

**“DIAGNOSTICO PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE CONTROL  
DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO RIO CEIBAS”**

**CRISTIAN EDUARDO VASQUEZ ALDANA**

**JEHISON HERNANDO HERNÁNDEZ RUBIO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2009**

**“DIAGNOSTICO PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE CONTROL  
DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO RIO CEIBAS”**

**CRISTIAN EDUARDO VASQUEZ ALDANA**  
Código 2003201145  
**JHISON HERNANDO HERNÁNDEZ RUBIO**  
Código 2003201829

DIRECTOR  
**Ing. MARTÍN ADOLFO SANDOVAL COVALEDA**

Supervisor de producción – PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V.  
Distrito de Producción Sur DPSU.

Trabajo presentado como requisito para optar al título de  
**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2009**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

***FIRMA PRESIDENTE DEL JURADO***

---

***FIRMA DEL JURADO***

---

***FIRMA DEL JURADO***

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso que sin ayuda de él no podría haber llegado a dar este gran paso en mi vida, a mis Padres Ancizar Guerrero y Delcy Aldana, quienes me dieron la fuerza y el apoyo para sortear todas las dificultades que se presentaron durante el transcurso de esta etapa que ha culminado.*

*A mis Profesores, por las perlas diarias de sabiduría que me enseñaban, a mis Amigos porque en las alegrías y en las adversidades me brindaron su apoyo y comprensión, y a Usted quien con su lectura engrandece este esfuerzo realizado.*

*CRISTIAN EDUARDO VASQUEZ*

*A Dios y a la Virgen que me permitieron llegar hasta esta instancia tan importante de la vida.*

*A mi Padres que confiaron en mí incondicionalmente, a mis hermanas; Jenny, Giomy y Yesenia Hernández quienes siempre estuvieron a mi lado para llenarme de confianza, a mis amigos con los que vivimos tantas cosas y a todas las personas que de una u otra forma hicieron posible este logro.*

*JEHISON HERNANDO HERNANDEZ*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

La **Universidad Surcolombiana y Profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos** por abrirnos sus puertas de la enseñanza, ayudándonos en el crecimiento académico y personal con sabios consejos.

A **Servicios Asociados** y a la **Compañía Petrobras International B.V** y en especial al **Campo Río Ceibas**, por permitirnos formar parte de su equipo y colaborarnos en la realización de nuestro proyecto de grado.

Al Director del proyecto **ING. MARTIN ADOLFO SANDOVAL**, Supervisor de producción del Campo Río Ceibas por su colaboración y apoyo constante brindado a cada momento.

A los Asesores **ING. JORGE IVAN LASPRILLA**, Supervisor general del Campo Río Ceibas DPSU y el **SR. WILLIAN ANDRADE**, Supervisor del Campo Río Ceibas por parte de Servicios Asociados; por sus ideas y consejos brindados cada día en la realización del proyecto de grado.

A los operadores 1A, operadores de crudo, asistentes de inyección y a toda la familia del **Campo Río Ceibas**, quienes nos abrieron sus conocimientos y aportaron grandes ideas al proyecto y al crecimiento profesional

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>21</b>
1.1 DESCRIPCIÓN Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO RÍO CEIBAS	21
1.2 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO	22
1.3 ESTRATIGRAFIA GENERAL	24
1.4 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	27
1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	28
1.5.1 Porosidad	29
1.5.2 Permeabilidad	29
1.5.3 Saturación de Agua	29
1.5.4 Presiones de Formación	30
1.5.5 Reservas de Petróleo y Gas	30
1.5.6 Factores de Recobro	31
1.6 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS	31
<b>2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN</b>	<b>35</b>
2.1 MULTIPLE DE PRODUCCION	35
2.1.1 Manifold de la Base Narvéez	36
2.1.2 Manifold de la Y	36
2.1.3 Manifold de la Isla 1	36
2.1.4 Manifold de la Isla 6	36
2.1.5 Manifold de la G	37
2.1.6 Manifold de la Isla H	37
2.2 TRATAMIENTO QUIMICO	37
2.3 SEPARADORES	37
2.4 CALENTADOR	39
2.5 GUN BARREL (65-001 y 301-A)	39
2.6 TRATADOR TERMO – ELECTROSTÁTICO	40
2.7 BOTAS DESGASIFICADORAS	41

2.8	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	41
2.8.1	Tanques de 10.000 Barriles	42
2.8.2	Tanques de Prueba	42
2.9	BOMBAS BOOSTER	43
2.10	SCRUBBERS	43
2.11	TEAS DE GAS	43
2.12	COMPRESORES	43
2.13	PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS	44
2.14	ESTACIÓN DE BOMBEO	44
2.15	LÍNEAS DE FLUJO DE CRUDO Y LÍNEAS DEL SISTEMA DE GAS LIFT	45
2.16	MANEJO DE AGUAS LLUVIAS	45
2.17	MANEJO DE AGUAS INDUSTRIALES Y RESIDUOS ACEITOSOS	45
2.18	SISTEMA CONTRA INCENDIO	46
2.19	DESCRIPCION DE LOS PROCESOS QUE CONFORMAN LA ESTACION SUR	49
2.19.1	Múltiple de Entrada	49
2.19.2	Separadores	49
2.19.3	Calentador	49
2.19.4	Bota Desgasificadora	50
2.19.5	Tanques de Fiscalización	50
2.19.6	Tanque Desnatador	50
2.19.7	Bombas Booster	51
2.19.8	Scrubber	51
2.19.9	Tea de Gas	51
2.19.10	Compresores de gas	51
3.	<b>RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA</b>	54
3.1	CONCEPTO DE RECOBRO SECUNDARIO	54
3.2	SINTESIS HISTORICA DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA	55
3.3	FACTORES QUE CONSTITUYEN UN DISEÑO DE INYECCIÓN DE AGUA	56
3.3.1	Estimación de los requerimientos de agua	58

3.4	PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL MANEJO DEL AGUA DE INYECCIÓN	59
3.4.1	Taponamiento	60
3.4.2	Incrustaciones	60
3.4.3	Corrosión	62
3.5	PROBLEMAS EN LA COMPATIBILIDAD DEL AGUA	69
3.6	CARACTERIZACION DE LAS AGUAS DE INYECCION	70
3.6.1	Caracterización de las Aguas de Inyección Según su Origen	70
3.6.2	Caracterización de las Aguas de Inyección Según Sus Características Físicas, Químicas Y Biológicas.	72
3.6.2.1	Características Físicas	72
3.6.2.2	Características Químicas	74
3.6.2.3	Características Biológicas	79
3.7	SISTEMAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	80
3.7.1	Sistemas Cerrados para el Tratamiento de Agua	81
3.7.2	Sistemas Abiertos para Tratamiento de Agua	82
3.7.3	Sistemas Semi-Cerrados para Tratamiento de Agua	83
3.8	PROCESOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN	85
3.8.1	Procesos físicos	85
3.8.1.1	Sedimentación	86
3.8.1.2	Flotación	86
3.8.1.3	Filtración	87
3.8.1.4	Desoxigenación	87
3.8.1.5	Aireación	88
3.8.2	Procesos químicos	89
3.8.2.1	Coagulación	89
3.8.2.2	Desoxigenación Química	90
3.8.2.3	Control de Incrustaciones	91
3.8.2.4	Control Bacterial	91
3.9	COMPONENTES DE UN SISTEMA DE INYECCION DE AGUA	93
3.9.1	Sistema de transporte	93
3.9.2	Sistema de tratamiento	94
3.9.3	Facilidades de almacenamiento	94
3.9.4	Sistema de inyección	94
4.	<b>SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO RÍO CEIBAS</b>	95
4.1	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	102
4.1.1	Equipos del subsistema de tratamiento y almacenamiento	103



4.1.1.1	Sistema de inyección de química	111
4.1.2	Equipos del subsistema de transporte e inyección	112
4.1.2.1	Cabezal de Pozos inyectoros	116
4.1.2.2	Cabezal de Pozos productores de agua	118
4.1.2.3	Sistema de Instrumentación y Control	119
4.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE TRATAMINETO	119
4.2.1	Recorrido del agua asociada	119
4.2.2	Recorrido del agua residual	121
5.	<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN Y VARIABLES EN LOS PROCESOS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN</b>	126
5.1	CONDICIONES DE OPERACIÓN	126
5.2	PRINCIPALES VARIABLES ASOCIADAS A LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO	128
5.2.1	Variables físicas y químicas del agua de inyección	128
5.2.2	Variables Operacionales	130
6.	<b>EFICIENCIA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO AGUA DE PRODUCCION</b>	133
6.1	SEGUIMIENTO DIARIO AL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA	134
6.1.1	Parámetros evaluados y técnicas de análisis	134
6.1.2	Reporte de resultados	136
6.1.3	Análisis seguimiento diario realizado al tratamiento de agua	136
6.1.4	Análisis fisicoquímicos promedio de los meses evaluados	148
6.2	INDICE DE TAPONAMIENTO RELATIVO (ITR)	151
7.	<b>ANALISIS Y RECOMENDACIONES</b>	153
7.1	FILTRO WENCO	153
7.2	PISCINAS API	155
7.3	TANQUE 65-004	156
7.4	TANQUE STAGE 65-003	157
7.5	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	158
7.6	OTRAS RECOMENDACIONES	158

8.	<b>CONCLUSIONES</b>	160
9	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	162

## LISTAS DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Participación actual del Contrato de Asociación Caguán	25
Tabla 2.	Cromatografía del Gas Asociado	27
Tabla 3.	Peso Molecular y Poder Calorífico del Gas	27
Tabla 4.	Características del Crudo Producido	28
Tabla 5.	Clasificación del agua según la concentración de cloruros	77
Tabla 6.	Condiciones normales de operación en la planta de tratamiento de agua	126
Tabla 7.	Análisis físicos y químicos realizados al agua asociada para inyección	129
Tabla 8.	Calidad del Agua en Cabeza de Pozo	133
Tabla 9.	Sólidos Suspendidos Por HACH	137
Tabla 10.	Sólidos Suspendidos por MILLIPORE	137
Tabla 11	Contenido de aceite en agua (ppm).	140
Tabla 12	Contenido de Hierro (PPM)	143
Tabla 13	Concentración de Cloruros en el Sistema de Tratamiento	145
Tabla 14	Oxígeno disuelto en el Sistema de Tratamiento.	147
Tabla 15	Análisis promedio del seguimiento diario de las pruebas realizadas	148
Tabla 16	Parámetros evaluados de los Análisis Físicoquímicos	151
Tabla 17	ITR Mensual Pozos Inyectores	152
Tabla 18	Rango de Calidad de Agua	152

## LISTA DE CUADROS

		Pág.
Cuadro 1.	Estratigrafía del Campo Río Ceibas	26
Cuadro 2.	Distribución de Pozos en el Campo Río Ceibas	32
Cuadro 3.	Especificaciones de los Separadores del Campo Río Ceibas	38
Cuadro 4.	Especificaciones del Gun Barrel	39
Cuadro 5.	Especificaciones del Tratador del Campo Río Ceibas	41
Cuadro 6.	Especificaciones de los Tanques de 10.000 barriles	42
Cuadro 7.	Tipos de depósitos de incrustación	62
Cuadro 8.	Clasificación de los diferentes tipos de corrosión	64
Cuadro 9.	Métodos de uso general para seguimiento de procesos corrosivos	66
Cuadro 10	Sustancias para el control microbiológico del agua	92
Cuadro 11	Subsistemas de la planta de inyección de agua - Campo Río Ceibas	102
Cuadro 12	Especificaciones del tanque Stage	103
Cuadro 13	Especificaciones del tanque de agua clarificada	108
Cuadro 14	Especificaciones de los tanques de cabeza de las islas de inyección	112
Cuadro 15	Accesorios cabezal pozo inyector	117
Cuadro 16	Accesorios cabezal pozo productor de agua	118

## LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Localización Del Campo Río Ceibas	23
Figura 2.	Columna Estratigráfica Generalizada	25
Figura 3.	Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Rio Ceibas	33
Figura 4.	Esquema Generalizado de la Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Rio	34
Figura 5	Plano Esquemático Sistema de Crudo Estación de producción RC-3	47
Figura 6	Plano Esquemático Sistema de Gas Estación de producción RC-3	48
Figura 7	Plano Esquemático del Sistema de Agua de Estación Sur	53
Figura 8	Presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.	75
Figura 9	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo cerrado.	81
Figura 10	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo abierto.	84
Figura 11	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo semi – cerrado.	85
Figura 12	Inyección de Agua Bloque 1	95
Figura 13	Inyección de Agua Bloque 4	96
Figura 14	Inyección de Agua Bloque 3	97
Figura 15	Esquema general de la planta de tratamiento del agua de inyección.	98
Figura 16	Esquema general de la isla G de inyección	100
Figura 17	Esquema general de la isla 9 de inyección	101
Figura 18	Esquema tanque Stage (TA 65–003)	104
Figura 19	Esquema filtro Wenco	106
Figura 20	Esquema tanque de agua clarificada (TA 65–004)	109
Figura 21	Cabezal pozo inyector	116
Figura 22	Cabezal pozo productor de agua	118
Figura 23	Condiciones de operación en la planta de tratamiento de agua	127
Figura 24	Puntos de muestreo en el sistema de inyección del Campo Rio Ceibas	135

Figura 25	Parte interna del lecho filtrante en los dos eventos	154
Figura 26	Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-004	156
Figura 27	Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-003	157

## LISTA DE GRÁFICAS

		Pág.
Gráfica 1.	Sólidos Suspendidos por HACH	138
Gráfica 2.	Sólidos Suspendidos por MILLIPORE	139
Gráfica 3.	Perfil del sistema de tratamiento de agua en sólidos suspendidos	139
Gráfica 4.	Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage	140
Gráfica 5.	Aceite en Agua en los diferentes procesos (PPM)	141
Gráfica 6.	Perfil del sistema de tratamiento aceite en agua (PPM)	142
Gráfica 7.	Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage	142
Gráfica 8.	Contenido de Hierro (PPM)	144
Gráfica 9.	Comportamiento de la concentración de Hierro.	144
Gráfica 10.	Cloruros presentes en el agua (PPM)	146
Gráfica 11.	Comportamiento de la concentración de cloruros.	146
Gráfica 12.	Contenido de Oxígeno en el Sistema de Tratamiento.	148
Gráfica 13.	pH en los diferentes puntos de control	149
Gráfica 14.	Ión Sulfato Presente en el Agua de Producción	150
Gráfica 15.	Dureza Total del Agua de Producción	150
Gráfica 16.	Concentración de CO <sub>2</sub> en el Agua de Producción.	151

## LISTA DE FOTOS

		Pág.
Foto 1.	Tanque Stage	105
Foto 2	Bombas de transferencia (P-65-003A/B).	105
Foto 3	Filtro Wemco	107
Foto 4	Tanque de agua clarificada (TA 65-004)	108
Foto 5.	Bombas de transferencia (P-65-004A/B)	106
Foto 6.	Decantador DC-65-005	106
Foto 7	Tanques de cabeza isla de inyección	113
Foto 8.	Bombas Booster de Inyección	114
Foto 9.	Bombas de Inyección	116
Foto 10	Pozo inyector de agua	117
Foto 11	Pozo productor de agua	



## LISTA DE FICHAS TECNICAS

		Pág.
Ficha 1.	Bombas de transferencia (P-65-003A/B) y (P-65-004A/B)	122
Ficha 2.	Filtro cáscara de nuez	123
Ficha 3.	Bombas booster de la isla 9 y G	124
Ficha 4	Bombas de inyección	125

## RESUMEN

La producción de petróleo de un campo se puede realizar por recuperación primaria, secundaria o “convencional” y por terciaria o “restablecida”. La producción primaria es aquella en la que el yacimiento aprovecha su propia energía para mover el fluido hacia la cara del pozo, de donde es extraído por métodos artificiales o si el yacimiento posee suficiente presión fluye por sí solo a superficie.

Anteriormente cuando la presión del yacimiento decrecía y la rata de producción declinaba hasta llegar a su límite económico, el campo se abandonaba sin que se hubiera extraído el crudo calculado como recuperable, para luego proceder a efectuar la inyección de agua en las formaciones productoras, después se esperaba que hubiera una declinación fuerte en presión y rata de producción para efectuar la fase de inyección de agua; actualmente muchas compañías aplican el proyecto de recobro secundario antes del inicio de la declinación de la producción. También se puede inyectar parte del gas extraído u otro fluido que surta el mismo efecto, con lo cual se logra recuperar un volumen adicional de crudo o mantener la producción declinante por un tiempo.

En los proyectos de inyección de agua se debe tener una calidad tal que no ocasione problemas de incrustaciones, taponamiento en la formación receptora por bloques de emulsión, sólidos suspendidos, los cuales forman una costra en la cara de la formación en la que las partículas de aceite sirven como pegante para las partículas en suspensión, ni ocasionen problemas de corrosión tanto en líneas como en los equipos de superficie y bombeo.

Por tanto, se realizó un estudio en el campo Río Ceibas el cual permitió plantear alternativas que contribuirán a mejorar el tratamiento del agua de producción mediante la optimización técnica de los equipos que intervienen en el proceso.

## ABSTRACT

The production of oil of a field is realized for primary, secondary or "conventional" recovery and for tertiary or "re-established". The primary production is that one in which the reservoir takes advantage of his own energy to move the fluid towards the face of the well, wherefrom it is extracted by artificial methods or if the reservoir possesses sufficient pressure it flows for to surface.

Previously when the pressure of reservoir was decreasing and the rate of production was declining up to coming to his economic limit, the field was giving up without the crude oil had been extracted calculated like recoverable, Then to proceed to carry out the water injection in the producing formations, later it was hoping that there was a strong decline in pressure and rate of production to carry out the phase of water injection; Nowadays many companies apply the project of secondary recovery before the beginning of the decline of the production.

Also it is possible to inject part of the extracted gas or another fluid that supplies the same effect, with which it is achieved to recover an additional volume of crude oil or to support the declining production in a time.

In the projects of water injection it is necessary to to have a such quality that does not cause problems of inlays, Blockade in the formation for blocks of emulsion, suspended solids, Which form a crust in the face of the formation in which the particles of oil serve like cement for the particles suspended, Do not even cause problems of corrosion both in lines and in the equipments of surface and pumping.

## INTRODUCCIÓN

La inyección de agua en el Campo Río Ceibas se viene desarrollando en forma continua desde junio de 1999 como método de recobro secundario, para lo cual se adoptó en la Estación Norte un sistema de facilidades de tratamiento del agua de producción, previendo un aumento significativo como consecuencia de la irrupción del agua inyectada en los pozos productores. Actualmente el sistema de tratamiento de agua no es eficaz ya que el agua tratada no se encuentra dentro de las especificaciones de calidad esperadas, por lo tanto es de vital importancia realizar un diagnóstico de los mecanismos que intervienen en la etapa de tratamiento, la cual ayudará a mejorar la calidad de los mismos, la eficiencia del proceso y a la vez contribuirá a la disminución de problemas asociados con el manejo del agua de inyección.

Ante esta necesidad se desarrolló un estudio que permite plantear a la Compañía Petrobras INTERNATIONAL S.A. – BRASPETRO, recomendaciones que contribuyan al mejoramiento del sistema de tratamiento y disminución de problemas potenciales en tuberías y equipos asociados al agua de inyección.

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

**FIRMA PRESIDENTE DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**

Neiva, 01 de octubre de 2009

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso que sin ayuda de él no podría haber llegado a dar este gran paso en mi vida, a mis Padres Ancizar Guerrero y Delcy Aldana, quienes me dieron la fuerza y el apoyo para sortear todas las dificultades que se presentaron durante el transcurso de esta etapa que ha culminado.*

*A mis Profesores, por las perlas diarias de sabiduría que me enseñaban, a mis Amigos porque en las alegrías y en las adversidades me brindaron su apoyo y comprensión, y a Usted quien con su lectura engrandece este esfuerzo realizado.*

*CRISTIAN EDUARDO VASQUEZ*

*A Dios y a la Virgen que me permitieron llegar hasta esta instancia tan importante de la vida.*

*A mi Padres que confiaron en mí incondicionalmente, a mis hermanas; Jenny, Giomar y Yesenia Hernández quienes siempre estuvieron a mi lado para llenarme de confianza, a mis amigos con los que vivimos tantas cosas y a todas las personas que de una u otra forma hicieron posible este logro.*

*JHISON HERNANDO HERNANDEZ*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

La **Universidad Surcolombiana y Profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos** por abrirnos sus puertas de la enseñanza, ayudándonos en el crecimiento académico y personal con sabios consejos.

A **Servicios Asociados** y a la **Compañía Petrobras International B.V** y en especial al **Campo Río Ceibas**, por permitirnos formar parte de su equipo y colaborarnos en la realización de nuestro proyecto de grado.

Al Director del proyecto **ING. MARTIN ADOLFO SANDOVAL**, Supervisor de producción del Campo Río Ceibas por su colaboración y apoyo constante brindado a cada momento.

A los Asesores **ING. JORGE IVAN LASPRILLA**, Supervisor general del Campo Río Ceibas DPSU y el **SR. WILLIAN ANDRADE**, Supervisor del Campo Río Ceibas por parte de Servicios Asociados; por sus ideas y consejos brindados cada día en la realización del proyecto de grado.

A los operadores 1A, operadores de crudo, asistentes de inyección y a toda la familia del **Campo Río Ceibas**, quienes nos abrieron sus conocimientos y aportaron grandes ideas al proyecto y al crecimiento profesional

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>21</b>
1.1 DESCRIPCIÓN Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO RÍO CEIBAS	21
1.2 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO	22
1.3 ESTRATIGRAFIA GENERAL	24
1.4 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	27
1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	28
1.5.1 Porosidad	29
1.5.2 Permeabilidad	29
1.5.3 Saturación de Agua	29
1.5.4 Presiones de Formación	30
1.5.5 Reservas de Petróleo y Gas	30
1.5.6 Factores de Recobro	31
1.6 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS	31
<b>2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN</b>	<b>35</b>
2.1 MULTIPLE DE PRODUCCION	35
2.1.1 Manifold de la Base Narvéez	36
2.1.2 Manifold de la Y	36
2.1.3 Manifold de la Isla 1	36
2.1.4 Manifold de la Isla 6	36
2.1.5 Manifold de la G	37
2.1.6 Manifold de la Isla H	37
2.2 TRATAMIENTO QUIMICO	37
2.3 SEPARADORES	37
2.4 CALENTADOR	39
2.5 GUN BARREL (65-001 y 301-A)	39
2.6 TRATADOR TERMO – ELECTROSTÁTICO	40



2.7	BOTAS DESGASIFICADORAS	41
2.8	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	41
2.8.1	Tanques de 10.000 Barriles	42
2.8.2	Tanques de Prueba	42
2.9	BOMBAS BOOSTER	43
2.10	SCRUBBERS	43
2.11	TEAS DE GAS	43
2.12	COMPRESORES	43
2.13	PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS	44
2.14	ESTACIÓN DE BOMBEO	44
2.15	LÍNEAS DE FLUJO DE CRUDO Y LÍNEAS DEL SISTEMA DE GAS LIFT	45
2.16	MANEJO DE AGUAS LLUVIAS	45
2.17	MANEJO DE AGUAS INDUSTRIALES Y RESIDUOS ACEITOSOS	45
2.18	SISTEMA CONTRAINCENDIO	46
2.19	DESCRIPCION DE LOS PROCESOS QUE CONFORMAN LA ESTACION SUR	49
2.19.1	Múltiple de Entrada	49
2.19.2	Separadores	49
2.19.3	Calentador	49
2.19.4	Bota Desgasificadora	50
2.19.5	Tanques de Fiscalización	50
2.19.6	Tanque Desnatador	50
2.19.7	Bombas Booster	51
2.19.8	Scrubber	51
2.19.9	Tea de Gas	51
2.19.10	Compresores de gas	51
3.	<b>RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA</b>	54
3.1	CONCEPTO DE RECOBRO SECUNDARIO	54
3.2	SINTESIS HISTORICA DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA	55

3.3	FACTORES QUE CONSTITUYEN UN DISEÑO DE INYECCIÓN DE AGUA	56
3.3.1	Estimación de los requerimientos de agua	58
3.4	PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL MANEJO DEL AGUA DE INYECCIÓN	59
3.4.1	Taponamiento	60
3.4.2	Incrustaciones	60
3.4.3	Corrosión	62
3.5	PROBLEMAS EN LA COMPATIBILIDAD DEL AGUA	69
3.6	CARACTERIZACION DE LAS AGUAS DE INYECCION	70
3.6.1	Caracterización de las Aguas de Inyección Según su Origen	70
3.6.2	Caracterización de las Aguas de Inyección Según Sus Características Físicas, Químicas Y Biológicas.	72
3.6.2.1	Características Físicas	72
3.6.2.2	Características Químicas	74
3.6.2.3	Características Biológicas	79
3.7	SISTEMAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	80
3.7.1	Sistemas Cerrados para el Tratamiento de Agua	81
3.7.2	Sistemas Abiertos para Tratamiento de Agua	82
3.7.3	Sistemas Semi-Cerrados para Tratamiento de Agua	83
3.8	PROCESOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN	85
3.8.1	Procesos físicos	85
3.8.1.1	Sedimentación	86
3.8.1.2	Flotación	86
3.8.1.3	Filtración	87
3.8.1.4	Desoxigenación	87
3.8.1.5	Aireación	88
3.8.2	Procesos químicos	89
3.8.2.1	Coagulación	89
3.8.2.2	Desoxigenación Química	90
3.8.2.3	Control de Incrustaciones	91
3.8.2.4	Control Bacterial	91
3.9	COMPONENTES DE UN SISTEMA DE INYECCION DE AGUA	93
3.9.1	Sistema de transporte	93
3.9.2	Sistema de tratamiento	94
3.9.3	Facilidades de almacenamiento	94

3.9.4	Sistema de inyección	94
4.	<b>SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO RÍO CEIBAS</b>	95
4.1	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	102
4.1.1	Equipos del subsistema de tratamiento y almacenamiento	103
4.1.1.1	Sistema de inyección de química	111
4.1.2	Equipos del subsistema de transporte e inyección	112
4.1.2.1	Cabezal de Pozos inyectoros	116
4.1.2.2	Cabezal de Pozos productores de agua	118
4.1.2.3	Sistema de Instrumentación y Control	119
4.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE TRATAMIENTO	119
4.2.1	Recorrido del agua asociada	119
4.2.2	Recorrido del agua residual	121
5.	<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN Y VARIABLES EN LOS PROCESOS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN</b>	126
5.1	CONDICIONES DE OPERACIÓN	126
5.2	PRINCIPALES VARIABLES ASOCIADAS A LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO	128
5.2.1	Variables físicas y químicas del agua de inyección	128
5.2.2	Variables Operacionales	130
6.	<b>EFICIENCIA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO AGUA DE PRODUCCION</b>	133
6.1	SEGUIMIENTO DIARIO AL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA	134
6.1.1	Parámetros evaluados y técnicas de análisis	134
6.1.2	Reporte de resultados	136
6.1.3	Análisis seguimiento diario realizado al tratamiento de agua	136
6.1.4	Análisis fisicoquímicos promedio de los meses evaluados	148
6.2	INDICE DE TAPONAMIENTO RELATIVO (ITR)	151
7.	<b>ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES</b>	153
7.1	FILTRO WENCO	153

7.2	PISCINAS API	155
7.3	TANQUE 65-004	156
7.4	TANQUE STAGE 65-003	157
7.5	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	158
7.6	OTRAS RECOMENDACIONES	158
8.	<b>CONCLUSIONES</b>	160
9	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	162

## LISTAS DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Participación actual del Contrato de Asociación Caguán	25
Tabla 2.	Cromatografía del Gas Asociado	27
Tabla 3.	Peso Molecular y Poder Calorífico del Gas	27
Tabla 4.	Características del Crudo Producido	28
Tabla 5.	Clasificación del agua según la concentración de cloruros	77
Tabla 6.	Condiciones normales de operación en la planta de tratamiento de agua	126
Tabla 7.	Análisis físicos y químicos realizados al agua asociada para inyección	129
Tabla 8.	Calidad del Agua en Cabeza de Pozo	133
Tabla 9.	Sólidos Suspendidos Por HACH	137
Tabla 10.	Sólidos Suspendidos por MILLIPORE	137
Tabla 11	Contenido de aceite en agua (ppm).	140
Tabla 12	Contenido de Hierro (PPM)	143
Tabla 13	Concentración de Cloruros en el Sistema de Tratamiento	145
Tabla 14	Oxígeno disuelto en el Sistema de Tratamiento.	147
Tabla 15	Análisis promedio del seguimiento diario de las pruebas realizadas	148
Tabla 16	Parámetros evaluados de los Análisis Físicoquímicos	151
Tabla 17	ITR Mensual Pozos Inyectores	152
Tabla 18	Rango de Calidad de Agua	152

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Estratigrafía del Campo Río Ceibas	26
Cuadro 2. Distribución de Pozos en el Campo Río Ceibas	32
Cuadro 3. Especificaciones de los Separadores del Campo Río Ceibas	38
Cuadro 4. Especificaciones del Gun Barrel	39
Cuadro 5. Especificaciones del Tratador del Campo Río Ceibas	41
Cuadro 6. Especificaciones de los Tanques de 10.000 barriles	42
Cuadro 7. Tipos de depósitos de incrustación	62
Cuadro 8. Clasificación de los diferentes tipos de corrosión	64
Cuadro 9. Métodos de uso general para seguimiento de procesos corrosivos	66
Cuadro 10. Sustancias para el control microbiológico del agua	92
Cuadro 11. Subsistemas de la planta de inyección de agua - Campo Río Ceibas	102
Cuadro 12. Especificaciones del tanque Stage	103
Cuadro 13. Especificaciones del tanque de agua clarificada	108
Cuadro 14. Especificaciones de los tanques de cabeza de las islas de inyección	112
Cuadro 15. Accesorios cabezal pozo inyector	117
Cuadro 16. Accesorios cabezal pozo productor de agua	118

## LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Localización Del Campo Río Ceibas	23
Figura 2.	Columna Estratigráfica Generalizada	25
Figura 3.	Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Rio Ceibas	33
Figura 4.	Esquema Generalizado de la Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Rio	34
Figura 5	Plano Esquemático Sistema de Crudo Estación de producción RC-3	47
Figura 6	Plano Esquemático Sistema de Gas Estación de producción RC-3	48
Figura 7	Plano Esquemático del Sistema de Agua de Estación Sur	53
Figura 8	Presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.	75
Figura 9	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo cerrado.	81
Figura 10	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo abierto.	84
Figura 11	Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo semi – cerrado.	85
Figura 12	Inyección de Agua Bloque 1	95
Figura 13	Inyección de Agua Bloque 4	96
Figura 14	Inyección de Agua Bloque 3	97
Figura 15	Esquema general de la planta de tratamiento del agua de inyección.	98
Figura 16	Esquema general de la isla G de inyección	100
Figura 17	Esquema general de la isla 9 de inyección	101
Figura 18	Esquema tanque Stage (TA 65–003)	104
Figura 19	Esquema filtro Wenco	106
Figura 20	Esquema tanque de agua clarificada (TA 65–004)	109
Figura 21	Cabezal pozo inyector	116
Figura 22	Cabezal pozo productor de agua	118
Figura 23	Condiciones de operación en la planta de tratamiento de agua	127

Figura 24	Puntos de muestreo en el sistema de inyección del Campo Rio Ceibas	135
Figura 25	Parte interna del lecho filtrante en los dos eventos	154
Figura 26	Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-004	156
Figura 27	Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-003	157



## LISTA DE GRÁFICAS

		Pág.
Gráfica 1.	Sólidos Suspendidos por HACH	138
Gráfica 2.	Sólidos Suspendidos por MILLIPORE	139
Gráfica 3.	Perfil del sistema de tratamiento de agua en sólidos suspendidos	139
Gráfica 4.	Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage	140
Gráfica 5.	Aceite en Agua en los diferentes procesos (PPM)	141
Gráfica 6.	Perfil del sistema de tratamiento aceite en agua (PPM)	142
Gráfica 7.	Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage	142
Gráfica 8.	Contenido de Hierro (PPM)	144
Gráfica 9.	Comportamiento de la concentración de Hierro.	144
Gráfica 10.	Cloruros presentes en el agua (PPM)	146
Gráfica 11.	Comportamiento de la concentración de cloruros.	146
Gráfica 12.	Contenido de Oxígeno en el Sistema de Tratamiento.	148
Gráfica 13.	pH en los diferentes puntos de control	149
Gráfica 14.	Ión Sulfato Presente en el Agua de Producción	150
Gráfica 15.	Dureza Total del Agua de Producción	150
Gráfica 16.	Concentración de CO <sub>2</sub> en el Agua de Producción.	151

## LISTA DE FOTOS

		Pág.
Foto 1.	Tanque Stage	105
Foto 2	Bombas de transferencia (P-65-003A/B).	105
Foto 3	Filtro Wemco	107
Foto 4	Tanque de agua clarificada (TA 65-004)	108
Foto 5.	Bombas de transferencia (P-65-004A/B)	106
Foto 6.	Decantador DC-65-005	106
Foto 7	Tanques de cabeza isla de inyección	113
Foto 8.	Bombas Booster de Inyección	114
Foto 9.	Bombas de Inyección	116
Foto 10	Pozo inyector de agua	117
Foto 11	Pozo productor de agua	

## LISTA DE FICHAS TECNICAS

		Pág.
Ficha 1.	Bombas de transferencia (P-65-003A/B) y (P-65-004A/B)	122
Ficha 2.	Filtro cáscara de nuez	123
Ficha 3.	Bombas booster de la isla 9 y G	124
Ficha 4	Bombas de inyección	125

## RESUMEN

La producción de petróleo de un campo se puede realizar por recuperación primaria, secundaria o “convencional” y por terciaria o “restablecida”. La producción primaria es aquella en la que el yacimiento aprovecha su propia energía para mover el fluido hacia la cara del pozo, de donde es extraído por métodos artificiales o si el yacimiento posee suficiente presión fluye por sí solo a superficie.

Anteriormente cuando la presión del yacimiento decrecía y la rata de producción declinaba hasta llegar a su límite económico, el campo se abandonaba sin que se hubiera extraído el crudo calculado como recuperable, para luego proceder a efectuar la inyección de agua en las formaciones productoras, después se esperaba que hubiera una declinación fuerte en presión y rata de producción para efectuar la fase de inyección de agua; actualmente muchas compañías aplican el proyecto de recobro secundario antes del inicio de la declinación de la producción. También se puede inyectar parte del gas extraído u otro fluido que surta el mismo efecto, con lo cual se logra recuperar un volumen adicional de crudo o mantener la producción declinante por un tiempo.

En los proyectos de inyección de agua se debe tener una calidad tal que no ocasione problemas de incrustaciones, taponamiento en la formación receptora por bloques de emulsión, sólidos suspendidos, los cuales forman una costra en la cara de la formación en la que las partículas de aceite sirven como pegante para las partículas en suspensión, ni ocasionen problemas de corrosión tanto en líneas como en los equipos de superficie y bombeo.

Por tanto, se realizó un estudio en el campo Río Ceibas el cual permitió plantear alternativas que contribuirán a mejorar el tratamiento del agua de producción mediante la optimización técnica de los equipos que intervienen en el proceso.

## ABSTRACT

The production of oil of a field is realized for primary, secondary or "conventional" recovery and for tertiary or "re-established". The primary production is that one in which the reservoir takes advantage of his own energy to move the fluid towards the face of the well, wherefrom it is extracted by artificial methods or if the reservoir possesses sufficient pressure it flows for to surface.

Previously when the pressure of reservoir was decreasing and the rate of production was declining up to coming to his economic limit, the field was giving up without the crude oil had been extracted calculated like recoverable, Then to proceed to carry out the water injection in the producing formations, later it was hoping that there was a strong decline in pressure and rate of production to carry out the phase of water injection; Nowadays many companies apply the project of secondary recovery before the beginning of the decline of the production.

Also it is possible to inject part of the extracted gas or another fluid that supplies the same effect, with which it is achieved to recover an additional volume of crude oil or to support the declining production in a time.

In the projects of water injection it is necessary to to have a such quality that does not cause problems of inlays, Blockade in the formation for blocks of emulsion, suspended solids, Which form a crust in the face of the formation in which the particles of oil serve like cement for the particles suspended, Do not even cause problems of corrosion both in lines and in the equipments of surface and pumping.

## INTRODUCCIÓN

La inyección de agua en el Campo Río Ceibas se viene desarrollando en forma continua desde junio de 1999 como método de recobro secundario, para lo cual se adoptó en la Estación Norte un sistema de facilidades de tratamiento del agua de producción, previendo un aumento significativo como consecuencia de la irrupción del agua inyectada en los pozos productores. Actualmente el sistema de tratamiento de agua no es eficaz ya que el agua tratada no se encuentra dentro de las especificaciones de calidad esperadas, por lo tanto es de vital importancia realizar una diagnóstico de los mecanismos que intervienen en la etapa de tratamiento, la cual ayudará a mejorar la calidad de los mismos, la eficiencia del proceso y a la vez contribuirá a la disminución de problemas asociados con el manejo del agua de inyección.

Ante esta necesidad se desarrolló un estudio que permite plantear a la Compañía Petrobras INTERNATIONAL S.A. – BRASPETRO, recomendaciones que contribuyan al mejoramiento del sistema de tratamiento y disminución de problemas potenciales en tuberías y equipos asociados al agua de inyección.



## 1. GENERALIDADES

### 1.1. DESCRIPCION Y LOCALIZACION DEL CAMPO RÍO CEIBAS

El campo Río Ceibas forma parte de la Asociación Caguán celebrado el 11 de Enero de 1.984 entre la Empresa Colombiana de Petróleos (**ECOPETROL**) y la compañía Huila Exploration (**HUILEX**). La última operó el Contrato de Asociación Caguán hasta el 27 de marzo de 1.986, fecha en la cual la compañía **INTERCOL**, hoy **ESSO COLOMBIANA**, tomó la operación del mismo.

En 1988 la compañía **ESSO COLOMBIANA** perforó los pozos exploratorios Río Ceibas 1 y 2, estableciendo el descubrimiento de un nuevo campo de hidrocarburos; en la primera mitad de 1989 se solicitó declarar la comercialidad del mismo. El 26 de febrero de 1990 **ECOPETROL** declaró a la **ESSO** y a sus asociadas, que se les permitiría explotar bajo su cuenta y riesgo el pozo Río Ceibas 1. El pozo Río Ceibas 2 quedó suspendido transitoriamente con potencial para gas.

En 1.992, con la perforación del pozo Río Ceibas 3 se confirmó de manera definitiva la existencia de un campo de petróleo y gas, motivo por el cual se aprobó la comercialidad del campo por parte de **ECOPETROL** el día 20 de abril de 1.993.

El primero de julio de 1995 la compañía **PETROBRAS INTERNATIONAL S.A. – BRASPETRO** asume la operación del campo, luego de haber adquirido la totalidad de los intereses pertenecientes a la compañía **ESSO COLOMBIANA**, en el marco del contrato de Asociación Caguán.





En noviembre del mismo año los socios restantes vendieron su participación a la compañía **PACIFIC**, con lo cual la participación definitiva y actual es la siguiente:

Tabla 1. Participación actual del Contrato de Asociación Caguán

EMPRESA	PORCENTAJE
ECOPETROL	50.00 %
PACIFIC	27.27 %
BRASPETRO INTERNATIONAL	22.73 %

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Marzo de 2009)

El campo entró a producción comercial el 19 de enero de 1.994. En el momento que BRASPETRO adquirió los activos de la ESSO y tomó la operación, tenía un área comercial probada de 456 acres; después de una ardua labor de exploración y desarrollo, el área actual es de 1.674 acres.

