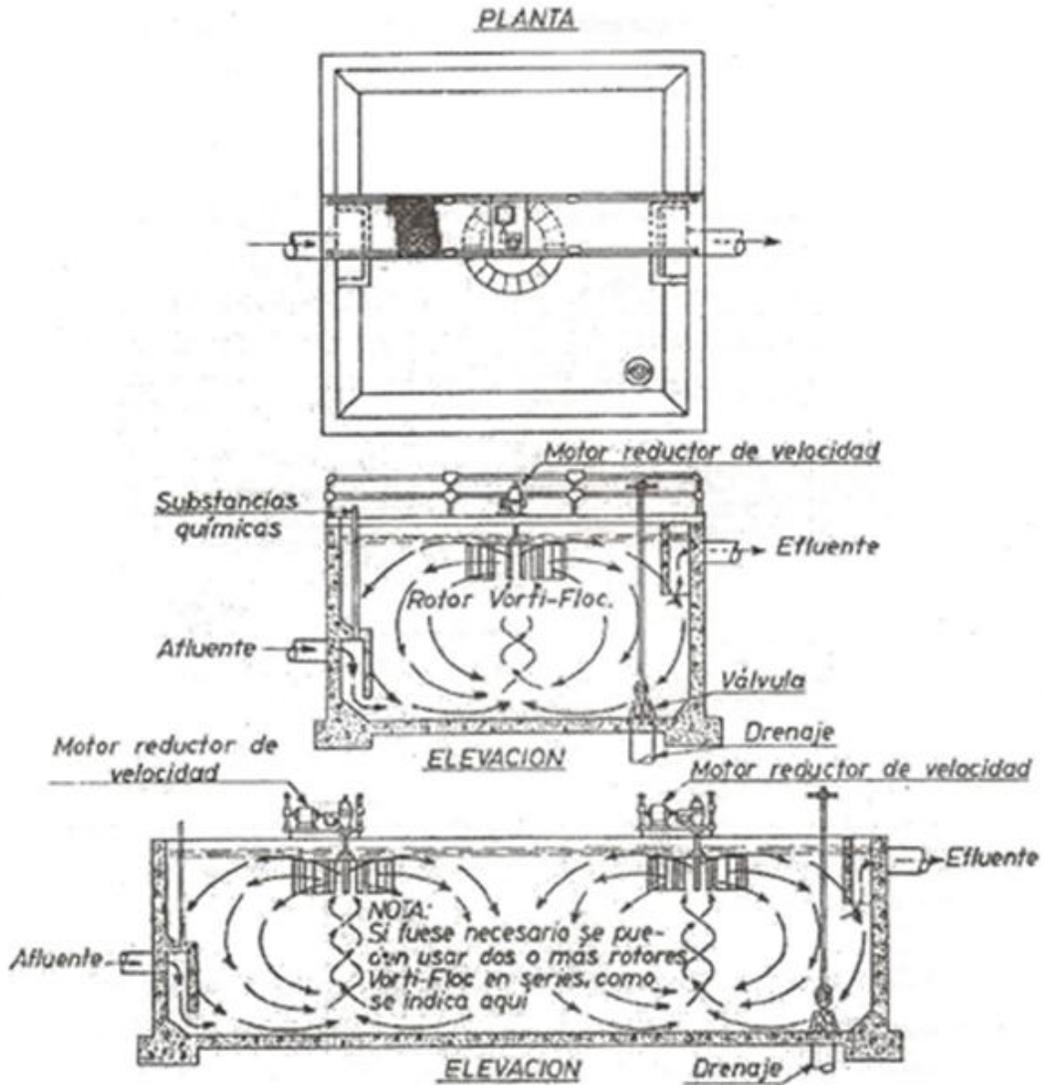


Figura VII.15. Esquema del sistema de flocculación

Actualmente existen sistemas que ejecutan los tres procesos (mezcla rápida, flocculación y sedimentación) en un solo equipo permitiendo ahorrar espacio. Ello puede ser observado en la figura VII. 16

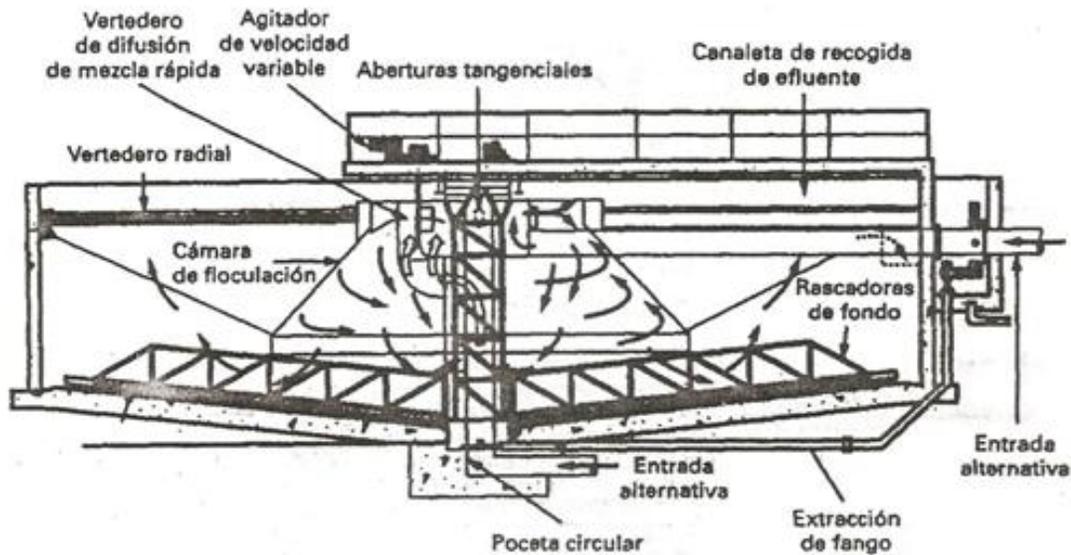


Figura VII.16. Floculador – sedimentador típico empleado en el tratamiento de aguas residuales

Dependiendo del producto químico que se emplee o de la combinación de los aditivos pudiera que se forme un sobrenadante conformado por las partículas en flotación, el cual debe ser removido.

La sedimentación la cual es la última etapa de este proceso, ocurre cuando partículas más pesadas que el agua tiende a depositarse en el fondo del recipiente. Existen unas unidades conocidas como sedimentadores que se emplean después del proceso de floculación para recoger los flóculos generados. Muchas veces se emplean sedimentadores en la entrada del proceso para recoger partículas relativamente grandes como pudiera ser granos de arena.

Aplicación:

- Tratamiento primario o secundario para la remoción de sólidos suspendidos con eficiencia de 60 a 85%.
- Reducir la DBO del agua del efluente que entra al sistema entre 40 y 70%.

- Remoción de algunos compuestos por acción de la precipitación de los flóculos.
- Remoción de partículas en flotación.
- Reducción de la concentración de hidrocarburos emulsionados.
- Reducción de la concentración de sustancias coloidales.

Ventajas:

- Algunos sistemas que existen actualmente pueden ocupar poco espacio.

Desventajas:

- Puede requerir de sustancias químicas para favorecer el proceso.
- Pueden tener costos de mantenimiento y operación elevados.
- El flujo tiene que ser constante y las cargas de sólidos deben estar entre determinados valores.
- La turbulencia puede romper los flóculos.
- Requiere de equipos de soporte como dosificadores de químicos, agitadores, etc.

### **Flotación por Aire Inducido IAF**

El sistema de Flotación por Aire Inducido pertenece al grupo de sistemas que actúan por efecto de la flotación. El principio de funcionamiento de los mismos consiste en inyectar pequeñas burbujas de aire en la fase acuosa. Las gotas de aceite en el agua y los sólidos suspendidos de poco peso se adhieren a dichas burbujas, ascendiendo a la superficie, para formar allí una espuma o nata, la cual debe eliminarse para completar el tratamiento.

La eficiencia de la separación de fases depende de la diferencia de densidad de cada una de ellas. La adición de burbujas al medio, incrementa esta diferencia de densidades, lo que facilita dicha separación y con ello la remoción de crudo.

El proceso de flotación en muchas oportunidades se combina con la floculación, mediante la adición de productos químicos, lo cual hace más eficiente dicho proceso. El lodo formado por la floculación está conformado por una mezcla de crudo y sólidos suspendidos de peso igual o menor al del agua, pero que no decantan. La máxima eficiencia del proceso se logra con presiones cercanas a la atmosférica.

En la Figura 30 se puede observar un esquema de un sistema IAF, en el cual las burbujas son inducidas mecánicamente por un motor acoplado a un cilindro con perforaciones. Al girar el rotor el agua es forzada a pasar por un difusor, creándose un vacío en la columna de alimentación y se produce una mezcla del aire con el agua. Como la mezcla de aire/agua es transportada a través del difusor a alta velocidad, se crea una fuerza que origina la formación de burbujas de 0,5 a 2 mm.

Las partículas de sólidos suspendidos y los glóbulos de aceite son elevados a la superficie en donde se forma una espuma que es removida por vertedores laterales y/o desnatadores de paletas en cada celda. El aceite es conducido a una cámara donde posteriormente es drenado. En la figura VII. 17 se muestra el esquema del sistema de flotación por aire inducido IAF

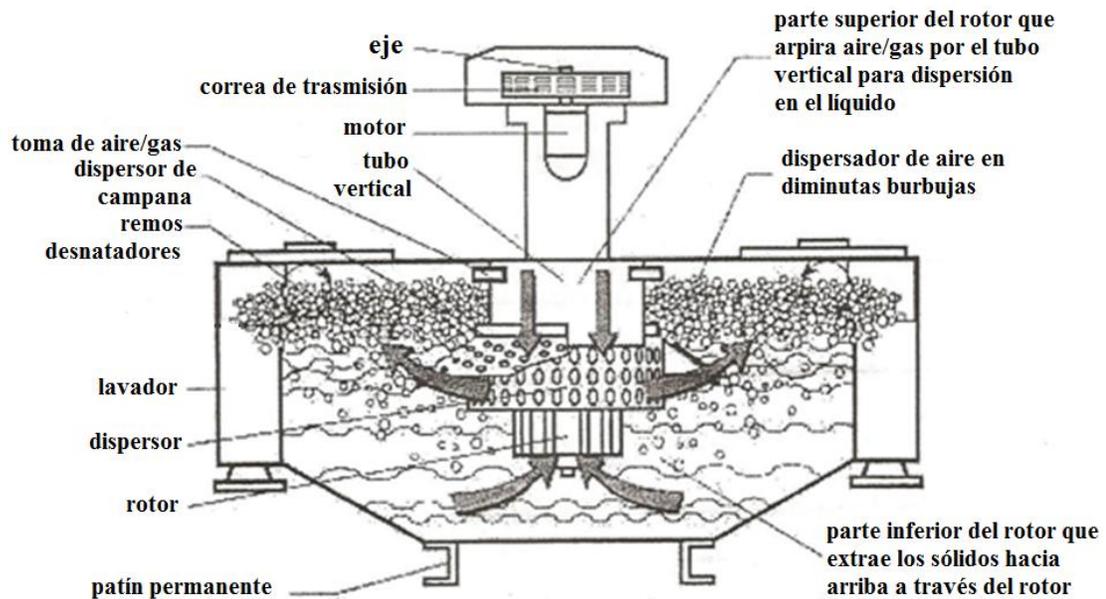


Figura VII.17. Esquema del sistema de flotación por aire inducido, por sistema mecánico

Aplicación:

- Remoción de crudo libre y emulsionado para concentraciones de 1000 mg/l como máximo, con valores típicos de salida de 10-20 mg/l, siendo su eficiencia 90 y 98%.
- Reducción de sólidos suspendidos, entre 20 y 50%.
- Las celdas de flotación pueden remover, en forma eficiente, gotas de aceite desde 20-30 micras. En general la remoción para diámetros inferiores a 10 micras no es satisfactoria.

Ventajas:

- Diseño relativamente simple.
- Proceso conocido y ampliamente usado.
- Efectivo para remover crudo emulsionado, con la ayuda de productos químicos.

- Bajo condiciones específicas puede remover parcialmente compuestos disueltos o gases disueltos.
- Opera a bajas presiones.
- Remueve sólidos suspendidos entre 20 y 50%.

Desventajas:

- Sensible a las variaciones de flujo, por lo que para lograr mayor eficiencia se requiere un tanque de compensación en la entrada.
- Sensibilidad al tamaño de gotas de aceite a remover.
- Sensibilidad al uso de productos químicos y sus dosis.
- Sensibilidad al movimiento.
- Requiere mantenimiento por parte de mano de obra especializada.
- Se debe remover los flóculos de aceite formados en la celda de floculación, los cuales no siempre son fáciles de remover.

### **Flotación por gas inducido IGF**

Este proceso de tratamiento pertenece al grupo de sistemas que actúan por efecto de la flotación. El principio de funcionamiento de este tipo sistema es similar al de los sistemas IAF, la única variación importante respecto a éstos es la utilización de gas, normalmente metano o nitrógeno, para ser inyectado en la fase acuosa. En el caso específico del nitrógeno, éste permite crear un sistema inerte.

El sistema de inducción mecánico explicado en el sistema IAF también es aplicable a sistemas IGF.

A continuación se muestra un esquema de un sistema IGF desarrollado por Serck Baker, en el cual se logra incorporar las burbujas de gas al fluido por medio de un eductor y de la recirculación del fluido. El crudo flotante es desnatado empleando vertederos laterales y un Skimmer de paleta. Este sistema requiere del empleo de

sustancias químicas añadidas antes de la entrada al sistema. Un eductor consiste en una boquilla por donde se hace circular agua a presión, creándose condiciones de vacío, lo cual permite incorporar el gas a la corriente.

En la figura VII.18 se muestra el esquema de un sistema IGF.

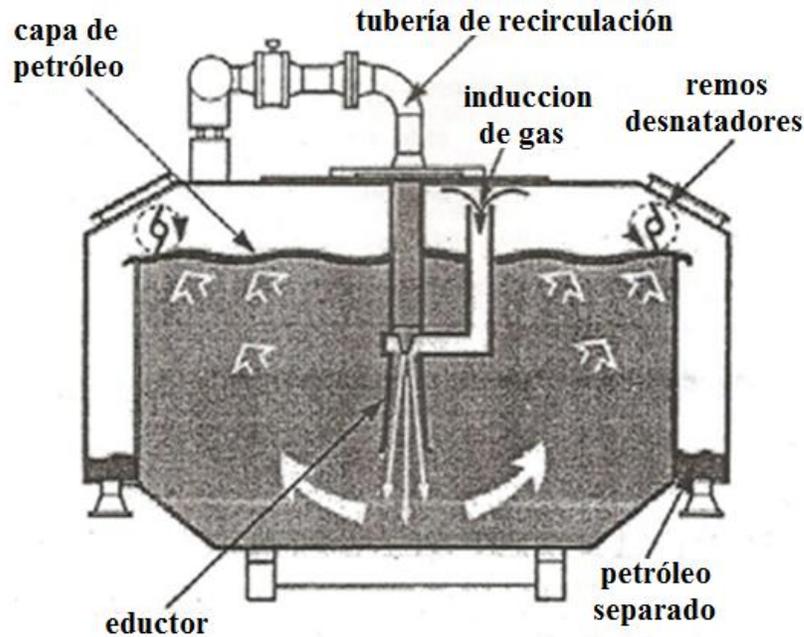


Figura VII.18. Esquema de un sistema IGF

El principio de operación del sistema IGF es similar al del IAF, siendo la diferencia más notoria el empleo de gas en vez de aire para lograr la flotación.

Aplicaciones:

- Remoción de crudo libre y emulsionado para concentraciones de 1000 mg/l como máximo, con valores típicos de salida de 10 – 20 mg/l, siendo su eficiencia 90 y 98%.
- Reducción de sólidos suspendidos, entre 20 y 50%.

- Las celdas de flotación pueden remover, en forma eficiente, gotas de aceite desde 20 – 30 micras. En general la remoción para diámetros inferiores a 10 micras no es satisfactoria.

Ventajas:

- Diseño relativamente simple.
- Proceso conocido y ampliamente usado.
- Efectivo para remover crudo emulsionado.
- Opera a baja presión.
- Remueve sólidos suspendidos entre 20 y 50%.

Desventajas:

- Sensibilidad a las variaciones de flujo, por lo que para lograr mayor eficiencia se requiere un tanque de compensación a la entrada.
- Sensibilidad al tamaño de gotas de aceite a remover.
- Sensibilidad al uso de productos químicos y sus dosis.
- Sensibilidad al movimiento.
- Requieren mantenimiento por parte de mano de obra especializada.
- Se deben remover los flóculos de aceites formados en la celda de flotación, los cuales no siempre son fáciles de remover.
- Empleo de gases lo cual vuelve más compleja las operaciones de mantenimiento.
- El proceso es más costoso.

### **Flotación por aire disuelto DAF**

En las unidades de gas disperso, las burbujas de aire, con tamaño entre 40 a 100 micras, son dispersas en la totalidad de la corriente por un inductor o por un vórtice generado por un rotor. El diseño con aire disuelto usa una corriente de recirculación del agua tratada en la corriente de entrada y satura el agua con el gas bajo presión.

