

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE MANEJO DE FLUIDOS EN CAMPO
SANTIAGO**

DORIS MERCEDES GONZÁLEZ LASSO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2009

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE MANEJO DE FLUIDOS EN CAMPO
SANTIAGO**

DORIS MERCEDES GONZÁLEZ LASSO

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

ING. NOEL VALENCIA LOPEZ

GERENTE DISTRITO DE PRODUCCIÓN NORTE

PETROBRAS COLOMBIA LIMITED

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2009

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, Abril de 2009

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso por darme la sabiduría necesaria para superar esta etapa de mi vida.

A mis padres, Doris y Gerardo, por su amor y apoyo brindado.

A mis hermanos, Jairo, Hugo, Mauricio, Gerardo y Marina, por su ayuda incondicional.

A mis sobrinitos, Valentina, Gabriela, Santiago, Hugo, Sarah y Sofía, por ser mi adoración.

A mis tíos Marcy y Horacio por creer en mí.

A mi Chinito Lindo por su cariño y compañía.

A mis amigos, compañeros, y a todos aquellos que de alguna u otra forma contribuyeron con el cumplimiento de este sueño.

A todos ustedes Mil Gracias

Doris

AGRADECIMIENTOS

La autora expresa sus más sinceros agradecimientos:

A **PETROBRAS COLOMBIA LIMITED** y en especial al **Campo Santiago** por permitirme formar parte de su equipo de trabajo y su colaboración en mi proyecto de grado.

Al director del proyecto **ING. NOEL VALENCIA LOPEZ**, Gerente Distrito de Producción Norte, por la oportunidad brindada para realización de este trabajo.

A los ingenieros **ESPERANZA TRUJILLO, JUAN PABLO BARRERO** y **ROGER CUBEROS** por su colaboración y apoyo constante.

A la **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** y todo su cuerpo de docentes por el aprendizaje impartido.

A los profesores **ING. HAYDE MORALES, ING. RICARDO PARRA PINZÓN** e **ING. FREDDY ESCOBAR MACUALO** por su motivación y apoyo.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN.....	15
2. GENERALIDADES DE CAMPO SANTIAGO.....	17
2.1. Descripción y localización del Campo	17
2.2. Descripción de Procesos Operacionales	23
2.2.1. <i>Facilidades de Producción.....</i>	<i>23</i>
2.2.2. <i>Sistema de Generación Local.....</i>	<i>25</i>
2.2.3. <i>Sistema de Inyección de Agua</i>	<i>26</i>
3. OPTIMIZACIÓN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE ACEITE.....	28
3.1. Conceptos Generales	28
3.1.1. <i>Separadores Trifásicos.....</i>	<i>28</i>
3.1.2. <i>Tanques</i>	<i>30</i>
3.2. Descripción de Proceso Operacional en Campo Santiago	32
3.3. Tratamiento Químico	36
3.3.1. <i>Inyección de desemulsificante.....</i>	<i>36</i>
3.3.2. <i>Rompedor Inverso</i>	<i>36</i>
3.3.3. <i>Otros Productos de Inyección.....</i>	<i>38</i>
3.4. Anomalías Encontradas en el Sistema	38
3.5. Condiciones Futuras de Operación	41
3.6. Propuesta de Optimización.....	46
3.6.1. <i>Alternativa A</i>	<i>46</i>
3.6.2. <i>Alternativa B</i>	<i>49</i>

3.7.	Selección de la Mejor Alternativa.....	51
4.	OPTIMIZACIÓN SISTEMA DE GAS DE GENERACIÓN.....	52
4.1.	Sistema de Depuración de Gas para Consumo	52
4.2.	Gas Cusiana.....	54
4.3.	Descripción del Problema.....	56
4.3.1.	<i>Propuesta de Optimización.....</i>	<i>57</i>
4.3.2.	<i>Análisis Económico.....</i>	<i>59</i>
5.	OPTIMIZACIÓN PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA).....	62
5.1.	Problemas Asociados a la Inyección de Agua.....	62
5.1.1.	<i>Deposiciones Inorgánicas.....</i>	<i>63</i>
5.1.2.	<i>Tipos de Deposiciones Inorgánicas.....</i>	<i>64</i>
5.1.3.	<i>Causas y Factores que Afectan la Formación de Deposiciones Inorgánicas</i>	<i>71</i>
5.1.4.	<i>Mecanismos de Formación de Deposiciones Inorgánicas.....</i>	<i>73</i>
5.2.	Descripción General de la Planta de Inyección de Agua de Campo Santiago.....	75
5.3.	Anomalías Encontradas en el Sistema	81
5.3.1.	<i>Caracterización del Agua de Inyección.....</i>	<i>87</i>
5.3.2.	<i>Eficiencia del Sistema de Filtración</i>	<i>95</i>
5.4.	Pozos Inyectores	97
6.	CONCLUSIONES.....	100
7.	RECOMENDACIONES	102
	BIBLIOGRAFIA.....	103
	ANEXOS.....	105

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación geográfica del Campo.	18
Figura 2: Distribución del campo.....	20
Figura 3: Comportamiento producción Campo Santiago.	21
Figura 4: Pronósticos producción Aceite y Gas.	23
Figura 5: Pronósticos producción Agua y Fluidos Totales.	24
Figura 6: Flujograma Proceso de Inyección de Agua.	27
Figura 7: Separador Trifásico Horizontal.....	29
Figura 8: Esquema Tanque de Lavado.....	32
Figura 9: Esquema Estación de Producción	33
Figura 10: Resultados Prueba de Laboratorio Separador MBD-302.....	40
Figura 11: Resultados Prueba de Laboratorio Separador MBD-305.....	40
Figura 12: Pronóstico Fluidos Totales Separador MBD-301	41
Figura 13: Pronóstico Fluidos Totales Separador MBD-305.....	42
Figura 14: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-3.....	42
Figura 15: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-5.....	43
Figura 16: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-22.....	43
Figura 17: Procedimiento de Laboratorio.....	45
Figura 18: Esquema Alternativa A	48
Figura 19: Esquema Alternativa B	50
Figura 20: Distribución Sistema de Generación Local	53