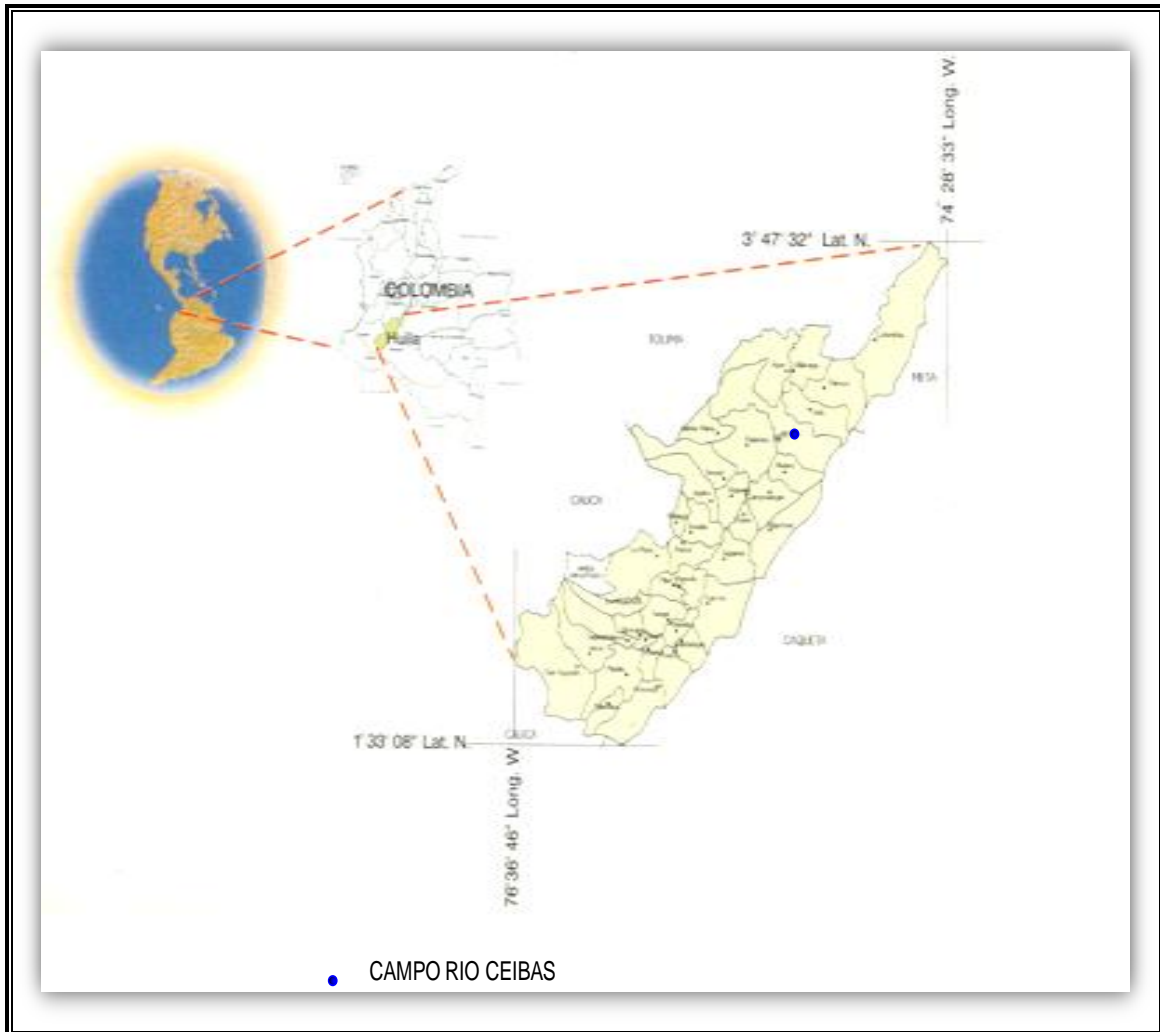
- **Localización.** El Campo Río Ceibas se encuentra aproximadamente 25 Km al NE del municipio de Neiva en el departamento del Huila (ver figura 1), en un área de colinas con algunas pendientes fuertes, pero con vías y caminos que facilitan su acceso. Limita por el Este con el margen Nor-occidental de la Cordillera oriental, al occidente con la parte media de la Vereda La Mojarra, al Norte por el Río Fortalecillas y al Sur por el Río Las Ceibas.

## 1.2 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO

El campo Río ceibas se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, la cual es una depresión alargada en la dirección NNE-SSW que separa la mitad meridional de las cordilleras Central y Oriental.



Figura 1. Localización del Campo Río Ceibas



En el área afloran rocas del Pre-cretáceo de la formación Saldaña, rocas del cretáceo inferior representados por la formación Caballos; rocas del cretáceo superior de las formaciones Villeta y Monserrate; rocas del cretáceo superior y terciario tardío de la formación Guaduas; rocas del terciario representadas por las formaciones Gualanday inferior, Honda y Gigante, y rocas del cuaternario representadas por los depósitos aluviales.



La estructura del campo en superficie se relaciona con un anticlinal que presenta doble cabeceo y está limitada en su extremo oriental por la Falla de Río Ceibas. En el subsuelo la estructura del campo es prácticamente un monoclinal con buzamiento hacia el suroeste, limitado al oriente por la Falla de Río Ceibas, la cual actúa como control de depositación y sello lateral.

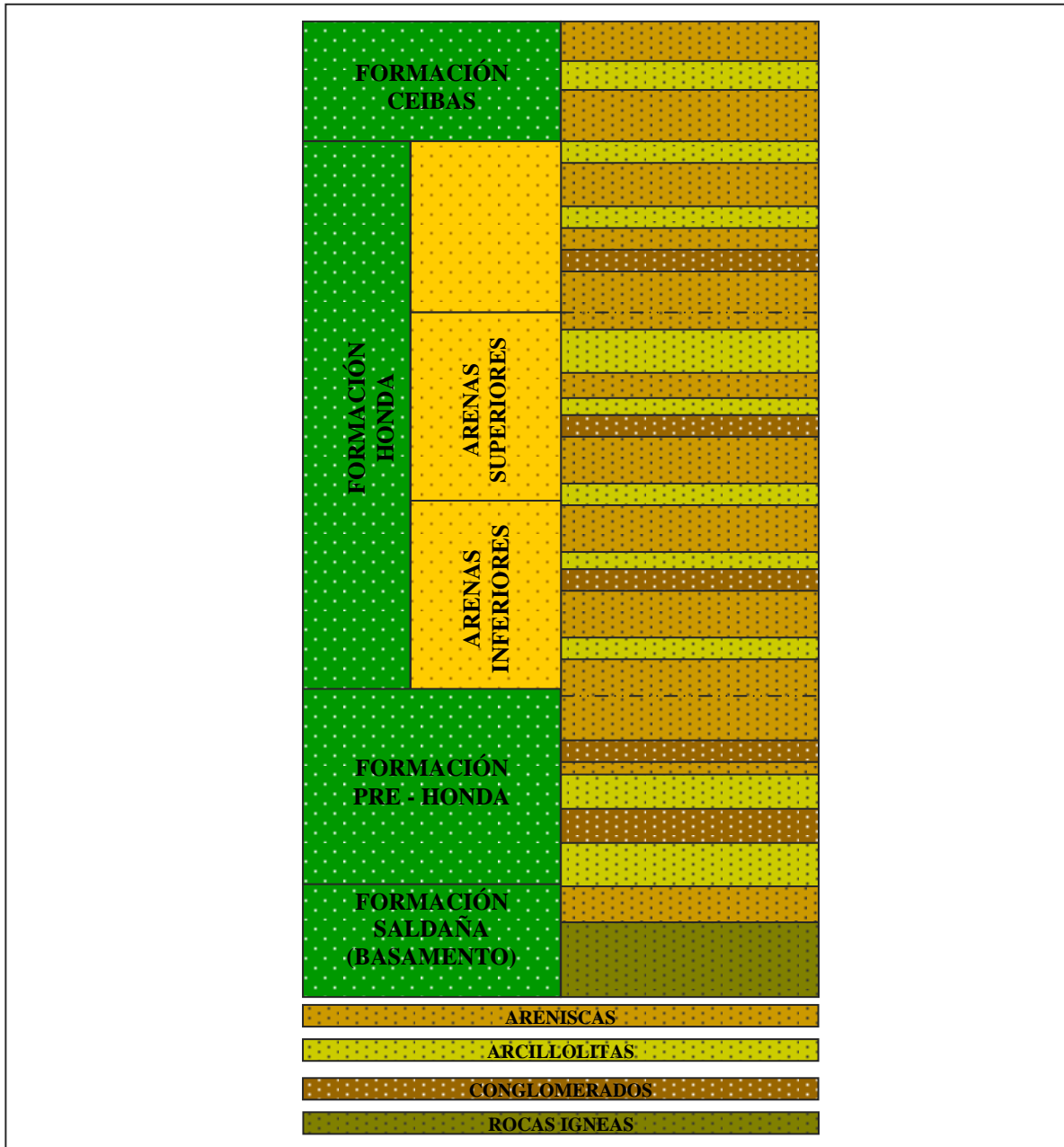
Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación Honda, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por catorce arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

### **1.3 ESTRATIGRAFIA GENERAL**

La sección estratigráfica perforada en el área de Río Ceibas, está restringida a secuencias correspondientes al Terciario Tardío. En la Figura 2 se observa la columna estratigráfica generalizada del campo Río Ceibas.



Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada



Fuente. Archivo – Petrobras International S.A.



Cuadro 1. Estratigrafía del Campo Río Ceibas

FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS
<b>FORMACIÓN CEIBAS</b>	<p>La litología de la Formación Ceibas está compuesta principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso a fino. La unidad conglomerática se encuentra interdigitada con sedimentos de la Formación Gigante.</p> <p>Las características de estos sedimentos sugieren que se depositaron en un ambiente de abanicos aluviales, provenientes de la Cordillera Oriental.</p> <p>La formación Ceibas suprayace en forma discordante a la formación Honda, y en algunas partes de la subcuenca hay una marcada discordancia angular.</p>
<b>FORMACIÓN HONDA</b>	<p>La formación Honda – Barzalozza es una sucesión de areniscas conglomeráticas, areniscas líticas y arcillolitas.</p> <p>Las areniscas conglomeráticas varían en tamaño de grano muy fino a conglomerático.</p> <p>Las areniscas líticas tienen una consistencia deleznable a firme y un cemento ligeramente calcáreo. Las arcillolitas son limolíticas de consistencia firme.</p>
<b>FORMACIÓN PRE – HONDA</b>	<p>La formación Pre – Honda está formada por areniscas conglomeráticas con pequeñas intercalaciones de arcillolitas.</p> <p>Las arcillolitas son moderadamente firmes, localmente limolíticas y no son calcáreas. Las areniscas conglomeráticas son de grano fino a grueso. Estas areniscas son líticas y litofeldespáticas.</p> <p>Esta formación no está presente en la parte norte del campo.</p>
<b>FORMACIÓN SALDAÑA (BASAMENTO)</b>	<p>El Basamento Económico en el Campo de Río Ceibas está conformado por una secuencia de volcanitas y areniscas asociadas a la Formación Saldaña.</p> <p>En el tope de la Formación se identifica la presencia de litoarenitas y litoarenitas feldespáticas intercaladas con arcilla.</p> <p>En la base la litología es principalmente de rocas volcanoclásticas conglomeráticas.</p>

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A



## 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Las tablas 2, 3 Y 4 muestran las características de los fluidos producidos en el Campo Río Ceibas:

Tabla 2. Cromatografía del Gas Asociado

COMPONENTE	% MOLAR
METANO (CH <sub>4</sub> )	90.77
ETANO (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	4.78
PROPANO (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1.83
ISO – BUTANO (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.41
N – BUTANO (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.63
ISO – PENTANO (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.23
N – PENTANO (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.16
HEXANO PLUS (C <sub>6</sub> <sup>+</sup> )	0.45
DIÓXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )	0.13
NITRÓGENO (N <sub>2</sub> )	0.60

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Marzo de 2009)

Tabla 3. Peso molecular y poder calorífico del gas

PESO MOLECULAR PROMEDIO	VALOR CALORÍFICO	
	BRUTO	NETO
18,88 GR / MOL GR	1149,3 BTU / PCN	1039,3 BTU / PCN

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Marzo de 2009)



Tabla 4. Características del Crudo producido

CARACTERÍSTICAS	VALOR
TIPO	PARAFÍNICO
GRAVEDAD API PROMEDIO	20 – 31° API
PRESIÓN DE VAPOR	2,97 PSIG
PUNTO DE INFLAMACIÓN	47°F
PUNTO DE FLUIDEZ	55° F
VISCOSIDAD @ 80 °F	90.75 CST
VISCOSIDAD @ 50°F	118.5 CST
VISCOSIDAD @ 100° F	25,97 CST
VISCOSIDAD @ 121° F	13,70 CST

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Marzo de 2009)

## 1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

En los yacimientos de las arenas superiores del campo, de acuerdo con la descripción geológica, la lenticularidad de las arenas induce a postular que tanto los yacimientos de aceite como de gas no asociado tendrían un comportamiento volumétrico, es decir que el mecanismo de producción más probable sería el de expansión de los fluidos combinado con el empuje ocasionado por la salida de gas en solución en los yacimientos de aceite.

En el caso de las arenas Básales, yacimiento de aceite con capa original de gas, su mecanismo de producción más probable sería la combinación de la expansión volumétrica de la capa de gas y la salida de gas disuelto en la zona de aceite.

La descripción geológica de las arenas Basales indica buena continuidad lateral y los resultados de las pruebas de producción y estudios de ascenso de la presión



de fondo realizados en los pozos RC – 1 y RC – 3, no son suficientes para descartar la presencia de un empuje activo de agua en estos yacimientos.

**1.5.1 Porosidad.** Se hicieron varios cálculos de porosidad usando los registros de densidad, neutrón y sónico en todos los pozos del área; se observó que el registro neutrón se ve considerablemente afectado por la presencia de arcillas, el registro sónico no da confiables lecturas debido a la baja compactación de las arenas de la formación Honda, necesiándose hacer grandes correcciones, siendo entonces el registro de densidad el más adecuado para el área, dado que sus valores correlacionan adecuadamente con los valores obtenidos de los análisis de corazones. Los valores deben ser corregidos por un factor de 1,389 unidades de porosidad para ajustarlos a los valores determinados de los análisis de corazones.

Esta aproximación se debe usar para las Arenas Superiores y Basales considerando que los dos grupos de arenas productoras presentan un modelo de depositación semejante. En general se calcularon valores de porosidad entre el 15% y el 21%.

**1.5.2 Permeabilidad.** La permeabilidad del campo se ha estimado en cada pozo de acuerdo a registros PBU (Pressure Build Up). Los valores de las permeabilidades oscilan de 10 a 15 md para las arenas superiores y de 20 a 25 md para las arenas basales.

**1.5.3 Saturación de Agua.** Con el fin de calcular la saturación de los fluidos mediante la utilización de los registros eléctricos, se han hecho análisis a muestras de agua de formación tomadas en pruebas de producción en algunos pozos.

En general, la resistividad del agua es muy baja, dificultando su uso en la interpretación de los registros eléctricos. Existe una variedad de aguas presentes





en los intervalos de la Formación Honda y diferentes contenidos de arcilla, lo cual dificulta tener un valor confiable de saturación de agua. Se optó por utilizar un valor de saturación de agua del 30% que corresponde a una saturación de petróleo del 70%, considerada representativa del área teniendo en cuenta el comportamiento histórico de los pozos perforados.

**1.5.4 Presiones de Formación.** En el Campo Río Ceibas se han identificado dos sistemas independientes de presión de la formación. El grupo superior de las arenas productoras se clasifica como de presión sub – normal con un gradiente de formación de 0,34 psi / ft, y el grupo de las Arenas Basales se clasifica como de presión normal con un gradiente de 0,45 psi / ft. Este sistema de presiones está ligado directamente con los mecanismos de producción actuando en cada grupo de arenas.

**1.5.5 Reservas de Petróleo y Gas.** Los volúmenes de petróleo y gas originales en el yacimiento se determinaron basados en el cálculo volumétrico de roca porosa y usando los factores de porosidad y saturación de agua original.

Como factor volumétrico de petróleo se usó un valor de 1,058 BY / BN para las arenas Superiores y un valor de 1,100 para las arenas Basales. Los factores volumétricos de gas no asociado usados fueron 75,8 PCN / PCY para las arenas superiores y de 125,4 PCN / PCY para las arenas Basales.

Para el cálculo de los pies cúbicos de gas asociado con el petróleo en el yacimiento se usó un valor de 142 PCN / BN, para las arenas Superiores y de 250 PCN / BN para las arenas Basales, valores tomados como promedio de los resultados de los análisis PVT realizados a muestras de fluidos recuperados para cada grupo de arenas en varios pozos.



Las reservas de petróleo crudo para los dos grupos de arenas (Superiores y Basales) son de 37'270.000 Bbls. Las reservas últimas estimadas de gas asociado son de 41,7 MMSCF y 8 MMSCF de gas no asociado, esto incluyendo el gas almacenado. A Enero del 2009, la producción acumulada de petróleo es de 19'934.862 Bbls, y la producción acumulada de gas asociado es de 38,01 MMSCF.

**1.5.6 Factores de Recobro.** En los yacimientos de las arenas Superiores se usó un factor de recobro del 12,8%, estadístico para yacimientos con mecanismos de gas en solución o por expansión de capa de gas. En los yacimientos de las arenas Basales se usó un factor de recobro del 20%, considerando la extensión lateral de las arenas y el empuje de agua existente en algunos cuerpos de estas arenas.

De acuerdo con datos estadísticos de otros yacimientos con modelos de depositación similar en el Valle Medio del Magdalena, se han obtenido factores de recobro superiores al 30%. Valores obtenidos con base en el modelo de H. J. Gruy y Asociados, para el cálculo de los factores de recobro usando las ecuaciones API, muestran resultados del orden de 42,98%, en el caso de arenas con empuje de agua. En el caso de yacimientos con mecanismos de producción por gas en solución el factor de recobro calculado está en el orden del 35,35%. Aunque estos valores podrían ser usados en el cálculo de reservas, se prefiere utilizar valores entre el 12% y el 20% lo cual entrega un margen muy confiable de seguridad.

## **1.6 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO RIO CEIBAS**

El campo Río Ceibas cuenta actualmente con 104 pozos perforados de los cuales 21 tienen completamiento doble y producen de las arenas superiores y basales de la formación terciaria Honda.



La mayoría de los pozos producen por levantamiento artificial de la siguiente manera: 3 por ESP (2 producen agua y uno crudo), 21 por PCP y 21 por Gas Lift, además existen 30 pozos inyectoros de agua, 4 inyectoros de gas, 13 cerrados y 2 abandonados. Solamente dos pozos producen por flujo natural.

Los pozos se distribuyen por islas para disminuir el impacto ambiental en el área permitiendo perforar desde una misma locación hasta seis pozos. Una distribución más general del campo se hace por zonas, encontrándose islas en la zona norte, centro y sur (Ver cuadro 2).

Cuadro 2. Distribución de Pozos en el Campo Río Ceibas

ZONA	ISLA	POZO
NORTE	1	5, 6, 7, 9, 22
	7	26
	8	21
	RC – 1	1 S/L
CENTRAL	2	11, 12, 13,16
	3	3
	4	4, Pancha
	9	14 L/S, 23 L/S, 32, 19
SUR	5	15, 20S, 25L/S, 27, 67
	6	17 H, 18 S/A, 29 L/S, 30, 33 S/L/C, 34, 39, 54
	F	8A, 24, 35, 50L/S, 95
	N 1	28, 41, 42, 49 L/S, 55
	N 2	36, 56, 65, 84, 85, 86, 89S/L
	G	43 S/L, 44 S/L, 46, 45, 81
	H	10 S/L, 62, 63, 66 S/L
	I	31, 52, 53, 57, 64, 82, 83, 87
	Z 1	40, 47, 48, 58, 90
	Tigre 1	Tigre 1
Tigre 2	Tigre 2	

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Julio 2000)

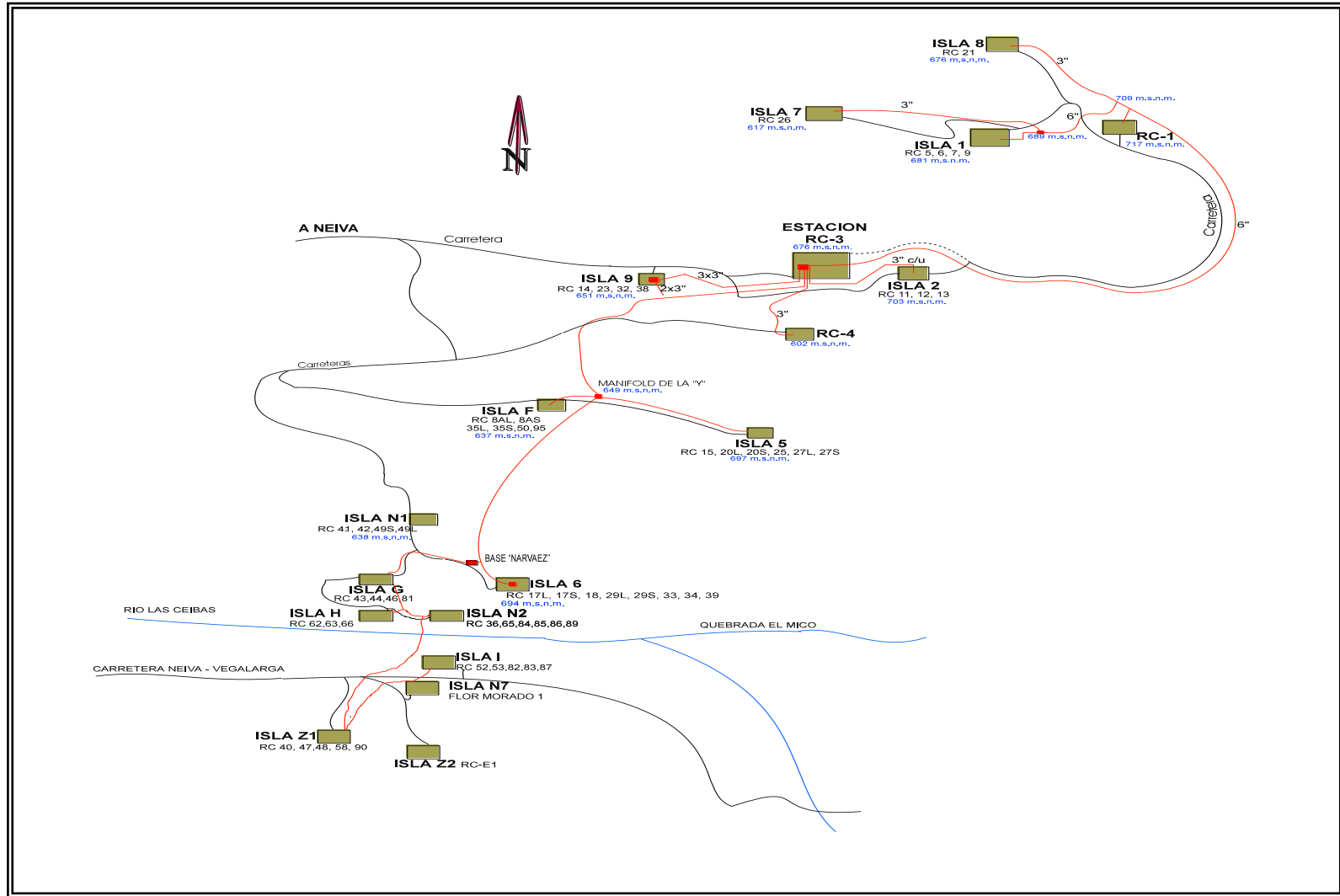


Figura 3. Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Río Ceibas

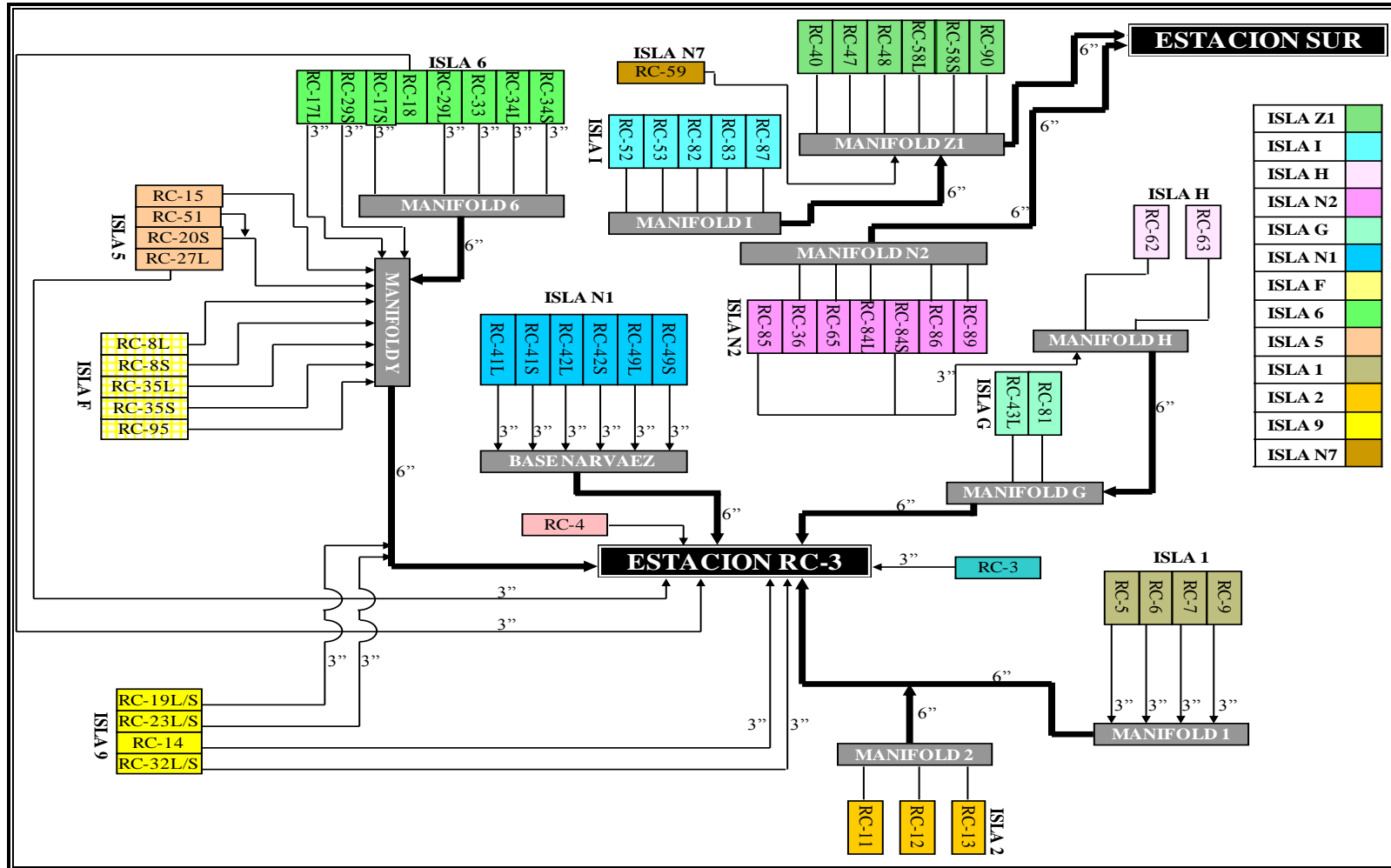


Figura 4. Esquema Generalizado de la Distribución de las Islas y las Líneas de Flujo del Campo Río Ceibas.



## 2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

La estación de producción está ubicada en la localización del pozo RC-3 y está diseñada para operación semiautomática supervisada, dotada de controles locales y remotos del proceso, cuenta con un sistema de monitoreo en un panel remoto de alarmas en el cuarto de control, con las facilidades propias para identificar el sitio y variables de proceso que han excedido los valores máximos o mínimos especificados para la operación.

Los diseños, espaciamento, selección, especificación y montaje de los equipos se han efectuado de acuerdo con las normas y parámetros establecidos en los códigos internacionales y las normas vigentes nacionales para la industria. En las Figuras 5 y 6 se muestra el esquema general de la estación de producción RC-3.

La Estación Río Ceibas está conformada por los siguientes equipos:

### 2.1 MÚLTIPLE DE ENTRADA

Recibe la producción del campo y está compuesto por dos cabezales de producción general y dos cabezales de prueba. Las salidas de estos cabezales están provistas de conexiones que permiten inyectar químico para el tratamiento del crudo.

Los dos cabezales de producción general están contruidos con tubería de 12" sch 40, y conducen el crudo que viene por las líneas troncales de las zonas norte y sur y la producción que viene por las líneas independientes, a los separadores V-301 y V-302 respectivamente los cuales lo envían al calentador a través de un manifold selector de producción.



Los cabezales de prueba están contruidos en tubería de 6" sch 40, y permiten aislar la producción de un pozo para conducirlo al sistema de separadores de prueba; esta operación se realiza mediante el uso de válvulas de corte (válvulas tapón), que comunican o aíslan la línea del pozo con el colector.

En el Campo Río Ceibas, aparte del múltiple de la Estación RC– 3, existen otros dispuestos para recibir fluidos de determinadas islas. Todos los múltiples de las islas están provistos de facilidades para el lanzamiento de raspadores en las líneas troncales y de pruebas. Adicionalmente estos múltiples están provistos de recibidores de raspadores para las líneas independientes que vienen de cada pozo.

**2.1.1 Manifold de la Base Narváez.** Recoge los fluidos de los Pozos RC – 41, 42, 28, 55 (Isla N1), y lo envía directamente a la estación por una línea troncal de 6". De este punto también salen dos líneas de prueba de 3" que van hacia la estación.

**2.1.2 Manifold de la Y.** Recibe el fluido de los pozos RC – 8A, 24S, 35 y 95 (Isla F); RC – 15, 20S, 51, 27 y 67 (Isla 5); recoge también el fluido proveniente del manifold de la isla 6 y envía los fluidos por una línea troncal de 6" hasta la estación.

**2.1.3 Manifold de la Isla 1.** Recoge el fluido de los pozos RC – 5, 6, 7, 9 y 22 (Isla 1) y lo lleva hasta le estación por una línea de 6". Posee una línea de 3" que cumple la función de conducir la producción del pozo que se encuentra en prueba, hasta la estación de producción.

**2.1.4 Manifold de la Isla 6.** Recoge el fluido de los pozos RC – 17H, 30, 34, 39 y 54; y lo envía por una línea de 6" hasta el manifold de la Y.



**2.1.5 Manifold de la Isla G.** Recoge el fluido de los pozos RC – 45, 43S, 81 y del manifold de la isla H; para enviarlo por una línea de 6” hasta la Estación de Producción en la locación del pozo RC – 3. También posee una línea de 3” que es usada como línea de prueba (esta línea es utilizada como tal por los Manifolds de las Islas H y N2).

**2.1.6 Manifold de la Isla H.** Recoge la producción de los pozos RC – 10, 62, 63 de la Isla H y los pozos RC – 86, 65, 84 y 36 de la Isla N2 para enviarlo por una línea de 6” hasta el Manifold de la Isla G. Posee una línea de 3” que llega hasta el Manifold de la Isla G, utilizada para probar los pozos de esta zona.

## **2.2 TRATAMIENTO QUÍMICO**

En el múltiple de entrada se dispone de bombas dosificadoras que permite la adición de química como desemulsificantes, antiespumantes, inhibidores de corrosión y biocidas cuando sea necesario. El tratamiento se realiza desde un patín que dispone de dos dosificadores neumáticos para inyectar el químico a cada uno de los cabezales de producción general y de prueba. Las bombas dosificadoras, accionadas por motores neumáticos, suministran un flujo constante de químicos para mejorar la separación de la emulsión, evitando el arrastre de líquidos con el gas y permitiendo un buen equilibrio entre las fases, las cuales están mezcladas pero independientes.

## **2.3 SEPARADORES**

La producción de los pozos del campo entra a través del múltiple general, que descarga a dos separadores trifásicos de producción general (V – 301 y V – 304) a los cuales se les extrajeron los bafles para acondicionarlos como bifásicos, y dos separadores bifásicos de prueba (V – 302 y V – 303). En estos separadores se





efectúa la primera separación de las fases, retirándose el gas asociado. El gas separado es conducido a través de una línea de 8" y una de 12" a la succión de los compresores de gas lift, el cual es comprimido y utilizado como gas de inyección, gas de ventas y gas de almacenamiento en el pozo RC – 1L/S.

Los separadores generales tienen como función recibir toda la producción del campo y entregarla al calentador por el cabezal de descarga, el cual tiene la facilidad de enviar el crudo directamente al Gun Barrel sin ir al calentador (en caso de ser necesario).

Los separadores de prueba son utilizados para determinar la producción de cada pozo así como su caudal; en el campo Río Ceibas el caudal de aceite es determinado en los tanques de prueba y el gas es medido mediante una platina de orificio instalada en la línea de gas.

Cuadro 3. Especificaciones de los Separadores del Campo Río Ceibas.

CARACTERÍSTICA	SEPARADOR DE PRODUCCION GENERAL	SEPARADOR DE PRUEBA
Caudal de Líquido (BFPD)	10.000	1.800
Flujo de Gas (MMPCD)	10	1.50
Presión de Diseño (PSIG)	150	150
Presión de Operación (PSIG)	30 – 40	30 – 40
Temperatura de Operación (° F)	100	80 – 90
Tiempo de Residencia (MÍN)	5 – 15	6
Temperatura de Diseño (°F)	200	- 20 a 200

Fuente: Archivo Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)



## 2.4 CALENTADOR

El crudo fluye hasta la entrada de la sección de calentamiento diseñado para manejar 5000 BFPD. El gas separado sale por la parte superior del calentador hacia la Tea de alta. El fluido se calienta de 85 °F a 125 °F aproximadamente, el agua libre removida y el crudo son dirigidos hacia el Gun Barrel, pasando previamente por una Bota desgasificadora para continuar con el proceso de separación de las fases.

## 2.5 GUN BARREL (65-001 y 301-A)

El fluido separado en el proceso anterior es enviado hacia el Gun Barrel a fin de efectuar allí la separación (Por Decantación) final de las fases fluidas.

Cuadro 4. Especificaciones del Gun Barrel.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (Bbls)	5.000
Temperatura de Diseño (° F)	200
Temperatura de Operación (° F)	120
Presión de Operación	Atmosférica
Tiempo de Residencia (Hrs.)	8
Diámetro (fts)	35
Altura (fts)	30
Número de Anillos	5
Altura de Anillos (fts)	6
Materiales Lámina	ASTM – 283
Estructura Interna	ASTM – A 36
Soldadura	Electrodo E – 6010

Fuente: Archivo Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)



Estos tanques son de tipo API 650 de techo cónico fijo y fondo plano, poseen instrumentación de sistema de lectura de nivel con transmisión al panel de control, además cuentan con una sonda de interfase la cual garantiza que la altura del contacto agua-aceite permanezca estable y con esto a la vez que el tiempo de retención sea el calculado. Allí se toman muestras para verificar el BSW y la calidad del crudo el cual rebosa por la parte superior de tanque para luego ser despachado a los tanques de almacenamiento de 10.000 bls por medio de las bombas de transferencia. El agua del Gun Barrel sale hacia el tanque Stage a través de una válvula de control la cual es comandada por la sonda de interfase.

## **2.6 TRATADOR TERMO - ELECTROSTÁTICO**

La mezcla aceite-agua es conducida desde el Gun Barrel a través de una línea de 6" al tratador electrostático, diseñado para manejar 5.000 Bbls de fluido por día. En el tratador se incrementa la temperatura del crudo hasta 150°F y con ayuda de productos químicos se efectúa la separación del agua y se reduce el contenido de sal del crudo. El agua libre es removida y el crudo fluirá a la sección electrostática del tratador para reducir el contenido de agua hasta aproximadamente 0,3%. El gas separado saldrá por la parte superior del tratador hacia la tea de alta. Las aguas aceitosas son conducidas hacia la caja separadora API. Cuando el contenido de agua de la mezcla aceite-agua se encuentre dentro del rango de especificaciones aceptables para la venta de crudo, éste se podrá enviar directamente a los tanques de almacenamiento.



Cuadro 5. Especificaciones del Tratador del Campo Río Ceibas

CARACTERÍSTICA	VALOR
Caudal de Líquido (BFPD)	5.000
Presión de Diseño (PSIG)	150
Presión de Operación (PSIG)	15 – 30
Temperatura de Operación (° F)	140 – 180
Gradiente de Voltaje (V / IN)	5.000 – 7.000

Fuente: Archivo Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)

## 2.7 BOTA DESGASIFICADORA

El crudo tratado pasa por la bota desgasificadora para retirar el gas que finalmente pueda acompañar al crudo a la salida del calentador. El crudo sale de la bota desgasificadora hacia los dos tanques de fiscalización de 5.000 Barriles cada uno. La bota tiene capacidad para manejar 5.000 BOPD y 1 MMSCFD. Opera a presión atmosférica y a una temperatura de 100 °F.

## 2.8 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El crudo en condiciones de oleoducto es enviado a los tanques de almacenamiento. En ésta etapa la estación cuenta con dos tanques de 10.000 Bbls. Ellos operan a presión atmosférica y su temperatura máxima de operación es de 160 °F. La operación se realiza de tal forma que mientras uno de los tanques recibe la producción, el otro entrega la del día anterior. Todos los tanques de fiscalización como el tanque de ventas cuentan con bombas centrífugas de reciclo, que permitirán enviar al tratador el crudo que en un caso dado se encuentre por fuera de especificaciones de venta.



**2.8.1 Tanques de 10.000 Barriles (TK – 325 y TK – 326).** Su función es la de almacenar el crudo para ventas que ha sido transferido del tanque de 5.000 Bbls. En condiciones normales de operación, un tanque estará recibiendo crudo transferido del tanque de 5.000 Bbls, y el otro estará entregando al oleoducto. Estos tanques son del tipo de techo cónico API 650. El cuadro 9 muestra las especificaciones de estos tanques.

Cuadro 6. Especificaciones de los Tanques de 10.000 barriles

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (Bbls)	10.000
Diámetro (fts – in)	42 – 6
Altura (fts)	42
Temperatura de Diseño (° F)	200
Temperatura de Operación (° F)	160
Presión de Operación (in H <sub>2</sub> O)	1 – 5
Inclinación Techo	$\frac{3}{4} : 12$
Inclinación Fondo	1 %
Número de Anillos	7
Altura de Anillos (fts)	6
Materiales Lámina	ASTM – A 36
Estructura Interna	ASTM – A 36
Soldadura	Electrodo E – 6010
Esfuerzo Permisible Diseño (PSI)	20.000
Esfuerzo Permisible Prueba Hidrostática (PSI)	22.000

Fuente: Archivo Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)

**2.8.2 Tanques de Prueba (TK – 350 – 1 y TK – 350 – 2).** Estos tanques poseen una capacidad de 350 barriles, y es aquí donde llega el caudal desde los separadores de prueba, efectuándose la medición mediante el método de altura del producto para posteriormente liquidar la prueba.



## **2.9 BOMBAS BOOSTER**

Las bombas Booster transferirán el crudo del tanque de 10.000 Barriles a través de la unidad de medición a la succión de las bombas principales de oleoducto.

## **2.10 SCRUBBERS**

Su función es separar las trazas de líquido que acompañan el gas. En la Estación Río Ceibas 3 se dispone de cinco Scrubber ubicados antes de cada una de las salidas de gas: antes de la salida de gas combustible, antes de la succión de los compresores, antes de la tea de alta, antes de la tea de baja presión y en la sección de ventas.

## **2.11 TEAS DE GAS**

Las facilidades para el manejo del gas incluyen dos sistemas de teas, uno de alta presión y otro de baja presión, contando cada sistema con vasijas para separación de condensados y bombas de reciclo. La tea de alta presión colecta el gas sobrante de los separadores, tratador y vasijas inter - etapas de compresores de gas. La tea de baja colecta el gas proveniente de la bota desgasificadora y del sistema de gas de cobertura de los tanques de almacenamiento de crudo.

## **2.12 COMPRESORES**

Tienen la función de aumentar la presión del gas de 30 psig hasta 1300 psig, los cilindros compresores de cada máquina son de desplazamiento positivo, alternativo de pistón, de doble efecto. Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de botellas que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión



como en la descarga. La compresión se realiza en tres etapas para evitar que se presenten incrementos excesivos de temperatura que ocurrirían si la compresión tuviera lugar en una sola etapa.

El sistema de compresión del campo Río Ceibas está compuesto por máquinas compresoras accionadas por motores de combustión a gas.