El proceso de flotación consiste en adherir burbujas finas de gas al material suspendido o aceitoso para obtener una reducción de la gravedad específica. Las micro-burbujas se producen al disolver gas en el efluente a elevadas presiones seguido de la liberación a la presión atmosférica. Cuando el gas es reducido a las condiciones atmosféricas, el gas disuelto (en exceso de saturación), es liberado como micro-burbujas.

El efluente entra en el tanque de flotación y las mezclas aire-aceite o aire-sólido suben a la superficie del líquido porque la mezcla de aire sólido tiene gravedad específica menor que el líquido. Cualquier sólido que tenga gravedad específica mayor que el sólido, tenderá a sedimentarse en el fondo.

En algunos casos para incrementar la eficiencia del sistema, se emplean polímeros y/o floculantes. A continuación se presenta un sistema DAF generado por la empresa Great Lakes Environmental Inc.

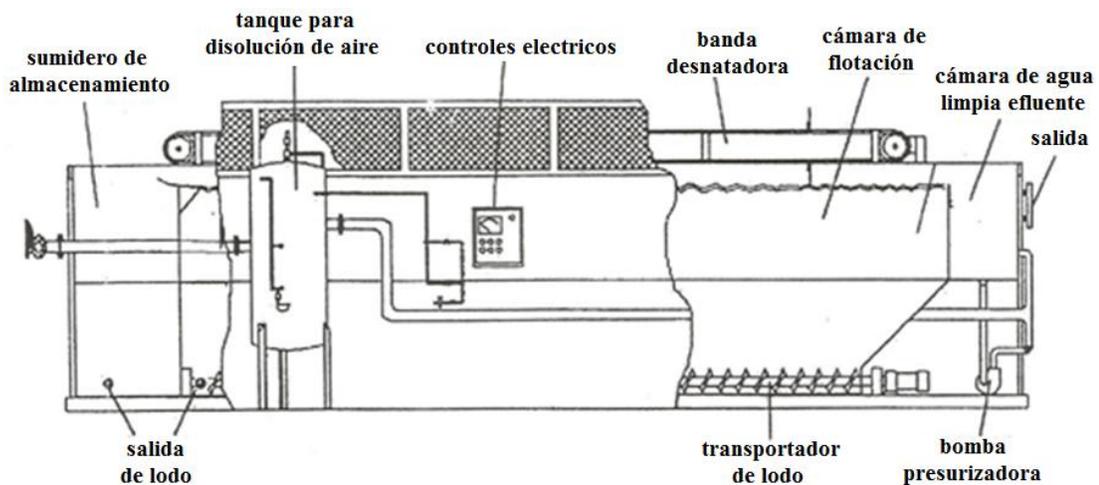


Figura VII.19. Esquema de un sistema DAF

El sistema anterior se emplea para separar grasas emulsionadas, aceites, crudo, sólidos suspendidos y para reducir la DBO. Generalmente se requiere de un pre-

tratamiento químico para incrementar la eficiencia, la cual puede ser de hasta 90% y lográndose concentraciones de 10% de sólidos flotantes.

Existen tres mecanismos para lograr disolver el aire en el flujo de entrada, éstos son aireación total del flujo (Figura VII.20), aireación por recirculación (Figura VII.21) y aireación parcial del flujo (Figura VII.22)

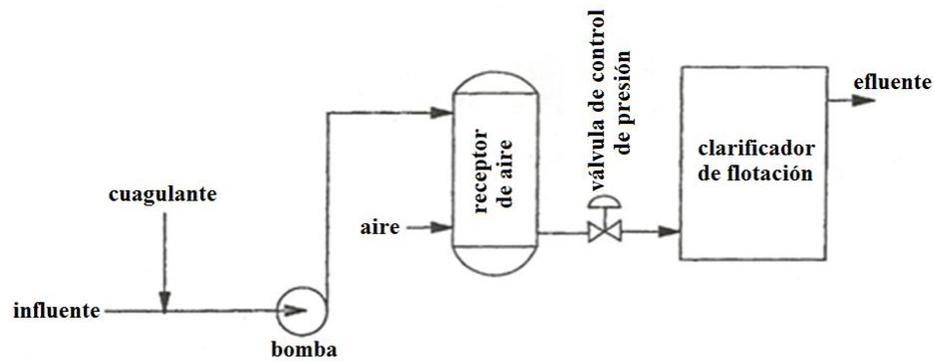


Figura VII.20. DAF con aireación total de flujo

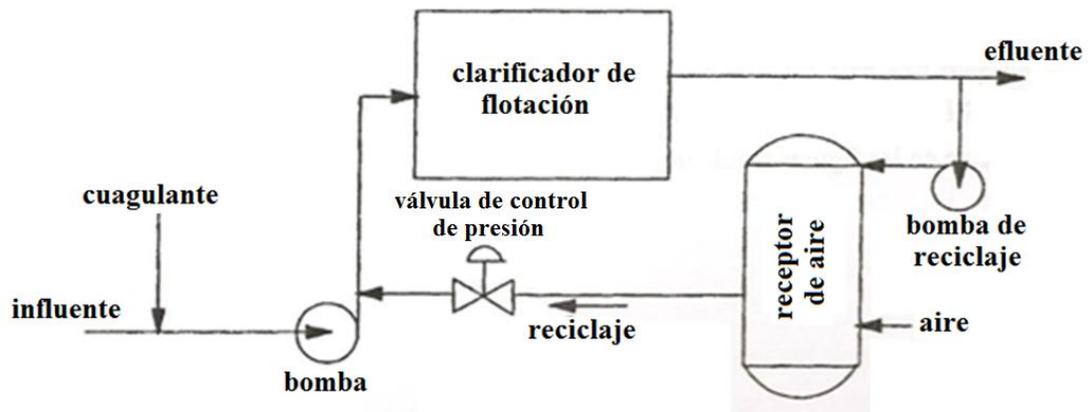


Figura VII.21. DAF con aireación por recirculación

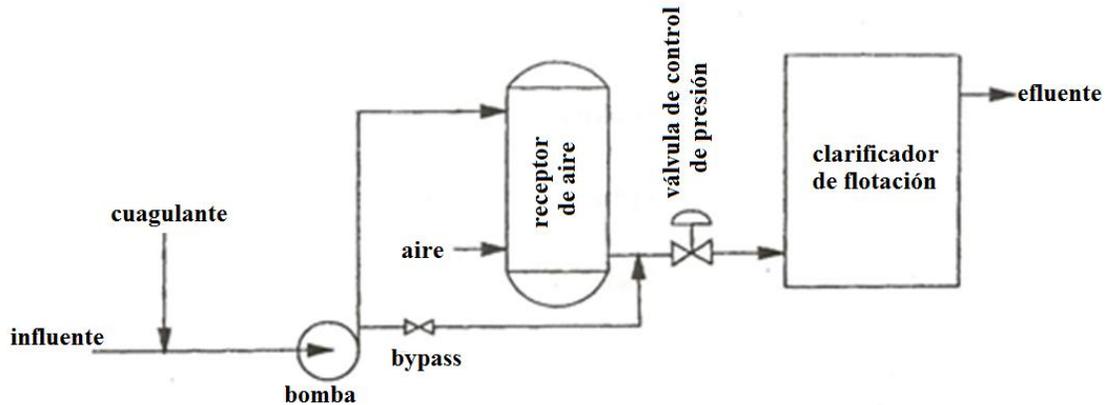


Figura VII.22. DAF con aireación parcial de flujo

El primero de estos sistemas, en el cual se logra la presurización total, se emplea cuando el efluente tiene grandes cantidades de material aceitoso que puede ser pasado a través de un proceso de mezcla intensa como ocurre en el sistema presurizado, sin afectar el resultado del tratamiento. En este caso el aire y el agua son presurizados en un tanque, siendo luego liberada la presión por una válvula de alivio.

El sistema de presurización de flujo de reciclo se emplea para efluentes con sólidos o material aceitoso que se degradaría o destruiría por la mezcla intensa que ocurre en el sistema de presurización. El aire en este caso es disuelto a una presión elevada y mezclado con el flujo de reciclo. Esta mezcla es retornada a la corriente principal y justo antes de la conexión se deja que las burbujas se expandan con la ayuda de una válvula de alivio. Luego la corriente es nuevamente presurizada. La mezcla de estos flujos permite que los sólidos y el aire entren en contacto para obtener una flotación eficiente.

La presurización del flujo parcial se emplea cuando las concentraciones de material aceitoso son de moderadas a baja. En este caso la mezcla intensa que ocurre al pasar a través del sistema de presurización no afecta la eficiencia del tratamiento. En este

caso solo parte del efluente presurizado es retornado a la corriente principal, para ser nuevamente presurizada.

Aplicación:

- Permite la flotación de sólidos o de crudo.
- Remoción de crudo hasta 5 mg/l o menos.
- Remoción de aceite emulsionado.

Ventajas:

- Las unidades pueden ser relativamente compactas.
- Normalmente tiene eficiencias entre 50 y 90% en recuperación de aceites y grasas,
- Dependiendo de la concentración a la entrada del sistema. De acuerdo con la compañía Great Lakes Environmental la eficiencia para aceites y grasas puede ser hasta 90% y para sólidos flotantes de 10%.
- Tamaño de burbujas entre 40 y 100 micras.

Desventajas:

- Son equipos que requieren mantenimiento.
- Requieren una serie de servicios conexos para su operación.
- Requieren sistemas de tratamiento previos, como puede ser el API.
- El proceso es más costoso.
- En algunos casos los gases generados o recuperados por el sistema deberán ser tratados.
- Algunos sistemas requieren de sustancias químicas para incrementar su eficiencia.
- Las válvulas de alivio deben estar en óptimas condiciones de operación.

### Flotación por gas disuelto DGF

En las unidades de gas disperso, las burbujas de gas son dispersadas en la totalidad de la corriente por un inductor o por un vórtice generado por un rotor. El diseño con gas disuelto usa una corriente de recirculación del agua tratada en la corriente de entrada y satura agua con el gas bajo presión.

La mayor diferencia entre este proceso y el anterior es el empleo de gas para lograr la flotación de los sólidos o el crudo.

A continuación se presenta un sistema de flotación por gas inducido elaborado por la empresa Blue Water Environmental. Recircula el gas al sistema.

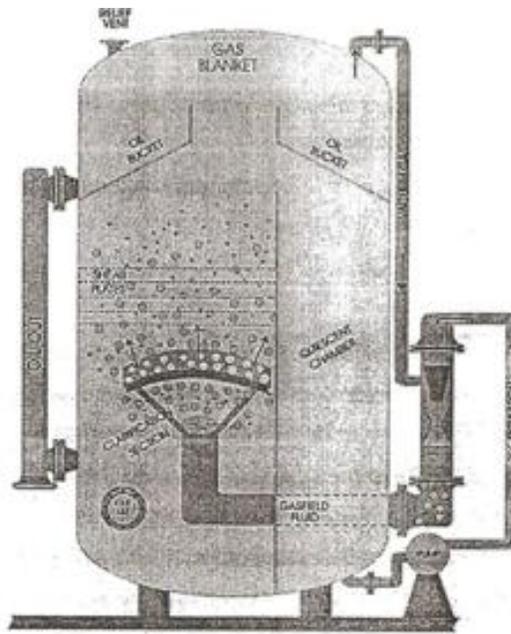


Figura VII.23. Sistema de flotación por gas inducido

Aplicación:

- Permite la flotación de sólidos o de crudo.
- Remoción de crudo hasta 5 mg/l o menos.
- Remoción de aceites emulsionados.

Ventajas:

- Las unidades pueden ser relativamente compactas.

Desventajas:

- Son equipos que requieren mantenimiento.
- Requieren una serie de servicios conexos para su operación.
- Requieren sistemas de tratamiento previos, como puede ser el API.
- El proceso es más costoso.
- En algunos casos los gases generados o recuperados por el sistema deberán ser tratados.
- Algunos sistemas requieren de sustancias químicas para incrementar su eficiencia.
- Las operaciones de mantenimiento son más complejas por el empleo de gas.

### Hidrociclones líquido-líquido

Los hidrociclones basan su funcionamiento en la diferencia de densidades entre el aceite disperso y la fase acuosa. El agua entra al quipo en forma tangencial, con un diferencial de presión de varias atmósferas. El efecto de la fuerza centrífuga produce la separación del aceite, el cual se acumula en el vórtice formado dentro del equipo, de donde se extrae y se envía a la corriente de crudo, para ser recuperado. En la siguiente figura se puede observar la operación de un hidrociclón líquido-líquido.

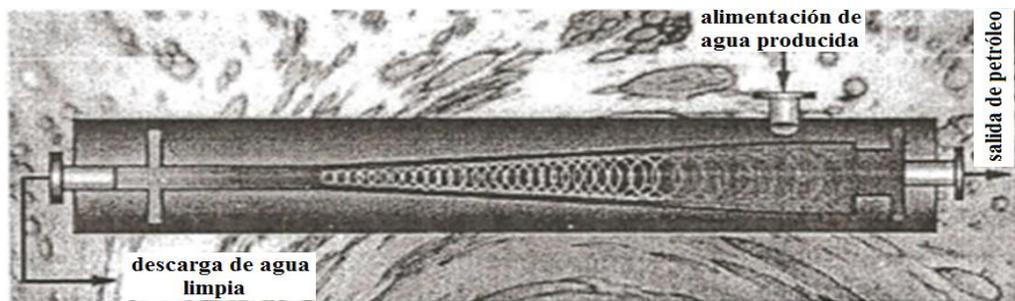


Figura VII.24. Esquema hidrociclón líquido/líquido

Aplicación:

- Remoción de gotas de aceite entre 10 y 20 micras, en algunos equipos se han removido partículas de 5 micras.
- Los hidrociclones son empleados en sistemas de alta presión. Los equipos existentes actualmente generan caídas de presión de 6 a 10 atmósferas.
- En muchos casos se emplean junto con otros equipos, empleándose también productos químicos, para favorecer el rompimiento de la emulsión en cuyo caso se debe contar con una unidad de flotación.

Ventajas:

- Altamente eficientes en la remoción de crudos emulsionados. El agua después de tratada contiene generalmente menos de 20 mg/l de crudo.
- El tiempo de residencia en estos equipos es de 1 a 2 minutos, por lo que el espacio requerido es menor.
- No posee partes móviles.
- Ocupan poco espacio y tienen poco peso.
- Fácil operación y bajos requerimientos de mantenimiento.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Puede trabajar en forma modular.
- Pueden ser instalados verticalmente u horizontalmente.

Desventajas:

- La eficiencia puede verse afectada por la diferencia de densidades.
- El tamaño de las gotas de crudo pueden afectar su rendimiento.
- La temperatura la cual afecta la viscosidad, y el tamaño de las gotas puede afectar la eficiencia.
- La presencia de gas en las líneas puede afectar el funcionamiento de hidrociclones no capaces de operar con flujo trifásicos.
- Requieren elevadas presiones de operación.
- Son sensibles a la variación de presión.

- Son sensibles a la variación de presión.
- Son sensibles al flujo de alimentación cuando las características no son favorables, tales como baja salinidad y la presencia de emulsiones estables.
- Susceptibles de acumular arena, residuos de material de corrosión y otros sólidos suspendidos que se arrastren con las aguas de producción.
- Presentan costos de inversión más elevados que las unidades convencionales de flotación por gas.
- No trabajan satisfactoriamente en presencia de condensados.

### **Hidrociclones sólido – líquido**

Se emplea básicamente para la limpieza de sólidos, principalmente arena, en áreas de producción, así como en la remoción de sólidos en aguas para inyección. Los principios que gobiernan la operación de hidrociclones sólido/líquido son muy similares a la de los líquido/líquido, la diferencia fundamental radica en las densidades para la cual operan.

El tamaño de partícula que es separado depende de la caída de presión a través del cono, y ésta última depende de la velocidad del fluido. Por ello existe un flujo mínimo y una determinada caída que debe ser establecida para cada cono, que tenga relación con el diámetro de partículas a remover. En la figura VII.25 se puede observar el esquema de un hidrociclón.