Figura 21: Esquema Sistema de Depuración de gas para Consumo	55
Figura 22: Mecanismos de formación de depositaciones inorgánicas	74
Figura 23: Esquema de Manejo de Agua de Inyección.....	75
Figura 24: Esquema Planta de Inyección de Agua	77
Figura 25: Esquema interno filtro WENCO	78
Figura 26: Esquema interno filtros US FILTER 1/2	79
Figura 27: Esquema de los lechos de secado	81
Figura 28: Contenido de Aceite en Agua	84
Figura 29: Sólidos suspendidos analizados en el Hach.....	85
Figura 30: Contenido de Cloruros	86
Figura 31: Contenido de Hierro.....	87
Figura 32: Resultados Análisis Físico-Químico del Agua de Inyección.	88
Figura 33: Diagrama Stiff Agua de Inyección en Campo Santiago.	91
Figura 34: pH de la Saturación del Carbonato de Calcio.	93
Figura 35: Comportamiento pozo inyector SAN-004 antes, durante y después de la limpieza.	98
Figura 36: Comportamiento pozo inyector SAN-012.....	99

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Formaciones productoras Campo Santiago.....	19
Tabla 2: Distribución de pozos productores e inyectores.....	19
Tabla 3: Dosificación de Inyección Desemulsificante o Rompedor Directo	37
Tabla 4: Dosificación de Inyección de Rompedor Inverso	37
Tabla 5: Tiempos de Retención en Separadores y Tanques de Proceso	39
Tabla 6: Características de Diseño de los Separadores Generales.....	39
Tabla 7: Condiciones de Operación Año 2011.....	44
Tabla 8: Nuevas Condiciones de Operación Alternativa A.....	47
Tabla 9: Nuevas Condiciones de Operación Alternativa B.....	51
Tabla 10: Numero de Butanos (NBN) a diferentes presiones	58
Tabla 11: Tipos de depositaciones inorgánicas	65
Tabla 12: Monitoreo Calidad del Agua de Inyección.....	82
Tabla 13: Parámetros de Calidad de Agua de Inyección	83
Tabla 14: Clasificación del agua según la concentración de Cloruros	85
Tabla 15: Contenido de Hierro	86
Tabla 16: Contenido de Aniones y Cationes en el Agua de Inyección.....	89
Tabla 17: Factores de Conversión de los Radicales Encontrados en el Agua..	90
Tabla 18: Conversión de mg/l a me/l.	90

RESUMEN

La calidad de las características químicas y físicas de los fluidos producidos (aceite, gas y agua) al finalizar su proceso de tratamiento, son los principales parámetros tenidos en cuenta para determinar la eficiencia del sistema. Estos varían al aumentar la vida útil del campo debido a que las cantidades producidas también son variables.

Campo Santiago con 23 años de producción ha sufrido cambios drásticos en las cantidades de fluidos producidos, esto hace necesario realizar una nueva evaluación de sus facilidades para determinar su eficiencia a partir del cumplimiento de las especificaciones técnicas con que fueron diseñadas en un comienzo.

ABSTRACT

The quality of the chemical and physical characteristics of the produced fluids (oil, gas and water) at the end of their treatment process, are the main parameters taken into account to determine the efficiency of the system. These vary by increasing the useful life of the field according to the quantities produced, they are also variables.

Campo Santiago with 23 years of production has been dramatic change in the quantities of produced fluids, it has become necessary to undertake a further assessment of its facilities to determine its efficiency from the implementation of the technical specifications, which were initially designed.

GLOSARIO

%BSW: Porcentaje de agua y sedimentos en suspensión en el petróleo.

Tiempo de retención (tr): Tiempo donde el líquido y el gas alcanzan el equilibrio con la presión del separador.

GOR: Relación del volumen de gas respecto al volumen de aceite estándar aportado por la formación en un intervalo de tiempo determinado.

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 25 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 25 ml.

Contenido de 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 25 ml, 0.2 g de reactivo Ferrover (Hidrosulfito de Sodio) con una longitud de onda de 510 nm.

Contenido de Cloruros: Es cantidad de Ion Cl^- 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 0.282 M.

1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en su proceso de extracción de petróleo debe seguir una serie de etapas fundamentales para su buen desarrollo. Se inicia con la exploración, etapa inicial que comprende el estudio del subsuelo y la posterior perforación de pozos; continua con la producción, compuesta por la extracción y manejo de fluidos producidos. Al finalizar el proceso de producción se debe garantizar que el crudo este en optimas condiciones tanto químicas como físicas para su disposición final, el refinamiento.

Son tres los tipos de fluidos que se pueden encontrar en un yacimiento, aceite, gas y agua; estos se pueden encontrar en estado libre o mezclados entre si para formar bifases o trifases. Una vez se encuentren en superficie, los fluidos deben ser manejados independientemente, para esto se cuenta con sistemas de separación que permiten dejar el aceite libre de gases y agua para su recorrido final hacia la refinería.

La calidad del crudo producido y del agua inyectada, son parámetros fundamentales para determinar si los sistemas de manejo, tratamiento e inyección de fluidos (petróleo, agua y gas) son o no efectivos e íntegros. Pero durante los años de desarrollo del campo estos varían al igual que la cantidad de fluidos a manejar, tratar e inyectar.

Campo Santiago, operado por la compañía PETROBRAS, es un campo maduro con una producción de aceite que cada día disminuye, 2500 BOPD, y un corte de agua que supera el 90%, 200000 BWPD. Luego de 23 años de desarrollo del campo, se hizo necesario realizar una evaluación de la eficiencia e integridad de sus principales facilidades de superficie, un sistema de producción y tratamiento de crudo; un sistema de producción, tratamiento e inyección de agua; y un sistema de producción y tratamiento de gas empleado para la generación de energía local.

Para dar cumplimiento con lo anterior se realizaron análisis de las propiedades químicas y físicas del crudo producido y el agua a inyectar, así como de la eficiencia e integridad de las facilidades de producción de crudo, inyección de agua, y manejo de gas identificando oportunidades de mejoría y estableciendo acciones viables técnica y económicamente que permitan la optimización de estos procesos vitales en la vida de Campo Santiago.

2. GENERALIDADES DE CAMPO SANTIAGO

2.1. Descripción y localización del Campo

El contrato de Asociación Upía-B firmado entre ECOPETROL, BRASPETRO y PETROBRAS comprende los campos productores Santiago y Trompillos, localizados en la cuenca de los Llanos margen occidental del Río Cusiana, a 12 Km del casco urbano del municipio de Maní, departamento de Casanare (Figura 1).

Las formaciones productoras que se encuentran en esta área son Guayabo, León, Carbonera, Mirador, Guadalupe, Gacheta, Ubaque y Paleozoico; donde la formación aportante de la gran parte de producción es la formación Mirador y el potencial de gas existente es aportado en su mayoría por la Formación Ubaque (Tabla 1). El mecanismo de empuje con el cual se activa el yacimiento es el Empuje Hidráulico.