### **2.13 PLANTA DESHIDRATADORA DE GLICOL**

El gas producido asociado con el petróleo crudo, está saturado con vapor de agua. Un incremento de presión y una disminución de la temperatura, ocasionan que el agua y los hidrocarburos licuados combinen formando hidratos sólidos. Los hidratos se depositan en las tuberías de conducción reduciendo la capacidad y la eficiencia de estas y pueden llegar a taponar las válvulas y conexiones. Por consiguiente el gas que viene de los separadores de producción, una vez comprimido y antes de ser enviado al gasoducto de ventas, requiere ser deshidratado en una planta deshidratadora con glicol.

La deshidratación del gas se realiza por medio del trietilen-glicol (TLG) con una pureza superior al 95% en la torre contactora. La capacidad de flujo de la torre contactora es de 12.70 MMPCSD con una presión de trabajo de 1.400 psig, permitiendo que el gas salga hacia el gasoducto con especificaciones de venta. La carta del registrador permite liquidar diariamente el volumen de gas vendido.

### **2.14 ESTACIÓN DE BOMBEO**

La estación de bombeo cuenta con dos tanques de almacenamiento de crudo de 10.000 Bbls nominales cada uno, bombas de refuerzo, bombas de recirculación y bombas de despacho a oleoducto.



El fluido recibido en estos tanques es crudo con especificaciones de venta, el cual ha sido transferido desde los tanques de almacenamiento de proceso de la Estación.

Cuenta con dos bombas Booster cuya función principal es mantener una presión de succión de 50 psig para las bombas principales del oleoducto.

## **2.15 LÍNEAS DE FLUJO DE CRUDO Y LÍNEAS DEL SISTEMA DE GAS LIFT**

Las líneas que conducen el crudo desde los pozos hasta la estación y las líneas que conducen el gas desde la Estación hasta los pozos para el sistema de inyección de gas, y líneas dentro de la estación son tuberías de acero al carbón API 5L D, de diferentes diámetros y longitudes.

## **2.16 MANEJO DE AGUAS LLUVIAS**

Existe alrededor de la estación Río Ceibas un canal que recoge las aguas de escorrentía, evitando que se contaminen con residuos aceitosos.

## **2.17 MANEJO DE AGUAS INDUSTRIALES Y RESIDUOS ACEITOSOS**

Todas las aguas separadas en la Estación y que puedan estar contaminadas con aceite, son manejadas por el sistema de aguas aceitosas. El agua asociada no es agua pura, por lo tanto no se puede desechar sin un tratamiento específico que remueva su contenido de hidrocarburos para evitar la contaminación del medio ambiente.

Los canales colectores de aguas aceitosas alrededor de los equipos y las trampas de grasa recogen las aguas y las llevan a la Caja separadora API la cual tiene un





tiempo de retención de 12 horas con una capacidad de 500 Bbls. Los residuos sólidos son separados en una primera sección por decantación, el agua y el aceite pasan a una segunda sección en donde por diferencia de densidades el agua queda en el fondo y el aceite forma una capa en superficie. El aceite se transfiere a una caja recuperadora de crudo, por medio de dos flautas diseñadas para este fin, y por medio de dos bombas centrífugas se recupera hacia los tanques de prueba. El agua es enviada a la piscina de oxidación que posee una capacidad de 20.000 Bbls, para posteriormente ser enviada a la planta de inyección de agua.

## **2.18 SISTEMA CONTRAINCENDIO<sup>1</sup>**

El sistema contraincendios cuenta con dos bombas centrífugas de 750 GPM cada una, con una presión de descarga de 150 psig. Cuenta además con una red distribuida estratégicamente dentro del área de proceso, que permite atender con prioridad las zonas críticas. El sistema dispone de unas bombas jockey accionadas eléctricamente, las cuales permitirán mantener presurizado el sistema. Cuando la presión caiga a 60 psig, las bombas prenderán automáticamente y se apagarán cuando la presión alcance las 100 psig.

En las áreas críticas como los tanques de almacenamiento de crudo, compresores de gas lift y bombas de oleoducto, se cuenta con sistemas de espuma contraincendios.

---

<sup>1</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN, Campo RIO CEIBAS. Septiembre de 2007.

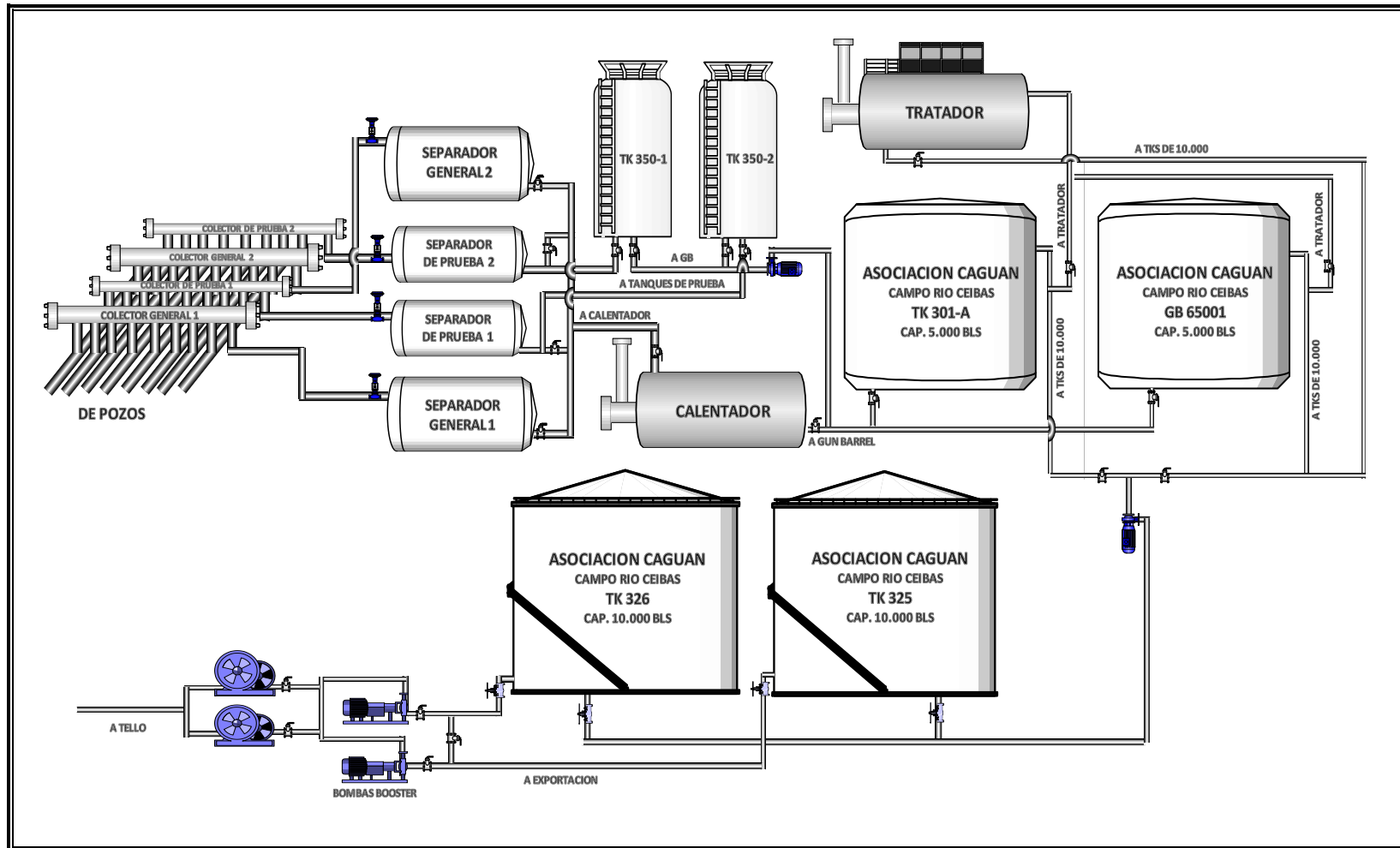


Figura 5. Plano Esquemático Sistema de Crudo Estación de producción RC-3.

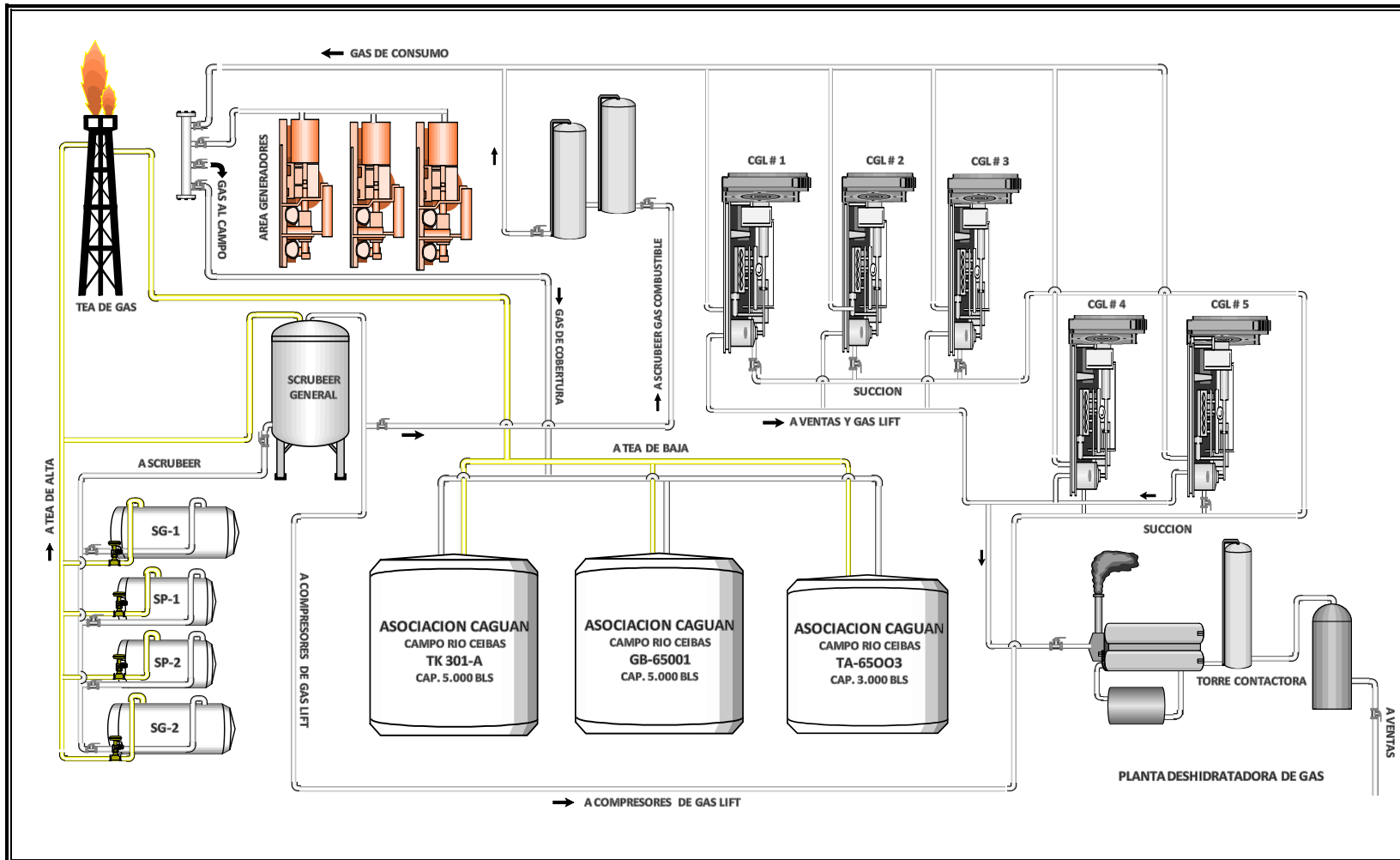


Figura 6. Plano Esquemático Sistema de Gas Estación de producción RC-3.



## **2.19 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS QUE CONFORMAN LA ESTACIÓN SUR**

La Estación Sur está conformada por los siguientes equipos<sup>2</sup>:

### **2.19.1 MÚLTIPLE DE ENTRADA**

Los fluidos de producción son conducidos por líneas independientes o por líneas troncales hasta un múltiple ubicado en la isla Z1, el cual está compuesto por dos cabezales de producción general y un cabezal de prueba. Todas las líneas de flujo se unen a los tres cabezales para una máxima flexibilidad de operación.

### **2.19.2 SEPARADORES**

La estación dispone de dos separadores trifásicos (trabajando como bifásicos) de producción general, y un separador bifásico de prueba, con capacidad para manejar 16500 BFPD y 36 MMFCD. En estos separadores se efectúa la primera separación de las fases, retirándose el gas asociado. Los líquidos (agua y crudo) son enviados al calentador para continuar su tratamiento. El gas separado es conducido a través de una línea de 12" a la succión de los compresores de gas lift, donde es comprimido y utilizado para inyección.

### **2.19.3 CALENTADOR**

La mezcla agua – aceite fluye hasta la entrada de la sección de calentamiento diseñado para manejar 5000 BFPD. El fluido se calienta de 85 °F a 125 °F aproximadamente, el crudo calentado fluye a la bota de gas para continuar con el proceso de separación de las fases.

---

<sup>2</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN, Campo RIO CEIBAS. Septiembre de 2007.



#### **2.19.4 BOTA DESGASIFICADORA**

La estación Sur cuenta con una bota desgasificadora con capacidad para manejar 5000 BOPD y 1 MMSCFD de gas. Los fluidos que salen del calentador pasan por la bota desgasificadora para retirar el gas que finalmente pueda acompañar al crudo y al agua a la salida del calentador. El crudo y agua salen de la bota de gas hacia los dos tanques de fiscalización de 5.000 Barriles cada uno.

#### **2.19.5 TANQUES DE FISCALIZACIÓN**

La mezcla de crudo – agua, es enviada a los tanques de almacenamiento. En ésta etapa el agua se precipita al fondo del tanque y el crudo queda sobre la superficie del agua. La estación sur cuenta con dos tanques de almacenamiento de 5.000 Bbls. La operación se realiza de tal forma que mientras uno de los tanques recibe la producción, el otro entrega la del día anterior. También cuenta con un tanque de prueba que se utiliza cuando se prueba un pozo para verificar el aporte de fluidos (gas – líquidos) y para determinar la calidad del crudo mediante pruebas de laboratorio tales como: BSW, gravedad API y salinidad.

#### **2.19.6 TANQUE DESNATADOR**

El agua separada de los tanques de 5000 Bbls ingresa al tanque desnatador por un extremo de la vasija chocando con una placa deflectora distribuyendo uniformemente el flujo, posteriormente atraviesa una malla de acero la cual tiene como función retener las posibles partículas sólidas que pueda arrastrar consigo el fluido; éste pasa al primer compartimiento donde las gotas de aceite ascienden en forma perpendicular a la dirección del flujo de agua llevándose a cabo los procesos de separación gravitacional y de coalescencia formándose una nata de aceite que es desplazada hacia el segundo compartimiento por rebose de donde se remueve y se traslada hacia la piscina API. El agua desnatada se transfiere por



medio de una bomba centrífuga hacia la estación Río Ceibas como lo muestra la figura 7.

### **2.19.7 BOMBAS BOOSTER**

Las bombas Booster transfieren el crudo separado en los procesos anteriores a la estación Río Ceibas directamente a los tanques de almacenamiento de 10000 Barriles. Además se cuenta con una bomba centrífuga, que permite enviar el agua al sistema de tratamiento en la estación Río ceibas.

### **2.19.8 SCRUBBER**

Su función es separar las trazas de líquido que acompañan el gas. En la estación se dispone de cuatro scrubber, uno antes de la succión de los compresores, otro antes de la tea de alta y dos en el sistema de compresión de aire.

### **2.19.9 TEA DE GAS**

La facilidad para el manejo de gas incluye una tea de alta presión, la cual cuenta con una vasija para separación de condensados y bombas de reciclo de condensados. La tea de alta presión colecta el gas sobrante de los separadores, y vasijas inter-etapas de compresores de gas.

### **2.19.10 COMPRESORES DE GAS**

Tienen la función de aumentar la presión del gas proveniente de los separadores de 20 psig hasta 1300 psig. El sistema de compresión de la estación Sur está compuesto por máquinas compresoras accionadas por motores de combustión a



gas. Dos compresores con capacidad para manejar 5.5 MMPCSD cada uno, a una presión de descarga de 1300 psig y se utilizan para el sistema de gas lift.

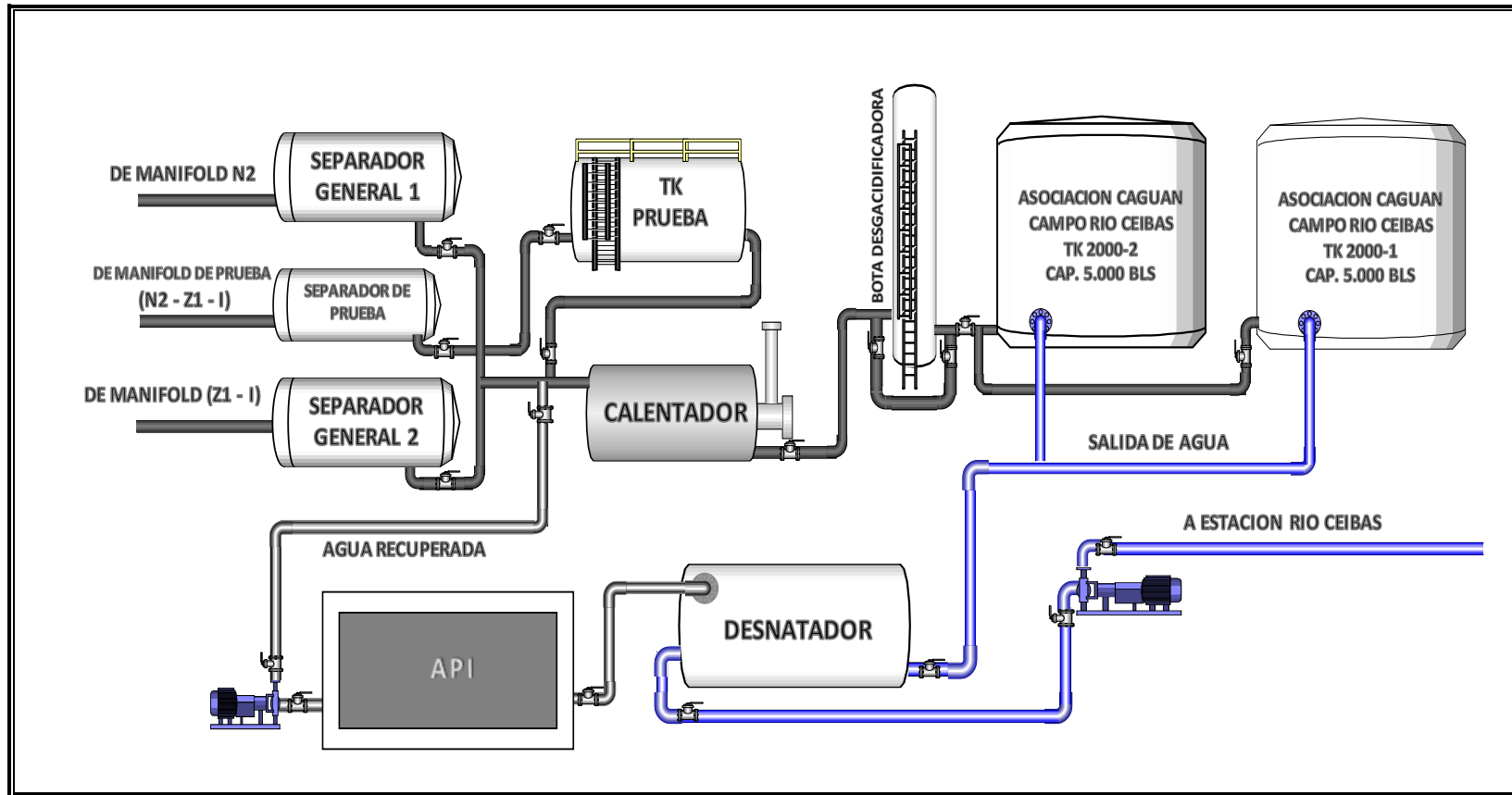


Figura 7. Plano Esquemático del Sistema de Agua de Estación Sur







### 3. RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA

#### 3.1 CONCEPTO DE RECOBRO SECUNDARIO

El glosario del American Petroleum Institute ha definido el recobro secundario como el aceite, gas o la combinación de ambos, recobrado por flujo artificial o bajo bombeo, a través del uso conjunto de dos o más pozos. El recobro primario es definido como el aceite, gas o la combinación de ambos, recobrados por algún método ya sea flujo natural o levantamiento artificial.

La diferencia entre recobro secundario y primario es que el recobro secundario involucra la introducción de fuerzas artificiales o energía dentro del yacimiento con el propósito de suplir la fuerza motriz inherente en él.

Un programa de recobro secundario puede iniciarse en cualquier momento de la producción primaria dispuesta por un campo, y es usualmente realizado por la inyección de fluidos dentro del yacimiento a través de ciertos pozos.

El recobro secundario era realizado por inyección de aire y subsecuentemente fue reemplazado por inyección de agua (generalmente referido como inundación con agua).

La inyección de agua, se lleva a cabo por un mecanismo de desplazamiento, entendiéndose como tal, el proceso por el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro fluido, inmisible con él, en el yacimiento. Este método es el más dominante entre los de inyección de fluidos e indudablemente a este método se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en el mundo. Su popularidad se explica por:



1. Es un fluido relativamente abundante en la naturaleza tanto en la superficie como en el subsuelo.
2. La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
3. La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera.
4. La eficiencia del agua para el desplazamiento del aceite, reflejada en los altos factores de recobro.
5. Su empleo no requiere costosos tratamientos en la mayoría de los casos.

El agua puede ser inyectada en los estratos del subsuelo para mantener la presión de los yacimientos de crudo y así obtener un recobro secundario de aceite de las zonas productoras. Además, se ha implementado la inyección de agua como una necesidad ambiental, evitando así el vertimiento de aguas provenientes de los yacimientos petrolíferos a la superficie, disminuyendo la contaminación de ríos y terrenos.

### **3.2 SINTESIS HISTORICA DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA<sup>1</sup>**

El agua es uno de los elementos que con mayor frecuencia se utiliza en la industria petrolera debido a su fácil adquisición, seguro manejo y económico valor. La industria petrolera ha sabido de la importancia de la inyección del agua en los procesos de producción de crudo desde 1880, pero los procesos de inyección de agua fueron descubiertos por accidente hacia 1912, por infiltración en las arenas petrolíferas, del agua proveniente de los acuíferos superficiales, por la presión hidrostática de la columna de agua acumulada en los pozos abandonados. En aquellos primeros tiempos, se creía que el efecto de la entrada de agua era

---

<sup>1</sup> QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. Neiva (H): Universidad Surcolombiana, 2000.



simplemente, el mantenimiento de la presión del yacimiento, dándole una vida productiva más larga que la que se podría esperar por el simple agotamiento del mismo, pero sin influencia sobre la eficiencia del proceso.

Los pioneros en estos procesos forzaron agua en pozos adyacentes a los productores y lograron mejorar la productividad de los mismos.

Los primeros ensayos de inyección de agua se hicieron inyectando primero en un solo pozo. Cuando ya los pozos vecinos estaban produciendo con una alta relación agua petróleo, se convertían a su vez en inyectoras, incrementando de esta manera el volumen inundado del yacimiento, en un proceso que se conocía como “inundación de círculo”. La Forest Oil Co fue la primera empresa que inyectó agua en varios pozos simultáneamente, siguiendo un determinado arreglo geométrico entre los pozos inyectoras y productores en el yacimiento. En el primer caso se usó un arreglo en línea. En 1924 se ensayó el proceso de inyección en un arreglo de cinco puntos, en el campo Bradford.

En Colombia, los primeros proyectos de inundación con agua se desarrollaron en la formación Barco del campo Tibú de la concesión del mismo nombre y en un sector de la formación La Cira del campo Cira - Infantas de la concesión De Mares. En el primer caso se usó un arreglo de siete puntos, y en el segundo, arreglos irregulares debido a la distribución irregular de los pozos ya existentes en el yacimiento.

### **3.3 FACTORES QUE CONSTITUYEN UN DISEÑO DE INYECCIÓN DE AGUA**

El diseño de un proyecto de inyección de agua involucra consideraciones tanto técnicas como económicas.



Los análisis económicos son basados en estimativos del desempeño de la inundación con agua. Estas estimaciones pueden ser simples o complejas dependiendo del proyecto en particular que se tenga y de las políticas de la compañía operadora.

En sí, son cinco pasos que se deben tener en cuenta para un diseño de inundación con agua:

1. Evaluación del yacimiento, incluyendo el desempeño de la producción primaria.
2. Selección de potenciales proyectos de inundación.
3. Estimación de las ratas de inyección y de producción.
4. Proyección del aceite recuperado durante la vida del proyecto, para cada uno de los proyectos de inundación propuestos.
5. Identificación de las variables que pueden causar incertidumbre en los análisis de tipo técnico.

Los análisis técnicos de un proyecto de inundación con agua estiman los volúmenes de los fluidos a inyectar, así como sus ratas. Estos estimativos son usados para dimensionar los equipos que se van a utilizar, es decir, las facilidades de superficie. Corrosividad, alto contenido de sólidos, tendencia a la formación de scale, la presencia de microorganismos y otros materiales extraños en el agua son factores que deben ser considerados en el diseño y justificación de un proyecto de inundación con agua en un yacimiento, en preferencia a otro mecanismo de recobro secundario.

Para llevar a cabo la operación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, uno de los aspectos más importantes que se deben considerar es la disponibilidad de suministro de agua que debe ser compatible con las características del yacimiento y el montaje de una planta para el manejo de ésta,



con capacidad suficiente en cuanto a volumen y presión para inyectarla a la formación. Por tanto, la calidad del agua juega un papel relevante y ciertamente la fuente de agua de donde se abastece. El agua utilizada en la inyección puede provenir de varias fuentes:

- Agua asociada a la producción de petróleo del campo.
- Agua extraída de acuíferos someros.
- Aguas residuales de producción.
- Aguas superficiales (ríos, lagos, lagunas, embalses, etc).
- Agua de mar (no usada en Colombia).
- Combinación de las anteriores.

Los requerimientos básicos para un proyecto de inyección de agua, después de haber considerado los factores básicos de diseño y justificación, son los siguientes:

1. Disponibilidad en suficiente cantidad durante la vida del proyecto de inundación.
2. Libre de contenido de sólidos no disueltos u otros materiales suspendidos.
3. Químicamente estable y relativamente inactiva con compuestos y elementos presentes en el sistema de inyección y en el yacimiento.

Para lograr los anteriores requerimientos en pro de una satisfactoria inyección de agua, los sistemas de tratamiento van desde unas muy simples instalaciones hasta una sofisticada planta de tratamiento.

**3.3.1 Estimación de los requerimientos de agua.** La cantidad de agua requerida para la vida de un proyecto de inyección de agua variará, según el tipo de proyecto que se considere. Si la mayoría del agua producida o de retorno será



reinyectada, los últimos requerimientos externos de agua serán aproximadamente de 150 a 170 por ciento del volumen poral de la arena a ser inundada. Si hay presentes zonas ladronas o de gas las cuales aceptan gran cantidad de agua, entonces serán necesarios grandes volúmenes de agua. Al iniciarse un proyecto de inyección de agua, abundantes cantidades de agua serán necesarias durante el llenado del yacimiento, hasta cuando se vea aparecer el agua inyectada en los pozos productores. Donde el suministro de agua para inyección es constante pero limitado en cuanto a los volúmenes diarios, puede ser necesario inundar una arena progresivamente de tal forma que los requerimientos de agua se extenderán fuera de la vida del proyecto.

En los campos petroleros donde toda el agua producida será reinyectada, es posible limitar los requerimientos del agua a ser utilizada de una fuente diferente a un 50 por ciento del volumen poral del yacimiento de aceite.

### **3.4 PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL MANEJO DEL AGUA DE INYECCIÓN<sup>2</sup>**

El agua de inyección ideal debe ser económica, libre de sólidos suspendidos, no poseer aceite, no ser corrosiva y no presentar problemas de depósitos (scale y sludge), ser compatible con el agua de formación y tener alta eficiencia en términos de desplazamiento de aceite.

El principal factor que afecta la inyección de agua es la facilidad con que ésta sea inyectada a la formación. En un sistema ideal de inyección, el agua se debería inyectar a una mínima presión, no deberían existir problemas de corrosión e incrustación, la formación no debería taponarse por sólidos ni aceites y los volúmenes de inyección deberían verse reflejados en la producción de crudo.

---

<sup>2</sup> QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. Neiva (H): Universidad Surcolombiana, 2000.



Los problemas más comunes que se pueden presentar en los procesos de inyección de agua, ocasionados por el manejo del agua de inyección son:

**3.4.1 Taponamiento.** Se define como la obstrucción del espacio poral en la formación. Los materiales insolubles en el agua ya sean líquidos o sólidos, son considerados contaminantes y son responsables del taponamiento de las formaciones, de la disminución de la rata de inyección, de la reducción de la eficiencia del barrido, etc.

Estos se pueden clasificar en tres categorías:

- **Presentes en la fuente.** Algunos de los principales contaminantes presentes en la fuente incluyen: en aguas asociadas a la producción de petróleo (aceites, productos de corrosión del sistema de producción, bacterias, etc.); en pozos abastecedores de agua (sólidos de la formación como arena, limos y arcilla, productos de corrosión, bacterias, etc.); y en cuerpos de aguas superficiales (oxígeno disuelto, bacterias, sólidos suspendidos, organismos marinos).
- **Generados dentro del sistema de inyección.** En este grupo se incluyen: productos de corrosión, masa bacterial, sulfuro de hidrógeno biogénico y scale.
- **Adicionados al sistema de inyección.** Algunas veces material adicionado intencionalmente contribuye al taponamiento. Es el caso de inhibidores seleccionados inapropiadamente y que no son completamente solubles en el agua de inyección, lo que podría generar taponamiento de la formación receptora.

**3.4.2 Incrustaciones.** El agua contiene iones que al combinarse forma compuestos de baja solubilidad los cuales al sobrepasar el límite que tiene el agua





para mantenerlos en solución, se precipitan formando depósitos sólidos (scale o incrustaciones) que a su vez son adherentes y duros.

Pueden ser orgánicos, fundamentalmente si son parafinas y asfaltenos, e inorgánicos si son precipitados de carbonatos y sulfatos. Este último tipo de incrustaciones puede ser causado por la presencia iones en las aguas, capaces de formar compuestos de baja solubilidad asociadas a factores como cambios en la presión, temperatura, pH, turbulencia y mezclas de aguas incompatibles. Todas las incrustaciones de este tipo reflejan que se han excedido los factores que limitan la solubilidad de algunos minerales disueltos en el agua, causando que se precipiten cristales. Las otras incrustaciones causadas por el agua son los productos de la corrosión, aunque en las operaciones de manejo de agua, el nivel de las incrustaciones es el de menor consideración, pero el nivel de pérdida de metal, y la posibilidad de picaduras profundas aisladas, sugieren una revisión total del sistema desde el punto de vista de corrosión.

Las precipitaciones de sulfato son las más difíciles de manejar en un sistema de inyección, es así que los solventes y ácidos comunes no llegan a removerlos y se hace necesario la costosa remoción mecánica. Si la precipitación de compuestos de hierro y carbonato de calcio ocurre inadvertidamente, la remoción normalmente puede efectuarse con algún ácido comercial. Agentes secuestrantes e inhibidores tales como el ácido cítrico, polifosfatos, etc., permitirán a menudo mezclar aguas que contienen bario, calcio, o compuestos férricos, con aguas que contienen sulfatos, carbonatos, o sulfuros. En el cuadro 7 se ilustran los depósitos incrustantes más comunes encontrados en la inyección de agua.



Cuadro 7 Tipos de depósitos de incrustación

NOMBRE QUÍMICO	FORMULA QUÍMICA	NOMBRE MINERAL
Depósitos de incrustación solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos de incrustación solubles en ácido		
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Calcita
Carbonato ferroso	FeCO <sub>3</sub>	Siderita
Sulfuro ferroso	FeS	Trolita
Oxido férrico	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Hematita
Oxido férrico	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	Magnetita
Depósitos de incrustación insolubles en ácidos		
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	Anhidrita
Sulfato de Calcio Hidratado	CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	Yeso
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita
Sulfato de Bario - Estroncio	BaSr(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	

Fuente: PATTON, 1995

En el sistema de manejo del agua, las incrustaciones pueden formarse en las bombas de inyección, en las líneas de superficie que van hasta los pozos de inyección y en la matriz de las rocas de las formaciones productoras y receptoras de agua.

**3.4.3 Corrosión.**<sup>3</sup> La corrosión comprende los procesos por los cuales los metales y aleaciones son degradados debido a reacciones químicas y

<sup>3</sup> PEREZ AYA, Fernando. Depósitos Formados por el Agua en la Industria Petrolera. Manual de Operaciones, Perenco Yopal, Colombia. 1994.



electroquímicas con elementos presentes en el medio. Es el principal problema y la causa de las fallas de los equipos en los sistemas de manejo de agua. En las operaciones de inyección de agua el oxígeno es el agente corrosivo principal, sin embargo, cuando el agua de inyección está combinada con agua de producción además del oxígeno, el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno y las bacterias también pueden estar presentes como agentes corrosivos. Fuera del nivel de corrosividad del agua, su velocidad y lugares de alta turbulencia pueden afectar marcadamente la velocidad de pérdida de metal. Con sistemas de alta velocidad o alto flujo se crean zonas de alta turbulencia, los fenómenos de corrosión/erosión pueden producir fallas prematuras de los equipos.

Muchas fallas ocurridas en una planta de inyección de agua son causadas generalmente por la corrosión, por éste hecho es importante que el operador tenga un entendimiento general del fenómeno, su apariencia y las condiciones de operación que pueden iniciar el ataque. Puesto que la mayoría del equipo es fabricado de metales ferrosos, la corrosión de los aceros, -entre otros materiales- constituye una preocupación importante.

La corrosión puede ser clasificada como: uniforme y localizada, subdividiendo esta última en macroscópica y microscópica, dependiendo de si la corrosión ocurre superficial o internamente en un material metálico.

- **Corrosión uniforme.** Se caracteriza por un desgaste general de la superficie del metal. Es la forma más común y benigna de la corrosión y todos los metales están sujetos a este tipo de ataque bajo alguna condición. Un ataque de esta naturaleza permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales, su mecanismo está basado en la formación de ánodos y cátodos cercanos e intercambiables sobre la superficie metálica.



- **Corrosión localizada.** Se define como el ataque sobre la superficie del metal en áreas o zonas pequeñas. Ocurre usualmente en condiciones bajo las cuales las grandes partes de la superficie original no son atacadas o lo son en menor grado. Este tipo de corrosión se divide en macroscópica y microscópica, según sea externa y, pueda apreciarse por observación visual, o interna dónde se requiere un microscopio óptico o electrónico para poder identificarla. En el cuadro 8 se presenta la clasificación de los diferentes tipos de corrosión localizada.

Cuadro 8. Clasificación de los diferentes tipos de corrosión

LOCALIZADA	
MACROSCÓPICA	MICROSCÓPICA
<ul style="list-style-type: none"><li>• Galvánica</li><li>• Por rozamiento</li><li>• Por erosión</li><li>• Daño por cavitación</li><li>• Celdas de concentración<ul style="list-style-type: none"><li>– Celdas de aireación diferencial</li><li>– Depósitos (scales y sludges)</li><li>– Grietas o rendijas</li><li>– Tubérculos de oxígeno</li></ul></li><li>• Por picaduras (pitting)</li><li>• Selectiva</li><li>• Microbiológica</li><li>• Termo galvánica</li><li>• Por corrientes extraviadas</li><li>• Por fatiga</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Intergranular</li><li>• Bajo esfuerzos</li><li>• Daño por Hidrógeno<ul style="list-style-type: none"><li>– Ampollamiento</li><li>– Fragilización</li><li>– Quiebre por esfuerzos de azufre</li><li>– Alta temperatura</li></ul></li></ul>

Fuente: Depósitos formados por el agua en la Industria Petrolera 1994.

- **Corrosión Galvánica.** Se presenta cuando dos metales o aleaciones diferentes están en contacto directo (o conectados eléctricamente) y expuestos a un electrolito corrosivo o conductor. La diferencia de potencial existente entre los



diferentes metales produce el flujo de electrones entre ellos. El metal más activo o ánodo se corroe más rápido que si estuviera solo en el medio corrosivo y el metal más noble o catódico participa en un proceso de reducción protegiéndose.

- **Corrosión por celdas de concentración.** Una severa corrosión es frecuentemente causada por celdas de concentración en las cuales existe principalmente crevices.

- **Pitting.** Es una forma de corrosión localizada la cual resulta en agujeros o cavidades que inician en la superficie metálica; las cavidades generalmente tienen la forma de un platillo cónico o hemisférico y sus paredes son irregulares cuando son vistas bajo un microscopio.

Este tipo de corrosión es peligroso, ya que muy poca pérdida del peso total es suficiente para destruir el metal o equipo de producción; se presenta usualmente sobre metales que se pasivan tales como el magnesio, aluminio, titanio, acero inoxidable y cobre; también puede ocurrir sobre el hierro, acero, plomo y otros.

- **Corrosión selectiva.** Este tipo de corrosión es llamado también ataque selectivo, en el cual los procesos corrosivos extraen preferencialmente un componente o elemento metálico de una aleación.

- **Corrosión intergranular.** La corrosión intergranular es el ataque preferencial de las fronteras o bordes de los granos de un metal o aleación. Los metales están compuestos de granos (cristales) que se forman cuando el metal se solidifica.

- **Corrosion por fatiga.** Es el espontáneo debilitamiento de los metales como resultado de los efectos combinados de un ambiente corrosivo y esfuerzos cíclicos. El ambiente (humedad y temperatura) juegan un gran rol en ésta forma de corrosión.



- **Erosión - Corrosión.** La erosión – corrosión es una combinación de acción mecánica y de una reacción química o electroquímica. Las altas velocidades del fluido remueven, erosionan o no permiten que se depositen las películas protectoras de los productos químicos o de los productos de corrosión que forman películas protectoras.

Los agentes corrosivos principales en los sistemas de agua de los campos petroleros son el Oxígeno (O<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S). El oxígeno es el de mayor preocupación si el agua de inyección está en contacto con el aire.

Las técnicas de seguimiento de procesos corrosivos pueden clasificarse en general en procedimientos de seguimientos directos e indirectos. En los procedimientos directos se mide u observa la pérdida real del metal. Con las técnicas indirectas, excepto por los datos del contenido de hierro, la observación o medición del proceso corrosivo que ocurre, se efectúa sobre un metal de una composición y procesamiento similar al del metal que se utiliza en los equipos del proceso. El siguiente cuadro contiene una lista de los métodos de uso general:

Cuadro 9. Métodos de uso general para seguimiento de procesos corrosivos.

DIRECTAS	INDIRECTAS
<ul style="list-style-type: none"><li>• Inspección visual</li><li>• Tramos cortos de prueba (Spools)</li><li>• Inspección ultrasónica</li><li>• Calibradores</li><li>• Carretes de prueba</li><li>• Radiografías</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Cupones de corrosión</li><li>• Datos del contenido de hierro</li><li>• Muestras</li><li>• Sonda de polarización lineal</li><li>• Sonda de resistencia eléctrica</li><li>• Sonda galvánica</li><li>• Sonda de hidrógeno</li></ul>

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)



Debido a que la mayoría de los sistemas de inyección de agua están contruidos y operados para excluir el oxígeno, la mayoría de los problemas bacterianos serios son causados por microorganismos anaeróbicos.

Luego de haber realizado la medición de la corrosión, se prosigue con el control. Para ello se recurre a materiales especiales, inhibidores y a biocidas. Los biocidas son utilizados cuando se tiene presencia de microorganismos en el análisis de los fluidos que fluyen a través de la tubería o en el equipo de proceso; los inhibidores se utilizan en el caso de corrosión general y picado. También se considera la posibilidad de utilizar materiales especiales, y la decisión final se toma luego de una evaluación económica completa donde se consideran las diferentes alternativas posibles.