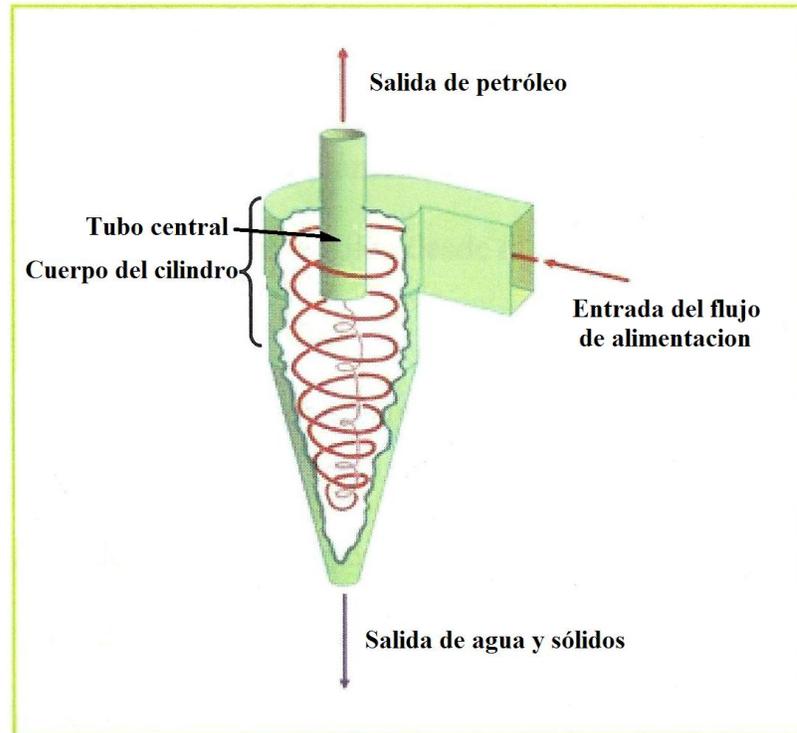


Figura VII.25. Esquema de un hidrociclón

Aplicación:

- Remoción de hasta el 98% de partículas con tamaños superiores a 35 micras, para aguas de producción a 35 °C y 5 bar de presión.
- Los hidrociclones favorecen también la coalescencia de gotas de crudo, lo cual facilita la remoción posterior de este contaminante.

Ventajas:

- Protección de equipos aguas abajo contra la erosión y el bloqueo
- Mejora la calidad del agua para la inyección, por la remoción de sólidos
- Menores dimensiones que los sistemas de filtración
- Operación simple
- Tiempos de residencia bajos entre 2 y 3 segundos

Desventajas:

- Requieren de elevadas presiones para su adecuado funcionamiento
- Altos requerimientos de energía
- Sensibilidad a la variación de presión
- Sensibilidad al flujo de alimentación o cuando las características del agua no son favorables, tales como baja salinidad y la presencia de emulsiones estables.

### **Filtros de Arena**

Los filtros de arena se emplean como un tratamiento final del agua. Generalmente los filtros de arena son del tipo multicapa, es decir, que tienen capas de materiales con diferentes granulometrías.

Estos filtros son capaces de remover sólidos suspendidos y crudo hasta valores de 10 mg/l, pudiendo llegar hasta 5 mg/l, ello dependerá del tamaño de las partículas, del material filtrante y del tratamiento químico del agua a tratar.

En general se puede emplear sistema de retro-lavado para limpiar los filtros, sin embargo, también puede emplearse aire o gas. Se determina el momento de limpiar el filtro por la caída de presión del sistema o por la pérdida de calidad del agua tratada. En la figura VII.26 se puede observar el esquema de un filtro multicapa conformado por materiales con granulometría diferentes.

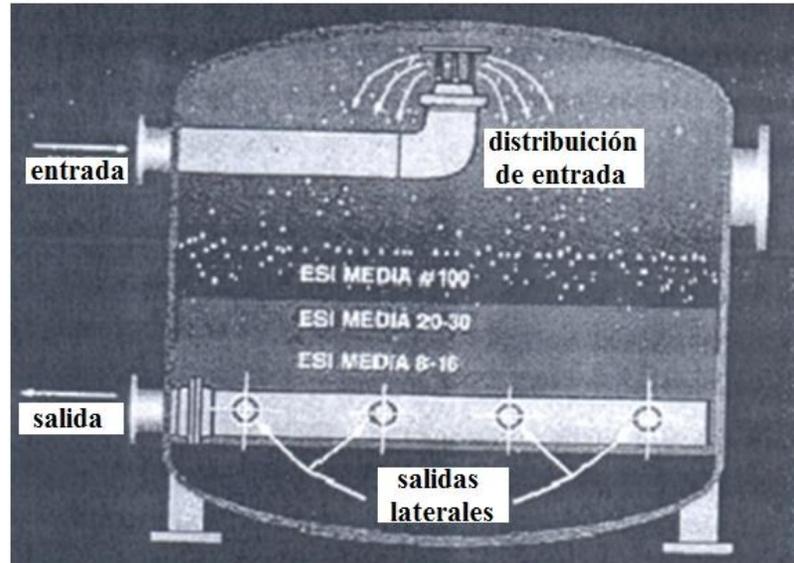


Figura VII.26. Filtro multicapas

En la siguiente figura se muestra un filtro de arena con retro-lavado automático. El agua a tratar, entra por la parte superior izquierda, forzándose a bajar hasta el fondo del recipiente por medio de una tubería. En el fondo es descargado el fluido hacia el medio filtrante. Los sólidos son retenidos por el medio filtrante y el agua clarificada sale por la parte superior derecha.

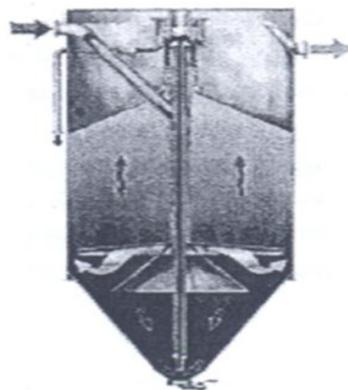


Figura VII.27. Filtro de arena con retrolavado automático

Aplicación:

- Remoción de sólidos suspendidos y crudo en concentraciones bajas, para lograr una limpieza profunda del agua, puede llegar a valores de 10 mg/l.

Ventajas:

- El material filtrante puede ser reemplazado
- El material filtrante es relativamente económico

Desventajas:

- Genera corrientes de agua con alto contenido de sólidos y crudo en las aguas de retro-lavado
- Requieren de un mantenimiento continuo.
- Puede sufrir taponamiento el medio filtrante, lo cual puede llegar a ocasionar que el medio sea reemplazado
- Son equipos pesados

### **Filtros de cáscara de nuez**

Estos filtros usan como medio filtrante, la cáscara de nuez molida. Este material es altamente oleofóbico, lo que disminuye la adhesión de crudo en el lecho, esta condición permite que el filtro pueda ser lavado con agua no tratada y no requiere el empleo de surfactantes, además, según los fabricantes, puede ser operado sin necesidad de productos químicos que ayuden al proceso de filtración.

En las figuras VII.28 y VII.29 se puede observar el esquema típico de un filtro de cáscara de nuez.

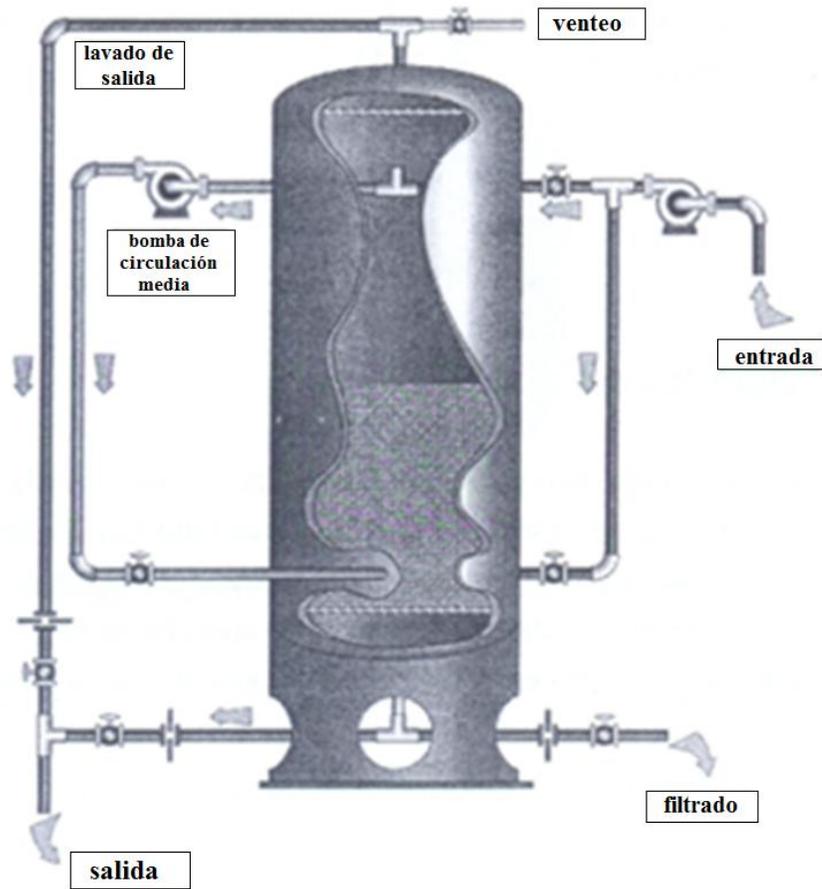


Figura VII.28. Unidad de filtración de cascara de nuez



Figura VII.29. Filtros de cascara de nuez aplicados en una operación de inyección de vapor

Aplicación:

- Filtración de aguas residuales con alto contenido de crudo

Ventajas:

- Puede tratar mayor volumen por unidad de tiempo que los filtros multimedia.
- Disminuye el agua de lavado y elimina la necesidad de uso de surfactantes y gas para su limpieza.

Desventajas:

- No se alcanzan reducciones de sólido importantes, tanto en la concentración, como en el tamaño de partículas removidas.

### **Filtros Cartucho**

Los filtros cartucho constituyen un tratamiento para la limpieza profunda de las aguas. Se emplean para remover aquellos sólidos y crudo que no ha sido removido por los procesos anteriores, teniendo las aguas de entrada a este sistema valores por debajo de 5 mg/l para los mencionados parámetros

Los filtros de cartucho generalmente utilizan cilindros de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado de piedra; o están conformados por fibras tejidas de materiales sintéticos como polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante. En la tabla VII.1 se muestra los tamaños de partícula que puede remover el filtro de acuerdo al material que compone el cartucho

En la operación normal, los cartuchos se montan dentro de un recipiente a baja presión, y a través de ellos se procesa el agua a ser filtrada. A su paso por el medio filtrante, los sólidos son removidos por colado superficial de las partículas. En la tabla que sigue se muestran los valores de tamaño de partícula que pueden ser removidos por los filtros cartucho.

Tabla VII.1 Tamaño de partículas que puede ser removido, según el material del lecho del cartucho

<b>Tipo de Cartucho</b>	<b>Tamaño de partícula (micras)</b>
Celulosa	5 – 10
Algodón laminado enrollado	5 – 10
Filtro de vidrio moldeado	2

Los filtros cartucho no se pueden lavar por retro-lavado, por lo que una vez saturado el lecho, lo cual se determinada por la caída de presión, debe ser sustituido (en

algunos casos se puede sacar el cartucho para lavarlos fuera del recipiente). Actualmente existen algunos modelos que permiten el retro-lavado.

Estos equipos están caracterizados por una elevada área de filtración y un amplio rango en el tamaño de los poros, lo cual permite que se retengan hasta los sólidos más finos.

Estos filtros debido a sus características son empleados únicamente donde los tratamientos anteriores a él han producido aguas de gran calidad y los volúmenes sean bajos.

La siguiente imagen nos muestra el esquema del filtro cartucho.

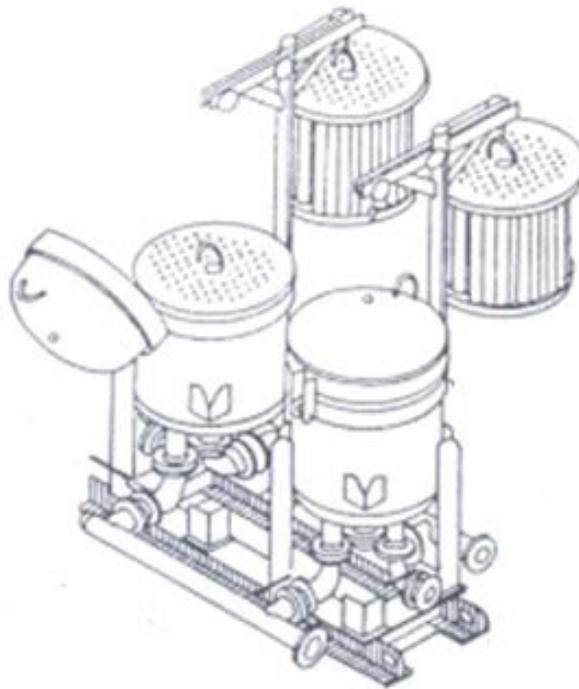


Figura VII.30. Filtro cartucho

Aplicaciones:

- Limpieza profunda de aguas de producción, para concentración de sólidos y crudo inferior a 5 mg/l
- Eliminación de partículas iguales o mayores a 2 micras

Ventajas:

- Elevada área de filtración
- Amplio rango de tamaño de poro
- Ocupan poco espacio
- Pueden estar hechos de polipropileno, celulosa, fibra de vidrio, etc., lo cual los hace muy livianos

Desventajas:

- Sensibles al tamaño de las partículas a remover o a las concentraciones de crudo existentes
- Requieren un mantenimiento continuo. Puede ser necesario el empleo de aire/gas y/o detergentes para la limpieza del medio filtrante
- Puede producirse taponamiento del medio filtrante, lo cual genera el reemplazo del filtro
- Se necesita disponer de las aguas de retro-lavado las cuales pueden tener, sólidos y aceite
- Equipos costosos
- Manejan volúmenes de aguas a tratar bajos
- Las aguas a ser tratadas deben ser de óptima calidad

### **VII.3 Equipos para la separación de compuestos orgánicos disueltos** <sup>[24], [29]</sup>

#### **Lagunas de estabilización**

Las lagunas de estabilización son estanques o reservorios excavados en el suelo, provistos de algún tipo de protección impermeable, para las paredes y el fondo, siendo esta protección lo que limita el espacio físico de la laguna.

El principio de operación de estos sistemas es de carácter biológico, y dependiendo del tipo de proceso que tiene lugar en la laguna, son clasificadas como: anaerobias, aerobias o facultativas.

Las lagunas anaerobias son aquellas en las cuales predominan los procesos de fermentación anaeróbica. Este sistema puede tratar aguas con 225 o más (normalmente de 335 a 700 y más, con olores ocasionales) Kg. DBO/Ha día.

En las lagunas facultativas ocurren procesos a variadas intensidades los procesos de fermentación anaeróbica, oxidación aerobica y reducción fotosintética. Estos sistemas son capaces de tratar aguas con 56 a 168 (22 - 56 sin olores; 70 tratando líquido crudo y 190 tratando efluente primario) Kg. DBO/Ha día. Dentro de este grupo se encuentran las lagunas con aireación y las lagunas sin aireación. En estos sistemas el oxígeno es suplido por la atmósfera y permite los procesos de oxidación biológica que ocurren en la capa superior del líquido, mientras que en el fondo, debido a la ausencia del oxígeno se producen reacciones de carácter anaerobio. También el oxígeno suplido por las algas en la superficie alimenta el resto de la columna.

Las lagunas aeróbicas son aquellas donde predominan los procesos aerobios. La carga que soportan estas lagunas es de 225 o menos (112 a 225 sin olores) Kg. DBO/Ha día y el período de retención es de 2 a 3 días. Dentro de las lagunas aerobias existen dos subgrupos los cuales son lagunas de alta tasa y lagunas de baja tasa. El primer tipo

permite mantener las condiciones aerobias en toda la columna de agua, mientras que el segundo optimiza la producción de algas.

Pueden existir combinaciones de los dos tipos de laguna para tratar determinado efluente, como puede verse en la figura VII.31 y en la figura VII.32 se puede ver una secuencia de lagunas de estabilización.



Figura VII.31. Posible secuencias para lagunas de estabilización

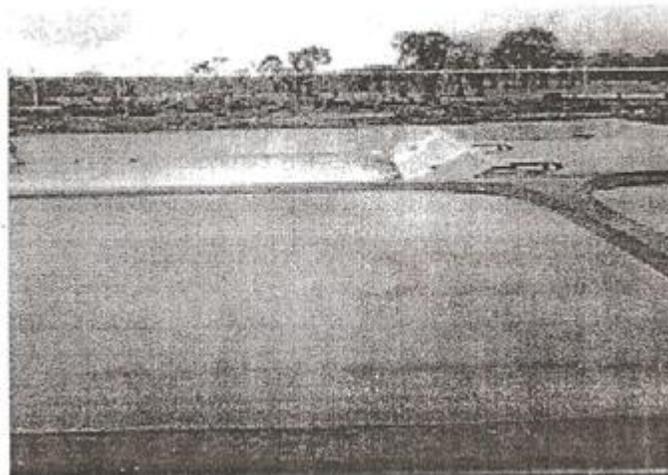


Figura VII.32. Secuencias de lagunas de estabilización

Aplicación:

- Reducción de la DBO de las aguas del efluente.
- Tratamiento de aguas residuales con compuestos orgánicos.
- Remoción de nutrientes.
- En lagunas aerobias se pueden esperar reducciones de DBO de 80% aproximadamente.
- En lagunas facultativas reducciones de DBO de 85 a 95% aproximadamente.
- En lagunas anaerobias se pueden esperar eficiencias de 70% aproximadamente.

Ventajas:

- El costo de la infraestructura es relativamente bajo. Depende en alto grado del costo del terreno.
- Los costos de operación son muy bajos.