Actualmente el campo cuenta con 32 pozos terminados de los cuales 3 se encuentran abandonados, 5 temporalmente cerrados, 3 son inyectores (SAN-004, SAN-012, SAN-015) y 21 pozos son productores (Tabla 2). La distribución de los pozos se da en 7 bloques o islas así: CENTRO, NORTE, SUR, ESTE, JUNCAL, PALMAR, TROMPILLOS (Figura 2).

Tabla 1: Formaciones productoras Campo Santiago.

FORMACIÓN	COMPOSICIÓN
GUAYABO	Gruesos paquetes de arenas con intercalaciones arcillosas.
LEON	Esencialmente lutítica con intervalos arcillosos, presencia de Pirita y nódulos de sideritas son frecuentes.
CARBONERA	Secuencia areno-arcillosa, con algunas intercalaciones carbonosas. Contiene trazas de pirita y nódulos de siderita a través de la formación.
MIRADOR	Secuencia arenosa con intercalaciones de lutitas y arcillolitas de la parte media hacia abajo.
GUADALUPE	Grueso paquete de arenas / areniscas sucias, intercaladas en sus cien pies basales por lutitas.
GACHETA	Constituida por Lutitas, delgadas intercalaciones de areniscas y arcillolitas.
UBAQUE	Arenas cuarzosas con intercalaciones de lutita y arcillolita.
PALEOZOICO	Predominantemente arcillosa, de carácter silíceo con algunas intercalaciones arenosas y limosas.



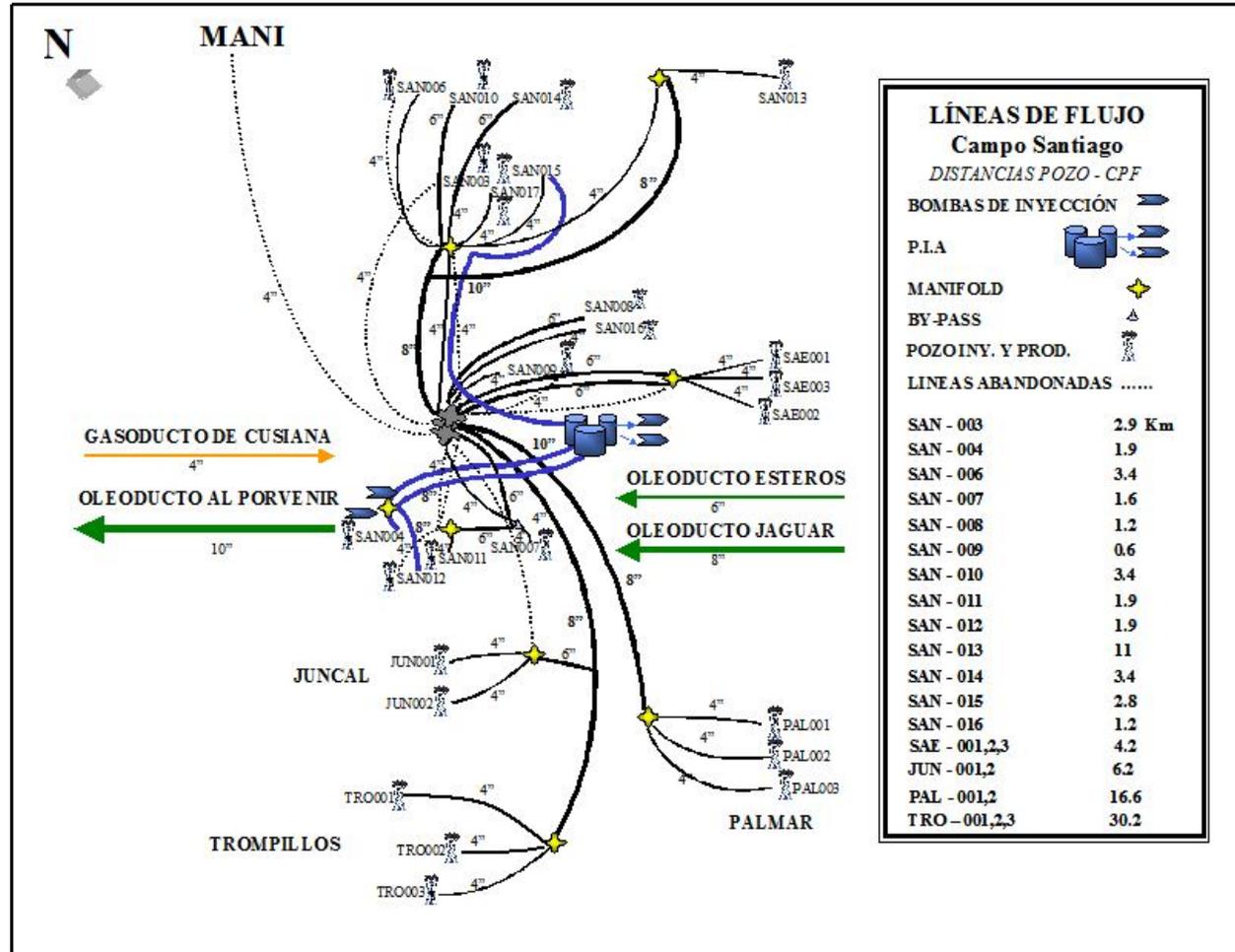
Tomada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

Tabla 2: Distribución de pozos productores e inyectores.

BLOQUE	POZOS
CENTRO	SAN-008, SAN-009, SAN-016
NORTE	SAN-003, SAN-006, SAN-010, SAN-013, SAN-014, SAN-015, SAN-017
SUR	SAN-004, SAN-007, SAN-011, SAN-012
ESTE	SAE-001, SAE-002, SAE-003
JUNCAL	JUN-001, JUN-002
PALMAR	PAL-001, PAL-002, PAL-003
TROMPILLOS	TRO-001, TRO-002, TRO-003

Tomada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

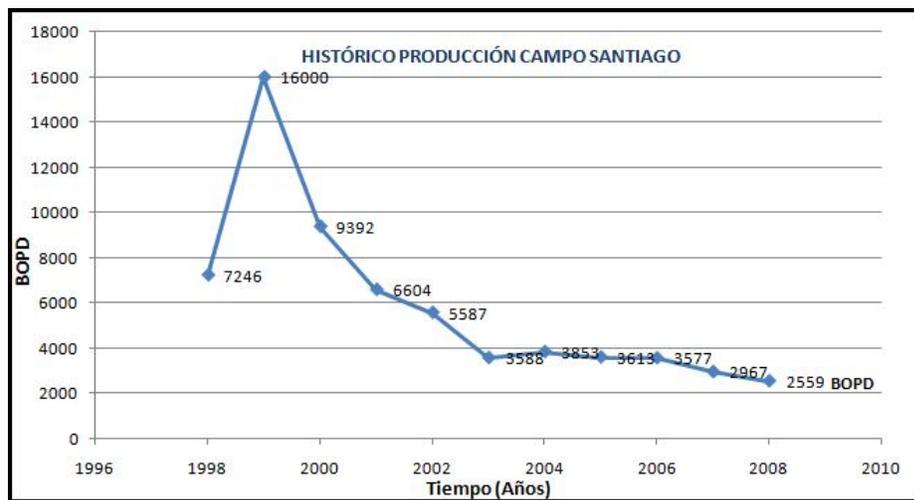
Figura 2: Distribución del campo.



Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

Campo Santiago fue declarado productor en Mayo de 1986 con el pozo SAN-003 perforado por LASMO OIL y se hizo comercial en 1987. BRASPETRO-PETROBRAS compra el campo en 1998 e inicia con el proceso de inyección de agua por disposición. En 1999 se llega a un pico máximo de producción de 16000 BOPD (Figura 3).

Figura 3: Comportamiento producción Campo Santiago.



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

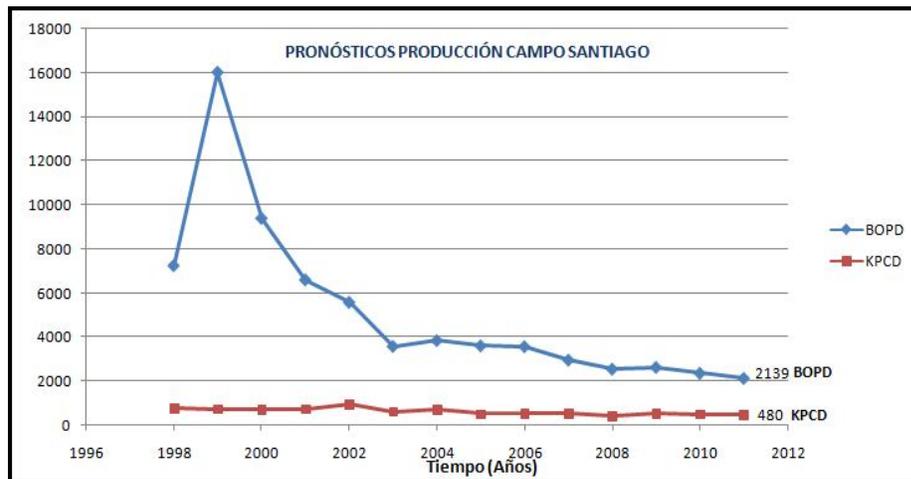
La producción promedio de aceite, gas y agua del campo son 2500 BOPD, 380 KPCD y 210000 BWPD respectivamente. La producción de la totalidad del campo es bombeada mediante equipos electrosumergibles y enviada a la estación de producción mediante líneas de flujo con tuberías de 4", 6" y 8". Los fluidos de producción presentan altas temperaturas (200 - 220°F en cabeza de pozo), los promedios de °API y %BSW son 21° y 98.85% respectivamente, el GOR promedio es 188 SCF/Bbls.

Campo Santiago por no tener una producción suficiente de gas para la alimentación de los generadores recibe gas del Campo Cusiana mediante el Gasoducto Monterrey – Santiago. La producción de gas se concentra en los pozos SAN-007, SAN-008, SAN-011, SAN-016, SAE-001, SAE-002, SAE-003, PAL-001, PAL-003. Para la generación local se utiliza aproximadamente un 75% del gas producido, el gas restante es quemado debido a la baja presión con que es separado.

El campo en su totalidad cuenta con instalaciones de proceso, manejo, almacenamiento y bombeo de crudo, un oleoducto para su transporte y venta, gasoducto para el suministro de gas al campo para la generación de energía, y una planta de inyección de agua. Para un mejor manejo del campo se cuenta con una estación central (Santiago) y tres estaciones satélites (Palmar, Trompillos y la Planta de Inyección de Agua).

Los pronósticos de producción del campo para el 2011, año en que revierte a la Nación, son 2139 BOPD, 234374 BWPD, 236513 BFPD y 480 KPCD (Figuras 4 y 5).

Figura 4: Pronósticos producción Aceite y Gas.



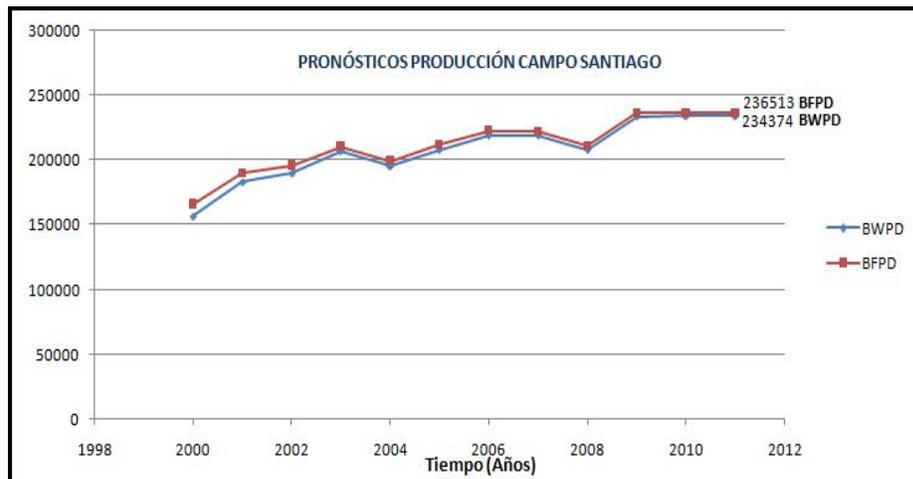
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

2.2. Descripción de Procesos Operacionales

2.2.1. Facilidades de Producción

Campo Santiago cuenta con un **manifold** de distribución central ubicado en el sector oriental de la estación, a este llegan los fluidos provenientes de los **manifolds** locales (Sector Trompillos, Sector Norte, Sector Palmar, Sector Sur, Sector Este y Sector Juncal) y de los pozos del Sector Centro. Su función principal es permitir la distribución de los fluidos hacia los separadores (MBD-301, MBD-302 y MBD-305) o hacia los tanques de proceso (TK-03, TK-05 y TK-22).

Figura 5: Pronósticos producción Agua y Fluidos Totales.



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

El fluido de los pozos con baja producción de gas pasa por las Botas de gas S-03, S-05 y S-22 donde se separa la poca cantidad de gas que contiene y el resto del fluido va a los tanques TK-03, TK-05 y TK-22 donde continua su proceso de separación. El crudo obtenido de esta separación es enviado a los tanques de lavado TK-04 y TK-06, el gas es enviado a los depuradores y el agua a vertimiento.