Los métodos más ampliamente aceptados para el control de la corrosión en los procesos de inyección de agua son:

- Uso de materiales resistentes a la corrosión en el momento de diseño y construcción de los equipos. Para lograr esto se debe hacer un estricto control metalúrgico y se deben emplear algunas veces materiales no metálicos como fibra de vidrio.
- Implementación de factores de tolerancia a la corrosión cuando se diseñan los espesores de los equipos y la tubería.
- Aplicación de barreras o recubrimientos inertes sobre las superficies metálicas; estos recubrimientos pueden ser: cintas, pinturas, etc.
- Implementación de métodos de protección catódica.
- Ajuste de la química del electrolito o medio corrosivo. Este procedimiento se observa después de los trabajos de acidificación, cuando se neutraliza el ácido con soda cáustica.



- Aplicación de químicos tales como inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, H<sub>2</sub>S, y biocidas.
- Implementación del gas de cobertura en los diferentes tanques utilizados.
- Planeación y ejecución de programas serios para el monitoreo constante de la corrosión.
- Remoción mecánica del oxígeno cuando se utiliza agua de ríos, lagos, etc. para incrementar los volúmenes de agua inyectada en el desarrollo de un programa de recuperación secundaria.
- Control de los fenómenos de depositación de scales (incrustaciones) y sludge (barro).
- Disminución de los choques por carga y por vibración.
- Uso de técnicas adecuadas en los trabajos de soldadura.
- Evitar los pares galvánicos en los materiales utilizados.
- Procurar que en los diseños las zonas anódicas sean mucho más grandes que las zonas catódicas.
- Si las picaduras aparecen debajo de los depósitos de parafina, el inhibidor de corrosión se debe cambiar por un dispersante de parafina para mantener las tuberías limpias y sin picaduras.

Otros problemas comunes en las plantas de inyección de agua son:

- El agua producida con el petróleo contiene mucho hierro y sólidos si el tiempo de retención es bajo los lechos filtrantes se obstruyen con frecuencia.
- Los filtros se pueden taponar con aire; cuando éste se encuentra disuelto en el agua se expande y forma burbujas en el espacio poroso del material filtrante, crea presión diferencial negativa a través del filtro y aumenta la temperatura del agua mientras se está filtrando.
- La acumulación de barro en los filtros, el cual debe eliminarse mecánicamente en los lavados contracorriente.





- Cementación de material filtrante con carbonato de calcio, sulfato de calcio o de bario; los cuales deben eliminarse con tratamientos a base de complejos fosfáticos antes de la operación de filtrado.

### 3.5 PROBLEMAS EN LA COMPATIBILIDAD DEL AGUA

En general, un buen diseño de ingeniería dará como resultado unas facilidades para el tratamiento del agua, que proporcionen un agua de calidad para la inyección a un costo mínimo. Este diseño, por supuesto, debe estar dentro de los límites de operaciones seguras, desempeño adecuado del yacimiento y protección de las facilidades de inyección durante la vida del proyecto. En el pasado, una preocupación era la necesidad de inyectar aguas que fueran compatibles con las aguas de formación. Se han desarrollado pruebas de laboratorio que permiten conocer de forma experimental ciertos constituyentes del agua que al mezclarse ocasionan problemas, tales como incrustaciones y corrosión, algunos de estos constituyentes incluyen:

1. Iones de bario y sulfato.
2. Iones de calcio y sulfato.
3. Iones de hierro y sulfuro de hidrógeno.
4. Iones de hierro y oxígeno.
5. Iones de hierro e hidróxido de amonio.
6. Iones de magnesio e hidróxido de amonio.

Las pruebas de laboratorio han indicado que las distintas aguas inyectadas no se mezclan muy bien en el yacimiento. Por esta razón, no se ha de esperar ningún efecto perjudicial, en donde el agua de inyección es incompatible con el agua



connata de la formación receptora. Por supuesto, el mezclar aguas incompatibles en los sistemas de tratamiento sin el tratamiento adecuado, o dentro del pozo, podría esperarse un taponamiento de las líneas o en la cara de la arena de inyección. Entonces, aguas incompatibles pueden inyectarse en una misma formación siempre y cuando éstas se inyecten por separado, sin mezclarse en superficie ni en el pozo, ó bien, mezclándolas antes de la inyección con un debido tratamiento.

### 3.6 CARACTERIZACION DE LAS AGUAS DE INYECCION<sup>4</sup>

Las aguas pueden ser caracterizadas de dos maneras según el origen y según las características físicas, químicas y biológicas.

**3.6.1 Caracterización de las Aguas de Inyección Según su Origen.** Las fuentes de agua generalmente utilizadas en los proyectos de inyección según su origen son las siguientes:

- **Las aguas de mar.** Son utilizadas generalmente en operaciones costa afuera, estas aguas se caracterizan por el alto contenido de cloruro de sodio y sulfato, están saturadas de oxígeno y carbonato de calcio; además, todas las aguas de mar contienen alta población bacteriana.
- **Las aguas de acuíferos.** Provenientes de pozos que producen a partir de capas acuíferas aluviales poco profundas conectadas a las aguas superficiales y de capas acuíferas que se formaron y cargaron durante tiempos geológicos anteriores. Generalmente la calidad del agua proveniente de estos pozos es muy consistente, de modo que no requiere realizar pruebas para la variación de

---

<sup>4</sup> QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas.



temporada; normalmente están libres de oxígeno y esta condición anaeróbica se trata de mantener para evitar problemas de corrosión, es decir posee la característica de adaptarse mucho mejor a un tratamiento y sistema de inyección cerrado, eliminando así, en muchos casos, tratamiento químico y filtración antes de la inyección, además se ve reflejada una baja rata de corrosión.

- **Las aguas producto de la deshidratación de crudo.** El agua producida es la menos conveniente y requiere un procesamiento máximo para acondicionarla para la inyección. Frecuentemente es entregada de las estaciones de producción. La calidad del agua desde estas estaciones puede variar ampliamente con respecto al contenido de aceite y a los sólidos suspendidos, lo que podría causar el taponamiento de la formación. Muchas de las primeras inundaciones con agua comenzaron como “vertederos”, hasta cuando se supo de las ventajas de la inyección, cuando aparentemente incrementaba la producción de aceite en los pozos productores cercanos. En algunos campos, hay suficiente disponibilidad de agua asociada como para reinyectarla a un particular intervalo productor de aceite. Si esta agua es completamente compatible con el agua de la formación a ser inundada, y con tal de que el agua producida no esté contaminada, la reinyección de ésta agua es frecuentemente aconsejable. Donde el agua asociada no puede ser vertida a fuentes superficiales, la inyección sería netamente necesaria, bien sea como recobro secundario o como disposición.

Normalmente, el agua asociada se adiciona al agua proveniente de otra fuente, es decir a un agua de distinta composición para luego ser reinyectada. En la mayoría de los campos petroleros, el agua producida es demasiado salada como para ser vertida a una fuente superficial. Aun cuando el agua inyectada sea fresca, la primera agua producida será connata del sistema, la cual en casi todos los casos es una salmuera.



- **Las aguas superficiales.** Ésta es la fuente más variable de agua de inyección y, con excepción del agua producida, la menos conveniente. Generalmente de ríos, lagos, lagunas y embalses. Las fuentes superficiales para inyección de agua, se caracterizan por su alta concentración de oxígeno, elevados contenidos de sólidos en suspensión, gran variedad de micro-organismos y muestra variaciones en su composición y concentración durante las distintas estaciones del año (periodos de invierno y verano). Esto ocasiona altos costos debido a la adquisición de equipos de tratamiento, sumando gastos por químicos utilizados y por la planta de operación.

### 3.6.2 Caracterización de las Aguas de Inyección Según Sus Características Físicas, Químicas Y Biológicas.<sup>5</sup>

Estas características son importantes desde el punto de vista de formación de depósitos y generación de corrosión.

#### 3.6.2.1 Características Físicas.

- **Temperatura.** Esta afecta la tendencia a la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de estroncio, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica es función también de la temperatura.
- **Gravedad Específica.** Se define como la densidad del agua a examinar sobre la densidad del agua destilada. La densidad es el peso sobre unidad de volumen. El agua destilada pesa 1 gr/ml a 4 °C, así una gravedad específica mayor a 1,0 indica que la muestra de agua es más densa o más pesada que el agua destilada. Puesto que las aguas contienen sólidos disueltos (iones, compuestos, gases) su densidad es siempre mayor que 1 g/ml. La magnitud de la

---

<sup>5</sup> PATTON CHARLES, Applied Water Technology. Campbell Petroleum Series, Dallas – Texas.



gravedad específica, es un indicador de la cantidad de sólidos disueltos en el agua. Esta puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$GE = 1 + TDS \text{ (mg/l)} * 0.695 * 10^{-6}$$

Donde:

GE = Gravedad Especifica

TDS = Sólidos Disueltos Totales

- **Contenido de Aceite.** El aceite en agua puede causar la disminución de la rata de inyección, debido a bloqueos por emulsión en la formación y además actúa como excelente pegante para algunos sólidos como el sulfuro de hierro, incrementando el taponamiento.

Cuando se inyecta agua en un acuífero sin saturación inicial de aceite, el aceite en agua puede quedar atrapado en los poros de la formación, alrededor de la cara de esta, creándose una saturación de aceite que reduce la inyectividad.

- **Turbidez.** Es una medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas. Cuando el agua es muy turbia se pueden presentar problemas de taponamiento.

- **Sólidos Suspendidos.** Pueden ser orgánicos e inorgánicos. Por lo general son partículas de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos. En la práctica se identifican y se estima su tendencia al taponamiento haciendo uso de un filtro de membrana de 0.45 micras. Para determinar su tamaño se utiliza el contador Coulter y técnicas microscópicas. Es interesante también saber la composición



química de los sólidos suspendidos para identificar su origen (productos de corrosión, partículas de incrustación, arena de formación, etc.) y de esta manera hacer los correctivos del caso.

- **Conductividad Eléctrica.** Es una medida de la concentración de electrolitos (sólidos disueltos).

### 3.6.2.2 Características Químicas.

- **pH.** El valor del pH o potencial de hidrógeno es usado en cálculos de dióxidos de carbono, sulfuro de hidrógeno y la tendencia a la formación de incrustaciones. Es importante resaltar que la presencia de  $H_2S$  y  $CO_2$  disuelto en el agua tienden a disminuir el pH. El agua es neutra cuando su valor de pH es igual a 7 @ 25 °C. La mayoría de las aguas en los campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8. Cuando el pH es mayor de 7, se dice que el agua es básica y entre más elevado es este valor se tiene una tendencia mayor a la incrustación. Cuando el pH es menor de 7, se dice que el agua es ácida y entre más reducido sea el pH aumenta la posibilidad de corrosión.

- **Alcalinidad.** La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales son el ion hidróxido ( $OH^-$ ), ion carbonato ( $CO_3^{2-}$ ), y el ion bicarbonato ( $HCO_3^-$ ). Otros iones como fosfatos, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y por lo tanto no afectan la alcalinidad. La alcalinidad se divide en alcalinidad "P" y "M".

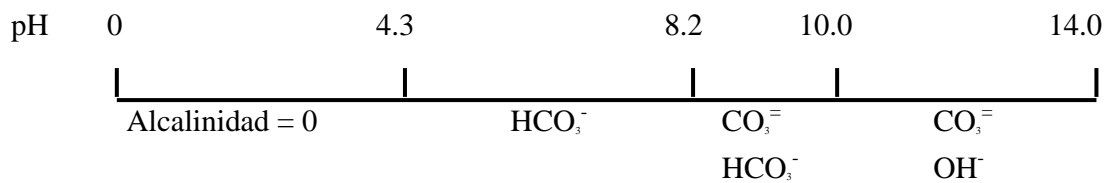
Alcalinidad a la Fenolftaleína (P): Es una medida del número de equivalentes ácidos requeridos para bajar el pH del agua a aproximadamente 8,3.



Alcalinidad Metil Naranja (M): Es una medida del número de equivalentes ácidos requeridos para bajar el pH a aproximadamente 4,5.

Muchas aguas naturales tienen un pH menor de 8,3 y por lo tanto tienen una alcalinidad “P” de cero y no contienen  $\text{CO}_3^{=}$ . Esto indica que muestra únicamente alcalinidad “M”, la cual es atribuida al  $\text{HCO}_3^-$ . Algunas veces las aguas presentan alcalinidad “P” cuando su pH lo han incrementado para propósitos de tratamiento. En la figura 6 se observa la presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.

Figura 8. Presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.



Se observa que por debajo de un pH de 4.3 no hay alcalinidad, en un pH entre 4.3 y 8.2 toda la alcalinidad es debida a los iones bicarbonato, entre 8.2 y 10.0 de pH la alcalinidad es debida a los iones carbonatos y bicarbonatos y finalmente entre un pH de 10.0 y 14.0 la alcalinidad se debe a los iones carbonatos e hidróxidos.

- **Dureza Total.** La dureza representa la concentración total de iones de calcio y magnesio expresada como  $\text{CaCO}_3$  en mg/l. Aunque otros constituyentes tales como el hierro, manganeso y otros cationes polivalentes también contribuyen a la dureza, casi siempre tienen concentraciones tan pequeñas que en realidad no afectan la dureza, del agua de los campos petroleros.



- **Hierro.** Su presencia en las aguas de inyección indica por lo general corrosión. El hierro puede estar presente en solución como ión férrico ( $\text{Fe}^{+++}$ ) o ion ferroso ( $\text{Fe}^{++}$ ) o en suspensión como un componente de hierro precipitado. El conteo de hierro se usa frecuentemente para controlar y monitorear la corrosión. Los óxidos forman recubrimientos adherentes y pueden causar fallas en la tubería debido al sobrecalentamiento y deformación cáusticas. En las superficies de alta transferencia de calor, el hierro férrico forma complejos con los silicatos de sodio presentes y forma un depósito fuertemente adherente, de constitución muy dura denominado acmita. En condiciones reductoras, el hierro existe en estado ferroso, si se expone al aire o se añade algún oxidante el hierro ferroso se oxida y pasa al estado férrico.

Es importante resaltar que el contenido de hierro en aguas de formación es bastante bajo.

- **Calcio.** El ion calcio es uno de los principales contaminantes de las aguas de los campos petroleros, se combina fácilmente con los iones carbonatos o sulfatos, produciendo incrustaciones de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ). También forma sólidos suspendidos.
- **Magnesio.** Su concentración por lo general es menor que la de calcio. Los iones magnesio se combinan con los iones carbonatos para formar carbonato de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ) que no es tan problemático como el ( $\text{CaCO}_3$ ). Los iones magnesio al combinarse con los iones sulfato producen el sulfato de magnesio ( $\text{MgSO}_4$ ) que es soluble y por lo tanto no forma incrustación.
- **Bario.** Al combinarse el ion bario con el ion sulfato forman el sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), el cual es extremadamente insoluble y presenta graves problemas por la





dificultad para ser removido, es así que los solventes comunes y ácidos no llegan a removerlos y se hace necesario la costosa remoción mecánica.

- **Estroncio.** El ion estroncio puede combinarse con el ion sulfato para formar sulfato de estroncio insoluble; aunque es más soluble que el de bario. Generalmente se encuentra mezclado en las incrustaciones con sulfato de bario.
- **Sodio.** Es uno de los mayores constituyentes del agua de los campos petroleros pero no causa muchos problemas.
- **Cloruros.** El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua y según su concentración se puede clasificar las mismas de la siguiente manera:

Tabla 5. Clasificación del agua según la concentración de cloruros

TIPO DE AGUA	CONCENTRACIÓN
Agua dulce	0 - 2000 ppm
Agua salobre	2000 - 5000 ppm
Agua salada	5000 - 40000 ppm
Salmuera	> 40000 ppm

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Septiembre 2007)

Los principales problemas asociados con el ion cloruro es el incremento de la corrosividad a medida de que la concentración de este ion aumenta. Es importante conocer que las aguas son bastante corrosivas por encima de 200.000 ppm, es decir agua de mar.



- **Carbonatos y Bicarbonatos.** Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. La concentración de ion carbonato es conocida como alcalinidad “P” y la concentración bicarbonato es conocida como alcalinidad “M”.
  
- **Sulfatos.** El ion sulfato forma incrustaciones insolubles al combinarse con los iones calcio, bario y estroncio. Además sirve como alimento a las bacterias sulfatoreductoras.
  
- **Gases Disueltos.**
  - **Oxígeno Disuelto ( $O_2$ ).** El oxígeno disuelto incrementa significativamente la corrosividad del agua despolarizando el cátodo. Si el agua presenta hierro disuelto, este reaccionará con el agua presentándose precipitaciones de óxido de hierro insoluble, lo cual ocasiona problemas de taponamiento. El oxígeno también facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.
  
  - **Dióxido de Carbono Disuelto ( $CO_2$ ).** La mayoría del dióxido de carbono disuelto en el agua es derivado de la descomposición de materia orgánica de las capas superiores de la formación. El dióxido de carbono disuelto en el agua forma un ácido débil, llamado ácido carbónico que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua. El dióxido de carbono influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio. La corrosión por  $CO_2$  es limpia y en concentraciones similares no es tan corrosivo como el oxígeno.
  
  - **Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ ).** Es un gas tóxico que tiene un olor característico desagradable (huevo podrido), es más o menos soluble en agua. Su presencia en el agua incrementa la corrosividad, puede estar presente en el agua o ser generado por bacterias sulfatoreductoras (SBR). Si el agua comienza a mostrar



trazas de  $H_2S$ , esto puede ser indicativo de que las bacterias sulfatoreductoras estar presentes en el sistema. Otro indicativo de la presencia del  $H_2S$  es el cambio de color del agua, la cual se torna negra por la presencia de sulfuro de hierro, el cual es un producto de corrosión que combinado con el ion ferroso forman el sulfuro ferroso.

**3.6.2.3 Características Biológicas.** La presencia de bacterias en las aguas de inyección pueden causar corrosión, taponamiento de líneas y taponamiento de la formación receptora. El tratamiento para eliminar las bacterias, solo se justifica si la población bacteriana es muy elevada o si se están presentando problemas de taponamiento o corrosión.

Las bacterias se pueden clasificar de acuerdo a su requerimiento de oxígeno. Las bacterias aeróbicas crecen solamente si el medio contiene oxígeno molecular, mientras que las anaeróbicas se desarrollan mejor en un ambiente pobre o sin oxígeno.

Las bacterias contribuyen a la corrosión en diferentes formas: algunas actúan como depolarizante del cátodo, mientras otras forman lama que cubren una parte del metal produciendo celdas de concentración de oxígeno. Las bacterias sulfatoreductoras producen  $H_2S$  que es un gas corrosivo.

Los microorganismos también influyen en los taponamientos de las líneas de flujo y la formación receptora, debido a productos de corrosión (sulfuro de hierro) y la formación de lama.

- **Bacterias Sulfatoreductoras.** Su nombre científico es *Desulfovibrio Desulfuricans*. Son las más importantes desde el punto de vista corrosivo, se desarrollan preferencialmente en medios anaeróbicos, aunque en medios con



presencia de oxígeno sobreviven bajo depósitos bacterianos donde el oxígeno no llega. Las bacterias sulfatoreductoras (SBR) toman el ion sulfato presente en el agua y lo reducen a  $H_2S$  que es un gas corrosivo. Para realizar este proceso las bacterias SBR utilizan en su metabolismo hidrógeno atómico, el cual obtienen del cátodo de los procesos de corrosión del hierro, causando por lo tanto en las celdas de corrosión una depolarización del cátodo y consecuentemente un incremento en la rata de corrosión. El producto de la corrosión causada por el  $H_2S$  es el sulfuro de hierro que puede taponar la formación.

- **Ferrobacterias.** Las más comunes son las llamadas Gallionela. Causan corrosión en sistemas de agua usando los siguientes mecanismos: Los compuestos ferrosos provenientes del proceso de corrosión se oxidan en hidróxido férrico hidratado, removiendo el oxígeno del agua y causando condición anaeróbica debajo de los depósitos. En un segundo mecanismo las ferrobacterias en áreas de baja concentración de oxígeno, convierten el ion ferroso en férrico, el cual se precipita como hidróxido férrico, cubriendo la superficie del metal y produciendo celdas de concentración de oxígeno.

- **Formadoras de Lama.** Las que se encuentran más frecuentemente en campos petroleros son Seudomonas, Flavobacterias, aerobacterias, bacilos. Estos microorganismos se reproducen fácilmente y forman voluminosas masas bacterianas sobre la superficie de las estructuras metálicas, que impiden la penetración del oxígeno, creando ambientes propicios para la reproducción de las bacterias sulfatoreductoras.

### 3.7 SISTEMAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

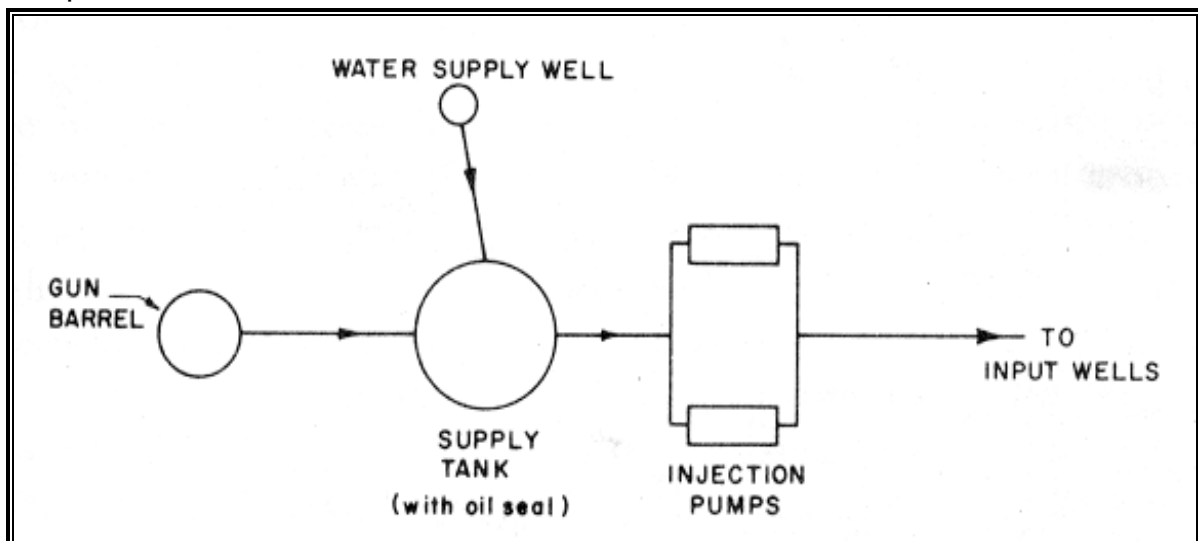
Las primeras consideraciones en la construcción de un sistema de tratamiento de agua son: requerimientos de espacio y proximidad a la fuente de agua y al punto



o puntos de inyección. Un substancial ahorro en el costo de la planta y en la subsecuente operación y mantenimiento de ésta, algunas veces se logra donde hay alivio natural en la superficie que permita una gravitación del agua a través de la planta. Una locación central normalmente permitirá economía en el sistema de distribución de agua para la inyección. Un cuidadoso estudio de todos los factores, normalmente es la vía más eficaz para lograr en particular unas excelentes instalaciones.

**3.7.1 Sistemas Cerrados para el Tratamiento de Agua.** Pueden definirse como sistemas de tratamiento cerrados aquellos en dónde la planta se diseña para que el agua no entre en contacto con el aire. Esto evita las reacciones de oxidación - reducción en dónde pueden formarse precipitados, y la solución de oxígeno atmosférico en el agua. La Figura 9 muestra los elementos de un sistema simple de tratamiento de agua de tipo cerrado. Tales sistemas se usan frecuentemente en las operaciones de inyección de agua.

Figura 9. Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo cerrado.



Fuente: QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. 2000



En los sistemas de tratamiento de agua cerrados, el agua de la fuente de suministro es descargada a un tanque de almacenamiento, el cual cuenta con un colchón de gas natural es decir gas de cobertura o gas blanket, o un colchón de aceite es decir oil blanket, para aislar el agua del aire. La presión en estos sistemas es cercana a la presión atmosférica lo cual permite el escape de gases disueltos. En las instalaciones sencillas, el agua se bombea directamente a los pozos inyectoras desde el tanque de agua clarificada. Donde el agua es turbia, se usan filtros con elementos intercambiables manufacturados normalmente con carburo de silicón u óxido de aluminio. Éstos pueden colocarse aguas arriba o aguas abajo de las bombas de inyección. Cuando el agua de composición (agua proveniente de fuentes externas al yacimiento productor) y el agua asociada son compatibles y estables, puede agregarse al sistema cerrado secuestrantes, esterilizantes, inhibidores de corrosión y agentes mojantes. La inyección de química normalmente tiene lugar aguas arriba del tanque de agua clarificada. La principal ventaja del sistema de tratamiento cerrado es la exclusión de aire de todos los tanques, bombas, tratadores y tuberías y el cual debe estar libre de escapes.

**3.7.2 Sistemas Abiertos para Tratamiento de Agua.** Cuando el suministro de agua es altamente supersaturado o subsaturado con carbonato y requiere estabilización, se usa a menudo un sistema abierto. En este caso, no se hace esfuerzo en excluir el aire de la planta. La mayoría de las plantas usan varios dispositivos de aireación con el fin de oxidar compuestos ferrosos y de manganesos en estado insoluble. Además, gases ácidos son liberados lo cual hace que el valor del pH del agua aumente y a su vez reduce la supersaturación de carbonato en el agua. La Figura 10 muestra un esquema de una planta modelo del tipo abierto. En esta planta en particular, el agua de composición es aireada en un aireador de madera, y se mezcla con aguas de producción en una piscina establecida para suministro. El agua fluye por gravedad a través de un



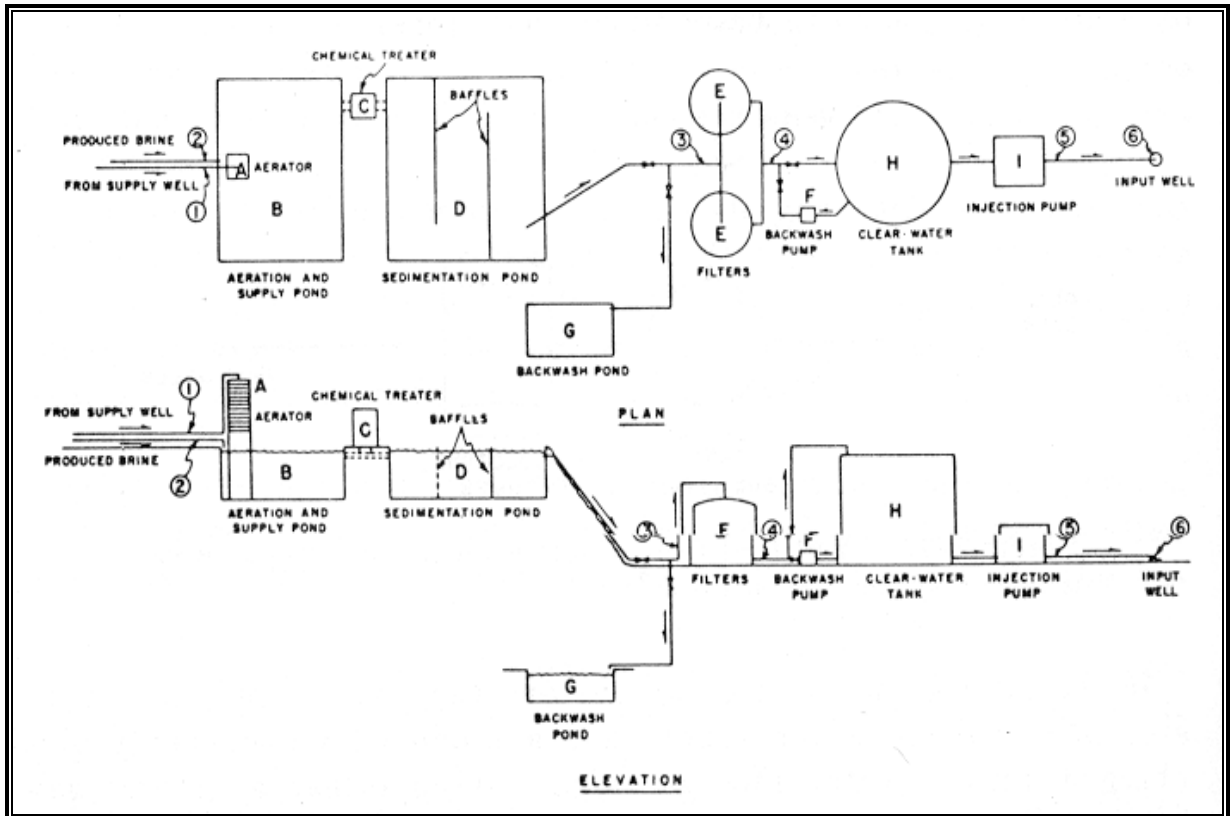
dique conectado a la piscina de sedimentación, donde necesariamente la química es adicionada antes de pasar allí, la piscina de sedimentación posee en su configuración baffles alrededor de sus extremos. El agua gravita a través de los filtros a un tanque de agua clarificada del que se bombea a los pozos inyectoros. También se muestra en el diagrama, facilidades para el lavado del filtro.

**3.7.3 Sistemas Semi-Cerrados para Tratamiento de Agua.** Un sistema semi-cerrado para tratamiento de agua está definido como una variación entre el tipo cerrado y abierto. Generalmente, un sistema semi-cerrado es aquel en el que el agua se trata en un sistema abierto hasta el punto de desaireación. A partir de este punto del sistema de tratamiento hasta los pozos inyectoros, el sistema es del tipo cerrado. La figura 11 ilustra un sistema semi-cerrado.

La desaireación es realizada aplicando un vacío en el tope de una columna compacta a través de la cual el agua pasa antes de entrar al tanque de agua clarificada. Una capa de aceite sobre el agua en el tanque de agua clarificada, o gas natural en el espacio libre sobre el agua, limitará la cantidad de aire que pueda reabsorberse en el agua tratada. Se ha observado en campo que el aceite blanket no previene efectivamente la entrada de oxígeno al agua, en los tanques de agua clarificada, ya sea en sistemas de tratamiento cerrados o abiertos. De otro lado, el gas natural tiene la capacidad de absorber el oxígeno, y como tal, hace un excelente sello sobre el agua almacenada. Donde sea posible, es aconsejable usar gas en vez de aceite a aproximadamente  $\frac{1}{4}$  de una onza sobre la presión atmosférica. Esto excluye el aire eficazmente. El aceite tiene la desventaja de que quizás pueda migrar hacia los pozos de inyección y perjudicarlos, esto ocurre si inadvertidamente el nivel del agua en el tanque cae a un nivel por debajo de la succión de las bombas de inyección. También, el aire es ligeramente soluble en el aceite, de esta forma solo proporciona una protección parcial al agua de inyección.



Figura 10. Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo abierto.

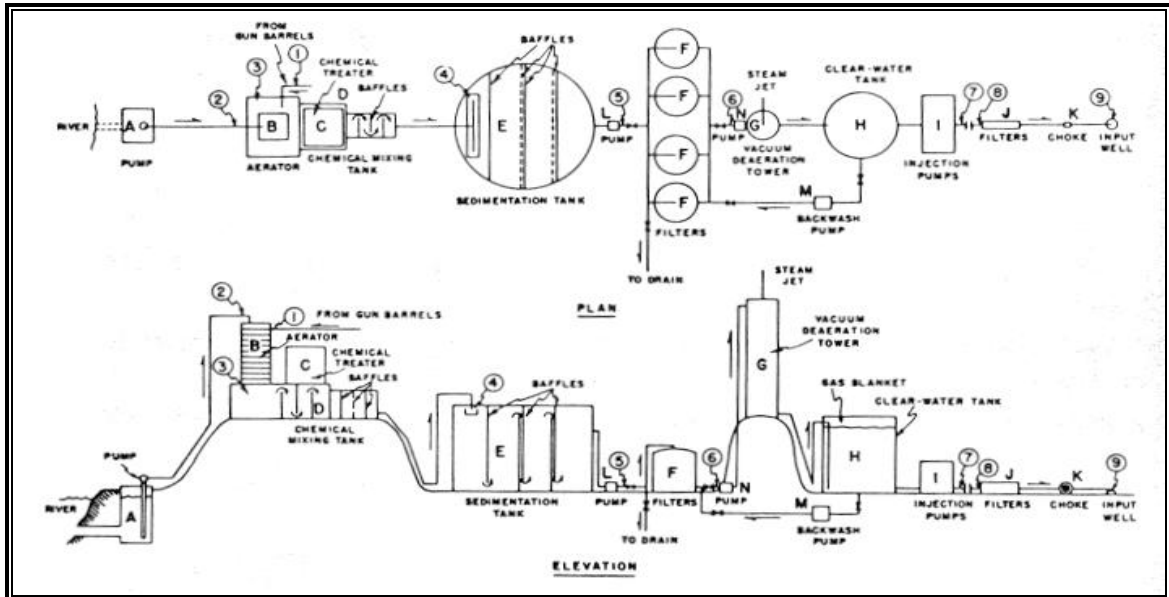


Fuente: QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. 2000





Figura 11. Diagrama de flujo simplificado para un sistema de tratamiento de agua de tipo semi – cerrado.



Fuente: QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. 2000

### 3.8 PROCESOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN

La calidad del agua de inyección se puede mejorar mediante procesos mecánicos ó físicos (facilidades de superficie) y/o procesos químicos (inyección de clarificadores, rompedores de emulsión, etc.).

**3.8.1 Procesos físicos.** Son utilizados con el fin de remover las partículas sólidas suspendidas en el agua. Los procesos más utilizados en sistemas de inyección de agua son:



**3.8.1.1 Sedimentación.** Es la eliminación de sólidos suspendidos en el agua, por asentamiento gravitacional cuyo peso específico es mayor que el del agua. Para que se efectúe la sedimentación, la velocidad del agua debe reducirse a un valor tal que los sólidos se asienten por gravedad, si es suficientemente grande el tiempo de retención en el recipiente de sedimentación.

Para este proceso deben ser diseñados Piscinas o tanques de sedimentación tal que el tiempo de retención sea el adecuado para permitir que cualquier sólido suspendido que contenga el agua pueda coagular y asentarse. Normalmente tales piscinas o tanques están equipados con baffles ya sea "por encima y debajo" o "alrededor de sus extremos", para asegurar que el tiempo de retención sea largo y el movimiento del agua lo más uniforme posible a través del sistema y evitar la canalización desde la entrada a la salida. La eficiencia del sistema de baffles es una medida del tiempo de retención actual, relativa al tiempo de desplazamiento, basado en la capacidad de la piscina y la cantidad de agua procesada en un intervalo de tiempo dado. Los tiempos de retención inadecuados provocarán cargas más altas de filtración, para ser removidas por los filtros aguas abajo.

**3.8.1.2 Flotación.** Es posible remover pequeñas partículas por medio del uso de dispersores o mecanismos de flotación con gas disuelto. Estas unidades son usadas principalmente para el tratamiento del agua asociada a hidrocarburos. Normalmente el gas es disperso en el agua o liberado a partir de la solución en el agua y formando burbujas de aproximadamente 30 a 120 micrones de diámetro. Las burbujas se forman sobre la superficie de las partículas suspendidas creando una partícula cuya densidad promedio es menor que la del agua; generando una nata en la superficie la cual puede ser removida mecánicamente. Debido a la dificultad de predecir la eficiencia para remover partículas, este método no es normalmente usado en operaciones de campos petroleros. Sin embargo, se ha incrementado su uso en operaciones costa afuera.



**3.8.1.3 Filtración.** Los filtros se utilizan para remover las grasas y los sólidos suspendidos de menor tamaño y hasta de 2 micrones que no sean removidos mediante tratamientos previos. Los filtros utilizan un proceso de separación el cual consiste en hacer pasar un fluido que contiene materiales en suspensión a través de un medio filtrante que permite el paso del fluido, pero no el de las partículas sólidas que quedan retenidas en el medio filtrante. De acuerdo con la naturaleza de la fuerza impulsora que provoca la filtración, los filtros se clasifican en filtros de gravedad y filtros a presión.

El medio filtrante retiene las partículas sólidas y en algunos casos las grasas. Para lograr un buen sistema de filtración es necesario que el material del medio filtrante tenga el tamaño adecuado, para retener los flóculos o partículas que se desean separar de la suspensión. Los materiales que más se emplean como medios filtrantes son la arena y la antracita, aunque en determinados casos pueden utilizarse otros. La altura de los lechos de arena o antracita pueden estar comprendidos entre 30 y 80 cm, y el tamaño de los gránulos que los constituyen es función de dos factores ya estandarizados, el tamaño efectivo y el coeficiente de uniformidad. Se llama tamaño efectivo de un material filtrante al del material que corresponde al 10% de peso de la fracción más fina. El coeficiente de uniformidad es la resultante de dividir el tamaño de las partículas que constituyen el 60% del peso del material filtrante más fino entre el tamaño efectivo. Si por ejemplo, el análisis granulométrico de una arena indica que el 10% de la misma posee un diámetro inferior a 0.50 mm, y el otro 60% inferior a 1 mm, el tamaño efectivo será 0.5 y el coeficiente de uniformidad de 2.00 (cociente entre 1 y 0.5).

**3.8.1.4 Desoxigenación.** Es una operación por la cual el oxígeno disuelto que se encuentra en las aguas de inyección debe ser completamente removido, a fin de evitar un posible problema de corrosión que se presentaría en las líneas y pozos



de inyección. La desoxigenación se basa en el principio de la desorción,, operación de transferencia de masa que consiste en poner en contacto una solución líquida con una corriente gaseosa, así, ésta arrastra el gas o vapor de interés contenido en el líquido. Dicha operación puede ser realizada por dos métodos o medios: físicos o mecánicos, y químicos.

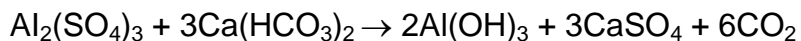
Un método físico para remover el oxígeno del agua es aplicar una contracorriente de gas natural a ésta. Cuando la compañía operadora tiene disponibilidad de gas natural en un proyecto de inyección de agua, el uso del gas natural para remover el oxígeno del agua puede ser atractivo, desde que el gas pueda recuperarse y usarse como combustible en los equipos de la planta de tratamiento. Se necesitan aproximadamente 1.75 pies cúbicos de gas natural para reducir el volumen de oxígeno de 10 ppm a aproximadamente 0.1 ppm por barril de agua, asumiendo que una eficiente columna de bandejas es usada en la torre contactora donde se lleva a cabo el proceso.

**3.8.1.5 Aireación.** Hay tres tipos básicos de aireadores usados para el acondicionamiento del agua: el tipo madera, el tipo bandeja de coque, y el de aire forzado o tipo degasificador. La capacidad de éstos dependerá del tipo de aireador, la cantidad de gases ácidos a ser removidos y las cantidades de componentes ferrosos y de manganeso para ser oxidados a estados de valencia más altos. Las capacidades varían de 10 gpm / ft<sup>2</sup> para aireadores de bandeja de coque a 17.5 gpm / ft<sup>2</sup> para aireadores de corrientes de aire forzadas. La eficiencia de este último tipo, cambia enormemente al variar la cantidad de aireación. Idealmente, una cantidad de aire justa pero suficiente será introducida para lograr los objetivos fijados, pero evitando disolver un exceso de oxígeno en el agua.