Desventajas:

- Emplean grandes extensiones de terreno.
- Algunos de estos sistemas pueden generar malos olores.
- Se deben controlar las percolaciones de las aguas de estas lagunas sobre todo cuando se manejan aguas residuales industriales.
- A la larga y dependiendo de la cantidad de sólidos disueltos en el efluente, la capacidad de las lagunas podría colmarse.

### **Lodos activados**

El sistema de lodos activados es un importante y eficiente proceso de oxidación biológica. El efluente proveniente de un efluente primario es puesto en contacto, en una unidad denominada aireador, con el lodo activado (de alta concentración microbiana).

Para mantener la concentración de biomasa necesaria en el reactor para permitir una alta eficiencia de remoción se retorna lodo desde el sedimentador. La biomasa es recirculada parcialmente hacia el estanque de reacción, en donde la suspensión microbiana actúa sobre el sustrato biodegradable presente en el líquido afluente al sistema. El sobrenadante de esta unidad pasa al sedimentador para la etapa de separación, en donde la masa microbiana sedimenta en forma de lodo y el efluente del sedimentador es descargado del sistema, normalmente, después de la aplicación de cloro para su desinfección.

Estos sistemas pueden combinarse con otros como los sistemas de lagunas o clarificadores, etc.

En la figura siguiente se muestra el esquema de lodos activados VII.33 y la unidad compacta de los lodos activados VII.34.

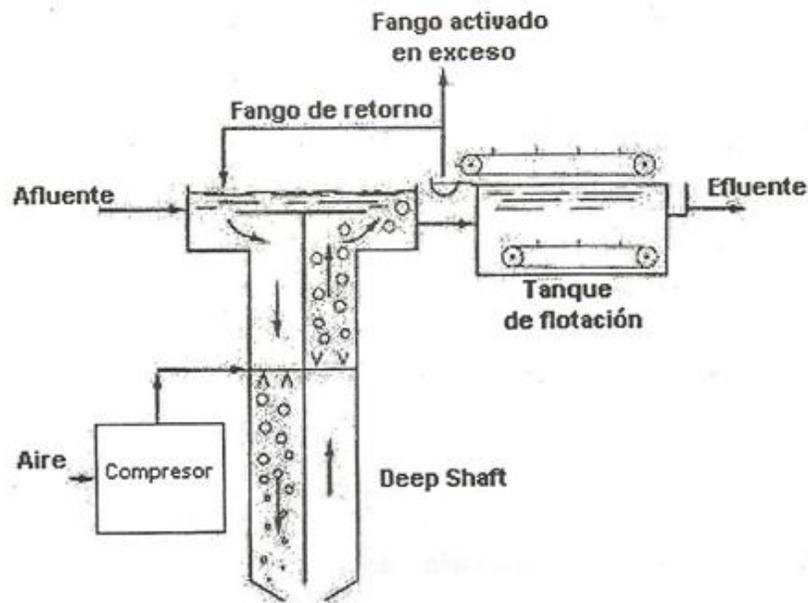


Figura VII.33. Esquema de sistema para proceso de lodos activados

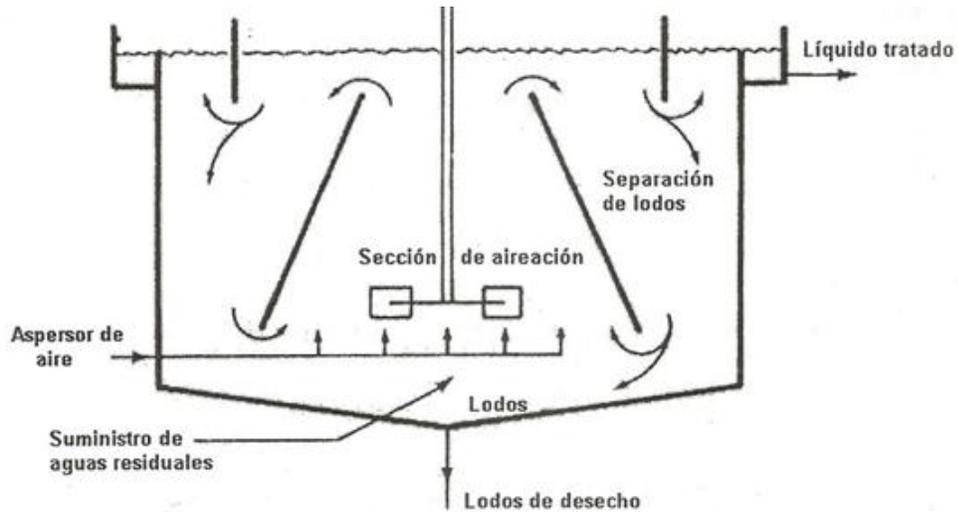


Figura VII.34. Unidad compacta de lodos activados

Aplicación:

- Reducción del contenido de materia orgánica del efluente.
- Reducción de compuestos orgánicos.
- Reducción de la DBO con una eficiencia entre 85 y 90%.

Ventajas:

- Dependiendo de la configuración del sistema pueden emplearse unidades relativamente compactas.
- Algunos sistemas pueden soportar cargas extremas a la entrada.

Desventajas:

- Dependiendo del sistema empleado su operación y mantenimiento puede ser costosa.
- Se generan volúmenes de lodo residual que deben ser tratados.

### Filtros percoladores

Los filtros percoladores se basan en la descomposición de la materia orgánica por bacterias en lechos donde se localiza la biomasa. Para ello el lecho, que puede estar

compuesto por grava, discos plásticos o metal, se coloca en el agua que quiere ser tratada durante un corto lapso de tiempo. Seguidamente se deja drenar el lecho y se deja reposar. Este proceso se repite continuamente.

Los filtros percoladores en general tienen un lecho formado por un medio sumamente permeable al que se adhieren y a través del cual percola el agua residual, fenómeno del cual recibe el nombre el proceso. El medio filtrante puede estar formado por piedras, o diferentes materiales plásticos de relleno. En el caso de filtros percoladores con medio filtrante de piedra, el diámetro de las piedras oscila entre 2,5 y 10 cm. La profundidad del lecho puede variar entre 0.9 y 2,5 metros.

Los filtros percoladores con material relleno de plástico para los lechos pueden ser de tres tipos: relleno de flujo transversal, relleno de flujo vertical y otras distribuciones de relleno a granel.

El agua es recogida por la parte inferior de los tanques donde se encuentran los lechos para luego continuar con otros procesos de tratamiento.

En muchos casos se recoge parte del agua para diluir la concentración del agua residual que entra al sistema y para mantener la humedad de la película biológica.

La materia orgánica presente en el agua residual se degrada por la acción de la población de microorganismos adherida al medio. La materia orgánica del líquido es absorbida en la película biológica, en cuyas capas externas se degrada por la acción de los microorganismos aerobios. Cuando los organismos crecen, aumenta el espesor de la película, y el oxígeno se consume antes de que pueda penetrar en todo el espesor de la película.

Por lo tanto, en la proximidad de la superficie del medio, se crea un ambiente anaerobio.

Conforme la película aumenta de espesor, la materia orgánica se metaboliza antes de que pueda alcanzar los microorganismos situados cerca de la superficie del medio filtrante. La consecuencia de no disponer de una fuente orgánica externa de carbono celular es que los microorganismos situados cerca de la superficie del medio filtrante se hallan en la fase de crecimiento endógena, en la que pierde capacidad para adherirse a la superficie del medio. En estas condiciones, el líquido arrastra la película a su paso por el medio, y se inicia el crecimiento de una nueva capa biológica. En la Figura VII.35 y VII.36 se pueden observar un esquema de un sistema percolador y la sección de un filtro percolador respectivamente.

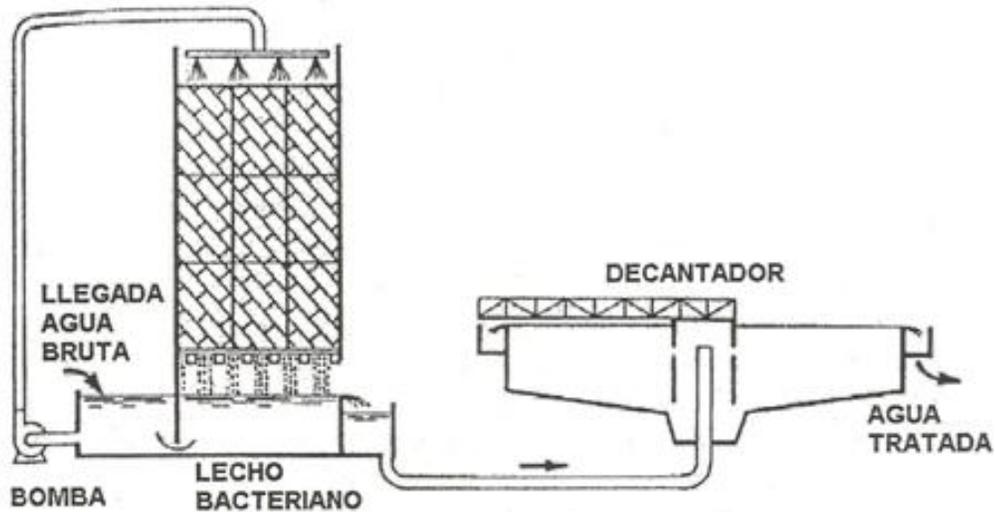


Figura VII.35. Filtro percolador con recirculación y decantador

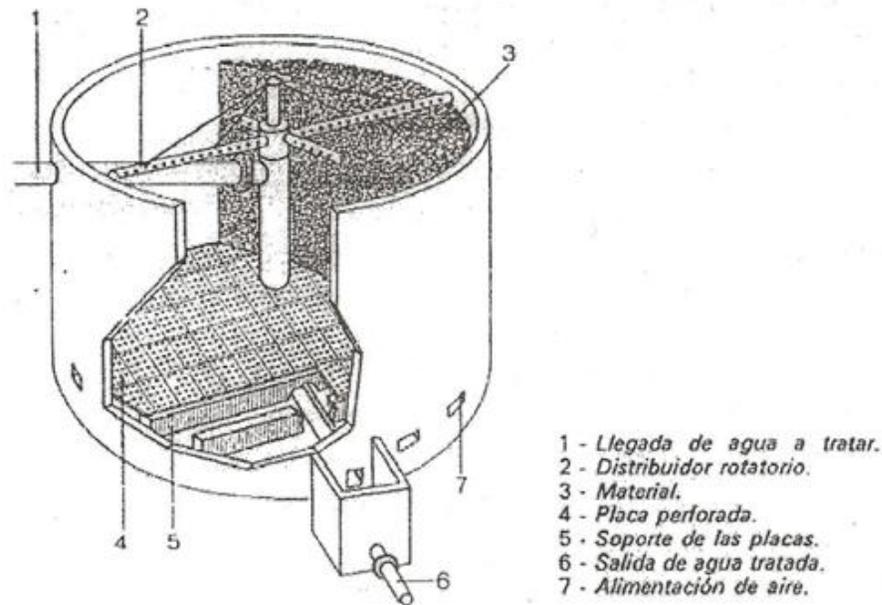


Figura VII.36. Sección de un lecho percolador

Existen dos variantes de los filtros percoladores que se deben mencionar, ellas son los filtros de desbaste y los sistemas biológicos rotativos de contacto (biodiscos) (ver figura VII.37).

Los filtros de desbaste son filtros coladores especialmente diseñados para trabajar con cargas hidráulicas elevadas. Este tipo de filtro se emplea para reducir la carga orgánica y para obtener una nitrificación estacional. Los filtros de desbaste consisten en instalaciones poco profundas, con medios filtrantes formados por piedras o material sintético, con profundidades entre 3,7 y 12 metros. Al igual que los demás procesos biológicos su funcionamiento depende de la temperatura. Los filtros de desbaste se emplean con elevadas cargas hidráulicas, por lo que la tasa de recirculación debe ser elevada. El hecho de que las cargas hidráulicas sean elevadas origina que el arrastre de la capa biológica se produzca casi de manera continua. Si se emplea un efluente no sedimentado para la recirculación, los sólidos presentes en el

caudal se recirculación pueden contribuir a la eliminación de la materia orgánica, alcanzándose rendimientos superiores.

Un sistema biológico rotativo de contacto consiste en una serie de discos circulares de poliestireno, o cloruro de polivinilo, situados sobre un eje, para acortar la distancia unos de otros. Los discos están parcialmente sumergidos en el agua residual y giran lentamente en el seno de la misma. En este caso los crecimientos biológicos se adhieren a la superficie de los discos, hasta formar una película biológica sobre la superficie mojada de los mismos. La rotación de los discos pone la biomasa en contacto, de forma alternativa, con la materia orgánica presente en el agua residual y con la atmósfera, para absorción de oxígeno, induciendo simultáneamente la transferencia de oxígeno y manteniendo la biomasa en condiciones aerobias. La rotación también es el mecanismo de eliminación del exceso de sólido en los discos, por medio de los esfuerzos que origina, y sirve para mantener en suspensión los sólidos arrastrados, de modo que puedan ser arrastrados desde el reactor hasta el clarificador. Este sistema puede ser empleado como tratamiento secundario, y también se puede emplear para la nitrificación y desnitrificación del efluente.

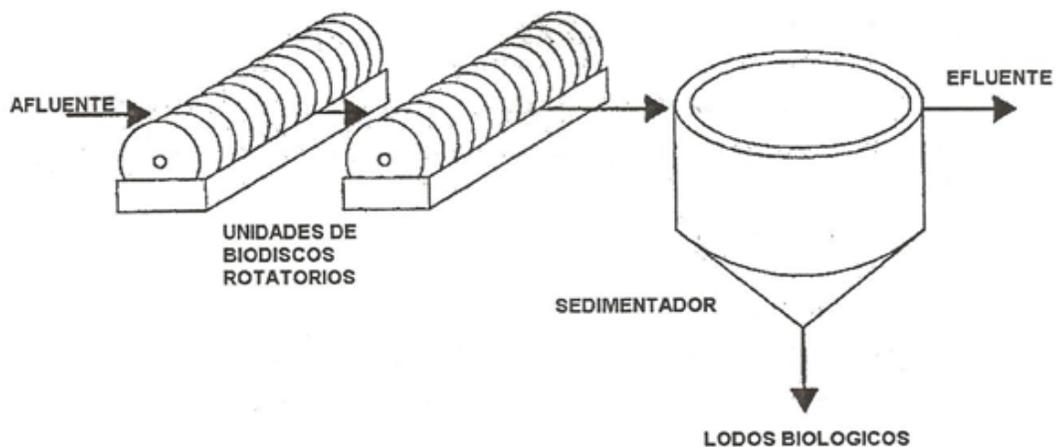


Figura VII.37. Biodiscos

Aplicación:

- Reducir la carga orgánica del efluente que está siendo tratado.
- Permite la nitrificación del agua que está siendo tratada.

Ventajas:

- Incrementa el proceso de nitrificación de los efluentes.

Desventajas:

- Su uso es condicionado por la carga orgánica que entra en el sistema.
- Factores externos al sistema como la temperatura, pH u otras pudieran afectar el crecimiento bacteriano y, por lo tanto, la eficiencia del sistema.
- Puede incrementar la presencia de insectos en la zona.

### **Oxidación con peróxido de hidrogeno**

El peróxido de hidrógeno (agua oxigenada) es una sustancia empleada comúnmente para descomponer los fenoles, fenoles clorinados y formaldehídos por oxidación. Además, permite reducir la DQO, la concentración de sulfuros y cloro, y puede actuar como desinfectante.

Para que el peróxido oxide los fenoles es necesario el empleo de hierro ferroso como catalizador, y que el pH esté entre 2 a 4. Si se quiere incrementar la eficiencia del proceso es necesario añadir cal, a fin de que los ácidos carboxílicos precipiten.

Para reducir la concentración de formaldehídos es necesario calentar el agua a 80 °C, durante la dosificación de cal. La DQO se puede reducir con peróxido de hidrógeno, pudiéndose lograr eficiencias en la remoción de hasta 80%. También permite reducir la concentración de sulfuro de hidrógeno y otros sulfuros. El peróxido de hidrógeno puede ser empleado también como desinfectante.

Por último, el peróxido es capaz de eliminar cloro residual. Para ello se debe mantener el pH encima de 7, evitándose así la formación de cloro gaseoso. La dosis

química en este caso puede ser controlada por mediciones del valor redox. Si la concentración de cloro es alta, el pH debe ser mantenido encima de 10. En el caso de que exista sólo algunos mg/l de cloro (cloro residual) se puede agregar una pequeña dosis de peróxido de hidrógeno sin ningún ajuste del pH.

Aplicación:

- Descomposición de fenoles por oxidación
- Descomposición de fenoles clorinados
- Reducción de la concentración de formaldehídos
- Puede reducir los niveles de DBO y DQO
- Reducir la concentración de sulfuro de hidrógeno y otros sulfuros
- Eliminación de cloro
- Se puede emplear como desinfectante

Ventajas:

- Es una sustancia no tóxica.
- Su degradación produce agua y oxígeno.