Los pozos con alto contenido de cloruros y gas son enviados a los separadores generales MDB-301 y MBD-305 respectivamente, el crudo obtenido de esta separación es enviado a los tanques de proceso, el gas es enviado al Sistema de Generación y el agua a la Planta de Inyección de Agua.

Los reboses de aceite de los tanques de lavado son enviados a los tanques de rechazo TK-09 y Tk-10, de allí el crudo que se encuentra bajo especificaciones es bombeado a los tanques de fiscalización TK-11, TK-12 y TK-23. En caso de presentar altos contenidos de BSW, el crudo es recirculado al manifold donde inicia de nuevo su proceso.

2.2.2. Sistema de Generación Local

Para la separación del gas que viene con el fluido se cuenta con tres separadores trifásicos: Dos Separadores de Producción General (MBD-301, MBD-305) y un Separador de Prueba MBD-302. Una parte del gas separado es conducido hacia la Planta de tratamiento del gas para consumo (compuesto por un Intercambiador de Calor, un Scrubber y dos Filtros) donde el gas es enfriado por el Sistema CHILLER y luego utilizado para el consumo local; la otra parte del gas es conducida hacia el Depurador ABF-330 para luego ser quemado.

La mayor parte de generación del campo depende del consumo de gas Cusiana, este es un gas seco que se recibe en la Estación a una presión de 1100 Psi. Pasa a través de sistemas de reguladores de presión para ser finalmente entregado a 40 Psi antes del regulador del motor. El consumo promedio de gas Cusiana es 2615 KPCD promedio.

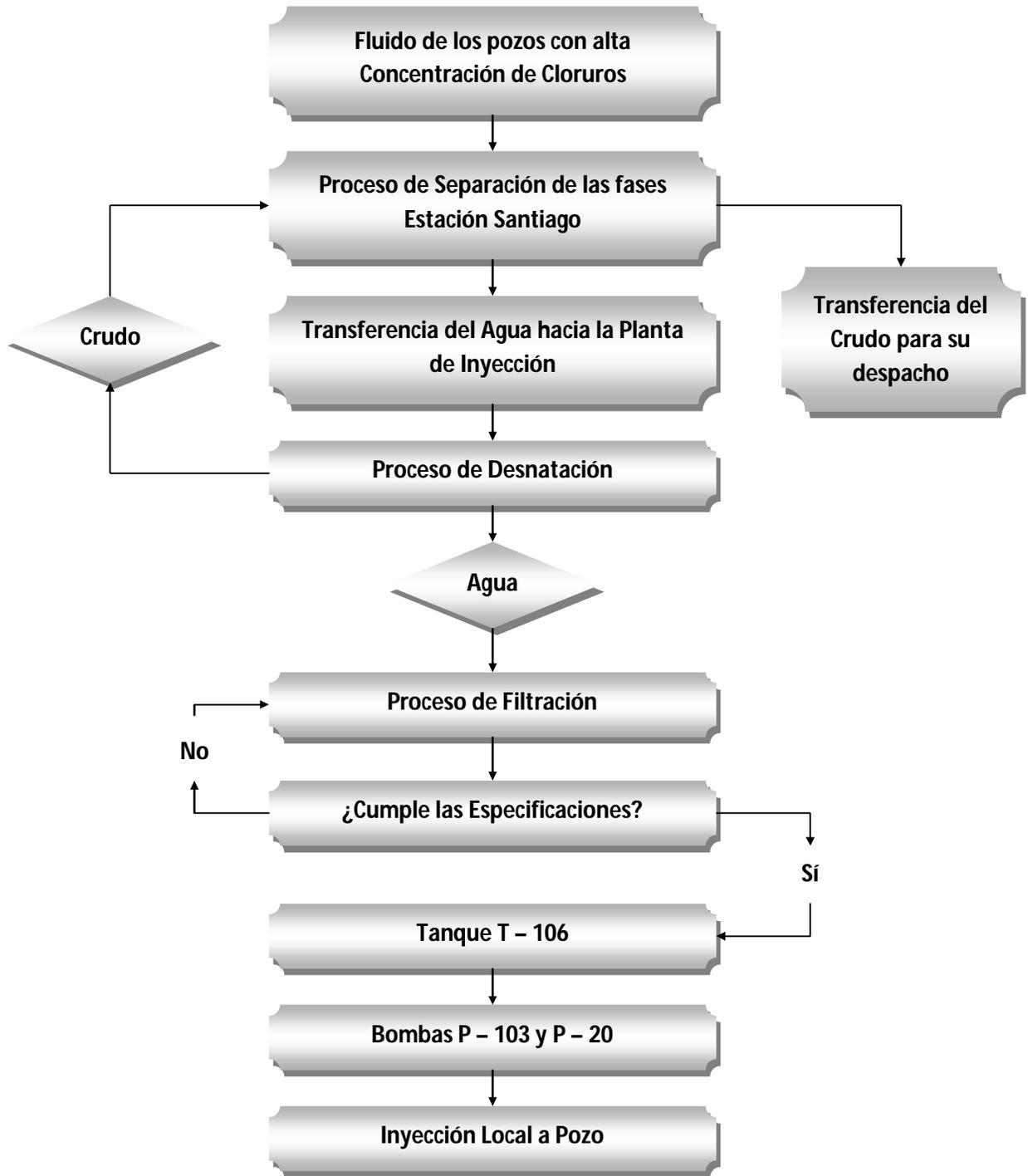
Este gas llega a la Estación a través del GASODUCTO MONTERREY – SANTIAGO. Transporta el gas desde el gasoducto Cusiana – Apiay ubicado en Monterrey hasta el Campo Santiago para suplir las necesidades de los motores a

gas de generación e inyección de agua. Este gasoducto tiene una capacidad de 2000 KPC y opera a una presión de 1100 Psig.

2.2.3. Sistema de Inyección de Agua

El Campo Santiago cuenta con una planta de inyección de agua, a esta llega toda el agua que se produce con contenido alto de cloruros. Diariamente se inyectan 65000 BWPD en promedio proveniente de los pozos SAN-003, SAN-007, SAN-011, SAN-016, SAN-017, SAE-001, SAE-003, PAL-001 y PAL-003. Para este proceso se cuenta con cuatro bombas de inyección de agua horizontales multietapas marca **Backer Hughes (Centrilift)** con capacidad de 19000 BWPD cada una, para un total de 76000 BWPD de capacidad. La Planta de Inyección de Agua (PIA) sigue el siguiente flujograma:

Figura 6: Flujograma Proceso de Inyección de Agua.