**3.8.2 Procesos químicos.** Los tratamientos químicos más comunes aplicados al agua de inyección son:

**3.8.2.1 Coagulación.** Muchas aguas usadas para proyectos de inyección contienen grandes cantidades de material suspendido y compuestos insolubles, formados durante la fase de aireación del tratamiento del agua. La coagulación es una operación química y mecánica que tiene como fin la desestabilización de las partículas sólidas suspendidas en un medio líquido, las cuales por sus características no son sedimentables (coloides). Si se permitiera un tiempo suficiente de retención para que éste material se asentara, se requerirían piscinas o tanques con tiempos de retención muy grandes. Para acelerar el proceso de la sedimentación, se usan normalmente coagulantes químicos, por tanto el objeto de la coagulación es reagrupar las partículas sólidas de tamaño coloidal que se encuentran en suspensión en partículas de mayor tamaño para facilitar su precipitación o filtración. Las partículas coloidales tienden a permanecer eléctricamente con el mismo signo lo que evita que se reagrupen. La desestabilización se efectúa mediante la neutralización de las cargas superficiales de las coloides (usualmente negativas). El coagulante más común es el sulfato de aluminio, o alumbre el cual reacciona con sales alcalinas como bicarbonato de calcio para formar un precipitado gelatinoso:



Este precipitado atrapa la materia suspendida y ocasiona un rápido asentamiento. El alumbre trabaja mejor donde el agua tiene con un valor de pH entre 5 y 8. Donde el pH del agua esta entre 8 y 9, el sulfato ferroso ( $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ) trabaja mejor para formar el floc insoluble, hidróxido férrico. Otros químicos coagulantes que se han usado incluyen el sulfato férrico ( $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ ), el cloruro férrico ( $\text{FeCl}_3$ ) y el aluminato de sodio ( $\text{NaAlO}_2$ ). A veces es necesario agregar un álcali como cal



o soda cáustica con el coagulante, con el fin de elevar el valor del pH a un nivel donde la coagulación pueda tener lugar. La cal es el álcali más comúnmente usado dado que la reacción de la cal con el dióxido de carbono libre y con bicarbonatos de calcio y magnesio, forman carbonato de calcio. El carbonato de calcio es removido por floculación, sedimentación y filtración. Subsecuentemente el agua tratada con cal sufre tendencia a la incrustación, y a veces es necesario agregar pequeñas cantidades de complejos fosfatos para secuestrar el carbonato del calcio. Una ligera supersaturación de carbonatos, en cantidad de 10 a 15 ppm, cubrirá las superficies de acero de la planta de tratamiento, y limitará un poco la corrosión.

**3.8.2.2 Desoxigenación Química.** Como no es posible despojar todo el oxígeno disuelto del agua por medios mecánicos (en torres de gas o de vacío o combinación de los dos), entonces se retira con ayuda de sustancias químicas. La mayoría de las torres han sido diseñadas para permitir aproximadamente 0.05 ppm de oxígeno disuelto en el agua de salida. Si al monitorear las ratas de corrosión, se encuentra que estas son excesivas se debe adicionar un secuestrante de oxígeno para reducir el oxígeno contenido en el agua. Los químicos utilizados para retirar el oxígeno son aditivos que reaccionan químicamente con el oxígeno disuelto en el agua. Dado un tiempo suficiente, ellos reducen el oxígeno contenido esencialmente a cero.

Mientras que el problema de corrosión por oxígeno inducido ha sido un difícil problema en el pasado, es ahora posible inhibir tal corrosión usando fosfatos de vidrio que contienen sales de zinc. Este material también es efectivo en la estabilización o sostenimiento del hierro en solución, y prevendrá la depositación de carbonato de calcio y sulfato del calcio, si estos componentes están presentes en el agua de inyección. También, el catalizador sulfito de sodio puede ser usado en la remoción química del oxígeno presente en el agua. Este tipo de acción



actualmente está siendo usado con éxito y económicamente, en muchas inundaciones con agua.

**3.8.2.3 Control de Incrustaciones.** Las incrustaciones pueden ser evitadas y/o minimizadas usando diferentes productos químicos en los que los más importantes son los inhibidores de incrustación, aunque también se pueden incluir los biocidas debido a que la actividad bacteriana produce depósitos biológicos y lodos, además de sulfuro de hierro que es bastante incrustante. Los productos para corrosión podrían ser incluidos de forma secundaria, debido a que un exceso en los productos ocasionados por la corrosión puede causar problemas severos de incrustación, algunos de estos productos son los inhibidores de corrosión y los secuestrantes de oxígeno.

**3.8.2.4 Control Bacterial.** El control de la actividad microbiana en el agua de inyección puede realizarse por medios físicos como calentamiento y la radiación del agua y por medios químicos como el control del pH. Frecuentemente, las condiciones físicas y/o químicas del agua no pueden modificarse en forma práctica, así que, la adición de sustancias químicas al sistema es un método mucho más utilizado. Para la selección de sustancias químicas se elabora la prueba de jarras y se establecen los periodos de contacto entre la sustancia y el agua afectada biológicamente. Para el control microbiológico del agua es necesario tener en cuenta la resistencia que pueden crear las bacterias a la sustancia aplicada y la compatibilidad que existe entre el químico seleccionado y el agua. Además, el programa químico debe complementarse con una limpieza general de la planta. El método de tratamiento químico se puede efectuar por inyección continua o por tratamiento con baches. La aplicación de los biocidas debe realizarse en forma de bache a ratas elevadas y no en forma continua, pues las bacterias cuando se les aplica químico en pequeñas dosis se vuelven inmunes al mismo. Otra consideración importante es que un biocida debe ser aplicado de



forma intercalada con otros, para evitar que las bacterias se inmunicen y ya no sea suficiente.

Dos tipos de biocida se deben escoger para el control bacteriano, uno que se encargue de matar la población bacteriana y otro que se encargue del control de su crecimiento. El procedimiento a seguir para el control microbiológico consiste inicialmente en hacer una limpieza total, para lo cual en sistemas con grandes diámetros de línea es apropiado instalar un sistema de marraneo el cual es utilizado para la remoción de depósitos incrustantes poco adheridos, éste es un proceso de limpieza de tuberías en el cual el marrano es el dispositivo que se envía por su interior arrastrando así los sedimentos y sustancias incrustadas. Pueden ser de espuma, de platos de caucho, de cepillos y mixtos. Una vez se hayan detectado problemas causados por las bacterias, estas pueden ser combatidas con los reactivos químicos que se muestran en el cuadro 11.

Cuadro 10. Sustancias para el control microbiológico del agua

CLASIFICACIÓN	QUÍMICO	OBJETIVO
SEGÚN FUNCION	BACTERICIDAS	Aniquilar bacterias
	BACTERIOSTATOS	Evitar o retardar el crecimiento bacterial
	BIOCIDAS	Controlar el crecimiento bacterial y eliminar otras formas de vida
	BIOSSTATOS	Evitar o retardar el crecimiento bacterial y otras formas de vida
SEGÚN LA COMPOSICION QUIMICA	INORGANICOS	Los clorados son los más ampliamente usados en sistemas de inyección. Los cromatos y compuestos de mercurio y plata son rara vez usados.
	ORGANICOS	Aminas, fenoles clorados, aldehidos y aminas cuaternarias.

Fuente: Applied Water Technology





### 3.9 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE INYECCION DE AGUA

Las facilidades para la inyección de agua son necesarias por varias razones, las principales son: transportar el agua desde su fuente hasta la formación receptora, lo cual requiere un incremento de presión suficiente que supere la presión del yacimiento ( $P^*$ ) para así poder inyectarla; además en algunos casos es necesario modificar algunas propiedades fisicoquímicas del agua para que sea compatible con la formación receptora y con los equipos instalados, tales casos se dan cuando se utilizan aguas asociadas a la producción o aguas superficiales.

Los principales componentes de un sistema de inyección de agua son: sistema de transporte, planta de tratamiento, facilidades de recolección o almacenamiento y el sistema de inyección.

**3.9.1 Sistema de transporte.** Se define como tuberías y equipo accesorio usado en el transporte del agua desde la fuente hasta el área de tratamiento, almacenamiento e inyección. Las líneas en el sistema de transporte deben ser diseñadas para que sean capaces de manejar el volumen de agua presente y futuro. En el diseño se debe considerar el problema de presencia e incremento de incrustaciones y la consecuente pérdida de capacidad de flujo, así como la vida estimada del proyecto.

Además de escoger la ruta y tubería adecuada para el sistema de transporte, algunas veces se instalan conexiones auxiliares tales como trampas para marraneo, puntos de muestreo y medidores de presión, para asegurar una operación eficiente del sistema.



**3.9.2 Sistema de tratamiento.** El sistema de tratamiento comprende todas las líneas, controles, bombas, vasijas, aireadores e inyectores de química, dentro del área de la planta de procesamiento. El propósito de esta sección, es preparar el agua a través de la aireación, tratamiento químico, sedimentación y/o filtración, para su posterior inyección.

**3.9.3 Facilidades de almacenamiento.** Una vez completado el proceso de tratamiento el fluido es llevado a tanques de acumulación o almacenamiento. El objetivo es proporcionar un adecuado suministro de agua tratada para las bombas de inyección y las bombas de retrolavado para la limpieza de los filtros. Los tanques pueden estar fabricados en fibra de vidrio, acero galvanizado u otro material resistente a la corrosión.

**3.9.4 Sistema de inyección.** Comprende desde las válvulas de salida del tanque de almacenamiento, en el caso que sea necesaria su instalación, hasta las conexiones en cabeza de pozo. Puesto que el diseño de las bombas de inyección está directamente relacionado con la cabeza de succión, esta es considerada parte del sistema de inyección. Otros elementos del sistema son los motores, bombas, controles automáticos, cabezas de descarga, líneas de distribución, cabezas de inyección, tubería de inyección y conexiones de cabeza de pozo.

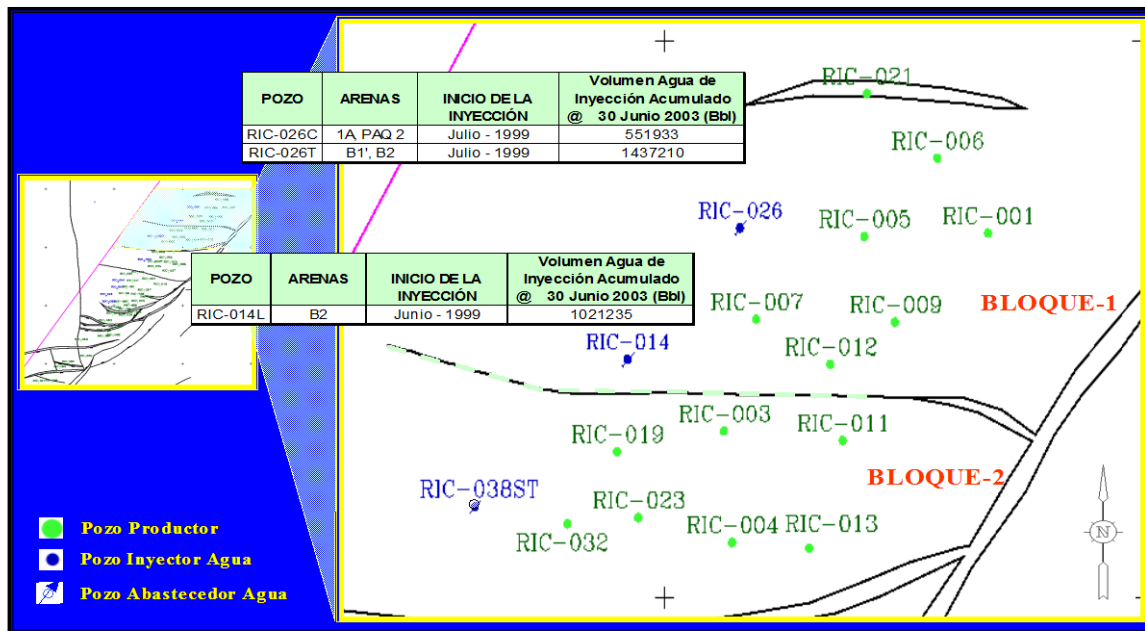
Las bombas más ampliamente usadas en proyectos de inyección son las bombas de desplazamiento positivo y las bombas centrífugas. Anteriormente las bombas de desplazamiento positivo eran usadas principalmente para presiones de inyección, mientras que las bombas centrífugas eran empleadas para operaciones de tratamiento; hoy en día ésta técnica ha cambiado puesto que se utilizan bombas centrífugas multietapas como las utilizadas en Bombeo electro sumergible, dispuestas en forma horizontal y de las cuales se pueden obtener suficiente cabeza de descarga para la inyección de agua.



#### 4. SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO RÍO CEIBAS

Las operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua se viene desarrollando en forma continua desde el 8 de junio de 1999 por medio de un piloto de inyección en los bloques 1 a través de los paquetes 1 y 2 de las arenas superiores y en las arenas basales B1 y B2, todas ellas pertenecientes a la formación Honda con el pozo RIC- 26 y el pozo RIC- 14L en las arenas B2.

Figura 12. Inyección de Agua Bloque 1

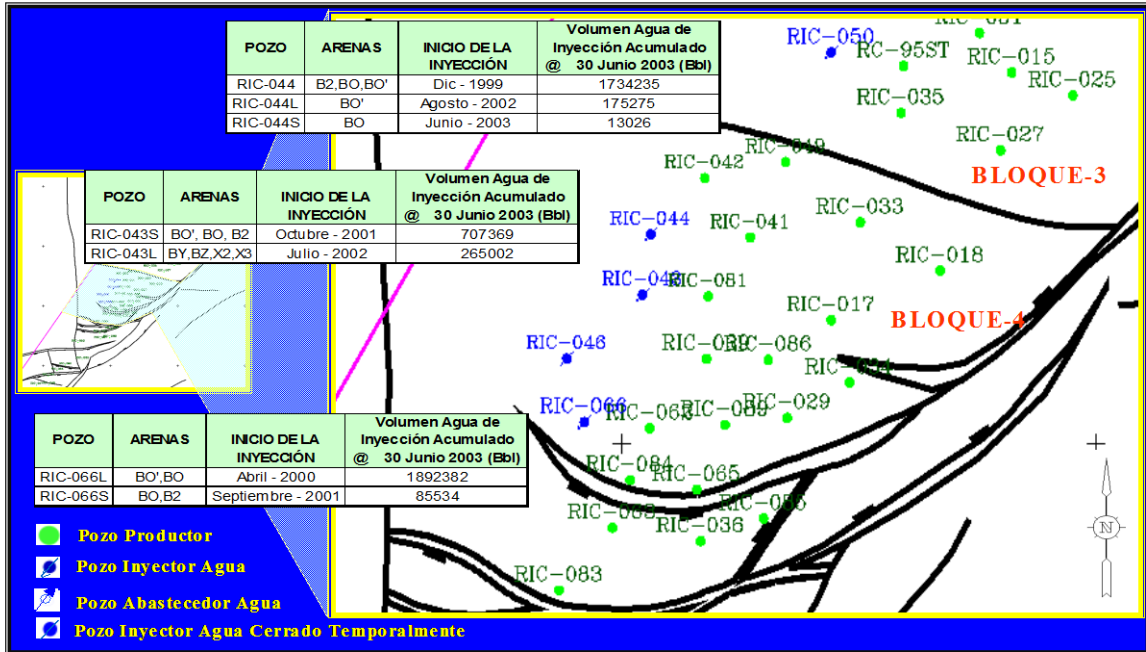


Fuente. Archivo – Petrobras International S.A.

En octubre del mismo año se comienza a inyectar en el bloque 4 con el pozo RC-46 en las arenas BO y BO'; en diciembre del mismo año con el pozo RC- 44 en las arenas BO y BO'; en abril del 2000 con el pozo RC- 66L en las arenas BO y BO'.



Figura 13. Inyección de Agua Bloque 4



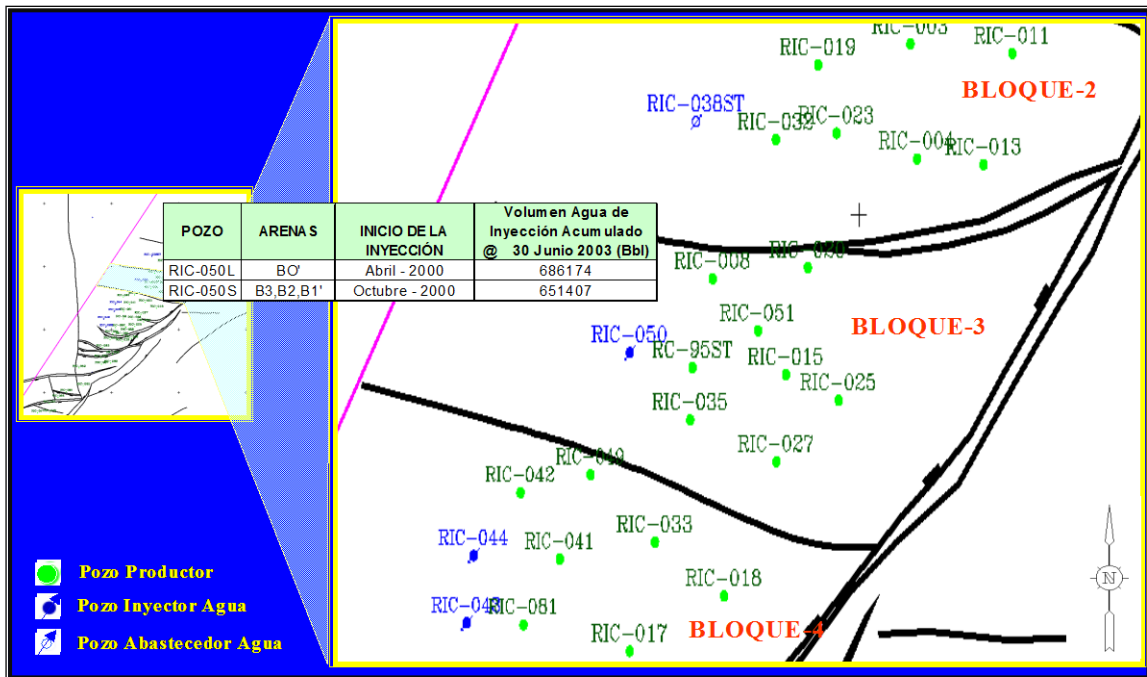
Fuente. Archivo – Petrobras International S.A.

En octubre del 2000 se da inicio a la inyección continua en el bloque 3 del campo mediante la conversión del pozo RC- 50L en las arenas BO y BO'; en septiembre del 2001 por las sartas cortas de los pozos RC- 50 y 66, en octubre del 2001 con el pozo RC- 43L en las arenas B2 y B4. Ver figura 14.

Hasta ahora las fuentes de agua para inyección, son el agua de formación proveniente de los pozos productores Tigre-1 y Tigre-2 (Formación Honda y Gigante), además del agua asociada proveniente de los pozos productores. A medida que el agua asociada aumente con el tiempo, ésta deberá ir reemplazando paulatinamente el agua de formación.



Figura 14. Inyección de Agua Bloque 3.



Fuente. Archivo – Petrobras International S.A.

Para el agua asociada se cuenta con una planta de tratamiento con una capacidad de 30.000 BAPD, cuyo sistema es cerrado, de estado no estacionario y de proceso continuo, en el que se llevan a cabo procesos como desnatación, filtración y tratamiento químico; una vez el agua asociada pasa por éstos procesos es llevada hasta las islas de distribución, para ser inyectada en los pozos a 2750 Psig aproximadamente. En la Figura 15 se muestra un esquema general de la planta de tratamiento para el agua asociada de inyección.

El campo Río Ceibas cuenta con dos estaciones para inyección de agua, una ubicada en la Isla G y otra en la Isla 9; esto para mayor facilidad de inyección debido a la lejana ubicación de los pozos inyectoros.

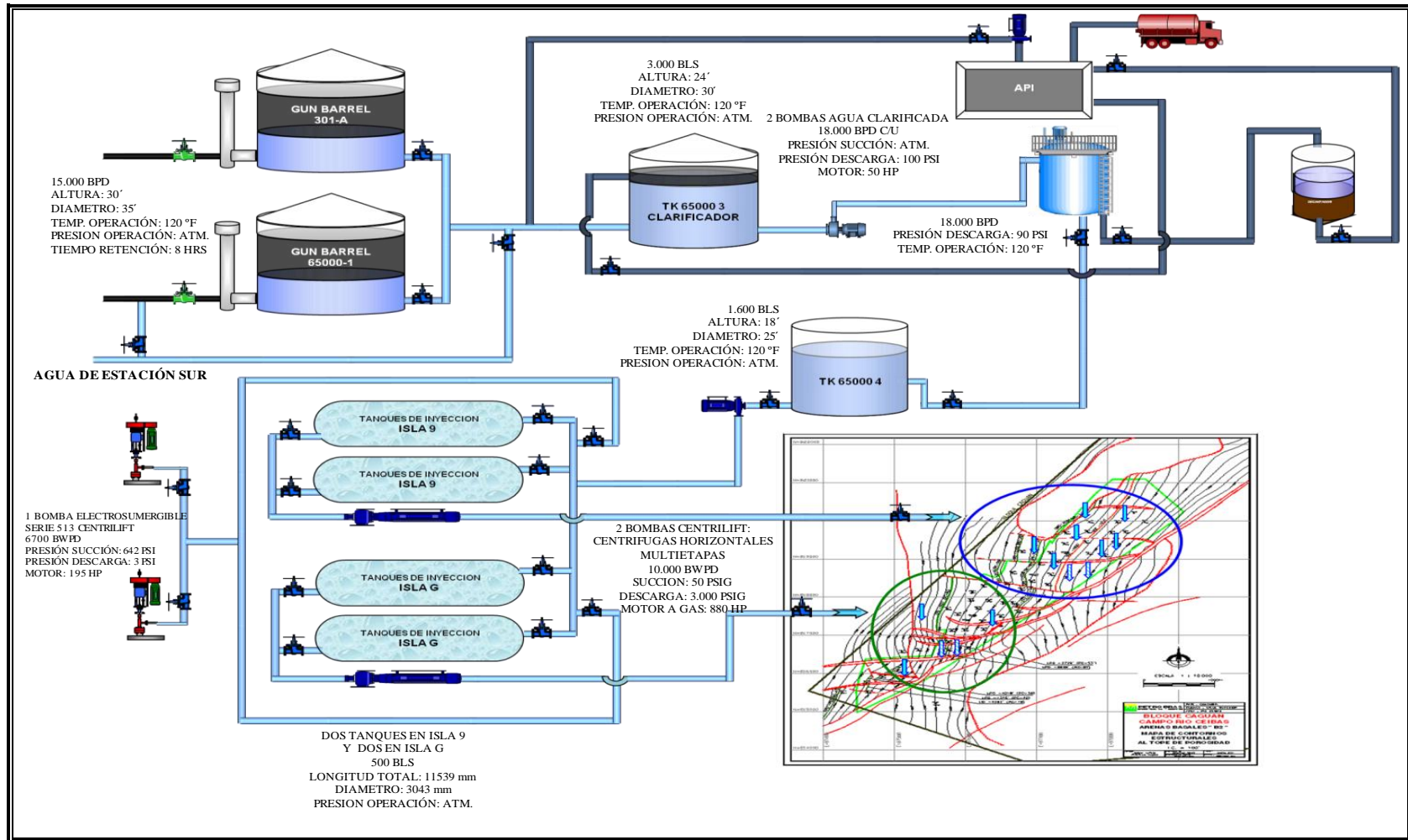


Figura 15. Esquema general de la planta de tratamiento del agua de inyección.



En cada una de las Islas (9 y G) se tienen instalados tanques de 500 Bls para el recibo del agua (Dos tanques en la isla 9 y dos tanques en la isla G) que permiten almacenar por separado el agua de producción (la cual se bombea desde el tanque de agua TA-65-004 de la planta de tratamiento) y el agua proveniente de los pozos Tigre 1 o Tigre 2 (pozos de agua dulce). El agua asociada a la producción y la del Tigre se mezclan a la salida de estos tanques justamente antes de la succión de las bombas Booster, quienes a su vez alimentan las bombas horizontales de inyección con motor a gas encargadas de inyectar el agua en la formación.

El agua de inyección proveniente de los pozos Tigre 1 y Tigre 2 viene por línea de 6" la cual cuenta con una "T" justo antes de llegar a los tanques horizontales de 500 barriles ubicados en la isla G, permitiendo de esta manera direccionar parte del agua para alimentar el sistema de Isla 9. Esta facilidad también permite en un momento determinado enviar agua de producción hasta Isla G (por la misma línea que recibe agua dulce Isla 9 desde Isla G). Esto da lugar a un flujo en dirección contraria desde Isla 9 hacia Isla G "agua de producción" y no como es habitual desde Isla G hacia Isla 9 "agua dulce de los tigres", el inconveniente de este procedimiento estaría en la contaminación de la línea y el sistema de Isla G con agua de producción.

La presión de succión de las bombas horizontales es de 75 psi y descarga a una presión de 2750 psi a un cabezal de 6", de aquí se desprenden por línea de 3" los ramales hacia los pozos inyectoros.

Diariamente al agua de inyección se le hacen análisis de laboratorio con el fin de controlar contenidos de aceite en agua, sólidos suspendidos, sólidos totales, hierro, cloruros, entre otros.

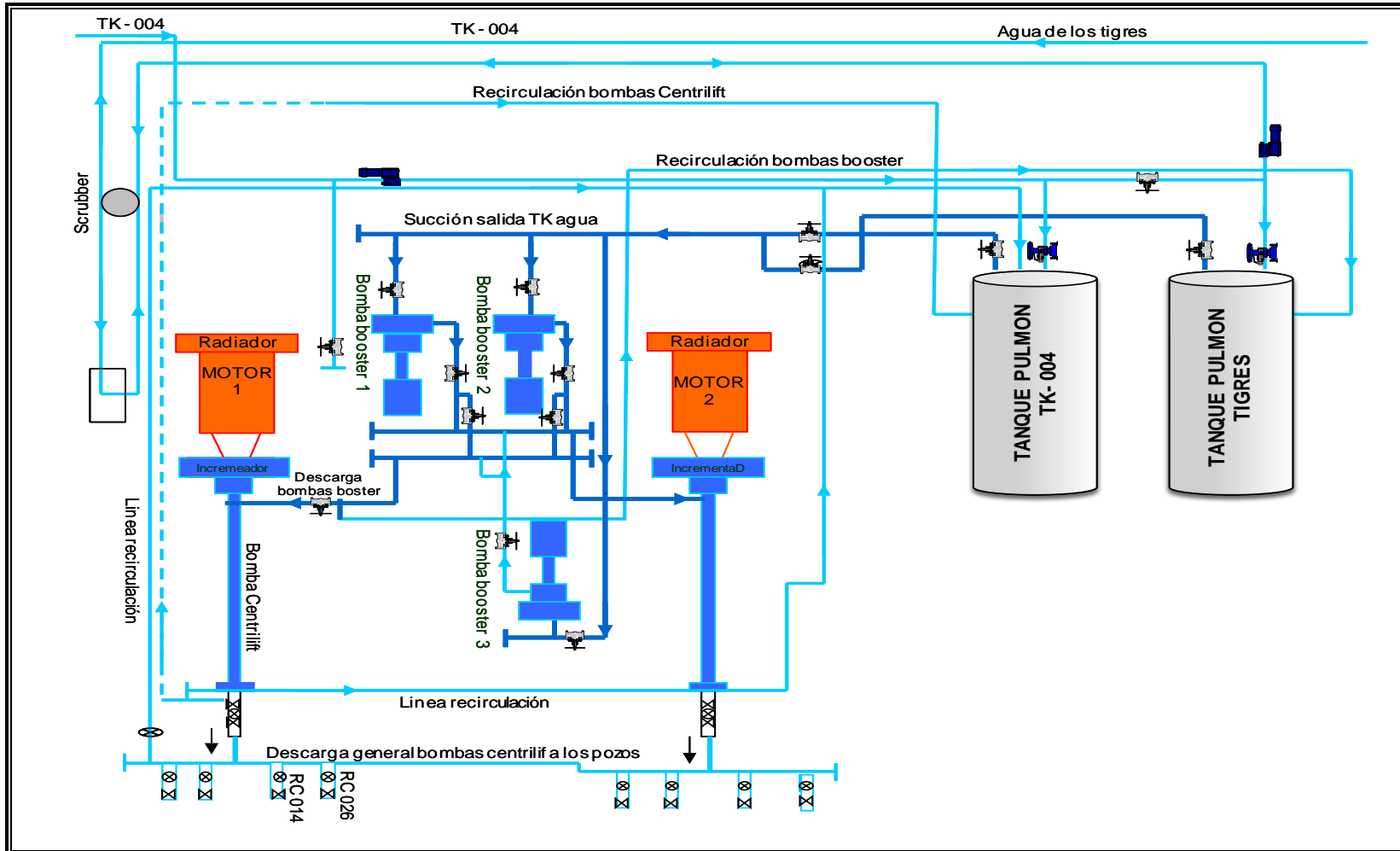


Figura 16. Esquema general de la planta de inyección en isla 9



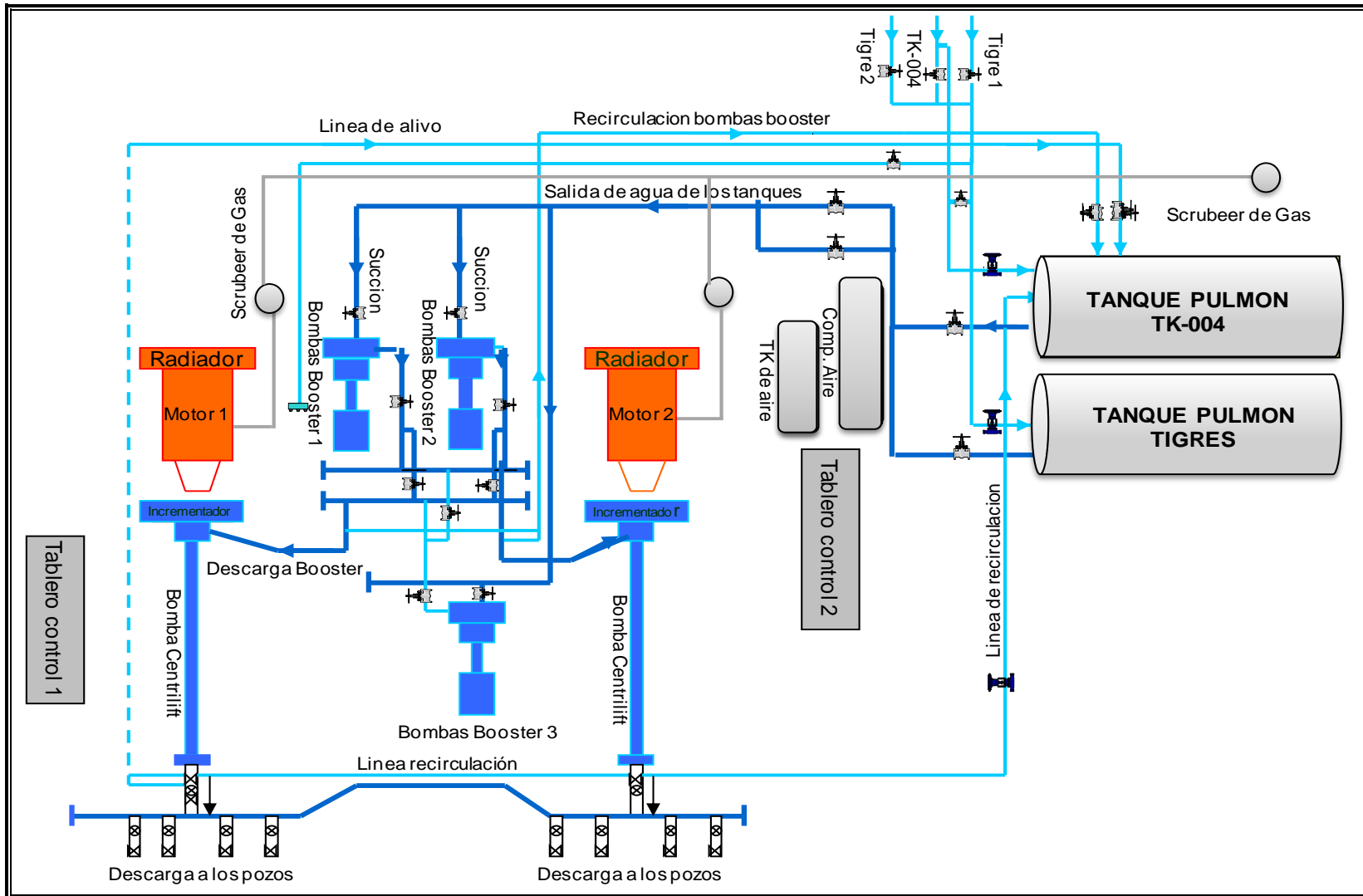


Figura 17. Esquema general de la planta de inyección en isla G



En el campo Río ceibas actualmente el sistema de inyección de agua maneja entre 5500 y 6000 BWPD de los cuales 4300 - 4500 barriles corresponden al agua asociada a la producción y el resto a los bombeados desde los pozos Tigre - 1 y Tigre - 2.

#### 4.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

Con base en la simulación de la producción de petróleo e inyección de agua, así como, las condiciones de operación, las condiciones de calidad, la caracterización del agua para inyección, y la relación beneficio – costo, la compañía petrolera seleccionó los equipos adecuados para llevar a cabo el tratamiento.

La planta de tratamiento del agua asociada a la producción para las operaciones de inyección del campo Río Ceibas está conformada por los siguientes subsistemas:

Cuadro 11. Subsistemas de la planta de inyección de agua - Campo Río Ceibas

SUBSISTEMAS	EQUIPO
TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bombas agua de producción</li><li>• Tanque agua de producción</li><li>• Filtración</li><li>• Bombas dosificadoras de químicos</li><li>• Tanque agua clarificada</li><li>• Bombas de transferencia</li><li>• Sistema de Instrumentación y control</li></ul>
TRANSPORTE E INYECCIÓN	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tanques de cabeza</li><li>• Bombas “booster” de Inyección</li><li>• Bombas horizontales de Inyección (con motor a gas)</li><li>• Bombas dosificadoras de químicos</li><li>• Sistema de instrumentación y control</li><li>• Tubería de acero</li></ul>

Fuente: Petrobras – Autores



A continuación se describen cada uno de los equipos que conforman la planta de inyección de agua. Ver figura 15.

#### 4.1.1 Equipos del subsistema de tratamiento y almacenamiento.

**Tanque de agua de producción “STAGE” (TA-65-003).** Es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 3.000 Bbls; Cuenta con un sistema de skimmer flotantes dotados con tubería de 1 ½ pulgada para el desnate de la espuma que se forma de aceite y sólidos en la superficie de la vasija, además está provisto con un sistema de recirculación de agua y de inyección de gas por la parte baja del tanque que en conjunto trabajan para la formación de burbujas permitiendo la dispersión de sólidos y trazas de aceite para lograr su separación del agua. El tanque también debe tener un volumen de agua disponible para una eventualidad (retrolavado, mantenimiento, etc.), para tal fin el recipiente trabaja a una altura de aproximadamente de 14 pies (75 % del nivel total), lo cual garantiza dicha disponibilidad de agua. El tanque presenta en su parte superior una válvula de seguridad accionada por presión, y en su parte inferior un drenaje para la operación de limpieza; este tanque igualmente posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), apagando o accionando las bombas de agua clarificada dependiendo el caso. Ver especificaciones en el cuadro 12

Cuadro 12. Especificaciones del tanque Stage

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BBLS)	3000
Presión de Diseño	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200
Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación (° F)	120
Entradas	1



Salidas	1
Drenajes	1
Diámetro (fts)	30
Altura (fts)	24
Inclinación Techo	205°
Materiales Lámina	A – 283C/A – 36
Estructura Interna	A – 36

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.

Figura 18. Esquema tanque Stage (TA 65-003)

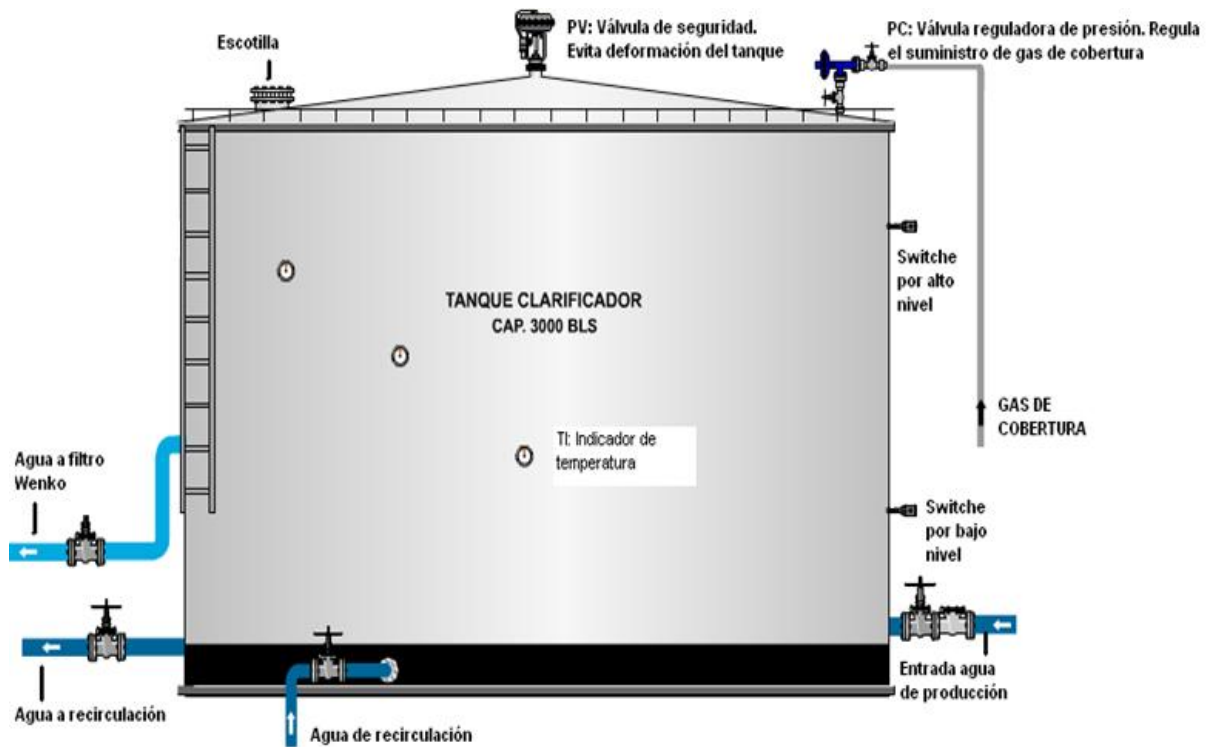




Foto 1. Tanque Stage



- **Bombas de transferencia (P-65-003A/B).** Estas bombas tienen como objeto transferir el agua desde el tanque Stage pasando por el filtro de cáscara de nuez hasta el tanque de agua clarificada (TA-65-004). Son dos unidades (marca Ingersoll - Rand) y cada una cuenta con un motor eléctrico de 50 HP a 3545 RPM, que impulsa una bomba centrífuga. En la ficha técnica 1 se detallan las especificaciones de las bombas y de los motores respectivos. Ver Foto 2.

Foto 2. Bombas de transferencia (P-65-003A/B).





- **Filtro cáscara de nuez (F-65-001).** Tiene como objetivo remover la concentración de partículas de aceite y sólidos suspendidos en el agua proveniente del tanque de agua de producción. Estos filtros remueven grasas y aceites desde 80 - 90 ppm hasta menos de 3 ppm. Las propiedades de la cáscara de nuez (material oleofílico) y el método de retrolavado a emplear tienen la gran ventaja de que no requiere la aplicación de aditivos químicos para filtración y retrolavado. El filtro remueve hasta el 98% de contaminantes de aceite y sólidos suspendidos del agua utilizada para la inyección. Una vez el agua ha sido filtrada entra al tanque de agua clarificada. Tiene capacidad para 307 ft<sup>3</sup>, diámetro de 84" y altura de 96". En la ficha técnica 2 se encuentran las características de éste filtro.