Desventajas:

- Requiere de un catalizador ferroso para acelerar la reacción.
- Puede requerirse cal para precipitar los ácidos carboxílicos formados.
- Puede requerirse de equipos para calentar agua a fin de incrementar la eficiencia en la reducción de formaldehídos.
- Este puede ser un sistema bastante costoso.

### **Adsorción con carbón activado**

La adsorción con carbón activado (con área superficial de al menos 500 m<sup>2</sup>/gramo) es un tratamiento avanzado usado para remover compuestos orgánicos y algunos compuestos inorgánicos como nitrógeno, sulfuros y metales que no se pudieran eliminar con el tratamiento primario y secundario.

Generalmente se instalan aguas abajo de un sistema de filtros multicapa. Este sistema de tratamiento corresponde a un sistema terciario que permite realizar una limpieza profunda de las aguas de producción. La configuración general de un sistema de adsorción por carbón activado es muy similar a la de un filtro de medio granulado.

En algunos esquemas de tratamiento se combina el sistema de carbón activado con el proceso de lodos activados para incrementar la eficiencia del sistema. En la figura VII.38 se puede observar un esquema típico de un sistema de adsorción por carbón activado.

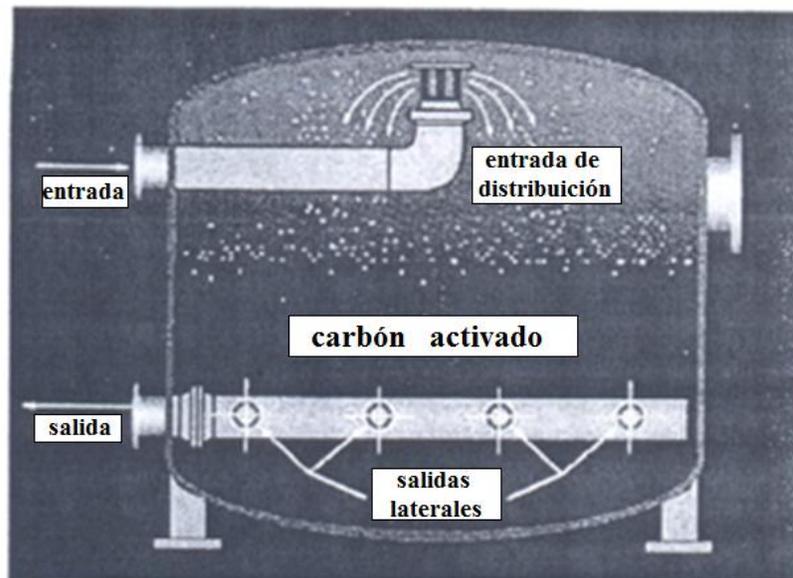


Figura VII.38. Esquema de filtro con carbón activado

Aplicación:

- Limpieza profunda final de las aguas tratadas
- Reducción de los compuestos orgánicos hasta valores de 2 a 7 mg/l
- Permite eliminar los compuestos orgánicos volátiles (VOC) de las aguas que han sido tratadas

Ventajas:

- En algunos sistemas el carbón puede ser reactivado con calor, vapor, puede ser lavado con solvente, lavado con ácido o un cáustico o usando un regenerador húmedo para la oxidación.

Desventajas:

- Las altas concentraciones de sólidos suspendidos pueden taponear el sistema, lo cual ocasiona la pérdida de la eficiencia del mismo.
- Si las concentraciones de compuestos orgánicos son elevadas (mayor de 20 mg/l), se requeriría reemplazar el carbón activado más rápidamente.
- Son sistemas costosos.

#### **VII.4 Sistemas para la remoción de sólidos disueltos** <sup>[24], [29]</sup>

##### **Evaporación**

Los evaporadores de tubos largos verticales representan diseños eficientes, contienen una gran superficie de transferencia de calor en un solo cuerpo, los coeficientes de transferencia de calor son altos, ocupan poco espacio y son ideales para altas cargas de evaporación. En ellos, el líquido que circula dentro de los tubos es calentado al punto de ebullición y el vapor generado ocupa la parte central del tubo, pueden ser de flujo ascendente o descendente. Los evaporadores verticales de flujo ascendentes son particularmente útiles para servicios con tendencia a la formación de costras, ya que la posibilidad de que el tubo se seque es menor por presentar menores velocidades de flujo.

Existen también evaporadores de placas, los cuales al igual que los evaporadores de tubos largos verticales son ampliamente utilizados en el ámbito comercial en sistemas que manejan altos volúmenes de evaporación. Consisten en un ensamblaje de placas corrugadas, pudiendo ser ascendente o descendente, con circulación forzada y re – compresión del vapor. Contienen grandes superficies de calentamiento empacadas en

pequeños espacios, presentan coeficientes de transferencia de calor usualmente más elevados que en los evaporadores tubulares. Su principal desventaja es la baja presión y temperatura de diseño (150lpc y 400°), debido fundamentalmente a las empacaduras utilizadas entre las placas, las cuales son usualmente de elastómeros. El deterioro de las empacaduras puede ocasionar altas fugas. En la figura VII.39 se puede apreciar un Evaporador vertical de circulación forzada y en la figura VII.40 podemos ver un evaporador de placas.

Capítulo VII. Descripción de equipos para la remoción de contaminantes del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo

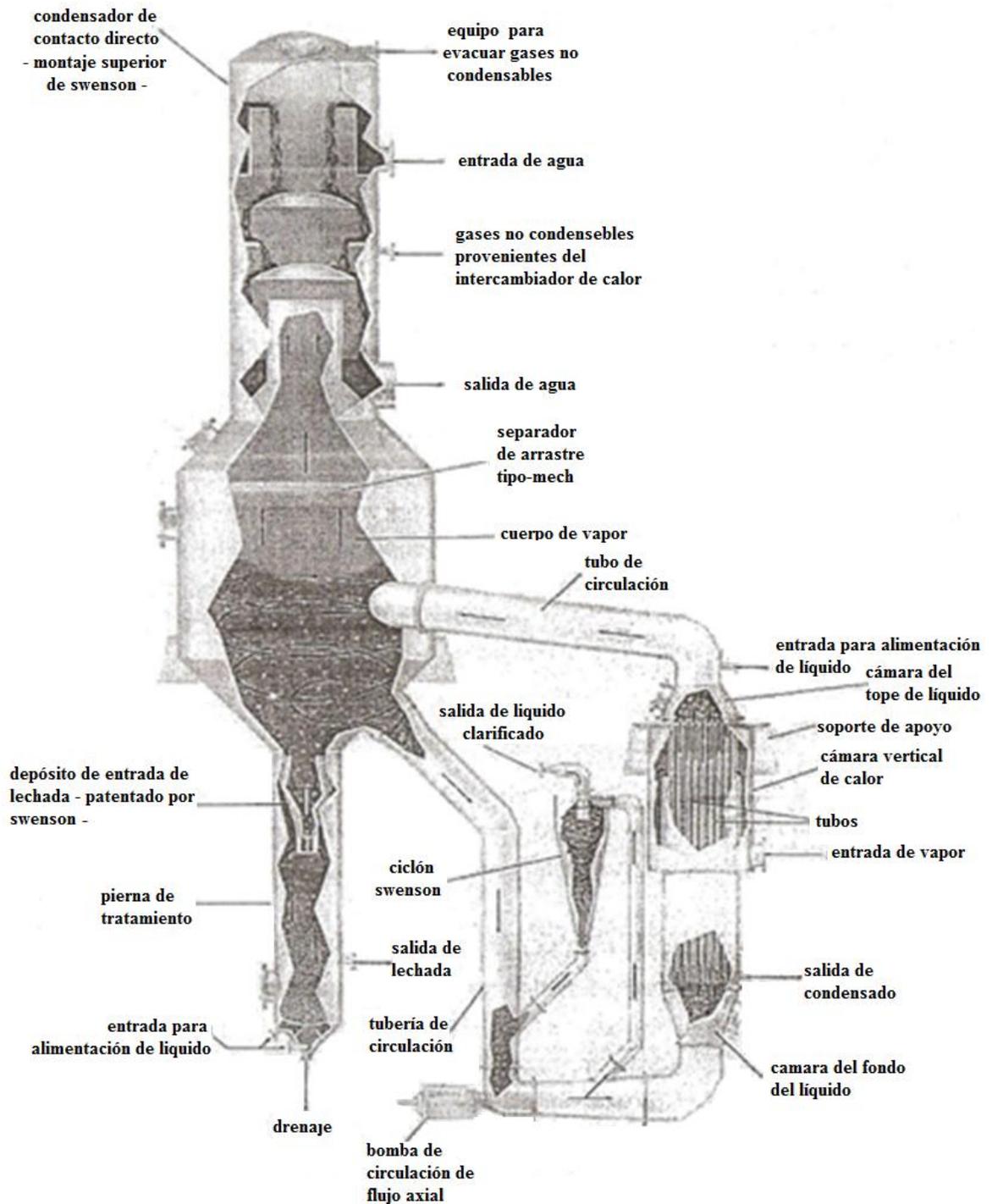


Figura VII.39. Evaporador vertical de circulación forzada

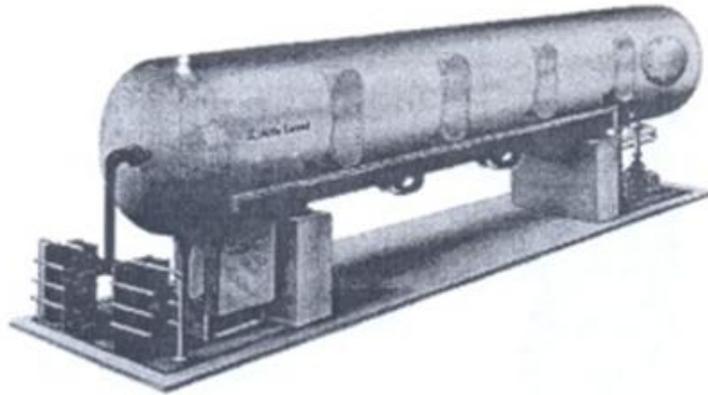


Figura VII.40. Evaporador de placas

Aplicación:

- Reducción drástica de la cantidad de sales disueltas. Es aplicable para un rango entre 10000 y 60000 mg/l.
- Capacidad para ser alimentados con aguas con contenidos de crudo entre 5 – 10 mg/l.

Ventajas:

- Se obtienen aguas de muy alta calidad, con concentraciones menores de 20 mg/l en sales totales.
- El porcentaje de purga del proceso también es bajo, el cual puede variar entre 3% y 15%, dependiendo de la calidad del agua de alimentación

Desventajas:

- Altos costos de operación
- Tiene altos costos de inversión
- Gran consumidor de energía

### Ósmosis inversa

Las características de las membranas semipermeables en osmosis inversa, las cuales permiten el paso a través de ellas de ciertas moléculas o iones, deben ser tales que

garanticen una alta permeabilidad al agua, a su vez alta capacidad de retener los sólidos (sales) disueltos en el agua. Las membranas pueden ser de dos tipos:

- Tipo celulósicas, las cuales son biodegradables y requieren trabajar en un rango reducido de pH (4 – 8) para evitar la hidrólisis, pueden tolerar cloro libre en las aguas hasta un máximo de 1 mg/l.
- Tipo no celulósica, las cuales son 20% más costosas, no son biodegradables y trabajan en un amplio rango de pH (1 – 11), sin embargo, pueden ser dañadas por la presencia de cloro.

Actualmente se pueden conseguir en el mercado cuatro configuraciones de membranas semipermeables: en espiral, de fibras huecas, planas y tubulares.

Las membranas en espiral son las más utilizadas a escala comercial, pueden manejar altos caudales y flujos turbulentos, se pueden usar con aguas con alto contenido de material incrustante, son de fácil reemplazo y están estandarizadas en la industria, lo que abarata los costos de reposición. Consiste en membranas enrolladas en forma de espiral.

El agua salada circula a presión por el exterior de la membrana, el agua pura difunde axialmente a través del material poroso de la membrana semipermeable hacia el centro de la espiral, este conjunto se introduce en un recipiente tubular que soporta la presión hidráulica, formándose de esta manera un cartucho. En la figura VII.41 y VII.42 se pueden observar un sistema de ósmosis inversa y un cartucho, el cual contiene la membrana.

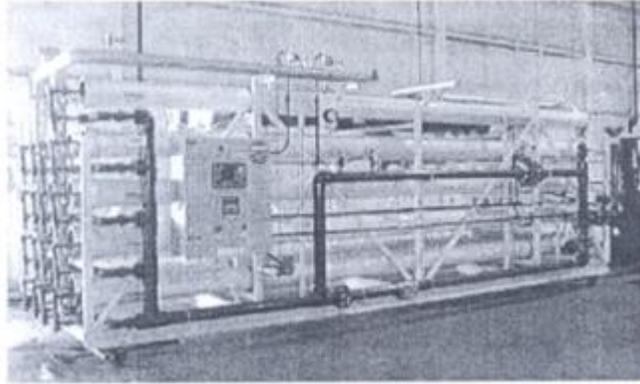


Figura VII.41. Equipo de osmosis inversa con membrana en espiral conectadas en serie

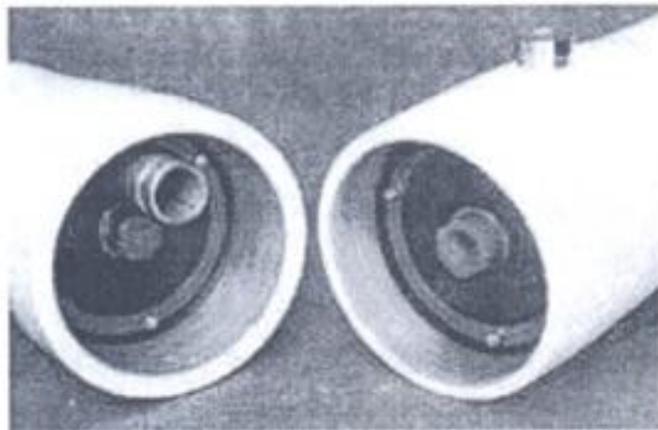


Figura VII.42. Recipiente tubular que contiene las membranas intermitentes

La vida útil de la membrana está relacionada con la presión de operación, ya que la estructura porosa de la membrana se compacta gradualmente bajo la presión de operación, resultando en una mengua en la rata de flujo o en el rechazo de las sales. Por esta razón, se recomiendan sistemas de ósmosis reversa con presiones de operación no mayores a 1000 lpc. Se ha estimado la vida útil de las membranas en tres años, sin embargo, esto está íntimamente relacionado a las condiciones del proceso, y a la calidad del agua de entrada al sistema. Por esta razón, los sistemas de

ósmosis reversa contemplan un tratamiento previo del agua con la finalidad de prolongar la vida de las membranas.

Un sistema de ósmosis inversa requiere de un tratamiento previo del agua para evitar los depósitos de sales incrustantes, prevenir el ensuciamiento y en el caso de las membranas celulósicas, evitar el ataque bacteriano.

Aplicaciones:

- Aplicable para la remoción de sólidos disueltos en aguas con contenido de sales hasta de 50000 mg/l.

Ventajas:

- Reducción de la cantidad de sólidos disueltos en el agua para generar aguas de gran calidad, aproximadamente 250 mg/l de sales totales en el producto.
- Trabaja a bajas temperaturas (menores a 45 °C), lo cual repercute en los costos de inversión al no requerirse materiales o equipos que soporten altas temperaturas.

Desventajas:

- Para altos contenidos de hidrocarburos en la alimentación, las membranas pueden dañarse irreversiblemente formando una capa hidrofóbica e impidiendo la difusión del agua.
- Estos sistemas requieren que el agua de entrada tenga cierta calidad mínima para operar eficientemente y prolongar la vida útil de las membranas.
- Requieren de sistemas de bombeo capaces de generar presiones de hasta 1000 lpc.
- La purga del sistema está íntimamente relacionada con el contenido de sales a la entrada. Para sistemas con 50000 mg/l de sólidos disueltos totales, la purga del sistema puede ser de 70%.

### **Electrodiálisis**

En el ámbito comercial, las plantas de electrodiálisis, que permiten bajo la influencia de un campo eléctrico continuo extraer sólidos disueltos en agua, operan con aguas cuyas salinidades no superan los 3000 mg/l. Esto se debe a los altos costos de electricidad que requieren estos sistemas para ser aplicados a aguas con altas salinidades.

Al igual que en los procesos de ósmosis inversa, los sistemas de electrodiálisis contemplan mecanismos para el pretratamiento del agua de alimentación, con la finalidad de garantizar la vida útil de las membranas en un mínimo de tres años.

#### Aplicación:

- Permite la separación de sólidos disueltos
- Manejo de contenidos de sales en la alimentación menor a los 3000 mg/l
- Las aguas producidas en los procesos de electrodiálisis contienen salinidades menores a los 500 mg/l en sólidos totales disueltos.

#### Ventajas:

- Se obtienen aguas de gran calidad
- Trabaja a bajas presiones

#### Desventajas:

- Requiere que el agua entre al sistema con cierta calidad
- Son sistemas que tienen costos de inversión y operación elevados.
- Los procesos de Electrodiálisis no remueven la sílice, por lo que el mismo se concentra en el agua producida.