Tomada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

3. OPTIMIZACIÓN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE ACEITE

3.1. Conceptos Generales

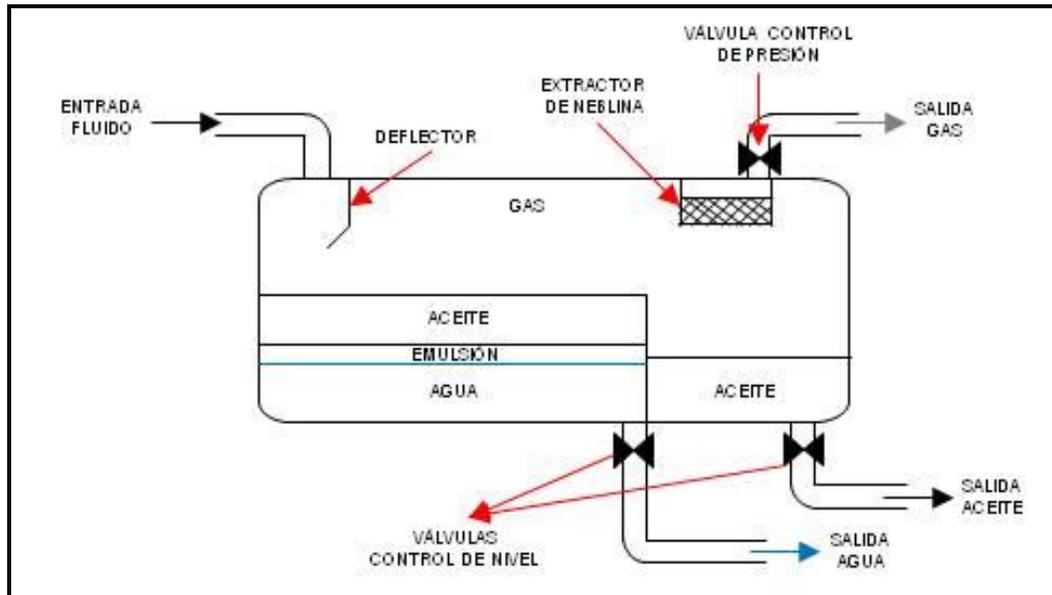
3.1.1. Separadores Trifásicos

Un separador es un recipiente cerrado que trabaja a presión en el cual se separa un fluido que se encuentra formado por dos o más fases, con diferentes densidades, para realizar la separación de fases no mezcladas o fases inmiscibles. Cuando se separan dos fases son gas y líquido, y cuando se separan tres fases son gas, petróleo y agua.

Los separadores trifásicos son casi siempre horizontales o verticales y se emplean en aquellos campos donde la producción de agua es baja y no se encuentra emulsionada con el petróleo, facilitándose la separación de estas dos fases por segregación. El dimensionamiento de estos separadores se basa principalmente en el tiempo de retención, en donde las tres fases se separan eficientemente, normalmente este varía de 3 segundos a 30 minutos dependiendo de la composición del fluido y del trabajo de laboratorio, pero si no se cuenta con esta información, el tiempo de retención del aceite y el agua sugerido para diseño es de 10 minutos. La fracción de agua obtenida por asentamiento de gravedad se llama agua libre (Figura 7)¹.

¹ CLEMENTE CELIS, Meredith A. "Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia". Puebla-México. Universidad de Las Américas Puebla. 2003.

Figura 7: Separador Trifásico Horizontal.



Tomada y modificada de: CELIS, C. "Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia". 2003.

Funcionamiento de Separadores Trifásicos Horizontales: La mezcla de fluidos entra por un extremo superior y choca contra un deflector que permite la separación instantánea de gas y líquido, el líquido cae por gravedad hacia la parte inferior del separador mientras que el gas continúa su camino hacia el extractor de neblina donde se retiran las últimas gotas de líquido y el gas finalmente sale por la parte superior del separador.

La sección de colector de líquido provee el tiempo suficiente para que el aceite y el agua se separen por gravedad, como el agua libre es más pesada queda en la parte inferior del separador, el aceite como es más liviano se ubica en la parte superior y por rebose pasa a la sección de aceite. Para mantener el control del

separador, se cuenta con válvulas de control de nivel de aceite y agua, y una válvula controladora de presión.

Una buena separación de las fases depende de los siguientes factores:

- Tiempo de retención.
- Características físicas y químicas del crudo.
- Temperatura y presión de operación.
- Distribución de los tamaños de gotas de agua y petróleo en la entrada del equipo.
- Cantidad de fluido que se necesita tratar.
- Velocidad del gas en el equipo.
- Tamaño y configuración del separador.
- Inyección de química.

3.1.2. Tanques²

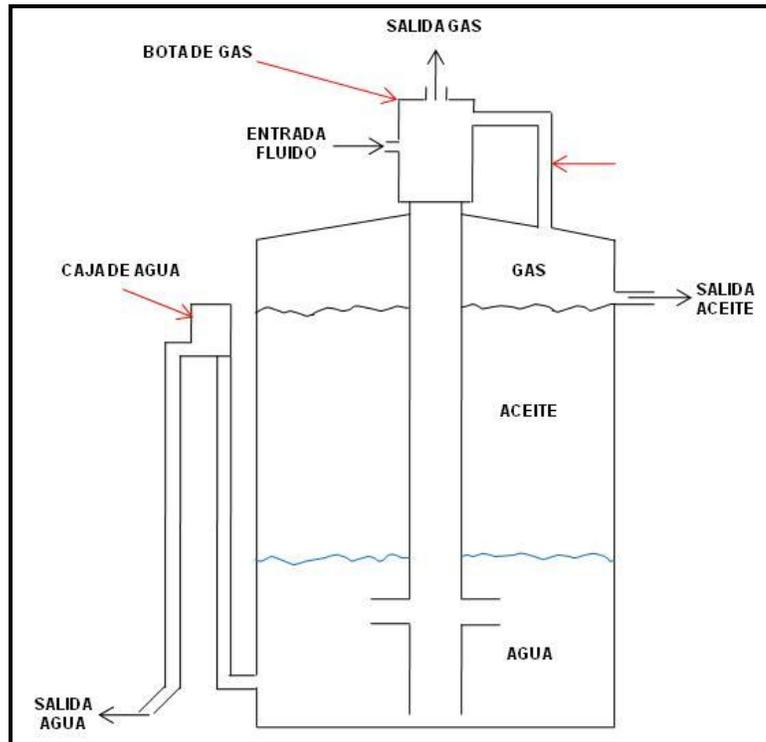
En términos generales un tanque es un recipiente diseñado para almacenar fluidos, en el caso de una batería de producción se emplea para almacenar crudo o mezcla de agua o crudo.