Figura 19. Esquema filtro Wemco

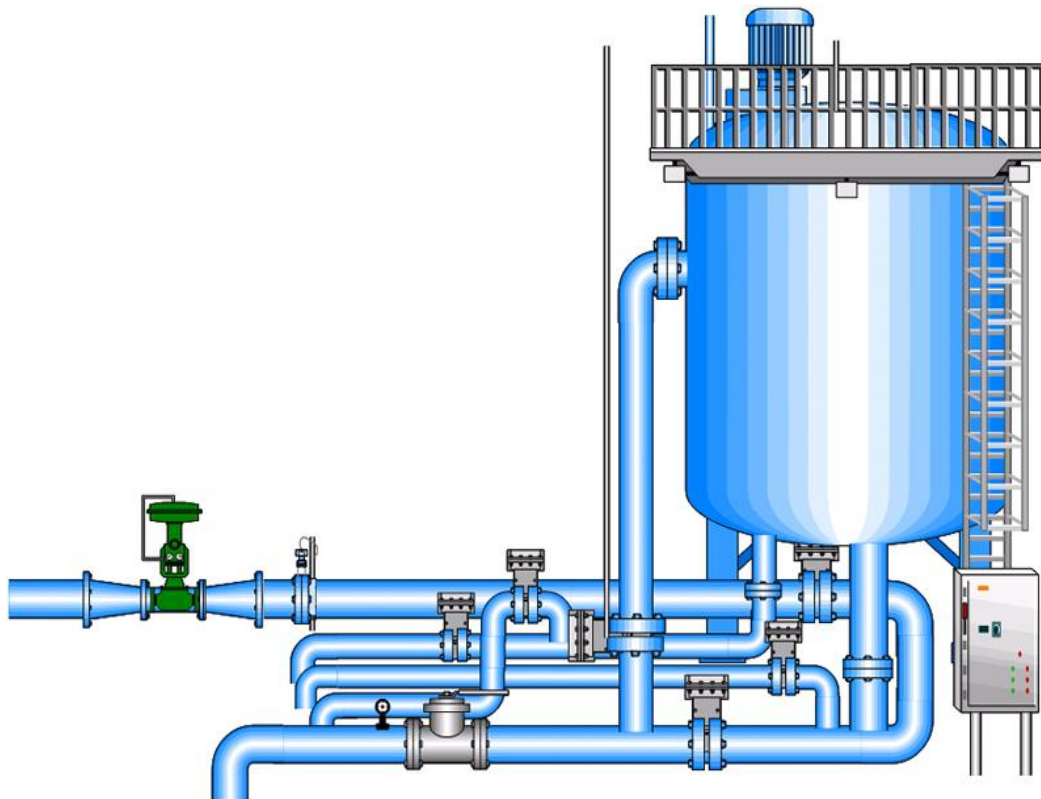
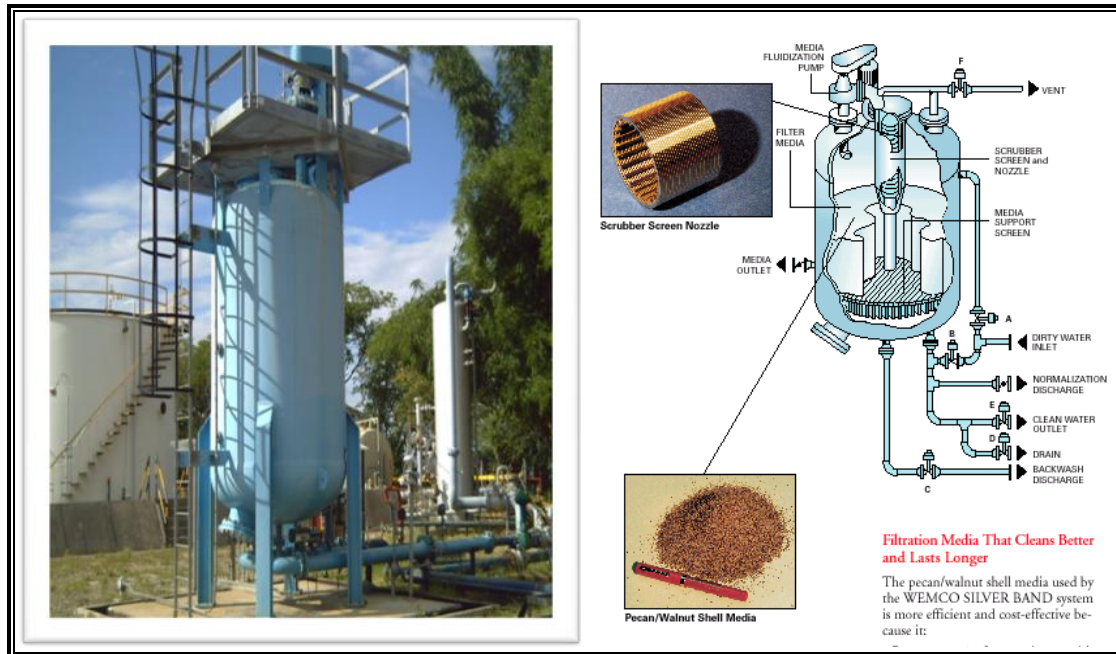






Foto 3. Filtro Wemco



- **Tanque de agua clarificada (TA-65-004).**<sup>1</sup> Es un tanque de capacidad suficiente para almacenar el agua proveniente del filtro cascara de nuez; su objetivo es el de proporcionar cabeza a las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección. El TA-65-004 es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 3.000 Bbls; cuenta con un sistema de gas de cobertura; presenta en su parte superior una válvula de seguridad accionada por presión, en caso de una eventual sobrepresión. además posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), apagando o accionando las bombas de transferencia dependiendo el caso. Ver especificaciones en el cuadro 13. Foto 4.

<sup>1</sup> MANUAL DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN, Campo RIO CEIBAS. Septiembre de 2007.



Cuadro 13. Especificaciones del tanque de agua clarificada

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BLS)	1600
Presión de Diseño	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200
Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación (° F)	120
Entradas	1
Salidas	1
Drenajes	1
Diámetro (fts)	25
Altura (fts)	18
Número de Anillos	3
Altura de Anillos (fts)	6
Inclinación Techo	210°
Materiales Lámina	A – 283 – C/A – 36
Estructura Interna	A – 36

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.

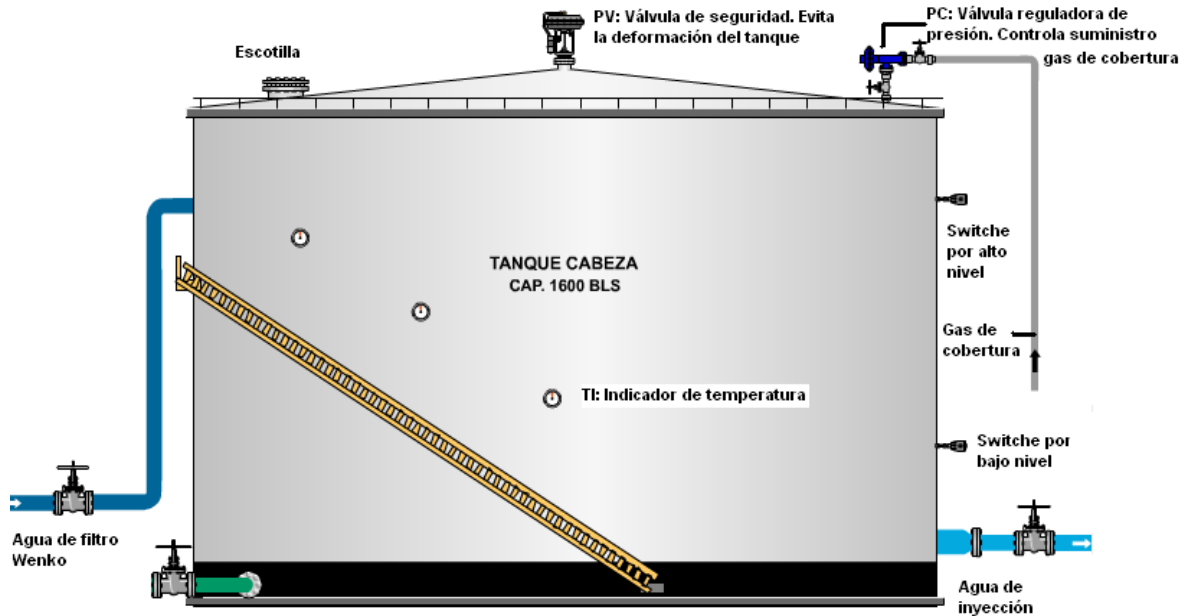
Foto 4. Tanque de agua clarificada (TA 65–004)







Figura 20. Esquema tanque de agua clarificada (TA 65-004)



- **Bombas de transferencia (P-65-004A/B)** Estas bombas tienen como objeto transferir el agua desde el tanque de agua clarificada hasta los tanques localizados en las islas de inyección. Son dos unidades, una cuenta con un motor eléctrico de 30 HP y la otra con uno de 60 HP, que impulsa una bomba centrífuga. Una vez el agua ha pasado por estas bombas se le inyecta secuestrante de oxígeno, con el fin de prevenir la corrosión de líneas y equipos. En la ficha técnica 1 se detallan las especificaciones de las bombas y de los motores respectivos. Ver foto 5.

- **Decantador (DC-65-005).** Esta diseñado para un caudal máximo de 500 GPM y opera a una temperatura de 120°F; en ésta vasija cónica, el agua con los sólidos procedentes del filtro en el retrolavado es enviada a los lechos de secado donde



se separa el agua aceitosa la cual es reciclada al proceso (Gun Barrel), los sólidos que quedan son dispuestos por los departamentos de producción y operación. Ver foto 6.

Foto 5. Bombas de transferencia (P-65-004A/B)



Foto 6. Decantador DC-65-005





**4.1.1.1 Sistema de inyección de química.** El sistema de inyección de química está compuesto por:

- **Tanques de almacenamiento y mezclador.** Son tanques en su mayoría de polietileno, los cuales almacenan el químico que se inyecta al proceso de tratamiento del agua de producción.
- **Bombas de inyección de química.** Son bombas eléctricas y neumáticas. Las últimas se alimentan de gas natural para su funcionamiento, ambas son ajustadas manualmente de acuerdo a los requerimientos de cantidad o caudal de fluido de sustancias químicas.
- **Productos químicos.** En el tratamiento del agua de producción en el Campo Río Ceibas, se inyectan al sistema 4 productos químicos de la empresa Clariant, que permiten mejorar la calidad del agua; dichos productos son:

**Rompedor de Emulsión Inversa (PHASETREAT 3465)** Ayuda a separar las trazas de crudo que quedan en el agua. Se inyecta a la entrada del Gun Barrel.

**Clarificador (DISMULGAN V 3377)**, hace que los sólidos floculen y se precipiten ayudando en el proceso de filtrado de los sólidos contenidos en el agua. Se inyecta a la entrada del tanque Stage.

**Biocidas (DODIGEN 226)**, elimina las bacterias aeróbicas. Se aplica en la descarga de la bomba de transferencia (**P-65-003A**).

**Secuestrante de oxígeno (DODIOX)**, remueve las pequeñas concentraciones de oxígeno en grandes volúmenes de agua, ayudando a proteger el sistema de la



corrosión. Se agrega a la salida del tanque de Agua Clarificada y en las islas de inyección.

#### 4.1.2 Equipos del subsistema de transporte e inyección.

Las plantas de inyección de agua ubicadas en isla 9 y G, cuentan con los mismos equipos y la distribución de ellos es similar en cada isla. Ver figuras 16 y 17.

- **Tanque de cabeza.** Cada isla de inyección cuenta con tanques horizontal con capacidad de 500 Bbls (Dos en la isla 9 y dos en la isla G), instalados con el objeto de suministrar cabeza a las bombas booster de inyección. Se encuentran provistos con gas de cobertura y posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), accionando la válvula automática de entrada al tanque. Ver especificaciones en el cuadro 14. Foto 7.

Cuadro 14. Especificaciones de los tanques de cabeza de las islas de inyección

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BBLS)	500
Presión de Diseño	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200°F
Presión de Operación	Atmosférica
Entradas	3
Salidas	1
Drenajes	1
Diámetro Promedio (mm)	3043
Longitud del Cuerpo (mm)	11135
Longitud Total (mm)	11539
Tipo de Casquete	Hemisférico
Espesor Lámina del Cuerpo (mm)	5
Espesor Lámina de casquetes (mm)	8

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.



Foto 7. Tanques de cabeza isla de inyección



- **Bombas Booster de Inyección.** Tienen como objeto suministrar agua a las bombas de inyección a la presión adecuada, succionando desde los tanques de almacenamiento de 500 Bls. Son tres en cada isla de inyección, dos de ellas cuentan con un motor eléctrico marca US de México de 20 HP y la otra con un motor eléctrico de 40 HP, que impulsa una bomba centrífuga marca Workthington de modelo D 1000. Las dos primeras deben funcionar en paralelo o en su defecto la numero tres con capacidad suficiente para alimentar ella sola la bomba de inyección que esté en línea. En las islas de inyección, a la succión de éstas bombas se inyecta el secuestrante de oxígeno como medida para prevenir la corrosión de líneas y equipos. Las especificaciones de las bombas se encuentran en la ficha técnica 3 respectivamente.



Foto 8. Bombas Booster de Inyección



- **Bombas de Inyección.** Tienen como función transferir el agua a los pozos e inyectarla en los mismos a la presión establecida, 2750 psig aproximadamente. En total son cuatro bombas (dos en cada isla de inyección), cada una de las cuales consta de un motor a gas marca Waukesha modelo L36GL, que a través de un incrementador de velocidad Lufkin Gears NM804C impulsa una bomba centrífuga multietapas horizontal marca Centrilift modelo PMT y capacidad de bombeo de 10000 BPD a 1800 RPM en el motor, con una presión de descarga de 3000 Psig. El caudal es variable según la velocidad de operación la cual puede ser ajustada entre 700 – 1800 RPM mediante un control manual instalado sobre el motor. Ver especificaciones en la ficha técnica 4 y foto 9.

▫ **Descripción del sistema de bombeo horizontal.** Este sistema de bombeo está formado por los siguientes elementos:

- ❖ **Bomba:** La bomba es de tipo estándar de Centrilift de la serie 675, cuyas curvas características se muestran en el catálogo Centrilift.



- ❖ **Cámara de succión y empuje:** Sus funciones son las siguientes:
  - **Cámara de succión:** Proveer una entrada del fluido a bombear hacia la primera etapa de la bomba, y debe encontrarse a una presión positiva de 20 psi a lo largo del rango de caudales previstos. Para contar con dicha presión en el colector de aspiración se tienen instaladas bombas alimentadoras o booster.
  - **Cámara de empuje:** Se encuentra alojada en el interior de la cámara de succión, y es donde se aloja el cojinete de empuje axial, siendo el mismo del tipo de zapatas pivotantes. Además, aloja el sello mecánico que empaqueta el eje contra la presión de succión. Por ser la misma presión, no existen dificultades de dicho sellado. Esta cámara va llena con aceite lubricante del mismo que se usa en los motores y secciones sellantes Centrilift. Tiene un visor que permite verificar el nivel del mismo. La cámara de empuje provee acoplamiento mecánico entre el motor a gas y la bomba propiamente dicha, a través de un eje que atraviesa dicha cámara, y de los acoplamientos del tipo estriado.
  - **Motor:** El motor proporciona la potencia necesaria para dar el movimiento rotatorio de los impellers de la bomba y conseguir de esta forma el bombeo del fluido.
  - **Estructura y montaje:** Cada unidad de potencia está equipada con radiador, motor e incrementador de velocidad. El cuerpo de la bomba va apoyado sobre soportes de altura regulable. Todos estos soportes a su vez están apoyados sobre cubos de hormigón y anclados con bulones.



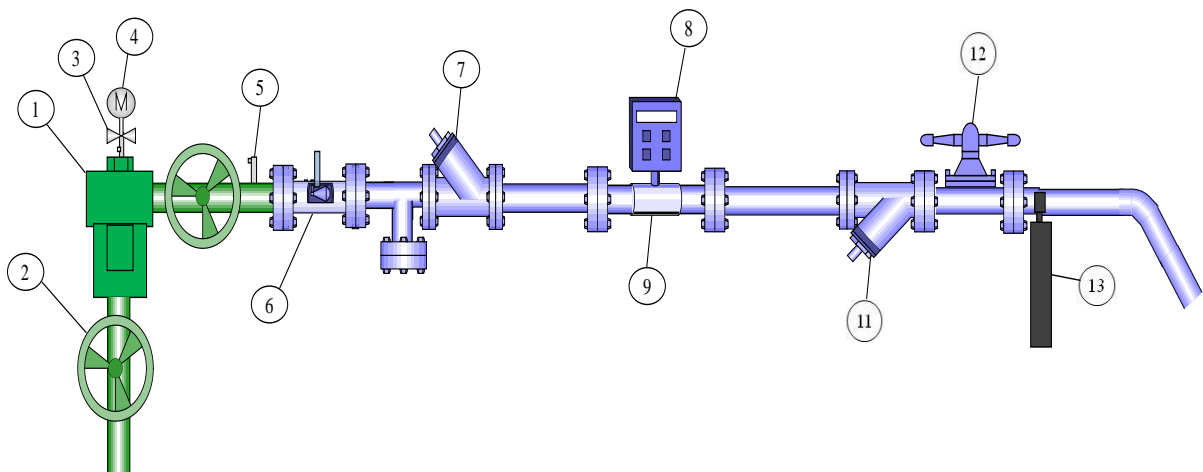


Foto 9. Bombas de Inyección



**4.1.2.1 Cabezal de Pozos inyectoros.** Las líneas que van desde el cabezal de descarga de las bombas de inyección hasta los pozos inyectoros son de acero, de 3" de diámetro. El tren de medición en cabeza de pozo es de 2" de diámetro y sus componentes se observan y detallan en la figura 21 y en el cuadro 15 respectivamente. Ver foto 10.

Figura 21. Cabezal pozo inyector







Cuadro 15. Accesorios cabezal pozo inyector

PIEZA	DESCRIPCION
1	Te de Inyección, EUE
2	Válvula Lateral de 2" BTC, EUE.
3	Válvula de aguja de ½
4	Manómetro
5	Válvula Toma muestra
6	Choque Ajustable 2"
7	Cheque 2" NPT * 2000 Psi
8	Medidor de Flujo "Blancett"
9	Turbina 2"
10	Línea de 2" para BACK FLOW
11	Strainer
12	Válvula de Compuerta
13	Apoyo de Tubería, Ajustable y Removible

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.

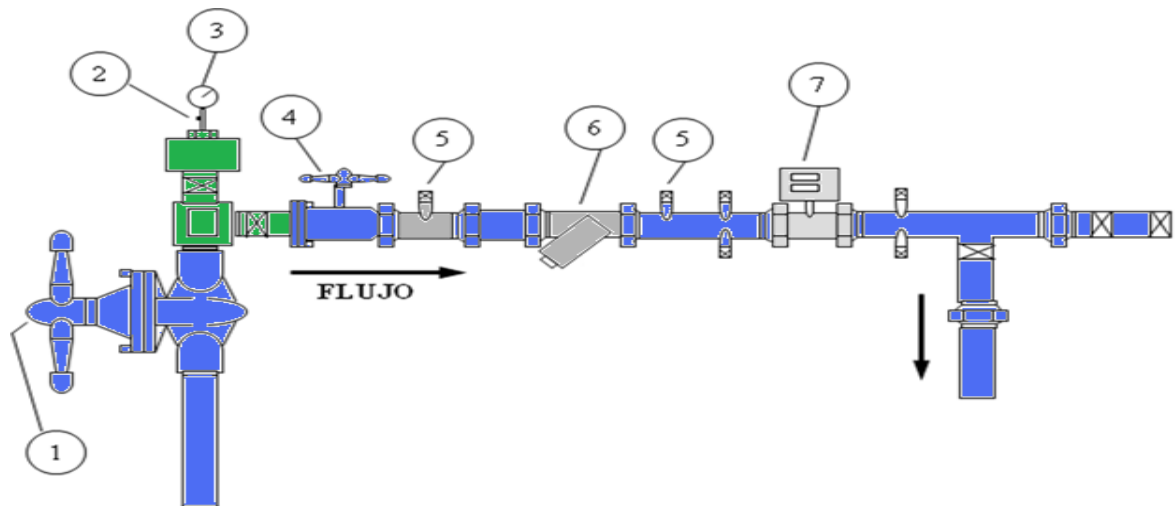
Foto 10. Pozo inyector de agua





**4.1.2.2 Cabezal de Pozos productores de agua.** El tren de medición en cabeza de pozo es de 2" de diámetro y sus componentes se observan y detallan en la figura 22 y en el cuadro 16 respectivamente. Ver foto 14.

Figura 22. Cabezal pozo productor de agua



Cuadro 16. Accesorios cabezal pozo productor de agua

PIEZA	DESCRIPCION
1	Válvula de Compuerta 2" BTC, EUE, 8rd
2	Válvula de aguja de ½
3	Manómetro
4	Choque Ajustable 2"
5	Válvula Toma muestra
6	Cheque 2" NPT * 2000 Psi
7	Medidor de Flujo "Blancett"

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.



Foto 11. Pozo productor de agua



#### **4.1.2.3 SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL**

El sistema de inyección está totalmente instrumentado para su operación automática, la operación se regula por un sistema de control que cuenta con PLC programado. Las señales de campo llegan al PLC ó unidad programada y una CPU con su respectiva tarjeta electrónica envía la señal de acción al módulo de comunicaciones y al módulo de salida. El módulo de comunicaciones acopla las señales de la CPU y las traduce al Display en forma de texto; y el módulo de salida da la orden de encendido o apagado a los equipos, según la falla en el sistema.

### **4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE TRATAMIENTO**

**4.2.1 Recorrido del agua asociada.** A continuación se hace una descripción general del proceso de tratamiento del agua asociada:



- En los separadores trifásicos (que actualmente están como bifásicos) se produce la separación gas – líquido, dichos equipos tienen una eficiencia de separación de gas del 95% aproximadamente.
- Los fluidos (agua-aceite) que se separaron del gas son enviados hacia el calentador donde se les proporciona una temperatura adecuada para acelerar la separación en el Gun Barrel (Por Decantación); Final de las fases fluidas.
- En la Bota de Gas del Gun Barrel se culmina con la separación del gas y en la vasija la separación final de los fluidos (agua – crudo), el tiempo de retención en dicho equipo es de aproximadamente 8 horas, el Gun Barrel cuenta con una sonda de interfase la cual garantiza que la altura del contacto agua-aceite permanezca estable y con esto a la vez que el tiempo de retención sea el calculado. El agua separada en el Gun Barrel inicialmente salía hacia un tanque desnatador, sin embargo este tanque fue desmontado y no se encuentra en la estación, por lo tanto la salida de agua fluye directamente hacia el tanque Stage a través de una válvula de control la cual es comandada por la sonda de interfase. En la línea de ingreso al tanque de producción se le inyecta un químico (Clarificador) el cual permite la dispersión de sólidos y trazas de aceite presente en el agua. La nata de sólidos y aceite es drenada a través del sistema de skimmers hacia una cajilla de aguas residuales y de ahí a la piscina API.
- El agua de producción es bombeada hacia el filtro cáscara de nuez, allí la filtración se lleva a cabo haciendo pasar el líquido a tratar, a través de un lecho de cáscara de nuez, y posteriormente al tanque de agua clarificada, el cual sirve como tanque de cabeza para las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección (Islas 9 y G).



- El agua sin tratar contiene normalmente sólidos en suspensión, los cuales son indeseables o perjudiciales en la operación de inyección, éstos son retenidos por el filtro; a medida que van quedando atrapadas las partículas, la caída de presión a través del lecho filtrante va aumentando, por lo cual es necesario desalojarlas, esto se hace fácilmente invirtiendo el flujo a través del lecho (retrolavado). Esto hace expandir el medio filtrante, limpiándose por acción hidráulica y por fricción de un grano contra otro. Para la operación de retrolavado se cuenta con un decantador, el cual maneja la totalidad del agua utilizada para dicha operación, está diseñado para un caudal máximo de 500 GPM y opera a una temperatura de 120°F; en ésta vasija el agua con los sólidos procedentes del filtro en el retrolavado es enviada a los lechos de secado donde se separa el agua aceitosa la cual es reciclada al proceso (Gun Barrel), y los sólidos son dispuestos por los departamentos de producción y operación.

**4.2.2 Recorrido del agua residual.** El agua de producción que llega a la piscina API está compuesta por el agua de drenaje de los equipos. En esta piscina se realizan procesos de separación crudo-agua, gas-líquido y sólido - líquido.

El agua es succionada de la piscina API por dos bombas que la envía al tanque Stage o al Gun Barrel para continuar con el recorrido del agua asociada en los procesos de desnatación, filtración, almacenamiento y finalmente inyección a pozos. Ver figuras 15.



Ficha técnica 1. Bombas de transferencia (P-65-003A/B) y (P-65-004A/B)

EQUIPO: BOMBAS DE TRANSFERENCIA		CANTIDAD: 4	
<b>MOTOR ELÉCTRICO HORIZONTAL A PRUEBA DE EXPLOSIÓN</b>			
<b>MARCA</b>	US MOTORS	<b>POTENCIA</b>	2 MOTORES DE 50 HP
			1 MOTOR DE 30 HP
			1 MOTOR DE 60 HP
<b>RPM</b>	3545 MOTORES DE 50 HP 3600 MOTORES DE 30 Y 60 HP	<b>VOLTIOS</b>	480
<b>CICLOS</b>	60 HZ		
<b>BOMBA</b>			
<b>TIPO</b>	CENTRÍFUGA	<b>MARCA</b>	WORTHINGTON
<b>LÍNEA</b>	D1000	<b>MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN</b>	ACERO AL CARBON
<b>TIPO SELLO</b>	MECÁNICO	<b>TIPO DE CARAS</b>	DURAS
<b>LUBRICANTE</b>	ACEITE LUBRAS	<b>ACOPLE FLEXIBLE</b>	REX OMEGA
<b>TIPO ACOPLE</b>	ELASTÓMERO	<b>TAMAÑO</b>	4 X 3 X 8 DOS BOMBAS DE 50 HP.
			4 X 3 X 8 BOMBA DE MOTOR 30 HP Y 4 X 3 X 10 BOMBA DE MOTOR 60 HP.
<b>PESO CONJUNTO MOTOR – BOMBA</b>	500 KG CON MOTOR DE 50 HP	<b>PRESIÓN DE SUCCIÓN</b>	ATMOSFÉRICA
	400 KG CON MOTOR DE 30 Y 60 HP		
<b>PRESIÓN DE DESCARGA</b>	100 PSIG BOMBAS AGUA CLARIFICADA (50 HP).	<b>CAPACIDAD DE BOMBEO</b>	18000 BWPD C/U BOMBAS AGUA CLARIFICADA.
	80 PSIG BOMBA DE TRANSFERENCIA A LAS ISLAS DE INYECCIÓN (30 HP).		8000 BWPD C/U BOMBAS TRANSFERENCIA A ISLAS DE INYECCIÓN.(30 HP)
	120 PSIG BOMBAS DE TRANSFERENCIA A LAS ISLAS DE INYECCIÓN (60 HP).		15000 BWPD C/U BOMBAS TRANSFERENCIA A ISLAS DE INYECCIÓN.(60 HP)



Ficha Técnica 2. Filtro cáscara de nuez

<b>EQUIPO: FILTRO CASCARA DE NUEZ</b>		<b>CANTIDAD: 1</b>	
<b>DATOS DE DISEÑO</b>			
<b>DIÁMETRO</b>	<b>4.5 PIES</b>	<b>ALTURA DEL LECHO</b>	<b>3 PIES</b>
<b>AREA DE FILTRACIÓN</b>	<b>15.9 PIES<sup>2</sup></b>	<b>LONGITUD DEL CILINDRO</b>	<b>6 PIES</b>
<b>DIMENSIONES</b>			
<b>MARCA</b>	<b>WEMCO</b>	<b>PRESIÓN DE DISEÑO</b>	<b>50 PSIG</b>
<b>PRESIÓN DE PRUEBA</b>	<b>75 PSIG</b>	<b>TEMP. DE OPERACIÓN</b>	<b>120 °F</b>
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN</b>	<b>30 PSIG</b>	<b>PESO VACIO</b>	<b>1.11 TONELADAS</b>
<b>FLUJO DE SERVICIO</b>	<b>175 GPM</b>	<b>FLUJO RETROLAVADO</b>	<b>159 GPM</b>
<b>RATA DE FILTRACIÓN</b>	<b>11 GPM / PIE<sup>2</sup></b>		
<b>DIÁMETRO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS</b>			
<b>SERVICIO</b>	<b>3"</b>	<b>LAVADO</b>	<b>3"</b>
<b>ENJUAGUE</b>	<b>1.1/2"</b>	<b>DRENAJE INFERIOR</b>	<b>2"</b>
<b>DESAIRE</b>	<b>1/4"</b>	<b>ALIVIO</b>	<b>1/2" X 3/4"</b>
<b>GAS</b>	<b>1"</b>		
<b>MEDIO FILTRANTE</b>			
<b>CASCARA DE NUEZ</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>14 BULTOS</b>	<b>ESPESSOR DE CAPA</b>	<b>12"</b>
<b>GRAVA MALLA 12-20</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>10 SACOS</b>	<b>ESPESSOR DE CAPA</b>	<b>8"</b>
<b>GRAVA MALLA 8-12</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>12 SACOS</b>	<b>ESPESSOR DE CAPA</b>	<b>9"</b>
<b>GRAVA MALLA 6-8</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>14 BULTOS</b>	<b>ESPESSOR DE CAPA</b>	<b>7"</b>
<b>ACCESORIOS Y MATERIALES</b>			
<b>MATERIAL DEL CILINDRO:</b> LAMINA DE ACERO AL CARBONO S-A 283 GRADO C. ESPESOR 1/4"			
<b>SOPORTE DEL TANQUE:</b> CUATRO SOPORTES ELABORADOS EN ANGULO CON ESFUERZO Y PLANCHA AL PISO PARA REPARTICIÓN DE LA CARGA SOBRE LA BASE DE CONCRETO			
<b>BOCAS DE INSPECCION:</b> 1 MANHOLE CIRCULAR DE 16" EN LA TAPA SUPERIOR. 1 MANHOLE CIRCULAR DE 20" EN EL CILINDRO			
<b>PINTURA INTERIOR:</b> EPÓXICA CON DOS CAPAS DE 8 MILS C/U			
<b>PINTURA EXTERIOR:</b> PINTURA ANTICORROSIVA ALQUÍDICA CON ESPESOR DE 2 MILS. PINTURA DE PRESENTACIÓN CON DOS CAPAS DE 2 MILS C/U			
<b>TUBERÍAS</b>	<b>EXTERNAS:</b> ACERO CARBONO SCH 40		
	<b>INTERNAS:</b> DISTRIBUIDOR CENTRAL EN ACERO INOXIDABLE SCH 40 Y LATERALES EN PVC		
<b>ACCESORIOS EXTERNOS:</b> ACERO CARBONO SCH 40			
<b>ACCESORIOS INTERNOS:</b> BOQUILLAS PLÁSTICAS PARA EL COLECTOR			
<b>VÁLVULAS</b>	<b>SERVICIO Y RETROLAVADO:</b> TIPO MARIPOSA		
	<b>ENJUAGUE:</b> TIPO BOLA		
	<b>DESAIRE:</b> TIPO COMPUERTA		
	<b>ENTRADA DE GAS:</b> TIPO BOLA		



Ficha Técnica 3. Bombas booster de la isla 9 y G

EQUIPO: BOMBA BOOSTER DE INYECCIÓN		CANTIDAD: 2 EN CADA ISLA DE INYECCIÓN	
<b>MOTOR ELÉCTRICO</b>			
MARCA	MOTORES US DE MÉXICO	HP	20
FASES	3	CLASE AISLAMIENTO	F
FACTOR DE SERVICIO	1.15	ARMAZÓN	256T
CICLOS	60 HZ	TIPO	CT
CLAVE	A	DISEÑO	B
RPM	1750	VOLTIOS	230/460
AMPERIOS	48/24	RODAMIENTO LADO POLEA	6309-27JC3
RODAMIENTO LADO CORTO	6207-2ZJC3	SERIAL	C10-A12011-A-658-M1
<b>ACOPLE</b>			
MARCA	REX OMEGA	TIPO	10
<b>BOMBA</b>			
MARCA	WORTHINGTON	LÍNEA	D1000
SERIE	06520000103	DIÁMETRO IMPELER	12"
PRESIÓN DE DESCARGA	50 PSIG	TAMAÑO	ISLA 9: 3 X 2 X 13
			ISLA G: 3 X 2 X 8
CAPACIDAD DE BOMBEO	ISLA 9: 16.000 BWPD	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	ISLA 9: 100 °F
	ISLA G: 10.000 BWPD		ISLA G: 160 °F





Ficha Técnica 4. Bombas de inyección.

EQUIPO: BOMBA INYECCION DE AGUA		CANTIDAD: 4	
<b>MOTOR</b>			
MARCA	WAUKESHA	MODELO	L36GL
SAAS	99-502	TIPO DE SERVICIO	CONTINUO
SERIAL	C-94130/2	RADIO DE COMPRESION	11/1
FECHA	MAYO 2000	COMBUSTIBLE	GAS NATURAL
WKI MINIMO	75.3	TIEMPO DE ENCENDIDO °BTDC	9
AJUSTE CARBURACION	7.802	HP/KW DE SERVICIO	880/656
SOBRECARGA	N/A	LIMITE ALTITUD	2218
ESPACIAMIENTO DE VALVULAS	INT. 0.20 MM EXCH 0.66 MM	RPM	1800
ORDEN DE ENCENDIDO	1R-6L-5R-2L-3R-4L-6R-1L-2R-5L-4R-3L		
<b>WAUKESHA POWER SYSTEM</b>			
MODELO	VGf36GL	SERIAL	C94130-910/2
SERIAL MOTOR	C-94130/2	BHP	840
KW	630	FECHA	JUNIO 2000
RPM	1800		
<b>SUBCOMPONENTES TURBOCARGADORES</b>			
MARCA	GARRETT	MODELO	305864
		CEC MODULE	
MARCA	WAUKESHA	MODELO	1211
SERIAL	3862L	VOLTAJE	10-32 VDC
		DSM MODULE	
MARCA	WAUKESHA	MODELO	E740401
SERIAL	2670		
		DSM FILTER	
MARCA	WAUKESHA	MODELO	A740412J
SERIAL	99320002		
<b>INTERCOOLER</b>			
MARCA	MODINE	MODINE #	1A016656
SERIAL	01726-99307	CUST #	E305781B
<b>MOTOR DE ARRANQUE</b>			
MARCA	INGERSOLL RAND	MODELO	SS815GB03R31-210
<b>GOVERNADOR</b>			
MARCA	WOODWRAD	PARTE #	8256-080
<b>REGULADOR DE PRESION</b>			
MARCA	FISHER	TIPO	Y692-WE2
ORIFICIO	3/4"	RANGO RESORTE	3.5-7 IN H <sub>2</sub> O
<b>CARBURADOR</b>			
MARCA	IMPACO	MODELO	59021L
VALVULA DE GAS PART #	V2-93		
<b>COOLER</b>			
MARCA	GENERAL THERMODINAMICS	G.T.I. #	233336G
CUST #	P314893		
<b>EMBRAGUE</b>			
MARCA	TWIN DISK	MODELO	SP321P00
DOM N°	SP321P901	SERIAL	1LS725 P313939
<b>INCREMENTADOR DE VELOCIDAD</b>			
MARCA	LUFKIN GEARS	MODELO	NM804C
RADIO	2.024:1	SERIAL	116096
RPM ENTRADA	1779	FACTOR DE SERVICIO	2.94
CAPACIDAD DE ACEITE	8 GALS	RANGO CAT.	3600 H
ORDEN N°	200903	RANGO DE SERVICIO	700 HP
LUBRICANTE	AGMA 3		
<b>SUBCOMPONENTES</b>			
<b>COOLER</b>			
MARCA	HEAT EXCHANGERS	MODELO	C-1224-36-6-T-AD
<b>CUBIERTA</b>			
PRESION NOMINAL	300 PSI	TEMPERATURA	300 °F
<b>TUBERIA</b>			
PRESION NOMINAL	150 PSI	TEMPERATURA	300 °F
<b>BOMBA (SKIT UNIT'S HORIZONTAL PUMPING UNIT)</b>			
MARCA	CENTRILIFT	MODELO PART N°	SE9181HZA
SERIAL	21V00373	MODELO BOMBA	HPMT
MODELO SELLO	HTC3.4	SERIAL BOMBA	01H70581-70583/70585
SERIAL SELLO	31X01917	PRESION DE DESCARGA	3000 PSI
MAX. CAPAC. DE BOMBEO	12000 BW/PD	TEMP. DE OPERACION	100 °F
No. DE ETAPAS	70		
<b>SECCION DEL SELLO</b>			
PARTE NUMERO	SE8588HZ25	SERIAL	31X01916
SERIE	875	MODELO	HTC3.4
<b>PRIMERA SECCION (BOMBA LOWER)</b>			
SERIAL	01H01175	SERIE	675
MODELO	HPMT	TIPO	26HC12500
<b>SEGUNDA SECCION (BOMBA MIDDLE)</b>			
SERIAL	01H01176	SERIE	675
MODELO	HPMT	TIPO	18HC12500
<b>TERCERA SECCION (BOMBA SUPERIOR)</b>			
SERIAL	01H70581	PARTE #	SE9181PB
MODELO	HSG34324		
<b>SUBCOMPONENTES</b>			
<b>COOLER</b>			
MARCA	TERMAL TRANSFER PRODUCTS	MODELO	AO-1S-FB
RATA MAXIMA	300 PSI	A	350 °F
SERIAL	C-132843		
<b>MOTOR COOLER</b>			
MARCA	BALDOR	NUMERO	FAH75425
SERIE	M300	CUERPO	48
SPEC	34-3426M368	CAT N°	L4003A
HP	1/2	VOLTIOS	113/208-230
AMPERIOS	3/2.6-2.3	RPM	1723
HERTZ	60	FASES	1
CLASE	B	DISENO	N
CODIGO	L		
<b>LUBRICADOR</b>			
MARCA	LENCO LUBRICATION SYSTEMS		
<b>OBSERVACIONES</b>			



## 5. CONDICIONES DE OPERACIÓN Y VARIABLES EN LOS PROCESOS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN

### 5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

Las condiciones normales de operación en los procesos de la planta de tratamiento de agua para inyección del campo Rio Ceibas, se exponen en la Tabla 6, referente a la figura 23.

Tabla 6. Condiciones normales de operación en la planta de tratamiento de agua

CONDICIONES	UNIDADES	1	2	3	4	5	6
		FLUIDO	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA
FLUIDO	BPD	5900	-	-	-	-	-
AGUA	BPD	-	600	4900	300	5200	4900
GAS	MMSCFD	0.02	-	-	-	-	-
PRESIÓN	PSIG	25	50	ATM.	70	100	100
TEMPERATURA	°F	120	120	120	120	120	120
G.E.	-	0.91	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
B.S.W.	%	-	-	-	-	-	-

Fuente. Archivo – Petrobras International S.A. (Enero de 2009).