## **CAPITULO VIII: ESQUEMAS TIPICOS DE TRATAMIENTOS DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETROLEO CRUDO SEGÚN SU DISPOSICIÓN FINAL**

### **VIII.1. Esquema de tratamiento cuando se va a descargar agua de producción al medio marino – costero** <sup>[24], [29], [34]</sup>

El esquema típico para descargar aguas de producción al medio marino - costero consta de dos etapas, en la primera etapa (separación primera), se puede emplear un separador API, un separador de placas corrugadas CPI o un tanque desnatador (Skimmer), en la segunda etapa (proceso de flotación) se puede emplear un sistema flotación por aire disuelto DAF/ flotación por gas disuelto DGF o un sistema flotación por aire inducido IAF/ flotación por gas inducido IGF.

En la separación primaria (1) el tipo de equipo a utilizar generalmente depende del espacio disponible, los contaminantes removidos son crudo libre, sólidos suspendidos, crudo emulsionado (parcial), color, materia orgánica (parcial)

En el proceso de flotación (2) los contaminantes removidos son crudo emulsionado, sólidos suspendidos, color, materia orgánica (parcial)

En el siguiente esquema se presentan las posibles opciones para tratar (tanto para separación primaria como para flotación) las aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas al medio marino – costero.

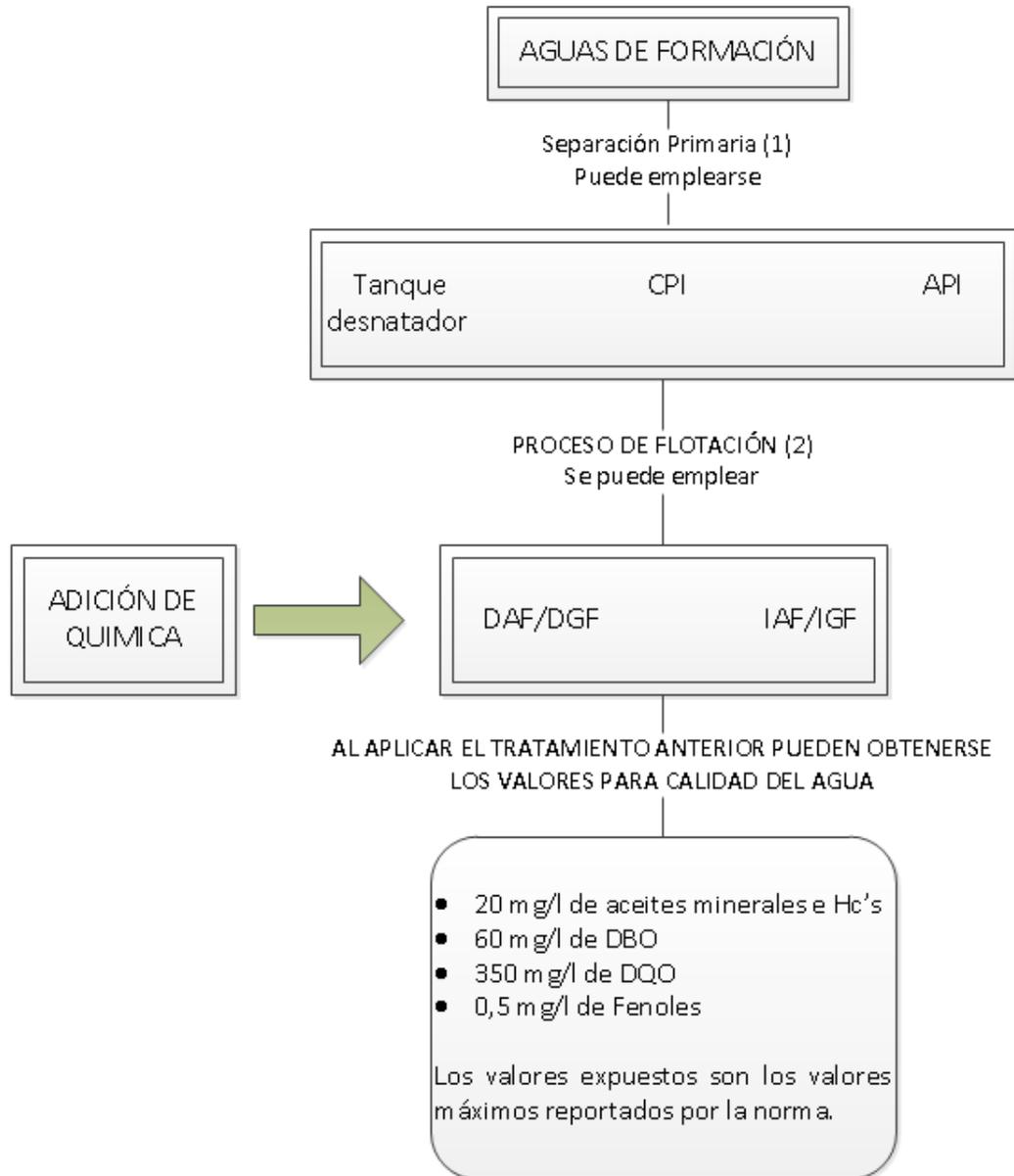


Figura VIII.1. Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas al medio marino – costero.

## **VIII.2. Esquema de tratamiento cuando se va a descargar agua de producción a cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses) o reúso** <sup>[24], [29], [34]</sup>

El esquema típico para descargar aguas de producción a cuerpos de agua o para reúso consta de cuatro etapas, en la primera etapa (separación primaria), se puede emplear un separador API, un separador de placas corrugadas CPI o un tanque desnatador (skimmer), en la segunda etapa (proceso de flotación) se puede emplear un sistema flotación por aire disuelto DAF/ Flotación por gas disuelto DGF o un sistema flotación por aire inducido IAF/ flotación por gas inducido IGF. En la tercera etapa (proceso de oxidación) se puede emplear oxidación química, oxidación biológica o adsorción con carbón activado. La oxidación química se puede realizar por medio del empleo de peróxido de hidrógeno, ozono o cloro. La oxidación biológica se puede realizar empleando lagunas de oxidación o lodos activados. La cuarta etapa es la remoción de sales disueltas la cual puede realizarse por evaporación u ósmosis reversa.

En la separación primaria (1) el tipo de equipo a utilizar generalmente depende del espacio disponible, los contaminantes removidos en esta etapa son crudo libre, sólidos suspendidos, crudo emulsionado (parcial), color, materia orgánica (parcial)

En el proceso de flotación (2) los contaminantes removidos son crudo emulsionado, sólidos suspendidos, color, materia orgánica (parcial)

En el proceso de oxidación (3) los contaminantes removidos son materia orgánica, fenoles, sulfuros.

En el siguiente esquema se presentan las posibles opciones para tratar (tanto para separación primaria, proceso de flotación, proceso de oxidación y remoción de sales disueltas) las aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas a cuerpos de agua dulce o sean empleadas como aguas de riego.

Capítulo VIII. Esquemas típicos de tratamientos del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo según su disposición final

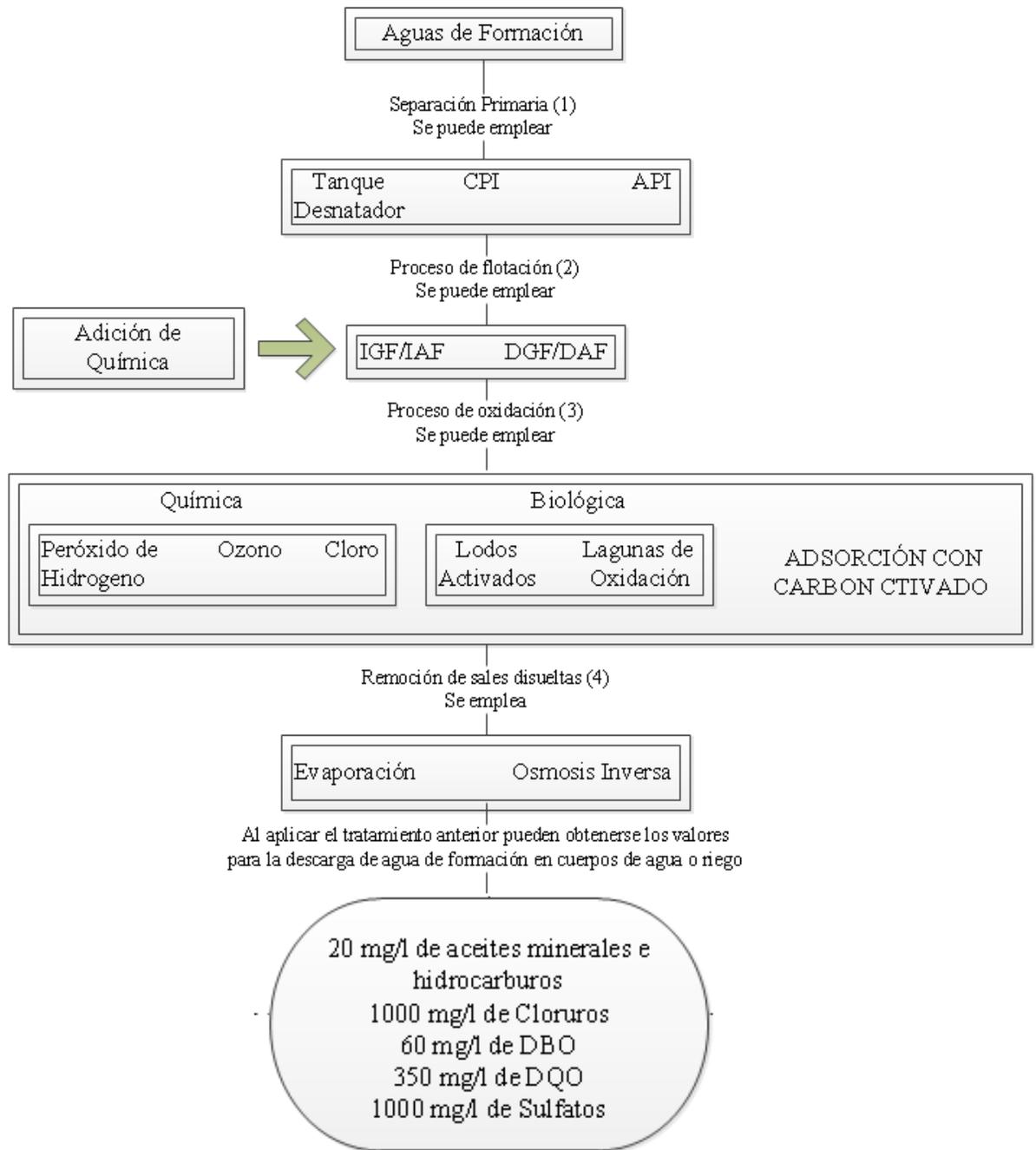


Figura VIII.2 Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser descargadas a cuerpos de agua o ser destinadas para reuso.

### **VIII.3. Esquema de tratamiento cuando se va a reinyectar a pozos aguas de formación (tipo 1)** <sup>[24], [29], [34]</sup>

El esquema típico para re – inyectar agua de formación a pozos, consta de tres etapas, en la primera etapa (separación primaria), se puede emplear un separador API, un separador de placas corrugadas CPI o un tanque desnatador, en la segunda etapa (proceso de flotación) se puede emplear un sistema flotación por aire disuelto DAF/ flotación por gas disuelto DGF o un sistema flotación por aire inducido IAF/ flotación por gas inducido IGF. La última etapa se realiza con el pulimento de las aguas por medio de filtración.

En la separación primaria (1) el tipo de equipo a utilizar generalmente depende del espacio disponible, los contaminantes removidos en esta etapa son crudo libre, sólidos suspendidos, crudo emulsionado (parcial), color, materia orgánica (parcial)

En el proceso de flotación (2) los contaminantes removidos son crudo emulsionado, sólidos suspendidos, color, materia orgánica (parcial). Cuando las aguas de producción van a ser re – inyectadas los equipos de flotación generalmente se utilizan con gas y no con oxígeno con la finalidad de prevenir corrosión.

En el siguiente esquema se presentan las posibles opciones para tratar (tanto para separación primaria, proceso de flotación y filtración) las aguas de producción, para que las mismas puedan ser re – inyectadas.

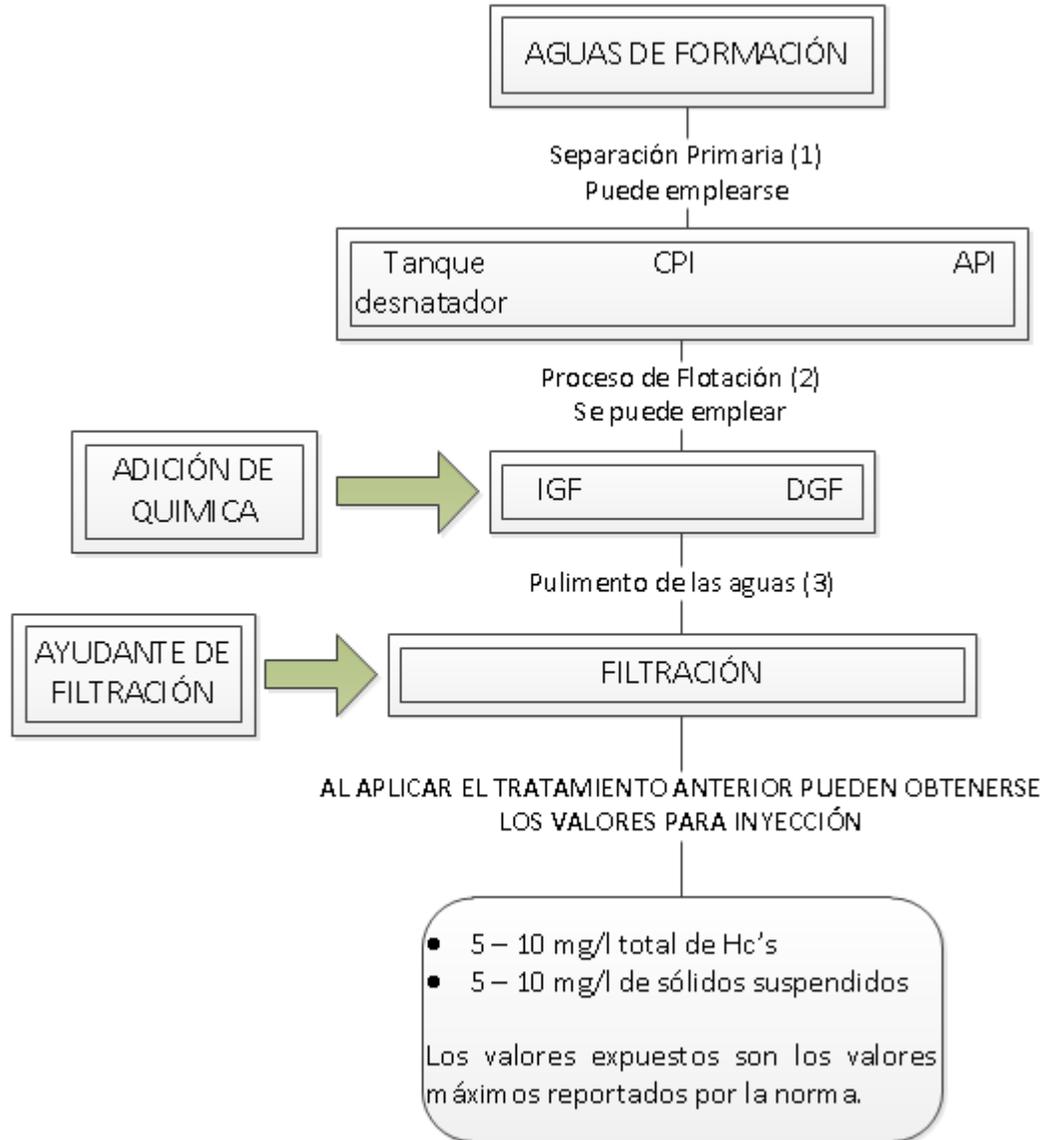


Figura VIII.3 Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser re – inyectadas.

#### **VIII.4. Esquema de tratamiento cuando se va a Re–inyectar a pozos, aguas de formación (tipo 2) <sup>[24], [29], [34]</sup>**

El esquema típico para re – inyectar agua de producción a pozos (segunda opción), consta de tres etapas, en la primera etapa (separación primaria), se puede emplear un separador de placas corrugadas CPI, en la segunda etapa (separación secundaria) se puede emplear un hidrociclón. La última etapa se realiza con el pulimento de las aguas por medio de filtración.

En la separación primaria (1) el tipo de equipo a utilizar generalmente depende del espacio disponible y los contaminantes removidos son crudo libre, sólidos suspendidos, crudo emulsionado (parcial), color, materia orgánica (parcial)

En la separación secundaria (2) los contaminantes removidos son crudo emulsionado, sólidos suspendidos, color, materia orgánica (parcial).