² NARANJO AGUDELO, Abel. "Manejo de producción en campos de petróleo". Medellín, Colombia. Universidad de Medellín. 1989.

Clasificación de tanques

- *Tanques de Almacenamiento:* Usados para almacenar crudo de calidad aceptable en la refinería.
- *Tanques de Prueba:* Aquellos en los cuales se recibe la producción del pozo que se encuentra en prueba.
- *Tanques de lavado:* Empleados para almacenar mezcla de aceite y agua y permitir la separación de las fases.
- **Fwko:** Usados cuando la mezcla no ha estado ni está emulsionada para separar las fases por gravedad.
- **Gun Barrels:** Conocidos también como tanques de lavado, a ellos llega la mezcla cuyas fases han estado emulsionadas y han sido sometidas a algún tipo de tratamiento para separarlas, la mezcla permanece en reposo para así obtener la separación final. Generalmente estos tanques operan a presión atmosférica. Los **Gun Barrels** típicos cuentan con una bota de gas desgasificadora en el tope del mismo, una zona media o de decantación (aceite) y una zona de lavado o corte (agua separada). (Figura 8).

Figura 8: Esquema Tanque de Lavado

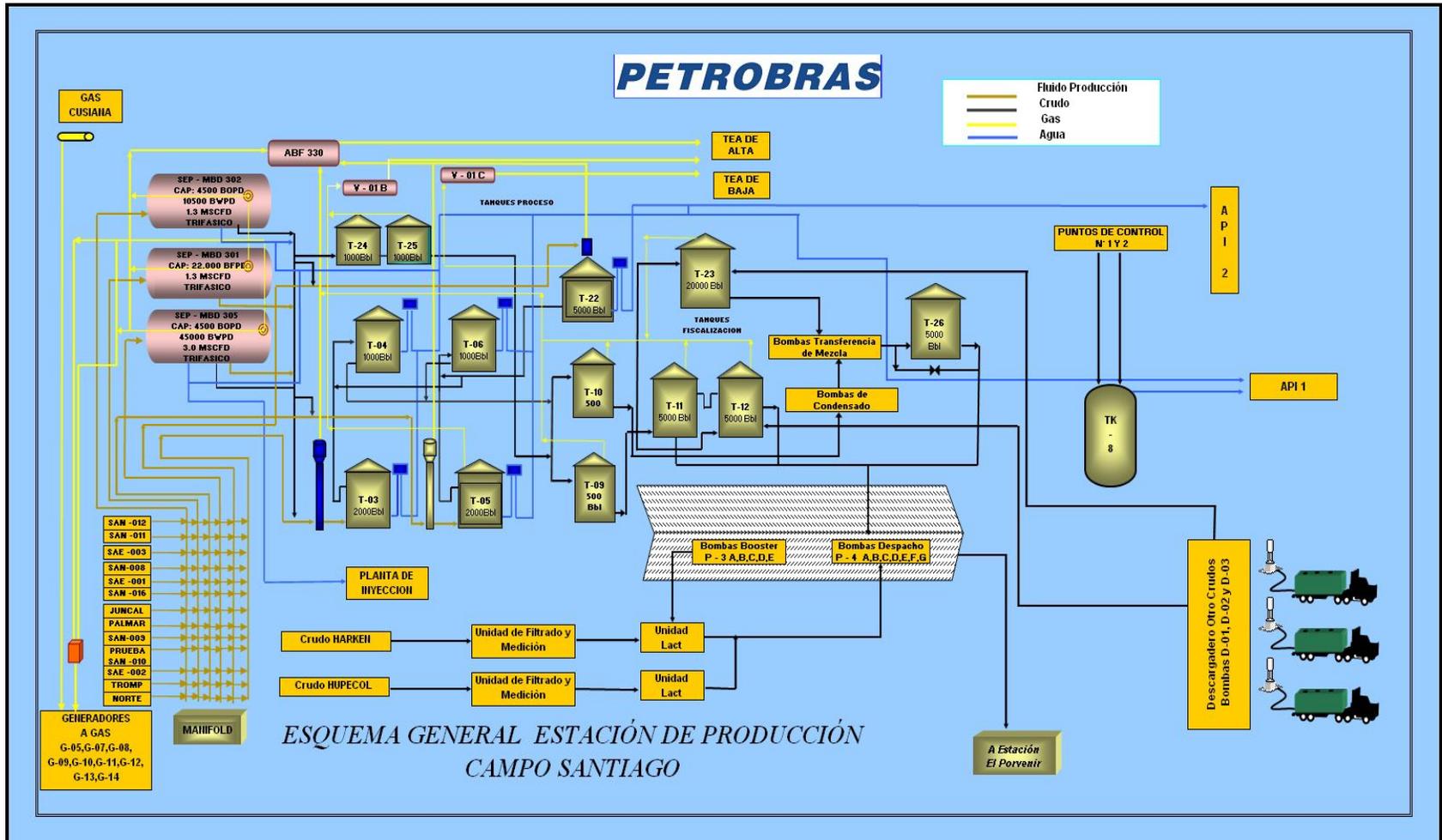


Tomada y modificada de: NARANJO AGUDELO, A. "Manejo de producción en campos de petróleo". 1989.

3.2. Descripción de Proceso Operacional en Campo Santiago

Campo Santiago cuenta con un manifold de distribución central al cual llega el fluido proveniente de todos los pozos, de allí el flujo es enviado a los separadores y tanques de proceso (**Gun Barrels**) así (Figura 9):

Figura 9: Esquema Estación de Producción.



Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

Al separador trifásico general MBD-301 llegan los pozos con alto contenido de cloruros (SAN-007, SAN-011, SAE-003), la línea de aceite de esta vasija se encuentra conectada con los tanques TK-03 y TK-05, o hacia el tanque TK-22 por una conexión existente con la línea de aceite del separador trifásico general MBD-305. La línea de agua tiene la posibilidad de enviar el fluido hacia el Desnatador API-A, hacia la Planta de Inyección o hacia el cabezal de los Tanques T-03 y T-05 mediante un **By – Pass** que alinea el agua de formación entre la línea de agua y la línea de aceite, eso si se presenta un caso de emergencia en la PIA. El gas separado es aprovechado para consumo local y el sobrante es enviado al Depurador ABF-330.

A los tanques TK-03 y TK-05 llegan los pozos con bajo contenido de cloruros (SAN-006, SAN-010, SAN-013, SAN-014, SAN-009, SAE-002). El agua producto de la separación es drenada a través de Piernas de agua y conducida al Desnatador API-A. La salida de aceite pasa por sobreflujo a los Tanques de Lavado T-04 y T-06. El gas separado es conducido al Depurador V-01A.