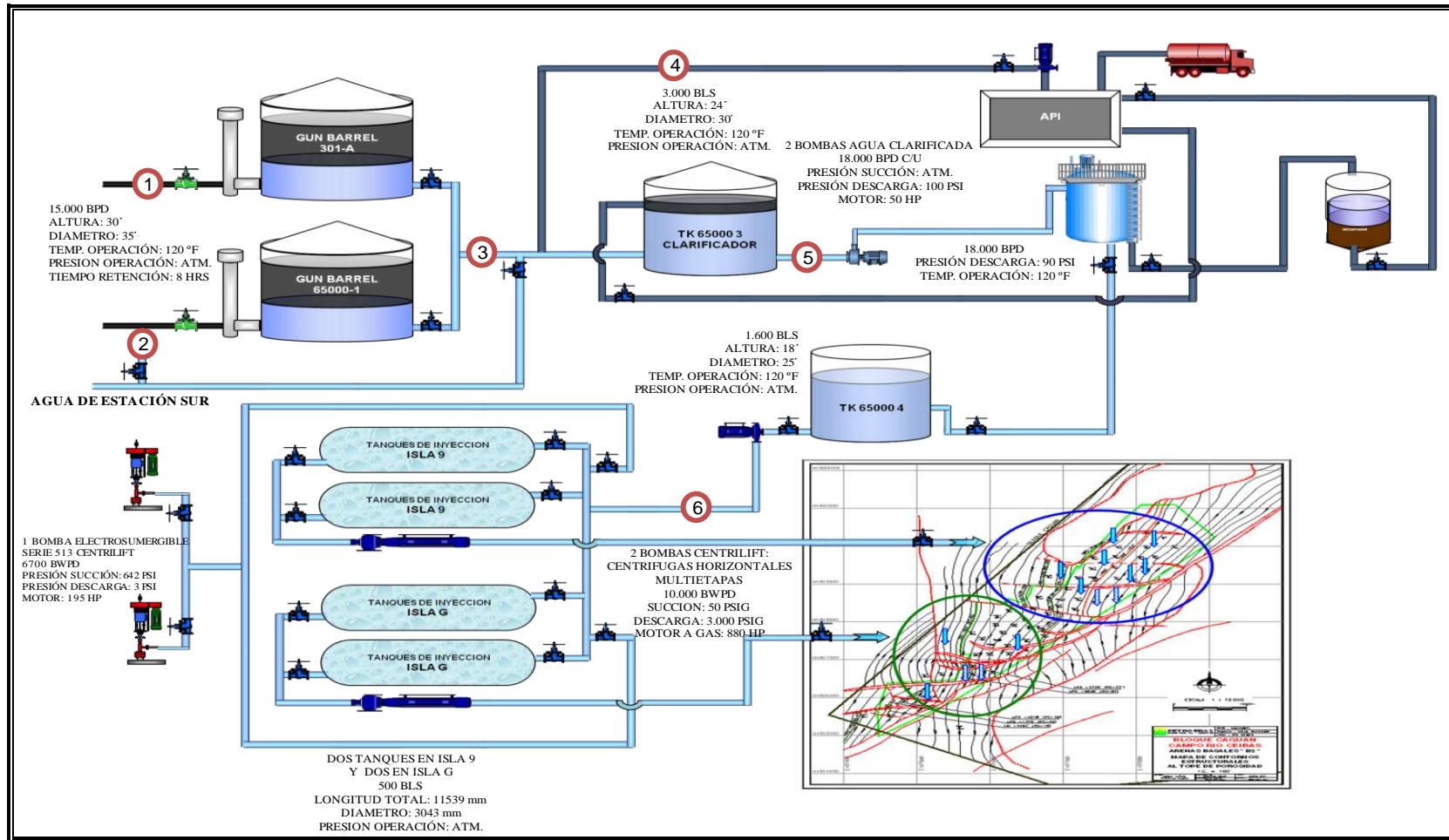


Figura 23. Condiciones de operación en la planta de tratamiento de agua



## **5.2 PRINCIPALES VARIABLES ASOCIADAS A LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO<sup>1</sup>**

En los proyectos de inyección de agua se debe tener una calidad tal que no ocasione problemas de incrustaciones, taponamiento en la formación receptora por bloques de emulsión, sólidos suspendidos, los cuales forman una costra en la cara de la formación en la que las partículas de aceite sirven como pegante para las partículas en suspensión, ni ocasione problemas de corrosión tanto en líneas como en equipos de superficie y subsuelo.

Si se presentan algunos de estos problemas, ocasionarán directa o indirectamente el aumento de la presión de inyección y por tanto una reducción en la tasa de inyección; así como las variaciones en las condiciones de operación en la planta de inyección.

Para evitar estos problemas se debe tener un control adecuado en superficie de las siguientes variables:

- Variables físicas y químicas del agua de inyección.
- Variables operacionales.

**5.2.1 Variables físicas y químicas del agua de inyección.** Deben ser determinados los parámetros de la Tabla 7 para detectar posibles problemas y determinar rápidamente soluciones.

---

<sup>1</sup> QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas.



Tabla 7. Análisis físicos y químicos realizados al agua asociada para inyección.

PARAMETRO	TIPO DE PARAMETRO	AGUA ASOCIADA	AGUA PARA INYECCION	MEDIDOS EN EL CAMPO RC03
Ph	FÍSICO	X	X	X
Eh	FÍSICO	O	X	
CONDUCTIVIDAD	FÍSICO	X		
GRAVEDAD ESPECIFICA	FÍSICO	X	X	X
BACTERIAS	BIOLÓGICO	X	X	O
BARIO	QUÍMICO	X	X	
BICARBONATO	QUÍMICO	X	X	X
BORO	QUÍMICO	O		
BROMO	QUÍMICO	O		
CALCIO	QUÍMICO	X	X	X
CARBONATO	QUÍMICO	X	X	X
DIÓXIDO DE CARBONO	QUÍMICO	O	X	
CLORUROS	QUÍMICO	X	X	X
SULFURO DE HIDRÓGENO	QUÍMICO	O	X	
YODO	QUÍMICO	O		
HIERRO	QUÍMICO	X	X	X
MAGNESIO	QUÍMICO	X	X	O
MANGANESO	QUÍMICO	O	O	
OXÍGENO	QUÍMICO	X	X	X
POTASIO	QUÍMICO	O		
HIDROCARBURO RESIDUAL	QUÍMICO		X	X
SODIO	QUÍMICO	X	O	
SÍLICE	QUÍMICO	O	X	
ESTRONCIO	QUÍMICO	O	X	
SULFATO	QUÍMICO	X	X	X
SÓLIDOS SUSPENDIDOS	FÍSICO	X	X	X
SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS	FÍSICO	O	X	X
TEMPERATURA	FÍSICO	O	O	O
TURBIDEZ	FÍSICO	X	X	X

Fuente: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK – Biblioteca Virtual, USCO



X = USUALMENTE REQUERIDO

O = ALGUNAS VECES REQUERIDO

**5.2.2. Variables Operacionales.** Cada operación involucra una serie de variables importantes que permiten conocer la efectividad del proceso de tratamiento e inyección del agua.

Las variables que intervienen principalmente en el proceso de inyección son: la presión y la tasa de inyección. La presión es una variable que se establece de acuerdo a las propiedades físicas de la roca del yacimiento tales como la presión de formación y la presión de fractura, es un indicativo del grado de taponamiento o canalización en la formación; la tasa de inyección se determina según las características físicas de la formación tales como la permeabilidad y la porosidad.

Las variables que intervienen en el proceso de tratamiento son:

- **Composición del agua.** Influye durante todo el proceso de tratamiento, puesto que de ella depende la complejidad de los equipos y químicos utilizados para tal fin, como por ejemplo alto contenido de sólidos suspendidos, alta concentración de oxígeno, alto contenido de partículas de aceite en suspensión, muy bajo pH, entre otros.
- **Dosificación y tiempo.** La cantidad de químico inyectado debe ser el mínimo requerido para una acción técnica y económicamente eficiente. El secuestrante de oxígeno se utiliza para evitar la corrosión por oxígeno en líneas y equipos usados en la planta de inyección. Se utiliza el tratamiento químico para la remoción de oxígeno, ya que la concentración de éste en el agua es baja, y no es necesaria una costosa remoción mecánica como cuando se tiene una alta concentración de oxígeno (fuentes superficiales).



- **Tiempo de retención.** Es el tiempo mínimo requerido para separar las fases líquido – líquido y gas - líquido en el Gun Barrel; líquido – líquido en tanque Stage; sólido – líquido y líquido – líquido en el API respectivamente. Depende de la naturaleza y concentración de los sólidos y partículas de aceite en suspensión.
- **Velocidad de sedimentación.** Se refiere a la rapidez con que se alcanza el asentamiento de las partículas sólidas de la corriente de agua. Esta variable principalmente tiene lugar en la piscina API, donde es necesario retirar en lo máximo posible el contenido de partículas sólidas en suspensión.
- **Temperatura.** Influye principalmente en la etapa de filtración sobre el material del lecho filtrante. También afecta la solubilidad del oxígeno en el agua ya que al aumentar la temperatura ésta disminuye y viceversa, lo que favorece el proceso de remoción de oxígeno del agua.
- **Presión de operación.** Es la presión a la cual se somete un sistema para su adecuado funcionamiento durante un tiempo determinado. Por ejemplo en la etapa de filtración, dicha presión debe vencer la resistencia al flujo del lecho filtrante; esta presión tampoco se puede sobrepasar ya que puede crear canales en el medio filtrante evitando así remover en gran cantidad las impurezas que presenta el agua. Cuando esta presión de trabajo se aumenta, significa que el lecho filtrante se encuentra taponado, luego para estabilizar la presión se debe realizar un retrolavado del filtro.
- **Velocidad de filtración.** Es la rapidez con la que se remueven los sólidos suspendidos mayores a  $40\mu\text{m}$  del agua. Se expresa en unidades de volumen por unidad de tiempo. Esta variable depende principalmente de la cantidad de



sólidos y partículas de aceite en suspensión a ser removidos, de la naturaleza del lecho o medio filtrante y de la presión de operación.

- **Nivel de agua.** Es la medida en pies de la cantidad de agua contenida en las vasijas. En el tanque de agua de producción Stage, tanque de agua clarificada y tanques de cabeza de las islas de inyección, se cuenta con indicadores de nivel, los cuales se calibran para que a determinadas alturas registren altos o bajos niveles mediante una alarma.
- **Tiempo de retrolavado.** Este depende del grado de taponamiento del lecho filtrante y por ende de la caída de presión, ya que ésta se incrementa al aumentar el taponamiento en los poros del lecho.
- **Tiempo de vida útil del lecho filtrante.** Se refiere al tiempo durante el cual el lecho opera en condiciones apropiadas. Depende principalmente de las características del fluido y del material del lecho filtrante.
- **Concentración de oxígeno.** Es una variable controlada en el proceso mediante la inyección de secuestrante de oxígeno. Una alta concentración de oxígeno ocasionará problemas graves de corrosión que a su vez conlleva al deterioro de los materiales de los equipos y líneas.





## 6. EFICIENCIA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO AGUA DE PRODUCCION

Durante los tres meses de investigación (diciembre de 2008 a febrero de 2009), se realizaron los análisis necesarios en donde se monitorearon el contenido de aceites, sólidos suspendidos totales, así como la presencia de hierros, cloruros y bacterias, lo anterior con el fin de establecer la calidad del agua y acciones de mejoramiento en el tratamiento antes de iniciar el proceso de inyección en la planta.

Con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema de inyección en el campo y con el objeto de minimizar la corrosión por contenido de hierros presente y evitar el taponamiento de los pozos por sólidos y grasas o aceites, se establece que el agua a inyectar debe cumplir con las siguientes especificaciones:

Tabla 8. Calidad del Agua en Cabeza de Pozo

CALIDAD DEL AGUA A INYECTAR	
PARAMETRO	VALOR
Aceite en Agua	Menor o igual a 3 ppm
Sólidos Suspendidos (Millipore)	Menor o igual de 2 ppm
Sólidos Suspendidos (Hach)	Menor o igual a 20 ppm
Oxígeno Disuelto	Menor o igual a 30 ppb
Contenido de Hierro	Menor o igual a 0.2 ppm
Bacterias	Menor a 100 colonias por ml
Corrosión Uniforme	Menor o igual a 5 mpy

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.



## 6.1 SEGUIMIENTO DIARIO AL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA

El seguimiento al proceso de tratamiento del agua de Inyección se realizó diariamente por un periodo de 3 meses, mediante pruebas tomadas a diferentes puntos del sistema así:

Con el asistente de inyección de agua se realizó el recorrido, tomando las muestras de agua en los diferentes puntos de control que están ubicados a la salida de las vasijas (Gun Barrel, Stage, Filtro Wemco, TK 004) que conforman el proceso de tratamiento del agua de inyección y en la cabeza de algún pozo inyector, como lo muestra la figura 24. Dichas muestras son llevadas al laboratorio, en donde se les realiza las siguientes pruebas:

**6.1.1 Parámetros evaluados y técnicas de análisis.** <sup>1</sup> Una vez las muestras eran recolectadas en frascos de vidrio, se llevaban al laboratorio para realizar las siguientes pruebas:

- **Sólidos suspendidos (Método HACH):** Son los sólidos que se encuentran en suspensión en el agua y pueden ser removidos por procesos mecánicos; se mide directamente en ppm por medio del Espectrofotómetro HACH, el cual trabaja por medio de la absorción de las radiaciones electromagnéticas comprendida en una longitud de onda de 810 nm, en una muestra de 10 ml.
- **Aceite en agua:** Son las partículas de aceite presentes en el agua; se mide directamente en ppm por el método HACH, con una longitud de onda de 620 nm en una muestra de 10 ml.

---

<sup>1</sup> RIOS, Beatriz Eugenia, Manual de operaciones y procedimientos de la planta de inyección de agua y del laboratorio de la Estación Yaguará. Neiva (H): Universidad Surcolombiana, 1998.

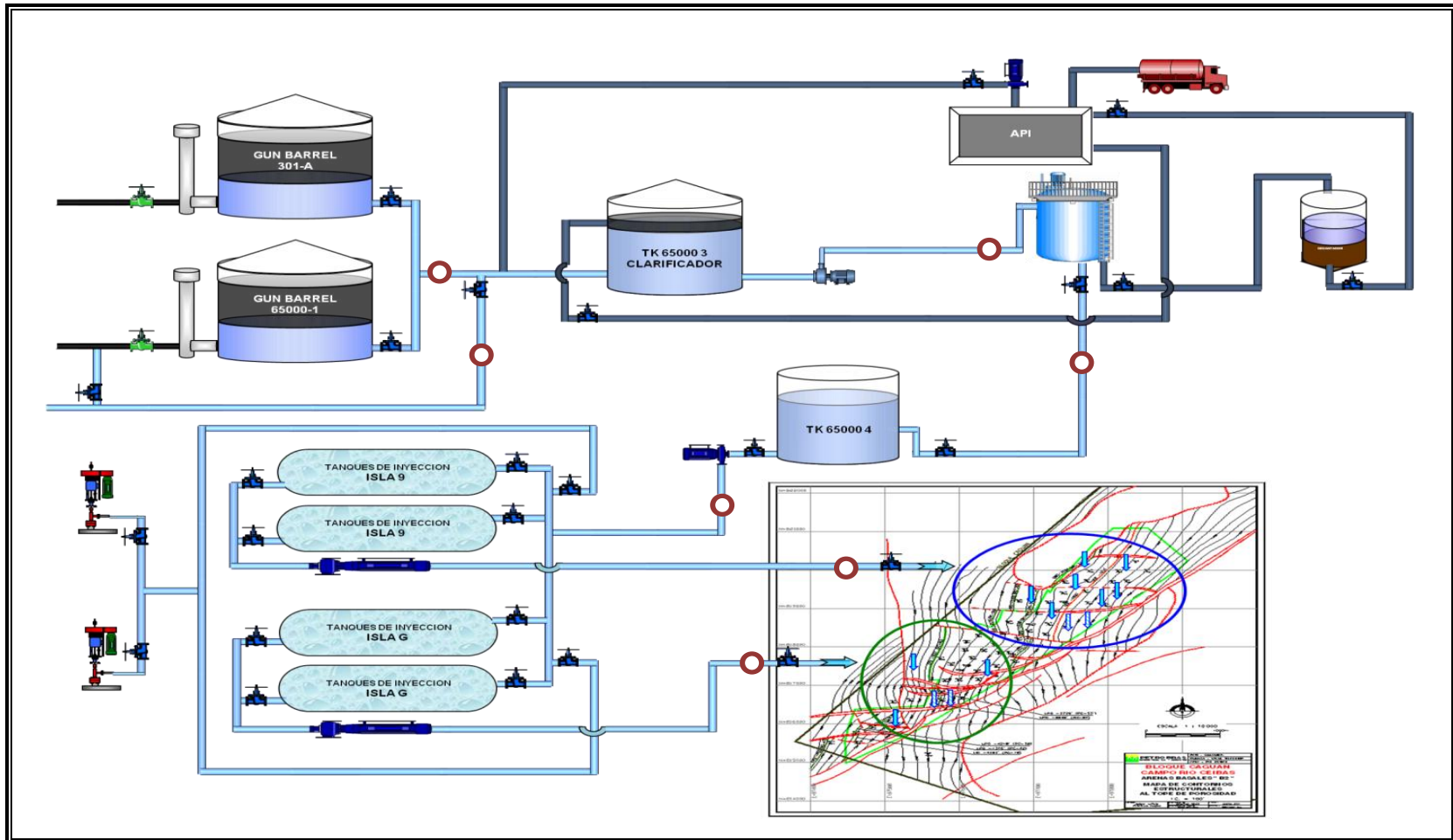


Figura 24. Puntos de muestreo en el sistema de inyección del Campo Rio Ceibas



- **Hierro:** Es la cantidad de hierro en ppm presente en el agua; se mide directamente por el método de HACH, agregando a una muestra de 10 ml, 0.2 g de reactivo Ferrover (Hidrosulfito de Sodio) con una longitud de onda de 510 nm.
- **Sólidos Suspendidos (Millipore):** Se determina la cantidad de sólidos suspendidos, según el procedimiento de la norma estándar NACE TMO 173-92, el cual consiste en filtrar 100 ml de agua a evaluar a través de una membrana de 0.45 micras a una presión constante de 20 +/- 1 psi. Los sólidos se determinan por diferencia de peso de la membrana filtrante.
- **Cloruros:** Es la cantidad de Ion Cl<sup>-</sup> en ppm presentes en el agua de inyección determinado por el método de titulación, el cual consiste en tomar 1 ml de muestra adicionándole 2 a 3 gotas de indicador Dicromato de Potasio y titulando con Nitrato de Plata 0.0282 M.
- **Oxígeno:** Es la cantidad de oxígeno disuelto en partes por billón (ppb) y se determina por análisis colorimétrico (R-7540 Chemets<sup>®</sup>); el cual consiste en ampolletas que contienen solución diluida de dietilén glicol, que se insertan a presión a una muestra de agua, las cuales se mezclan y por medio de un patrón de colores se calcula el oxígeno disuelto.

**6.1.2 Reporte de resultados.** Se elaboraron unas tablas en las cuales el asistente de inyección de agua reporta diariamente los resultados obtenidos de los parámetros evaluados; las cuales arrojan gráficos que permiten visualizar mejor y rápidamente lo que está ocurriendo en el sistema.

**6.1.3 Análisis del seguimiento diario realizado al tratamiento de agua.** Se halló el promedio mensual de cada uno de los parámetros evaluados durante los



tres meses, los cuales me permiten observar y analizar la eficiencia de los equipos que componen el sistema de tratamiento del agua de producción.

- **Sólidos Suspendidos Totales por HACH y MILLIPORE.**

Los siguientes gráficos muestran el seguimiento diario del contenido de sólidos suspendidos por Hach y Millipore de los puntos más representativos del sistema de inyección. Los valores promedios son los siguientes.

Tabla 9. Sólidos Suspendidos Por HACH

SOLIDOS SUSPENDIDOS POR HACH (ppm)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	996	1105	510	870	20
Estación Sur	2021	2187	1567	1925	20
Salida Stage	326	557	337	407	20
Salida Filtro Wemco	95	423	205	241	20
Salida TK 004	156	576	342	358	20
Cabeza Pozo	90	381	230	234	20

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.

Tabla 10. Sólidos Suspendidos por MILLIPORE

SOLIDOS SUSPENDIDOS MILLIPORE (ppm)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	NR	NR	NR		
Estación Sur	NR	NR	NR		
Salida Stage	28	55	37	40	2
Salida Filtro Wemco	13	43	22	26	2
Salida TK 004	19	62	33	38	2
Cabeza Pozo	12	38	24	25	2

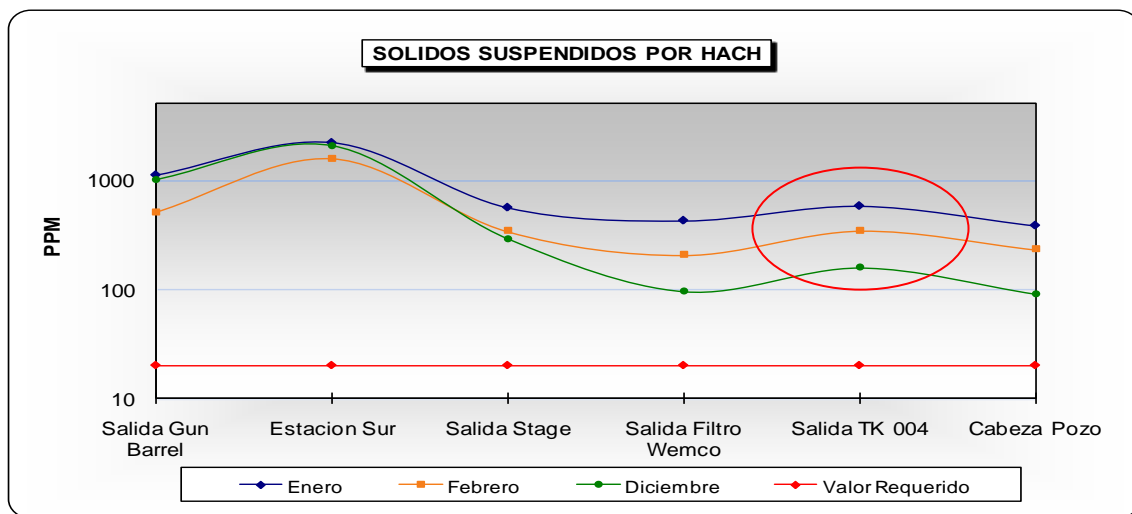
NR: Prueba No Realizada

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.



Según los resultados obtenidos el agua inyectada en cabeza de pozo presenta altísimas concentraciones de sólidos suspendidos, lo cual indica que el proceso de mejoramiento al agua es deficiente ya que no se está logrando cumplir con el parámetro establecido en el campo. De acuerdo a la gráficas 1 y 2 podemos observar un descenso progresivo de partículas sólidas en la parte inicial del proceso (TANQUE STAGE), el cual alcanza una eficiencia promedio del 53% por el método HACH durante los meses evaluados. En el FILTRO WENCO se empiezan a reflejar los problemas en el tratamiento del agua ya que no cumple con la remoción de sólidos esperada, logrando tan solo una eficiencia promedio del 41% por HACH y 35% por MILLIPORE. Una vez el agua ha sido filtrada pasa al tanque 004 el cual muestra un aumento significativo en sólidos debido a la acumulación y depositación progresiva en el fondo de la vasija.

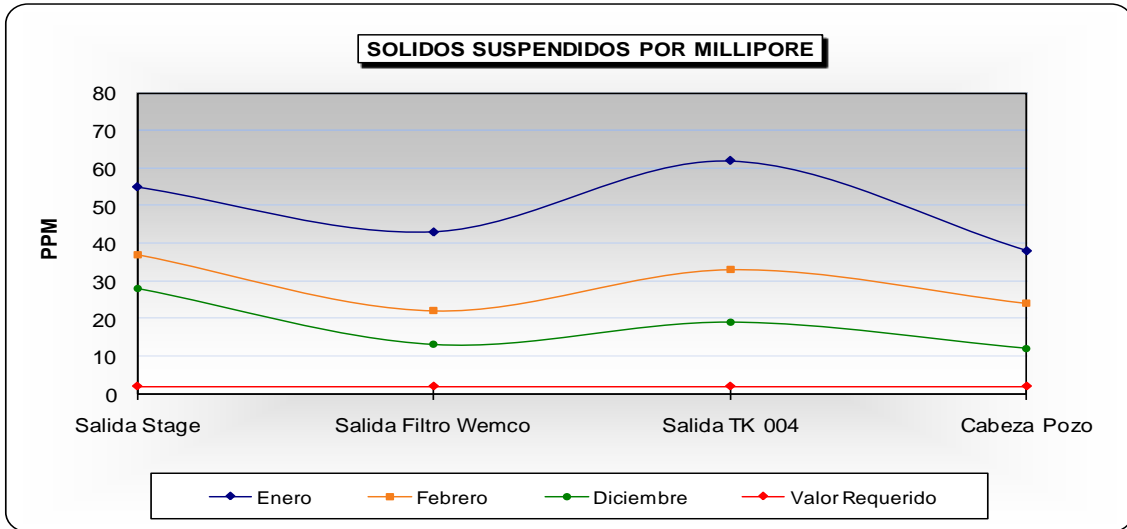
Gráfica 1. Sólidos Suspendidos por HACH



La cantidad de sólidos suspendidos en cabeza de pozo disminuye en un gran porcentaje si la comparamos con la del tanque 004, ya que el agua de producción que llega a las plantas de inyección se mezcla con agua dulce de los Tigres cuya concentración de sólidos es de 0 ppm.

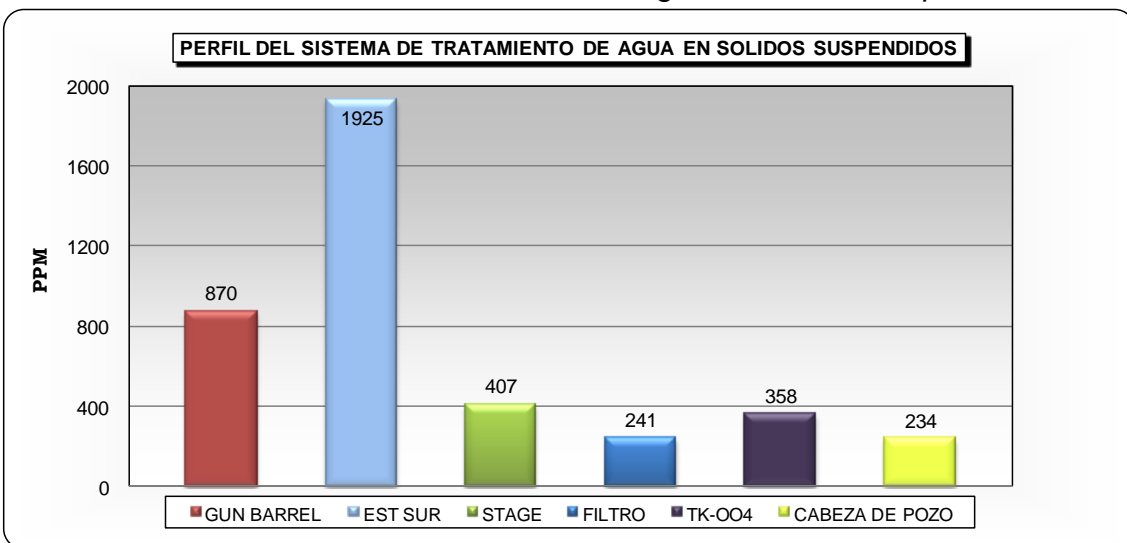


Gráfica 2. Sólidos Suspendidos por MILLIPORE



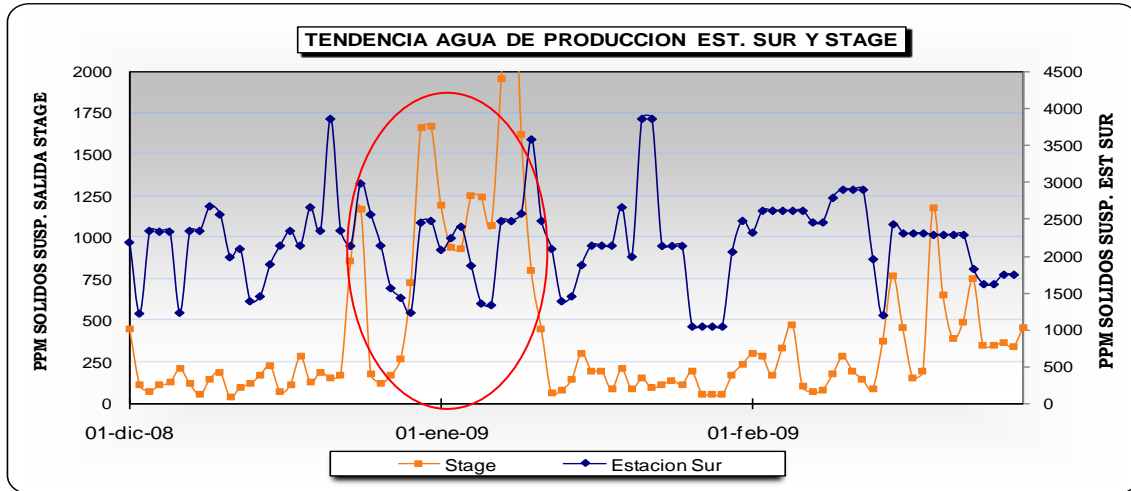
La Gráfica 4 muestra que durante los primeros días del mes de enero el agua tratada en los diferentes procesos se vio alterada debido a la ausencia o disminución en la concentración de química, provocando deficiencias en el proceso de optimización a la calidad del agua de inyección.

Gráfica 3. Perfil del sistema de tratamiento de agua en sólidos suspendidos





Gráfica 4. Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage.



Como podemos observar en las gráficas anteriores, el comportamiento del agua proveniente de la Estación sur no es muy estable ya que eleva las concentraciones de sólidos suspendidos al inicio del proceso (TANQUE STAGE), provocando en este una pérdida de eficacia en el control de sólidos.

- **Aceite en Agua (Hach).**

Los promedios del contenido de aceite en agua fueron los siguientes.

Tabla 11. Contenido de aceite en agua (o/w).

ACEITE EN AGUA (ppm)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	265	295	232	264	3
Estación Sur	380	393	323	365	3
Salida Stage	89	150	105	115	3
Salida Filtro Wemco	31	92	52	58	3
Salida TK 004	49	126	78	84	3
Cabeza Pozo	17	56	53	42	3

Fuente: Archivo Petrobras International S.A.

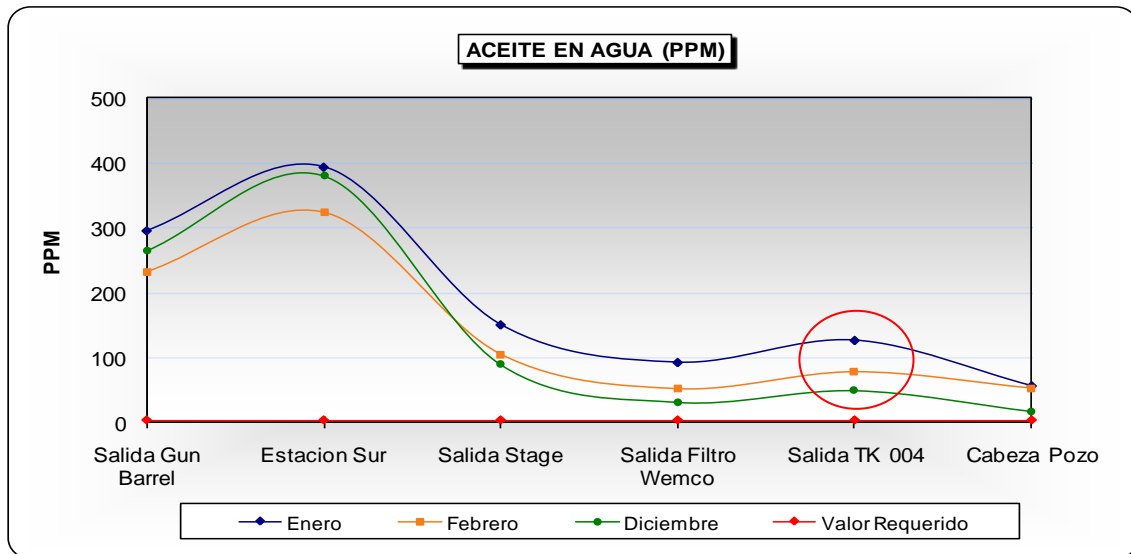




En las siguientes figuras se observa una tendencia similar comparada con el contenido de sólidos en el sistema de inyección, lo que indica que este parámetro no logra cumplir con las especificaciones sugeridas por Petrobras. Esto se debe a la poca eficiencia que está presentando el Filtro Wenco en absorción de aceites removiendo tan solo el 49% y a la acumulación continua de grasas en el tanque 004 provocando un aumento significativo de contaminantes en esta vasija.

Además, al proceso ingresan aguas provenientes de estación sur con altas concentraciones de aceite, afectando la calidad del agua tratada al inicio del proceso del sistema de inyección como lo muestran las siguientes figuras.

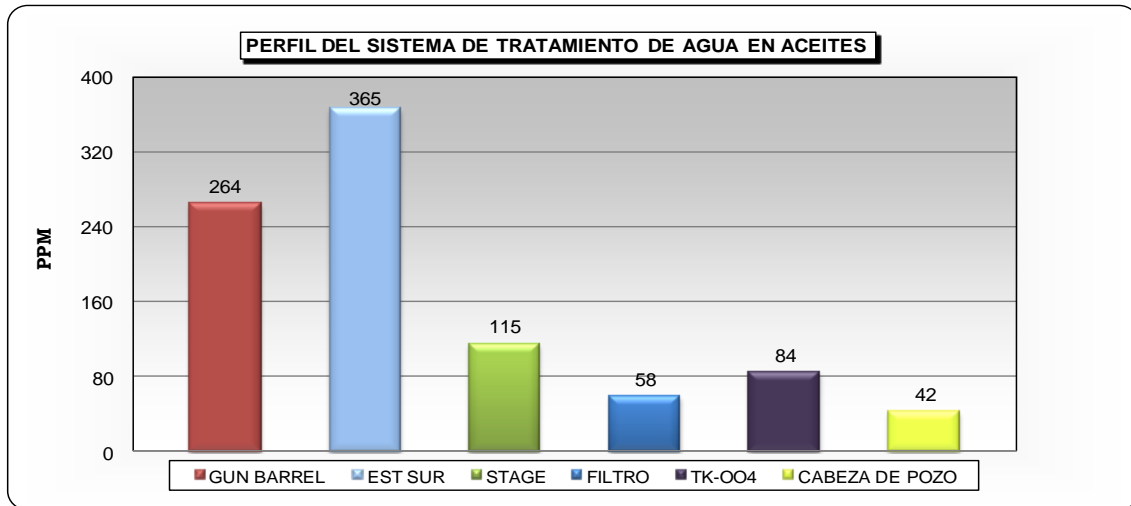
Gráfica 5. Aceite en Agua en los diferentes procesos (ppm)



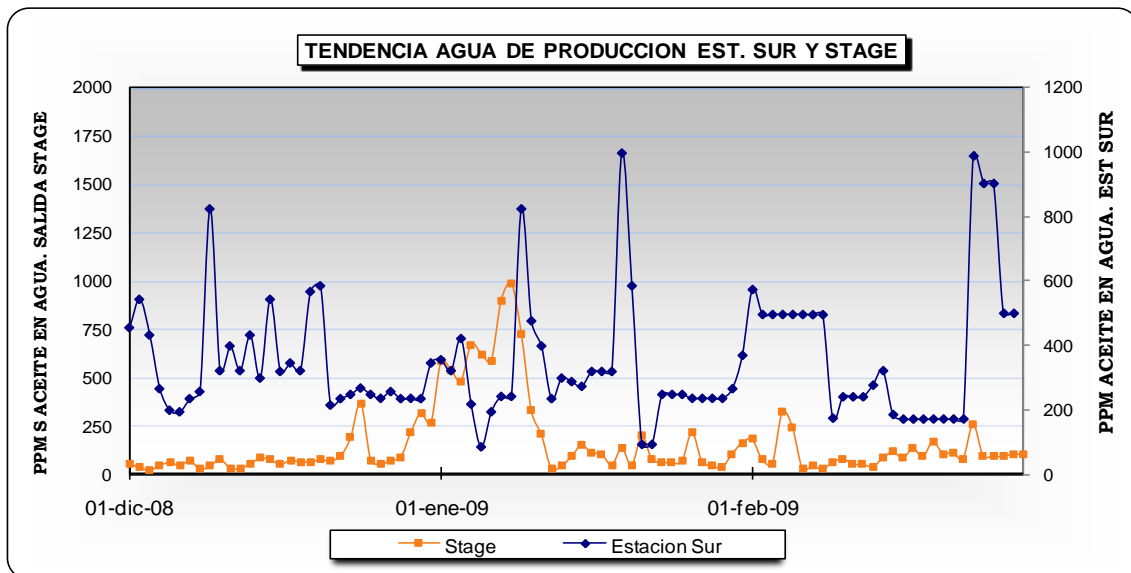
La concentración de aceites en cabeza de pozo disminuye en un 50% si la comparamos con la del tanque 004, ya que el agua de producción que llega a las plantas de inyección se mezcla con agua dulce de los tigres cuyo contenido de grasas es de 0 ppm.



Gráfica 6. Perfil del sistema de tratamiento aceite en agua (ppm)



Gráfica 7. Tendencia agua de producción Estación Sur y Tanque Stage



Los resultados de este parámetro también se vieron alterados debido a la ausencia o disminución en la dosificación de química durante los primeros días del



mes de enero, lo que provocó deficiencias en la optimización del control de la calidad de agua.

- **Hierro (Hach).**

El contenido de hierro total en los diferentes puntos del sistema de inyección tuvo los siguientes valores promedio.

Tabla 12. Contenido de Hierro (ppm)

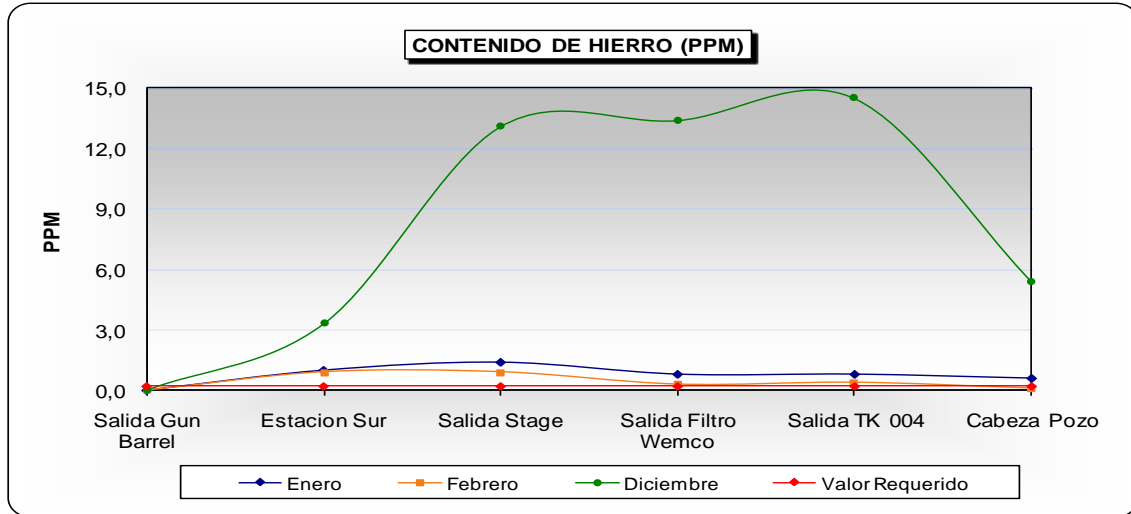
CONTENIDO DE HIERRO (ppm)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Estación Sur	3,3	1,0	0,0	1,4	0,2
Salida Stage	13,1	1,4	0,0	4,8	0,2
Salida Filtro Wemco	13,4	0,8	0,0	4,7	0,2
Salida TK 004	14,5	0,8	0,0	5,1	0,2
Cabeza Pozo	5,4	0,6	0,0	2,0	0,2

Fuente: Archivo Petrobras International S.A

En los resultados obtenidos se evidencia que durante el mes de diciembre aumentó la concentración de hierros en el Tanque Stage, debido a la recuperación continua de agua proveniente de las piscinas de oxidación (API), la cual contiene fluidos externos procedente de los pozos a los cuales se les ha realizado tratamientos de estimulación acida y/o orgánica, por lo cual esta agua contiene elevadísimas concentraciones de este metal que se desprenden de las tuberías a causa del tratamiento.