Cuando las aguas de producción van a ser re – inyectadas los equipos de flotación generalmente se utilizan con gas y no con oxígeno con la finalidad de prevenir corrosión y es aconsejable utilizar sistemas cerrados para prevenir la entrada de oxígeno.

En el siguiente esquema se presentan las posibles opciones para tratar (tanto para separación primaria, separación secundaria y filtración) las aguas de formación, para que las mismas puedan ser re–inyectadas.

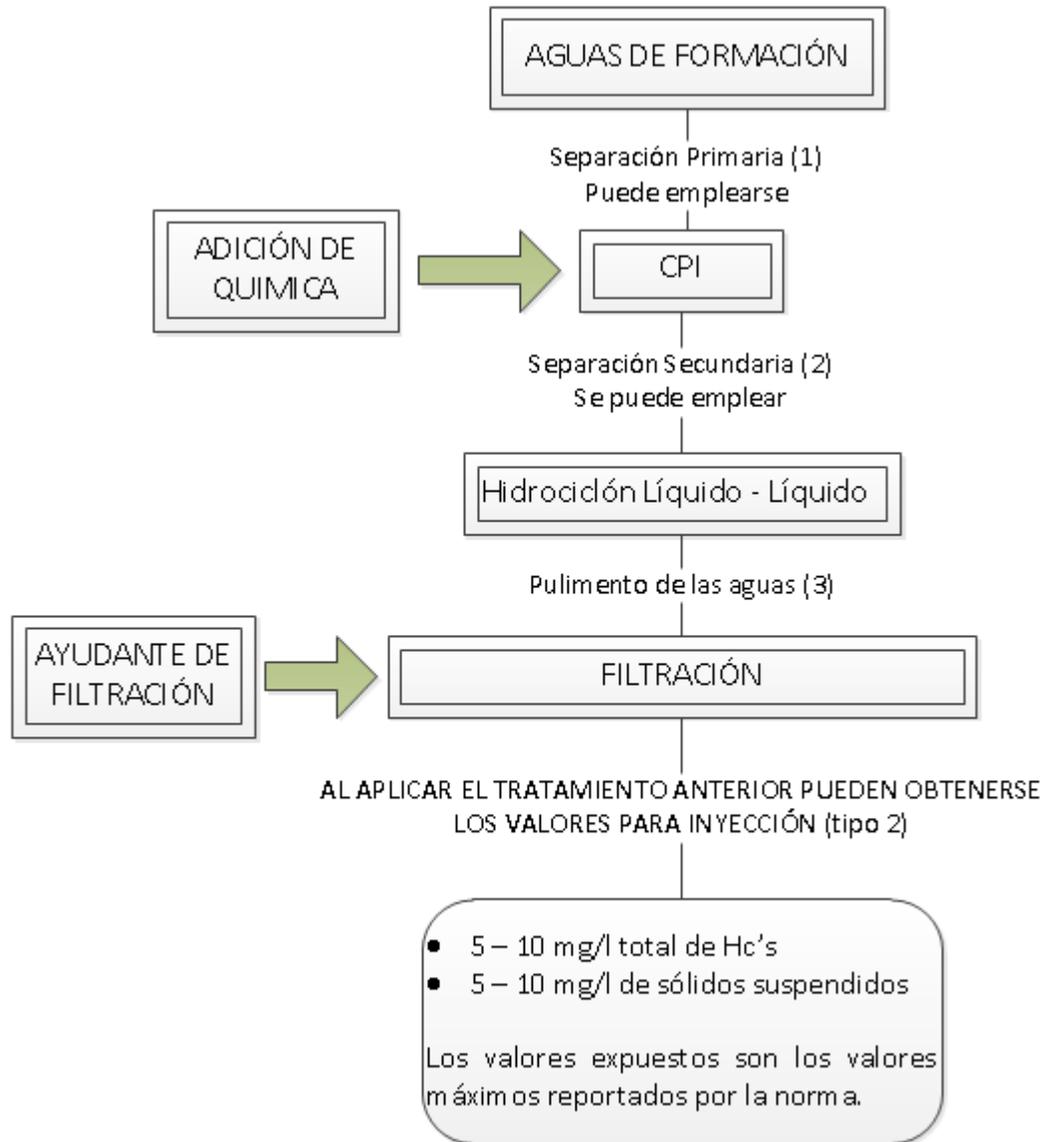


Figura VIII.4. Esquema con las posibles opciones para tratar aguas de producción, para que las mismas puedan ser re – inyectadas.

## **CAPITULO IX: METODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA ASOCIADA A LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN DE PETROLEO CRUDO**

Las opciones de disposición final de las aguas de producción contemplan: reuso, inyección o descarga a cuerpos de agua y/o a medio marino – costero. A continuación se dará una breve descripción de cada tipo de disposición

### **IX.1. Reuso** [4], [24], [29], [34]

Está supeditado al uso que se le pueda dar nuevamente al agua de producción con la finalidad de reducir el requerimiento de agua fresca en el proceso y propiciar su utilización para beneficio social, riego, entre otros. Cabe destacar que hay que cumplir con las regulaciones y normativas de la legislación ambiental vigente.

### **IX.2. Inyección de aguas de formación** [4], [24], [29], [34]

Para la inyección de aguas de formación debe realizarse un tratamiento que contemple la aplicación de procesos para la remoción / control de los siguientes parámetros: hidrocarburos, sólidos suspendidos, bacterias, sulfuros, hierro, dureza y oxígeno disuelto.

El alcance del tratamiento de las aguas de formación para inyección, se debe efectuar con base en las características hidrogeológicas de las potenciales formaciones receptoras.

Los proyectos de inyección de aguas de producción deben contemplar la instalación de pozos piezométricos monitores para el seguimiento del proceso de inyección y asegurar la protección de los acuíferos de agua dulce cercanos.

### **IX.3. Descarga al medio marino – costero y a cuerpos de agua (ríos, estuarios, lagos y embalses) [4], [24], [29], [34]**

Aplica cuando la condición geográfica lo permita y se cumpla con la legislación ambiental vigente.

A continuación se presentan las opciones disponibles de disposición de agua de producción, considerando la caracterización de estas aguas, en orden de prioridad socio – ambiental y de acuerdo a la cantidad de cloruros y sulfatos que contenga (baja o alta salinidad) y su contenido de carga orgánica:

#### **De baja salinidad (Para baja y alta carga orgánica)**

- Reuso (fines agrícolas, recarga de acuíferos, inyección para recuperación secundaria u otros usos)
- Descargas cuerpos de agua
- Inyección para disposición final

#### **De alta salinidad (Para baja y alta carga orgánica)**

- Reuso (fines agrícolas, inyección para recuperación secundaria u otros)
- Inyección para disposición final
- Descarga al medio marino
- Descarga en cuerpos de aguas superficiales

Todas las opciones de disposición final deben asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental vigente y la protección de los ecosistemas receptores, para lo cual se debe considerar la carga másica de los contaminantes como indicador del impacto al ecosistema receptor específico y los requerimientos de tratamiento.

## CAPITULO X: CASO DE ESTUDIO: CAMPO KAKI - BUCARAL

### X.1. Ubicación del campo

El campo al que se le realizó el estudio del agua de formación es el campo Kaki – Bucaral, campo productor de petróleo volátil con alta relación gas/petróleo. Este campo está ubicado en el estado Anzoátegui, en el área mayor de oficina como puede verse en la siguiente figura X.1

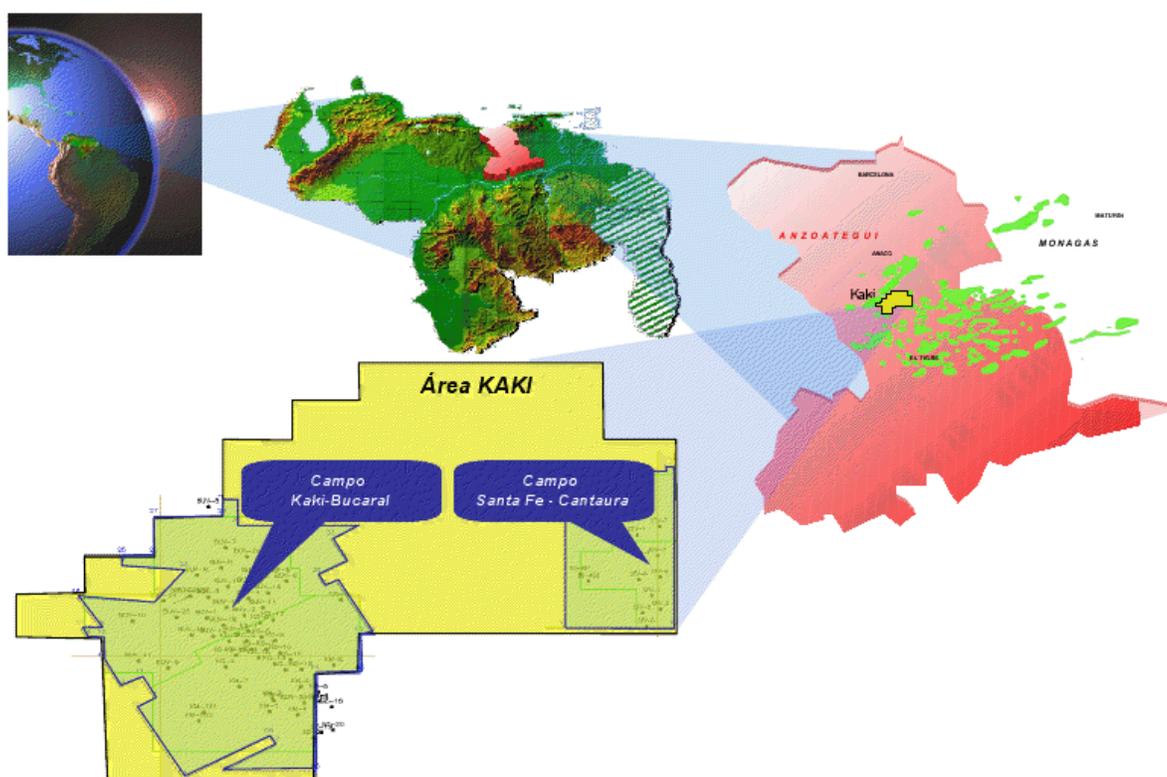


Figura X.1. Ubicación campo Kaki - Bucaral

### X.2. Descripción litológica

La Formación Oficina es descrita como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas

de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. Las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estauroлита con abundante ilmenita.

### **X.3. Espesor**

En el área de Anaco la profundidad de la Formación Oficina varía entre 7.800' y 10.600'. El espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 m a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental.

### **X.4. Extensión geográfica**

La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la cuenca oriental. Aflora en los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado.

### **X.5. Importancia económica**

Las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental. Las lutitas de la unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

## X.6. Características del Campo

El campo en estudio es un campo productor de gas, gas condensado y petróleo volátil del yacimiento S-2, KG-1 de la Formación Oficina, esto se evidencia al tomar los valores de producción diaria de crudo, agua y gas. Cabe destacar que el campo cuenta con un total de 20 pozos. A continuación se muestra la producción diaria de crudo, agua y gas del campo.

- Crudo: **900 BND**
- Agua: **400 BND**
- Gas: **27.000 MPCND**

Así mismo se dispone de datos de yacimiento del campo que se indica a continuación:

- Porosidad del Yacimiento: **16%**
- Saturación de agua (Sw): **19%**
- Permeabilidad: **73 mD – 1,0 D**
- Gravedad API del crudo: **39 – 42**
- Corte de agua: **31%**
- RGP: **5000 – 85.000 pcn/bn**
- Corte de agua máximo permitido para la entrega al Patio de Tanques: **0,1 %**  
**AyS.**

El método de producción del campo utilizado mayormente es flujo natural ayudado muy poco con el gas-lift en pozos con producción de agua. Cabe destacar que el mecanismo de producción es por agotamiento y por inyección (reciclaje) de gas.

Una vez separado el gas del líquido, en la estación de flujo (Soto – 4), la producción de líquido es bombeada hacia la estación de descarga; lugar donde se encuentra los separadores de agua – petróleo y la planta de inyección de agua hacia una formación distinta y distante del yacimiento S-2 KG-1. El sistema en la estación de descarga,

consiste en dos tratadores verticales (con calderas) que reciben el líquido y separa el crudo del agua.

La emulsión presente es del tipo agua en petróleo, la cual es tratada con una bomba dosificadora de desemulsificante instalada aguas arriba de la estación de descarga, a nivel de la descarga de la bomba de la estación de flujo. El desemulsificante utilizado para el tratamiento de las emulsiones es Resina Etoxilada en solvente aromático, de este producto se emplea una concentración de 2,6 galones/diarios en base a 1300 BND.

El crudo separado es recibido en los tanques de almacenamiento, donde es medido y fiscalizado. Cuando el crudo se encuentra fuera de especificación (%AyS > 0,2%), entonces este es recirculado en el sistema pasando nuevamente por los tratadores. Mientras que el agua es recibida en la planta de inyección en dos tanques de 500 bls c/u y luego es inyectada a un pozo de disposición (pozo letrina).

### **X.7. Características del agua de formación**

Las características físico - químicas del agua de formación se muestran a continuación

- pH: **7,88**
- Gravedad Específica o densidad del agua: **1,0040**.
- Resistividad (Rw): **0.797 ohm-m @ 75° F**.
- Conductividad: **12 mS/cm @ 75° F**
- Sólidos disueltos y suspendidos: **7545,74 / 43,00 TDS**
- Solubilidad del gas en el agua: **S/I**.
- Salinidad: **5.610 ppm**
- Radioactividad: **S/I**.

Además del estudio de las propiedades físico – químicas del agua de formación se le realizó la caracterización en base a contenido de aniones y cationes con la finalidad de conocer aquellos parámetros que deben ser tratados de manera eficiente para la

disposición final que se le dará a esta agua. A continuación mostramos la caracterización del agua de formación realizada por la compañía RST Servicios C.A.:

**Cationes**

Calcio (Ca <sup>++</sup> )-----	44,00 mg/L
Magnesio (Mg <sup>++</sup> )-----	4,86 mg/L
Hierro Soluble (Fe <sup>++</sup> )-----	0,95 mg/L
Sodio (Na <sup>+</sup> )-----	<u>2079,78 mg/L</u>
Total de cationes	2129,59 mg/L

**Aniones**

Cloruro (Cl <sup>-</sup> )-----	1940,00 mg/L
Sulfato (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> )-----	1,00 mg/L
Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )-----	2342,40 mg/L
Carbonato (CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> )-----	<u>0,00 mg/L</u>
Total de aniones	4283,40 mg/L

**Otros parámetros de Control**

Dureza cálcica (CaCO <sub>3</sub> ).....	110,00 mg/L
Dureza magnésica (CaCO <sub>3</sub> )....	20,00 mg/L
Dureza total (CaCO <sub>3</sub> ).....	130,00 mg/L
Alcalinidad F (CaCO <sub>3</sub> ).....	0,00 mg/L
Alcalinidad T (CaCO <sub>3</sub> ).....	1920,00 mg/L
pH medido.....	7,88
Hierro Total (Fe).....	0,00 mg/L
Manganeso (Mn).....	0,253 mg/L

De acuerdo a la caracterización obtenida, y realizando la comparación con el artículo 9 del Decreto N° 883, esta agua pertenece al grupo II.

### **X.8. Disposición del agua de formación**

El destino final del agua que le dará la empresa mixta Petrolera Kaki es inyección fuera del campo a través de un pozo letrina, pero antes de ello, ésta debe ser tratada, debido a sus características particulares tales como la presencia de carbonatos como se observa en los valores de dureza cálcica de la misma. Los niveles de carbonatos presentes en el agua son capaces producir problemas dentro de la tubería de inyección, tal como la precipitación de carbonatos, dando lugar a la formación de incrustaciones en la pared interna de la tubería, lo que ocasionaría problemas de flujo en la misma, hasta llegar a un futuro taponamiento, lo que trae como consecuencia el uso de herramientas adicionales para remover física o químicamente el carbonato de la tubería, también generaría costos operacionales adicionales a los ya establecidos.

El agua es tratada en dos tanques de 500 bls c/u donde es almacenada, una vez separada, luego una bomba eléctrica succiona el agua del tanque para inyectarla a través de un pozo de disposición. La compañía RST Servicios C.A. (compañía que realizó el tratamiento al agua) realizó la inyección de inhibidor de incrustaciones y corrosión para realizar el tratamiento del agua de formación y así evitar la precipitación de carbonatos dentro de la tubería de inyección.

Este tratamiento del agua anteriormente mencionado, se realiza después de un estudio previo en el que la empresa de servicios realizó pruebas de laboratorio, donde se sometió a prueba un inhibidor de incrustaciones bajo ciertas condiciones de operación, para determinar la dosificación óptima del inhibidor, al mismo tiempo que se obtenga la mejor eficiencia en su desempeño. Resultando así que la empresa de servicios recomienda el producto RST INC-4530, que tiene un 100% de eficiencia, en la menor dosis necesaria de 20 ppm (ver Apéndice 1) para reducir los costos al aplicar el tratamiento. Uno de los aspectos importantes a resaltar es el hecho que las pruebas se realizaron a una temperatura de 50° C, lo cual genera la interrogante: ¿Por qué las pruebas no se realizaron a temperatura de fondo a la cual se realiza la inyección del

agua? Y cuya respuesta es que el tratamiento que se le realiza al agua destinada para la inyección en la formación en este campo se realiza en superficie como se menciona en el párrafo anterior.

Al agua de formación resultante de los tratamientos previos de separación agua – petróleo, según los estudios realizados por la compañía de servicios, no requería tratamiento adicional para control de contenido de hidrocarburos, ya que la presencia de éstos de manera libre o emulsionado arrojaron valores que están acorde a las especificaciones necesarias impuestas por la ley para la reinyección de ésta, estando dichos valores en el rango de trazas.

Es importante resaltar que la inyección en formación como disposición final que se le da al agua de formación de este campo, era en un principio con el objetivo único de dar un almacenamiento final y definitivo del agua, pero tiempo después de haberse iniciado este tipo de disposición del agua, datos de producción demostraron que no solo era una manera de solventar el problema de ¿qué hacer con el agua que se producía?, sino que al mismo tiempo, ésta ayudó a mejorar la productividad del campo, elevando la cantidad de barriles diarios producidos (información suministrada y corroborada por la compañía Kaki). Esto ocurre debido a que a pesar que la inyección se realiza fuera del campo, pero dentro de la misma formación productora buzamiento abajo , lo cual mejora la producción de los pozos que se encuentran buzamiento arriba de la formación, que es donde se encuentra ubicado el campo Kaki – Bucaral.

## CONCLUSIONES

El presente Trabajo Especial de Grado titulado Estado del Arte del manejo en superficie del agua asociada al proceso de extracción de petróleo crudo, resume y organiza los adelantos tecnológicos sobre el tema, mostrando una recopilación de los desarrollos más recientes realizados por la industria petrolera, en cuanto a la creación y aplicación de tecnologías para la separación y tratamiento del agua de formación para su disposición final.

Se presentan las siguientes conclusiones de este trabajo:

1. El agua de formación tiene características particulares para cada yacimiento tales como: concentración de cationes e iones, sólidos disueltos y suspendidos, crudo libre, emulsionado o disuelto, pH, salinidad, bacterias, compuestos orgánicos; lo cual determinará los equipos y procesos (tratamientos) para separar y tratar el agua de formación de acuerdo a las necesidades operativas y de disposición final de la misma y en armonía con el medio ambiente.
2. Actualmente existen procesos y equipos utilizados para la separación, tratamiento y disposición final del agua de formación que van desde los relativamente simples hasta los muy complejos, resultado de la experiencia, investigación y desarrollo por parte de la industria petrolera desde sus inicios, y siempre bajo continua investigación y adelantos para lograr mayor eficiencia, capacidad y reducción de costos operacionales.
3. Dependiendo de la disposición final del agua de formación, ésta debe cumplir con especificaciones técnicas que dictaminan los entes gubernamentales de acuerdo a la locación con la finalidad de minimizar el impacto ambiental.
4. La gestión ambiental es aplicada por la industria petrolera nacional con el fin de prevenir, mitigar y evitar los daños ambientales.

5. La realización de una gestión ambiental desde el inicio permite disminuir gastos al evitar sanciones como interrupción de operaciones, las cuales generan improductividad y multas en caso de recurrencia en las faltas, por parte de entes gubernamentales por el uso indebido de recursos provenientes del subsuelo (agua de formación, hidrocarburos).
6. La gestión ambiental que presente la industria petrolera ante los entes gubernamentales debe estar debidamente detallada en lo que se refiere a todas las actividades que la misma vaya a realizar.
7. El tratamiento con inhibidores de incrustaciones y corrosión puede ser usado para disposición final del agua de formación.
8. El caso de estudio corrobora la eficiencia de los procesos de separación en cuanto a la secuencia de separadores utilizada, el tratamiento dado a las emulsiones y al agua de formación y el cumplimiento de la gestión ambiental, en cuanto a la disposición final del agua de formación y las especificaciones técnicas requeridas para la misma.
9. Los resultados inesperados del aumento de la producción durante el proceso de re-inyección del agua de formación, indican que se debe realizar una reevaluación completa del yacimiento que permita un mejor aprovechamiento del mismo.
10. Este Trabajo Especial de Grado recopila, amplía y sustenta el conocimiento de todo lo concerniente al manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo, ya que éste engloba la perspectiva técnica (tecnología y equipos), en conjunto con el marco jurídico-legal ambiental que la normaliza, y varía de acuerdo a las leyes de cada país. De esta manera, se puede observar la sinergia entre la actividad petrolera y la gestión ambiental, lo que permite a los estudiantes de la escuela de ingeniería de petróleo de la UCV, casas de estudio afines y a profesionales de la industria petrolera, tener una formación académica-empresarial integral y completa en cuanto a los tópicos aquí tratados.

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda una revisión constante por parte del sector petrolero nacional de las nuevas tecnologías y equipos a nivel comercial o en mejoras que se realicen en éstos, lo cual permitirá optimizar los procesos, aumentando la remoción de contaminantes liberados al ambiente.
2. Realizar una evaluación continua de los equipos utilizados para procesos de separación y tratamiento de aguas de formación en el sector petrolero nacional, comparándolos con las tecnologías emergentes con respecto a eficiencia y costos operacionales para que se pueda considerar su posible sustitución.
3. Emplear los equipos de la mayor eficiencia posible, para darle el mejor tratamiento al agua de formación y de esta manera, darle un uso más productivo tal como riego y aspersión, que beneficiarían a la población aledaña, a diferencia del no aprovechamiento en la inyección en pozos de disposición (pozo letrina), considerando siempre las factibilidades operacionales.
4. Se recomienda elaborar una guía detallada de la legislación jurídico - ambiental nacional petrolera, preferiblemente en un esfuerzo en conjunto del sector petrolero nacional y el MPPA, y así poder realizar una gestión ambiental de manera más fluida y eficaz.
5. Entre los programas de entrenamiento de todo empleado que labore en la industria petrolera y afines, se debería incluir sin excepción el programa de legislación jurídico – ambiental petrolera nacional e internacional.
6. Se recomienda incluir en el Pensum de estudio el tema de manejo de agua de formación desde el punto vista técnico y jurídico – ambiental, en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela y de todas las universidades nacionales con carreras afines que no lo poseen.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. American Petroleum Institute (1996). Introduction to Oil and Gas Production. Quinta edición.
2. Andérez J.M. (1984). Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela
3. Arnold K. y Stewart M. (1999). Surface Production Operations Volumen 1, segunda edición. Houston, Estados Unidos.
4. Arpel. Disposición y tratamiento de aguas producidas
5. Becher P. (2001). Emulsions: Theory and Practice, tercera edición, American Chemical Society, Washington D.C., Estados Unidos.
6. Beggs D., Brill J. (1998). Two-phase flow in pipes. Sexta edición.
7. Boyung, Lyons, Ghalambor (2007). Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books.
8. Cepet PDVSA (1992). Estaciones recolectoras de flujo.
9. Cestari S.Francisco G., Garcia Q. Raiza E. (2002). - Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleo de la UCV. Fase I. Trabajo Especial De Grado. UCV Escuela de ingeniería de petróleo. Caracas, Venezuela.
10. Chilingari, G. V. , Buryakovsky L.A., Eremenko R.A. y Gorfunkel M.V. (2005), Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Primera Edición. Elsevier scientific publishing company. Amsterdam, Holanda.
11. Ciarapica F. E., y Giacchetta G. The Treatment of "Produced Water" in Offshore Rig: Comparison Between Traditional Installations and Innovative Systems. Department of Energy, Faculty of Engineering, University of Ancona.
12. Clara N. Albuja Echeverria y Enrique E. Maya Benalcázar (1991). Estudio y selección de inhibidores de incrustaciones y corrosión, utilizados por

- petroproducción en el Nororiente. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Facultad de Ciencias. Escuela de Doctorado en Química. Riobamba. Ecuador.
13. Cied PDVSA (1998). Ingeniería de Yacimientos, Nivel I.
  14. Cobby G.L. Changes to the environmental management of produced formation water, offshore Australia. WA Department of Mineral and Petroleum Resources.
  15. Collins A.G. (1975). Geochemistry of oil Field Waters. Primera edición. Elsevier scientific publishing company. Nueva York, Estados Unidos.
  16. Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Publicada en Gaceta Oficial N° 36.860 del jueves 30 de diciembre de 1999.
  17. De la Cruz Luisa. (Agosto 2003). Producción de petróleo. Valencia, Edo Carabobo, Venezuela.
  18. Donnez, P. (2007). Essentials of Reservoir Engineering. Ediciones Technip. Paris, Francia.
  19. Efrain Barberii (1998), El Pozo Ilustrado, cuarta edición, Foncied, Caracas, Venezuela.
  20. Environmental protection agency (junio 2004). Notice of final npdes general permit.
  21. García F., Haoulo M. (2009). Estudio experimental de patrones de flujo bifásico Aire-Agua en tuberías horizontales y ligeramente inclinadas. Trabajo Especial de Grado. UCV. Escuela de ingeniería mecánica. Caracas Venezuela.
  22. FRENIER, W. ZIAUDDIN, M., "Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment"., Society of Petroleum Engineers., Richardson, Texas, EE.UU., 2008
  23. Guzmán C., Ramos L.R., Morataya C., Layrisse I. (1996). Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electrostática. Revista Visión Tecnológica Vol. N° 3,35 - 43.

24. INTEVEP (1999). Tratamiento y disposición de aguas de producción. Caracas, Venezuela
25. Jines M. Jose. L. (2010) Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sacha en distrito amazónico ecuatoriano. Tesis de Grado.
26. Johanna Arteaga (2007). Introducción al Levantamiento Artificial - Tipos de Métodos de Levantamiento. Schlumberger.
27. Lake, L.W. Petroleum Engineering Handbook.
28. Ley orgánica del ambiente. Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 31.004 (Extraordinario) de fecha 16 de junio de 1976
29. Magdalena Paris de Ferrer (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
30. Manual del ambiente PDVSA (octubre 2008). Manejo de aguas de producción.
31. Nind. T. E. W. (1987). Principle of oil well production. Segunda edición, McGraw-Hill. Universidad de Trent, Ontario, Canada.
32. Normas para el control de la recuperación de materiales peligrosos y el manejo de los desechos peligrosos (Decreto N° 2635) (Gaceta Oficial de la República de Venezuela (Extraordinaria) N° 5245 del 3 de agosto de 1998)
33. Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos. (Decreto N° 883). Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 5.021 (Extraordinario) de fecha 18 de diciembre de 1995.
34. Normas sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente. (Decreto N° 1257). Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 35.946 (Extraordinario), de fecha 25 de abril de 1996
35. Oilfield Review (2004) Slumberger
36. OSPAR Comission (2002). Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations.

37. Portela F. José y Tinedo R. Cesar (2006), Caracterización de las aguas de formación utilizando el registro de resonancia magnética nuclear, en el área de Junín, faja petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. No publicado. Universidad de oriente Núcleo Bolívar.
38. Ricardo C. Pasquali, (2009). Seminario sobre emulsiones. Cátedra de Farmacotecnia I. Facultad de Farmacia y Bioquímica. Universidad de Buenos Aires.
39. Rose S. C., Buckwalter J. F. y Woodhall R.J. (1989) The Design Engineering. Aspects of Waterflooding. Texas, Estados Unidos.
40. Shoham o. (2000). - Two fase flow modeling., Trabajo de grado. Departamento de ingeniería de petróleo. Universidad de Tulsa. Tulsa, Estados Unidos.
41. Society of Petroleum Engineers (1992). Petroleum Engineering Handbook. Estados Unidos.
42. Soto, C. y Puche E. - Hidrogeoquímica en la Cuenca de Maracaibo. Reporte técnico N° TR – 10128. Julio 1981, Lagunillas, Venezuela.
43. Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Autónoma Metropolitana. (Marzo 2002). Evaluación de Riesgo Ecológico e Impacto de las Operaciones Industriales (Versión 1.3)
44. Younker J., Lee S.Y., Gagnon G.A., y Walsh M.E. (2011). Atlantic Canada Offshore R&D: Treatment of oilfield produced water by chemical coagulation and electrocoagulation. Offshore technical conference. Artículo OTC 22003.

---

## GLOSARIO

### **Adsorción**

Es la acumulación de una sustancia sobre una determinada superficie interfacial entre dos fases, que tiene como resultado la acumulación de una película líquida o gaseosa sobre la superficie de un cuerpo sólido o líquido.

### **Agentes tensioactivos**

Son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contactos entre dos fases.

### **Anión**

Ion con carga eléctrica negativa.

### **Asfaltenos**

Son depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos, y pertenecen al grupo de los bitúmenes.

### **Becquerel (símbolo Bq)**

Unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades que mide la actividad radiactiva.

### **BES**

Bomba electrosumergible

### **Biocidas**

Son sustancias que pueden ser sintéticas, naturales o de origen biológico o físicos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir acción o ejercer un control de otro tipo sobre microorganismos que tengan efectos adversos sobre un proceso o medio.

### **Campo**

Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

### **Catión**

Ion con carga eléctrica positiva.

**Coalescencia**

Proceso de unión de varias gotas para formar otras más grandes, lo que finalmente conduce a la separación de las fases.

**Coloide**

Sistema físico-químico formado por dos o más fases, las cuales principalmente son: una continua, normalmente fluida y otra dispersa en forma de partículas, por lo general sólidos.

**Corrosión**

Deterioro de un material como consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

**Corte de agua**

Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

**Decreto N° 883**

Es el que rige las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos.

**Decreto N° 1257**

Decreto que rige las normas sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente

**Demanda bioquímica de oxígeno (DBO)**

Es un parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios biológicos, que se encuentran disueltas o en suspensión en una muestra líquida.

**Demanda química de oxígeno (DQO)**

Es un parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios químicos, que se encuentran disueltas o en suspensión en una muestra líquida.

**Dispersión**

Proceso de separación de gotas grandes para formar una emulsión.

**Electrodo de calomelanos o electrodo saturado de calomelanos**

Es un electrodo de referencia basado en la reacción entre mercurio y cloruro de mercurio (I). La fase acuosa en contacto con el mercurio y el cloruro de mercurio (I), ( $\text{Hg}_2\text{Cl}_2$ , "calomelano", es una disolución saturada de cloruro de potasio en agua.

**EIASC**

Estudio de impacto ambiental y socio cultural

**EPA**

Agencia de protección al medio ambiente (Environmental protection agency por sus siglas en inglés).

**Formación**

Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

**Hidroxilo**

Radical monovalente compuesto de un átomo de oxígeno y uno de hidrógeno.

**Ionización**

Proceso químico o físico mediante el cual se producen iones, estos son átomos cargados eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula.

**Ley orgánica del ambiente**

La presente Ley tiene por objeto establecer dentro de la política del desarrollo integral de la Nación los principios rectores para la conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en beneficio de la calidad de la vida.

**OSPAR**

El convenio sobre la protección del medio marino del Atlántico nordeste tiene por objeto prevenir y eliminar la contaminación así como proteger el entorno marino del Nordeste Atlántico de los efectos nefastos de la actividad humana.

**Oxidación**

Reacción química donde un compuesto cede electrones, y por lo tanto aumenta su estado de oxidación.

**Petróleo**

Una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente).

**Porosidad**

Es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.

**Pozo**

Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

**Precipitación**

Reacción química en la cual se produce un sólido a partir de líquidos.

**Reducción**

Reacción química en la cual un átomo o ión gana electrones. Implica la disminución de su estado de oxidación. Este proceso es contrario al de oxidación.

**Surfactantes**

Compuestos que reducen la tensión superficial de un líquido, así como también la tensión interfacial entre dos líquidos.

**Yacimiento**

Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

**APÉNDICE**



LABORATORIO RST SERVICIOS

Fecha de análisis:	26/03/2011
Fecha de muestreo:	23/03/2011
Empresa:	PETROLERA KAKI
Estación/Pozo:	EF SOTO-4
Punto de muestreo:	LINEA DE TRANSFERENCIA

Muestreado por:	WILMER PEREZ
Requerido por:	PETROLERA KAKI
Analista(s):	WILMER PEREZ
Número de requisición:	

EVALUACIÓN INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN

Dureza Cálcica Blanco frio (ppm):	2500
Temperatura (°F):	50 ° C
Agitación:	100 GOLPES
Tiempo de Reposo (Hr):	24 H
Metodología Empleada:	Adaptación NACE Standard M-03-74

	Productos	Dosis (ppm)	EDTA (ml)	Dureza Cálcica (ppm)	Eficiencia (%)
1	RST INC-4530	10	2,80	2300	95,0%
2	RST INC-4530	15	2,80	2300	95,0%
3	RST INC-4530	20	2,70	2500	100,0%
4	RST INC-4530	25	2,70	2500	100,0%
5	BLANCO FRIO	0	2,70	2500	100,0%
6	BLANCO CALIENTE	0	0,70	28	0,0%
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
29					
30					
31					
32					
OBSERVACIONES:					
INHIBIDOR DE INCRUSTACION-CORROSION					