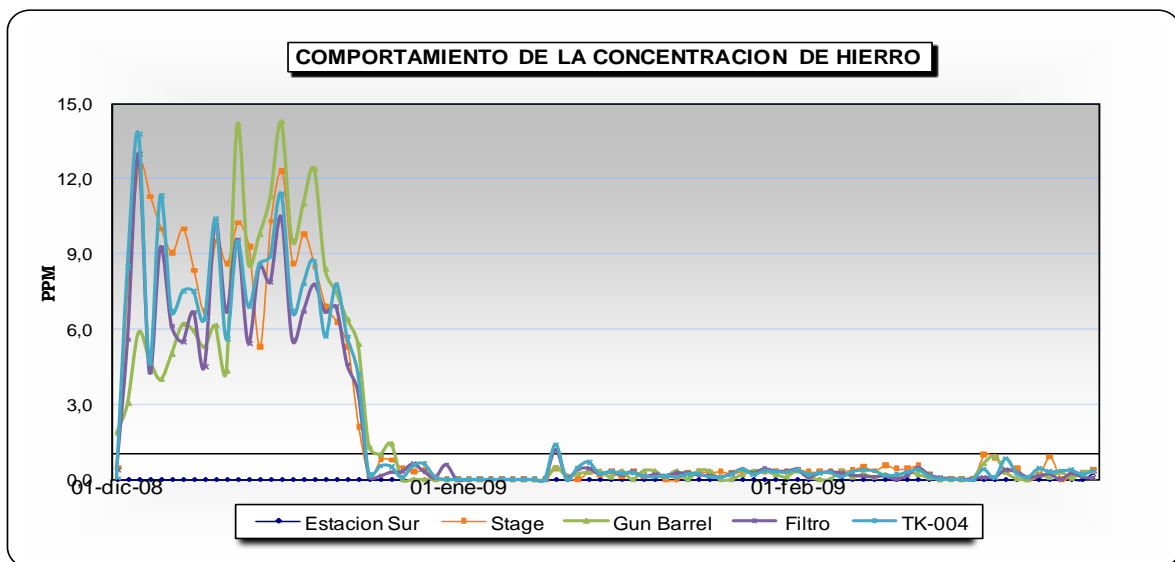


Gráfica 8. Contenido de Hierro (ppm)



El contenido de Hierro en cabeza de pozo disminuye en gran porcentaje ya que el agua de producción que se transfiere desde el tanque 004 llega a las plantas de inyección donde se mezcla con agua dulce (Tigre 1 o Tigre 2) con 0 ppm de Hierro.

Gráfica 9. Comportamiento de la concentración de Hierro.





Durante los siguientes meses (enero y febrero) los resultados muestran una disminución significativa en el contenido de hierros, lo cual indica que este parámetro en el proceso se está normalizando; tal es la medida, que se logró en febrero cumplir con las especificaciones establecidas por PETROBRAS (< a 0,2 ppm). La principal causa por la cual la concentración de hierros disminuyó se debe a que en estos meses no se realizaron trabajos de estimulación en el campo. Ver Gráfica 9.

- **Cloruros:**

El contenido de iones cloruro en los diferentes puntos del sistema de inyección tuvo los siguientes valores promedio.

Tabla 13. Concentración de Cloruros en el Sistema de Tratamiento

CONTENIDO DE CLORUROS (ppm)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	567	546	523	545	567
Estación Sur	837	541	465	614	837
Salida Stage	1020	521	457	666	1020
Salida Filtro Wemco	1002	531	437	657	1002
Salida TK 004	1040	534	469	681	1040
Cabeza Pozo	678	421	381	493	678

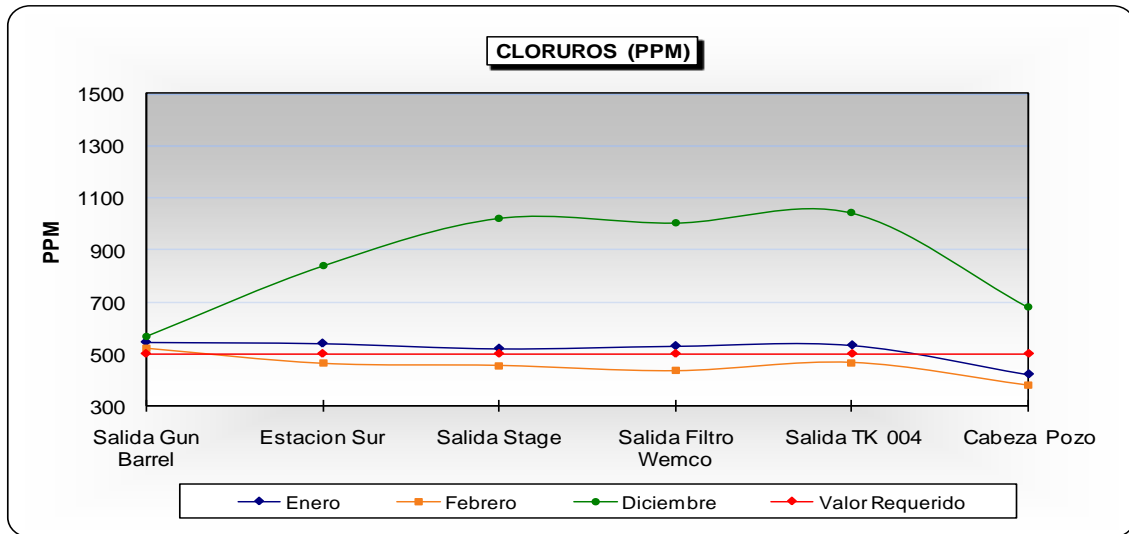
Fuente: Archivo Petrobras International S.A

Respecto al comportamiento de cloruros, notamos que este parámetro tiene una tendencia similar al del contenido de hierros, ya que es evidente que aumenta o disminuye según si se reciben o no fluidos externos provenientes de los pozos a los cuales se les han realizado trabajos de acondicionamiento (con salmueras).

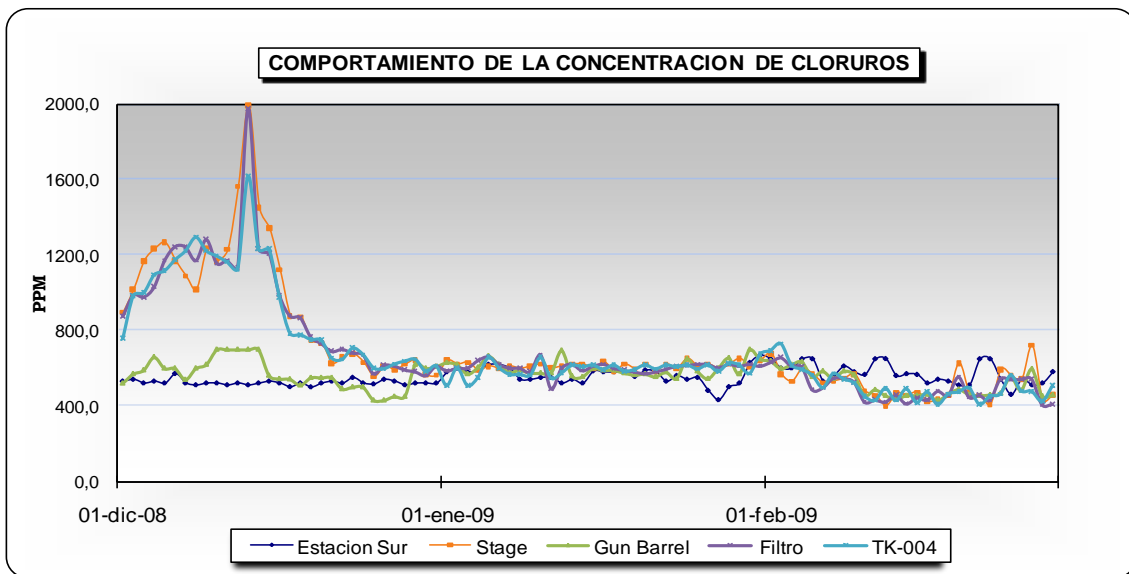


Al igual que todos los parámetros evaluados, el contenido de cloruros en cabeza de pozo también presenta una disminución ya que se logra tener una mezcla entre el agua de producción y el agua dulce de los tigres cuyo ion cloruro es de 0 ppm.

Gráfica 10. Cloruros presentes en el agua (ppm)



Gráfica 11. Comportamiento de la concentración de cloruros.





Si se comparan los resultados de los últimos meses (enero y febrero) se ve notoriamente una gran disminución, en el contenido de cloruros, lo cual indica que este parámetro aparte de estar mejorando, está dentro de las especificaciones establecidas por PETROBRAS (< a 500 ppm). Al igual que el hierro la causa principal por la cual el contenido de cloruros disminuyó es que en los últimos meses no se realizaron trabajos de acondicionamiento de pozos en el campo. Esto lo podemos observar mejor en las gráficas anteriores.

- **Oxígeno disuelto**

El contenido de oxígeno disuelto en los diferentes puntos del sistema de inyección tuvo los siguientes valores promedio.

Tabla 14. Oxígeno disuelto en el Sistema de Tratamiento.

OXIGENO DISUELTO (ppb)					
Sitio	Diciembre	Enero	Febrero	Promedio	Rango
Salida Gun Barrel	0	0	0	0	2
Estación Sur	0	0	0	0	2
Salida Stage	0	0	0	0	2
Salida Filtro Wemco	0	0	0	0	2
Salida TK 004	0	0	0	0	2
Cabeza Pozo	0	0	0	0	2

Fuente: Archivo Petrobras International S.A

El contenido de Oxígeno Disuelto en todo el sistema de inyección es cero (0) ppb



Gráfica 12. Contenido de Oxígeno en el Sistema de Tratamiento.

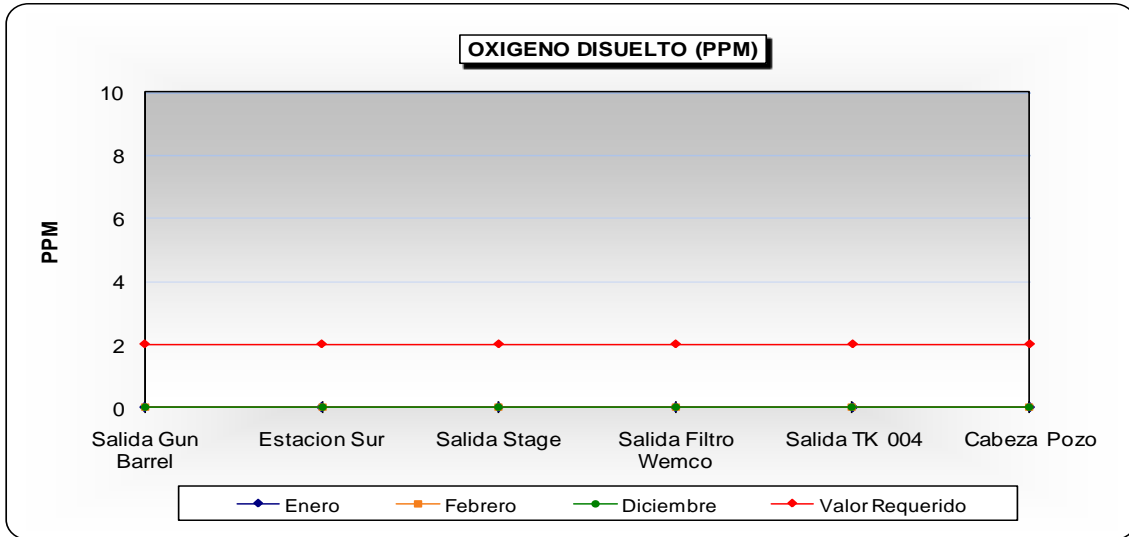


Tabla 15. Análisis promedio del seguimiento diario de las pruebas realizadas

PARÁMETROS EVALUADOS EN EL SEGUIMIENTO DIARIO (ppm)						
LUGAR	TSS Millipore (<2ppm)	Oíl en Agua (<3ppm)	Sólidos Hach (<20ppm)	Hierro (<0.2 ppm)	Cloruros (<500 ppm)	Oxígeno (< 30 ppb)
Estación Sur	NR	365	1925	1,4	614	0
Salida Gun Barrel	NR	264	870	0,2	545	0
Salida Stage	42	115	407	5,1	666	0
Salida Filtro Wemco	26	58	241	5,7	657	0
Salida TK 004	34	84	358	5,3	681	0
Cabeza Pozo	23	42	234	2,0	493	0

NR: Prueba No Realizada

Fuente. Archivo Petrobras International S.A.

#### 6.1.4 Análisis fisicoquímicos promedio de los meses evaluados.

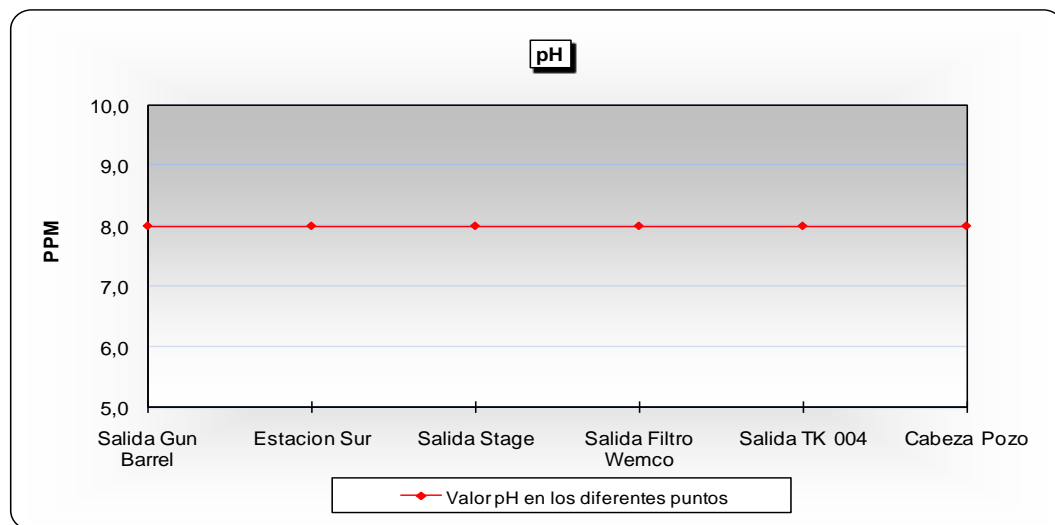
Mensualmente la compañía a cargo del tratamiento químico del agua de producción del Campo Río Ceibas, realiza un análisis fisicoquímico el cual permite evaluar los siguientes parámetros:





- **pH.** Según el resultado obtenido, el agua de producción a través del proceso de tratamiento presenta tendencia a ser neutra; lo cual es favorable ya que a mayor pH habrá posibilidades de incrustaciones y si el pH es ácido aumenta la posibilidad de corrosión. Ver Tabla 16. Gráfica 13

Gráfica 13 pH en los diferentes puntos de control

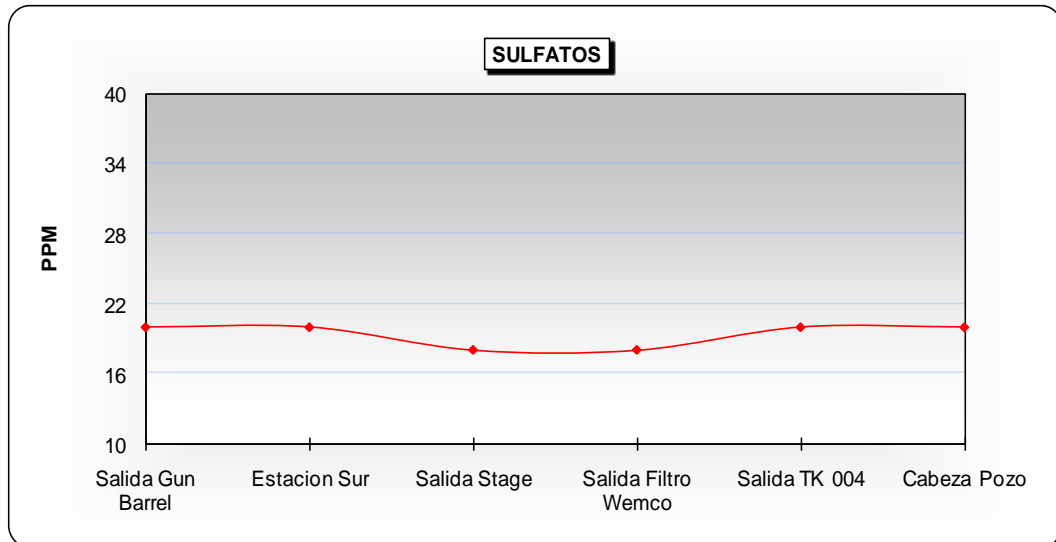


- **Sulfatos (ppm).** El ión sulfato forma incrustaciones insolubles cuando se combina con los iones calcio, bario y estroncio; además sirve como alimento a las bacterias sulfatorreductoras. El ión sulfato se presenta muy bajo y constante, sin cambios a lo largo del sistema Ver Tabla 16, Gráfica14.
- **Dureza Total como  $\text{CaCO}_3$  (ppm):** La dureza total del agua como  $\text{CaCO}_3$  permanece constante a través de todo el sistema de tratamiento; su concentración es moderada en el agua de producción. Ver Tabla 16, Gráfica15.
- **$\text{CO}_2$  (ppm):** Se observa un constante y alto contenido de  $\text{CO}_2$  en el proceso de tratamiento del agua de inyección, un exceso de dióxido de carbono

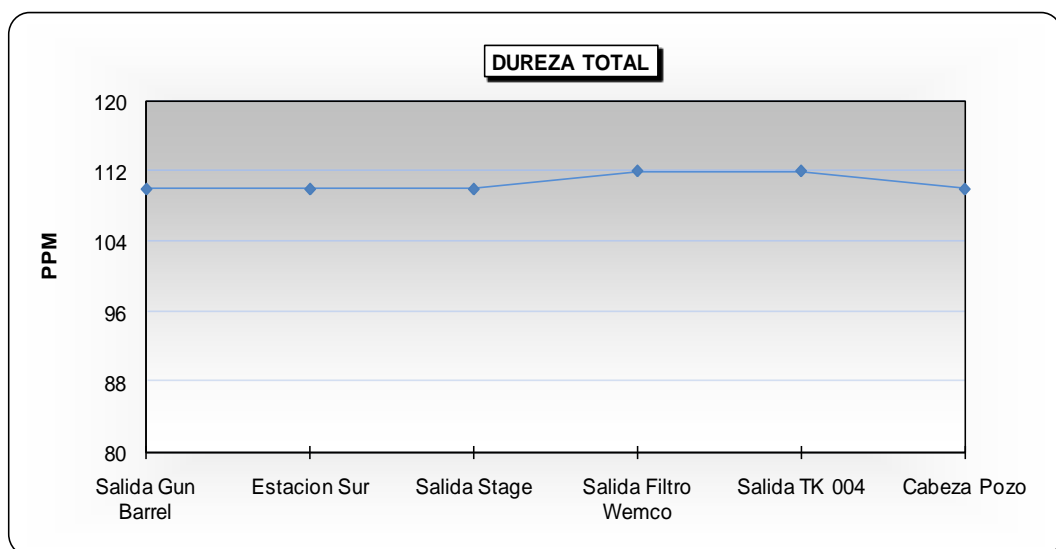


puede reaccionar con el agua formándose ácido carbónico que puede ser corrosivo, originando picadura en las tuberías del sistema. Ver Tabla 16. Gráfica 16.

Gráfica 14 Ión Sulfato Presente en el Agua de Producción



Gráfica 15 Dureza Total del Agua de Producción





Gráfica 16 Concentración de CO<sub>2</sub> en el agua de Producción.

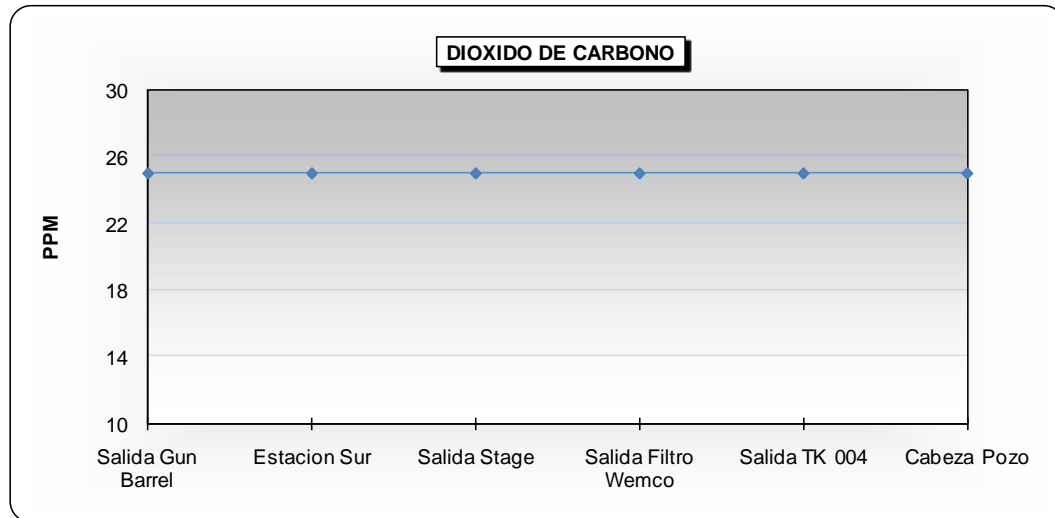


Tabla 16. Parámetros evaluados de los Análisis Físicoquímicos

PARÁMETROS EVALUADOS DE LOS ANALISIS FISICOQUIMICOS							
	ESTACION SUR	GUN BARREL	FILTRO		TK-004	CABEZA POZO	RANGO
			ENTRADA	SALIDA			
pH	8	8	8	8	8	8	7
Sulfatos (ppm)	20	20	18	18	20	20	-
Dureza Total (ppm)	110	110	110	112	112	110	75
CO2 (ppm)	25	25	25	25	25	25	1

Fuente. Archivo Petrobras International S.A.

## 6.2 INDICE DE TAPONAMIENTO RELATIVO (ITR)

Como plan de seguimiento y control al proceso del análisis de la calidad de agua que se inyecta en el Campo Río Ceibas, se implementó el Índice de Taponamiento Relativo (ITR) como complemento de la prueba Análisis de Sólidos Suspendidos (Método Millipore), que es un indicador de la tendencia a ocasionar taponamiento el contenido de sólidos suspendidos presentes en el agua de inyección.



Se realiza la prueba con el millipore de 0.45 micras, filtrando un volumen total de 1000 ml, graficando en semilog la rata de flujo (ml/seg) vs volumen acumulado. El ITR se halla restando los sólidos totales suspendidos (ppm) y el valor de la pendiente de la gráfica. Los resultados obtenidos en los pozos inyectoros en el mes de enero fueron:

Tabla 17. ITR Mensual Pozos Inyectores

POZO	TSS (MILLIPORE)	PENDIENTE (M)	ITR
RIC-013	13	-3,80	16,80
RIC- 014	16	-3,81	19,81
RIC-021	19	-1,29	20,29
RIC-026	15	-2,66	17,66
RIC-025	17	-1,89	18,89
RIC-033	13	-2,71	15,71
RIC-046	12	-4,97	16,97
RIC-049	14	-1,37	15,37
RIC-085	16	-4,36	20,36

Fuente. Archivo Petrobras International S.A.

Según los resultados obtenidos el valor del ITR para los pozos sometidos a muestreo está por encima de 15.0, lo cual indica que el agua de inyección presenta tendencia a formar taponamiento y que es de mala calidad según el parámetro general dado por las Norma NACE. Ver Tabla 18.

Tabla 18. Rango de Calidad de Agua

ITR	General quality rating
<3	Excelent
3-10	Good to fair
10-15	Questionable
>15	Poor

Fuente: Norma NACE TMO 173-92



## 7. ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES

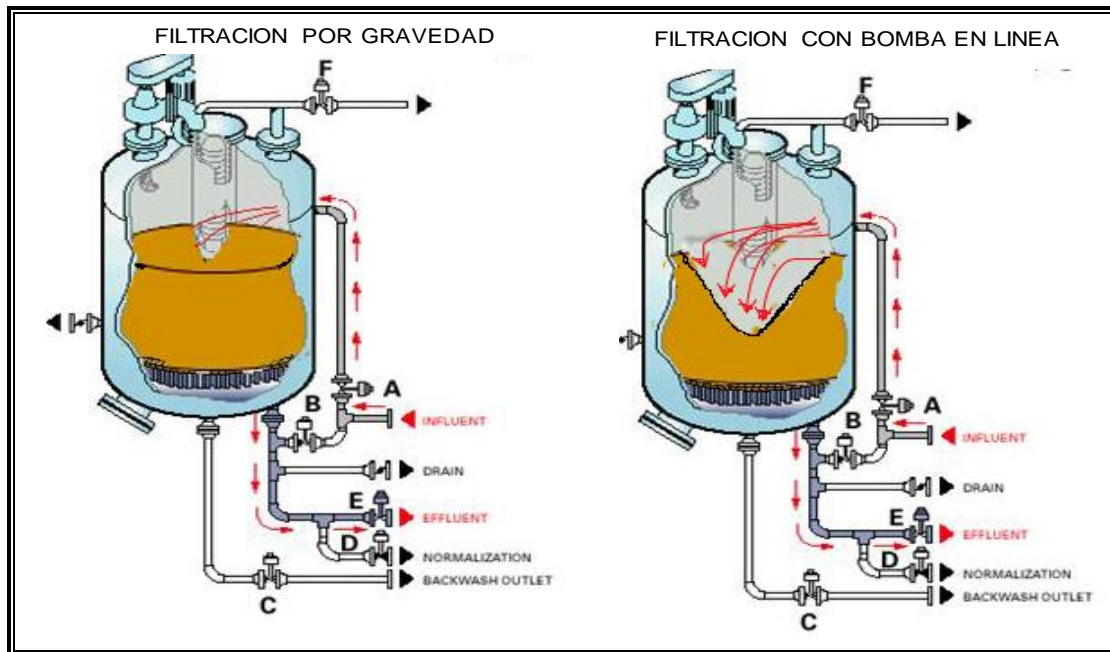
De acuerdo a los resultados obtenidos se observa que los puntos más críticos dentro de la planta de tratamiento están en el TK004, el Filtro Wemco, la llegada de agua proveniente de la Estación Sur y el agua recuperada del API de la Estación Norte; con el fin de controlar y mejorar estas desviaciones se sugiere implementar las siguientes recomendaciones en los distintos procesos del sistema de inyección del campo Río Ceibas.

### 7.1 FILTRO WEMCO

- La eficiencia del sistema de filtración puede verse afectada por los cambios bruscos de presión y flujo que se presentan en la vasija, esto se debe principalmente a que el lecho filtrante remueve partículas sólidas y aceitosas en dos eventos; uno en el cual la bomba centrífuga (**P-65-003A**) está en línea transfiriendo agua del Tanque Stage por alto nivel (arranca cuando la vasija alcanza un 75% y se detiene cuando el nivel de líquido llega al 65%) a una presión de descarga de 100 Psig y un flujo de 18000 BWPD, provocando con estas condiciones de operación un acanalamiento en el lecho filtrante reduciendo significativamente la eficiencia de la operación de filtrado, ya que gran parte del agua pasa por estos canales sin que el lecho pueda retener los sólidos suspendidos y los aceites que se encuentran en esta, ver figura 25. Mientras que en el otro evento, el filtrado se realiza por gravedad a una presión atmosférica logrando tener una mayor absorción de contaminantes hasta que el tanque retome su nivel operacional.



Figura 25. Parte interna del lecho filtrante en los dos eventos.



Para evitar que se presente acanalamiento de flujo a través del lecho del filtro y mejorar la calidad del agua filtrada que sale de este equipo, se recomienda realizar pruebas en campo para ajustar el caudal de operación del filtro (y por lo tanto el de la bomba P-65-003 A). Además de poner en funcionamiento la válvula controladora de flujo a la salida del filtro ya que no está operando por problemas presentados con la programación del PLC, ver figura 19. Esto con el fin de lograr mantener un flujo constante las 24 horas y a la vez controlar la presión de operación de la vasija.

- Se debe verificar el estado de todas las válvulas automáticas tipo mariposa que hacen parte de este sistema, con el objetivo de determinar su integridad. Revisar especialmente que la válvula de salida de agua filtrada no tenga paso, ya



que durante la etapa de retrolavado el agua contaminada puede pasar al Tanque 65-004.

- Adicionalmente se recomienda continuar con los retrolavados diarios y dos veces por semana realizarlo con un jabón desengrasante.
- Es necesario poner en funcionamiento el indicador de presión diferencial ya que este detecta la necesidad de lavado cuando el lecho filtrante se encuentre saturado de contaminantes.

## 7.2 PISCINAS API

- Evaluar si es posible dejar un módulo del API como facilidad disponible para realizar el tratamiento y estabilización de salmueras, fluidos de control y completamiento que sean recibidos en la estación. Esto con el objetivo de clarificar los fluidos, remover metales y sales y retornar el agua al proceso sin alterar el tratamiento del agua de producción.
- Mantener las dos piscinas de oxidación en buenas condiciones para el recibo y almacenamiento temporal de aguas, y así disponer de una de ellas para el tratamiento de agua provenientes de trabajos en pozos.
- Se recomienda instalar un punto de inyección de química en el API, ya que el agua proveniente de estas piscinas está en un sistema abierto y requiere de un secuestrante de oxígeno y biocida que no altere el tratamiento mientras se esté recuperando al sistema.
- Teniendo en cuenta que el personal encargado del tratamiento químico prepara la dosificación de sus productos de acuerdo a la producción de agua

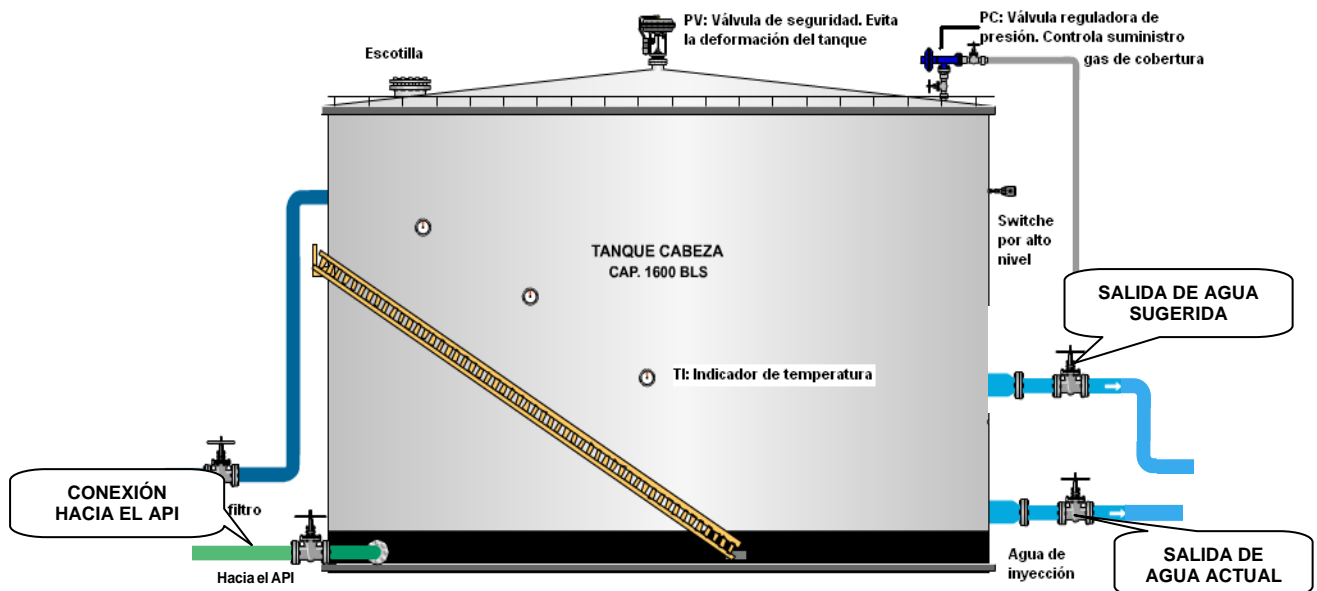


(5000 BWPD), se debe determinar cuál es la máxima cantidad de agua que se puede recuperar de las piscinas API hacia el sistema sin que esta afecte drásticamente al tratamiento.

### 7.3 TANQUE 65-004

- Es necesario aplicar un agente floculante que sirva como ayudante para arrastrar los sólidos depositados en la base del tanque, hasta la parte superior de la vasija, para ser removidos posteriormente por la salida del desnate
- Se recomienda subir la salida de agua del tanque para evitar la turbulencia que se genera por el arrastre de flóculos que se depositan en el fondo la vasija. Además de instalar las conexiones necesarias de tubería para drenar el tanque diariamente por el fondo y lograr retirar los sólidos decantados como lo muestra la figura 26.

Figura 26. Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-004







- Con el fin de evitar el arrastre de grasas a las islas de inyección se recomienda aumentar los niveles de operación del tanque, pasando de 65 a 80% el setting de alto nivel y de 30 a 60% el setting de bajo nivel.

#### 7.4 TANQUE STAGE 65-003

- Es recomendable subir el nivel de operación del tanque de 70% al 80% con el objetivo de aumentar el tiempo de retención de 10.1 hrs a 11.52 hrs, logrando a la vez que el producto químico inyectado tenga una mejor reacción dentro del tanque. A continuación se presenta las ecuaciones utilizadas para llegar a esta recomendación.

$$\text{Volumen}_{\text{operativo}} = \text{Capacidad}_{\text{del Tk}} * \%_{\text{de Nivel}}$$

**Ecuación 1.**

$$\text{Tiempo}_{\text{retencion}} = \frac{\text{Volumen}_{\text{operativo}}}{\text{Produccion}_{\text{de agua}}}$$

**Ecuación 2.**

Donde:

Volumen operativo	= 3000 Bls
Producción de agua	= 5000 BWPD
Porcentaje de nivel	= 70 %

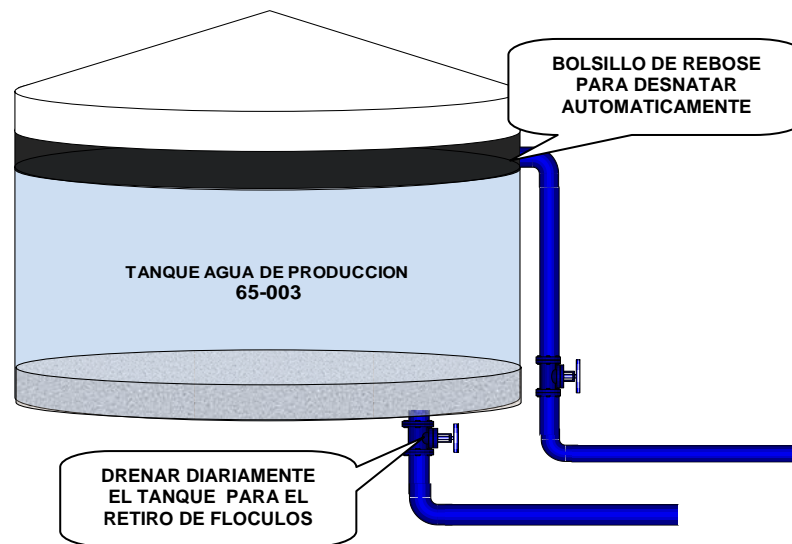
- Es de vital importancia la realización con frecuencia del desnate de esta vasija (2 por semana) ya que el contenido de aceites que ingresan a ella es elevado (450 galones por día). Además es necesario realizar diariamente la



operación de drenaje del tanque para retiro de flóculos que se decantan en él. Ver figura 27.

- Se recomienda la instalación de un bolsillo de rebosamiento de natas en el tanque para lograr así un desnate automático y continuo. Ver figura 27.

Figura 27. Modificaciones sugeridas en el Tanque 65-003



## 7.5 BOMBAS DE TRANSFERENCIA

- Se recomienda instalar platina de restricción a descarga de la bomba de alimentación (**P-65-003A**) de manera que permita manejar de forma continua 5000 BWPD (producción de agua en el campo), ya que actualmente la bomba trabaja de modo intermitente debido a que tiene una capacidad de 18000 BWPD.

- Evaluar de acuerdo al pronóstico del agua de producción, la conveniencia de seleccionar las bombas adecuadas para el proceso.



## 7.6 OTRAS RECOMENDACIONES

- Automatizar la operación del sistema de tal forma que se puedan establecer mecanismos de operación que garanticen la consecución de los parámetros de calidad establecidos y controlar de forma eficiente parámetros de operación como: tiempos de residencia en los tanques, caudal de operación de las vasijas, estabilidad del proceso y sincronización entre operaciones (filtración/retrolavado, alimentación/desalojo de tanques).
- Instalar un punto de inyección de química en Estación Sur para mejorar la calidad del agua transferida.
- Adicionar dos gotas de ácido clorhídrico (HCl) a la muestra de agua que se recolecta en los puntos de muestreo, con el fin de evitar que se forme una reacción de Óxido de Hierro (**coloración amarilla en el agua**), por la mezcla entre el Oxígeno (presente en el ambiente) y el contenido de Hierro (presente en el agua), haciendo de esta manera que el equipo de medición no logre registrar los datos reales de los parámetros evaluados.
- Monitorear continuamente las bombas inyectoras de química para evitar que se presenten problemas en su funcionamiento.



## 8. CONCLUSIONES

Actualmente el sistema de tratamiento de agua de inyección de campo Río Ceibas presenta fallas ya que el agua tratada no se encuentra dentro de las especificaciones de calidad esperadas. Con respecto a las fallas en el sistema que están originando la disminución en la calidad del agua tratada se presentan las siguientes conclusiones:

- El sistema de filtración presenta deficiencias en la remoción de sólidos y aceites, ya que es probable que se estén formando canales de flujo en el lecho filtrante evitando de esta manera retener los contaminantes que se encuentran en el agua.
- Debido al aumento de sólidos y aceites en el tanque 65-004 es posible que mientras se realiza el retrolavado al Filtro Wemco se esté presentado pase o fuga de agua a través de alguna de las válvulas del sistema de filtración, transfiriendo agua contaminada hacia el tanque.
- La operación actual del sistema de tratamiento de agua está siendo alterada debido a que existe una retroalimentación de contaminantes que retornan al proceso provenientes de las piscinas de oxidación, que impiden frecuentemente estar cerca de los parámetros de calidad establecidos por PETROBRAS INTERNATIONAL S.A para el agua de inyección.
- Es evidente que el contenido de Hierros y Cloruros en sistema de tratamiento aumentan o disminuyen según si se reciben o no fluidos externos (salmueras, ácidos, productos orgánicos etc.) provenientes de los pozos a los cuales se le han realizado trabajos de acondicionamiento.



- El agua proveniente de Estación sur es inestable ya que eleva el contenido de sólidos y aceites al inicio del proceso afectando la calidad del agua tratada en el campo.
- Las bombas de transferencia están sobredimensionadas (18000 BWPD) ocasionando operación por baches debido a que la producción de agua en el campo es de 5000 BWPD.
- La mezcla que hay entre el agua de producción y el agua de los Tigres (pozos de agua dulce) disminuyen en gran porcentaje el detrimento de calidad actual que se lleva a cabo en el tratamiento de agua.
- De acuerdo a los parámetros de calidad de la Norma NACE TMO 173-92, el agua de inyección del campo es de mala calidad y presenta tendencia a formar taponamiento en la formación (ITR >15).
- La alteración del contenido de sólidos en suspensión y aceite en el agua representa un daño potencial, asociado con los procesos de inyección de agua de pozos, ya que afectan la saturación y permeabilidad de las rocas.



## 9. BIBLIOGRAFIA

MANUAL DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN, Campo RIO CEIBAS. Septiembre de 2007.

ASESORIAS REALIZADAS POR EL INGENIERO MARTÍN SANDOVAL – Supervisor de Producción del Campo Río Ceibas PETROBRAS INTERNACIONAL B.V.

PEREZ AYA, Fernando. Depósitos Formados por el Agua en la Industria Petrolera. Manual de Operaciones, Perenco Yopal, Colombia. 1994.

RIOS, Beatriz Eugenia, Manual de operaciones y procedimientos de la planta de inyección de agua y del laboratorio de la Estación Yaguará. Neiva (H): Universidad Surcolombiana, 1998. P. 44, 45, 58.

QUIMBAYO, Eduart y VALENCIA, Noel. Planeación y evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del Campo Río Ceibas. Neiva (H): Universidad Surcolombiana, 2000. P. 60.

MONJE ALVAREZ, Carlos Arturo. El Proyecto de Investigación. Universidad Surcolombiana, Neiva, 1997.

PATTON CHARLES, Applied Water Technology. Campbell Petroleum Series, Dallas – Texas, 1966.

BECKER J. R. , Corrosion & Scale Handbook, Penn Well Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1998.