Al tanque TK-22 llegan pozos con bajo contenido de cloruros (SAN-008, JUN-001, JUN-002, TRO-001, TRO-002, TRO-003). Este tanque tiene la posibilidad de recibir fluido del manifold directamente y/o del Separador MBD-305. Es utilizado como tanque separador adicional con condiciones similares a la de los tanques anteriores, el crudo puede ser enviado al Tanque de Lavado T-06 o a los Tanques de Rechazo T-09 y T-10. El agua es drenada a través de una pierna de agua directamente al Desnatador API-B. La línea de gas de venteo del tanque va hacia el Depurador V-01C, el gas separado en la bota es conducido al Depurador de Alta ABF-330.

El aceite llega por rebose a los tanques TK-04 y TK-06, allí es sometido a un sistema de lavado para separarle la poca cantidad de agua y gas que aún se encuentran en él. El gas va al Depurador V-01A, el agua es drenada por piernas de agua hacia el Desnatador API-A y el aceite pasa por gravedad a los Tanques de Rechazo T-09 y T-10.

Al tanque de rechazo TK-09 llega el aceite con el mínimo contenido de agua permitido proveniente del sobreflujo de los Tanques 04 y 06, como back up, en caso de mantenimiento, se tiene el Tanque T-10. De estos tanques el aceite es bombeado con las bombas P-2 a los Tanques de Fiscalización T-11, T-12 y T-23. En caso de presentar altos contenidos de BSW, el crudo es recirculado al Manifold con las mismas bombas. El gas es conducido mediante líneas de venteo a la línea que va hacia el Depurador V-01A.

Una vez el aceite llega a los tanques TK-11 y TK-12 es fiscalizado y despachado por el Oleoducto a la Estación El Porvenir. El gas es enviado al Depurador V-01A. En caso de presentarse alto contenido de agua en el aceite, el fluido puede ser recirculado hacia el Manifold con las Bombas P-3.

Finalmente al tanque TK-23 llega el aceite proveniente de los Tanques de Rechazo T-09 y T-10, el cual se fiscalizará y despachará para el oleoducto, pasando primero por el tanque de mezcla. El gas es enviado por una línea que empalma con la línea de gas de los Tanques T-11 y T-12 que va al Depurador V-01A. El crudo es enviado directamente a las bombas de transferencia y el agua es drenada directamente al sumidero TS-01 para ser recirculada al sistema.

3.3. Tratamiento Químico

Con el fin de darle mayor eficiencia a los procesos realizados para la separación de fases petróleo, agua y gas, se aplican productos químicos que ayudan al tratamiento de deshidratación del crudo y clarificación del agua producida.

La inyección de química en Campo Santiago se realiza en cabeza de pozo, en el manifold, en la línea que conduce el agua a los desnatadores API, en los tanques de proceso, y en los separadores.

3.3.1. Inyección de desemulsificante

El producto desemulsificante es inyectado en el manifold central, en los separadores, y en los trenes de entrada de los tanques TK-03, TK-05 y TK-22 con el fin de ayudar a romper la emulsión directa y producir un crudo libre de agua (Tabla 3). El producto usado en este caso por la empresa **Clariant** de Colombia es **Toschem** 4504P al 100% (Ver ANEXO A).

3.3.2. Rompedor Inverso

El rompedor inverso de emulsión se inyecta en cabeza del pozo SAN-003, en el manifold, en los trenes de entrada de los tanques TK-03, TK-05 y TK-22, y en los separadores generales (Tabla 4). Este producto rompe la emulsión inversa que ocurre naturalmente en el crudo, ayudando a la separación agua-aceite cumpliendo con las especificaciones para el vertimiento de agua. Los productos

usados en este caso son **Toschem** 4750P y **DISMULGAN** V 3377, ambos al 50% (Ver ANEXOS B y C).

Tabla 3: Dosificación de Inyección Desemulsificante o Rompedor Directo

PUNTO DE INYECCIÓN	DOSIFICACIÓN (GPD)
MBD-301	1
MBD-302	2
MBD-305	3
TK-3	4
TK-5	3
TK-22	5

Tomada y modificada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

Tabla 4: Dosificación de Inyección de Rompedor Inverso

PUNTO DE INYECCIÓN	DOSIFICACIÓN (GPD)
MBD-301	5
MBD-302	3
MBD-305	5
TK-3	20
TK-5	16
TK-22	22

Tomada y modificada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

3.3.3. Otros Productos de Inyección

Adicional a los rompedores directo e inverso, en Campo Santiago se realiza la inyección de coagulantes para ayudar en la parte final del tratamiento del agua de producción; inhibidores de corrosión en la cabeza de los pozos del Sector Este, SAN-003, SAN-007, SAN-008 y SAN-011, y en las líneas de Trompillos y Palmar; inhibidor de corrosión gas en el gasoducto; dispersante de parafinas y asfaltenos en la línea de despacho y trampa de raspadores; y biocidas en el sistema contraincendios.

3.4. Anomalías Encontradas en el Sistema

El tiempo de retención y el %BSW del crudo (<0.5%) son los principales parámetros que definen la eficiencia de separadores y tanques. Para fines de este estudio, se hallaron los tiempos de retención en las vasijas y el %BSW del crudo a la salida de las mismas, separadores generales (MBD-301 y MBD-305) y tanques de proceso o **gun barrels** (TK-03, TK-05 y TK-22), teniendo en cuenta la cantidad de fluido que ingresa a cada una de ellas actualmente (Tabla 5) (Ver ANEXOS D y E). Cabe aclarar que el separador general MBD-301 se encuentra fuera de servicio por daño en la válvula de control de nivel del agua, para esto, el separador de prueba MBD-302 con igual capacidad se encuentra ejerciendo su función, por lo tanto, actualmente no se están realizando pruebas a los pozos.

Tabla 5: Tiempos de Retención en Separadores y Tanques de Proceso

EQUIPO	BFPD	tr (min)	%BSW por centrifuga	%BSW por Karl Fisher
MBD-301	41467	4	0,8	1,3521
MBD-305	53447	13	0,9-1,0	1,0281
TK-03	27894	83	0,15	0,3733
TK-05	23216	99	0,1	0,0863
TK-22	66938	89	0,1	0,0202

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Como se observa claramente los separadores se encuentran fuera de especificaciones, esto se nota en el elevado porcentaje de BSW (Figuras 10 y 11), el origen de esta falencia es que no están cumpliendo con los tiempos de retención según las características de diseño (Tabla 6).

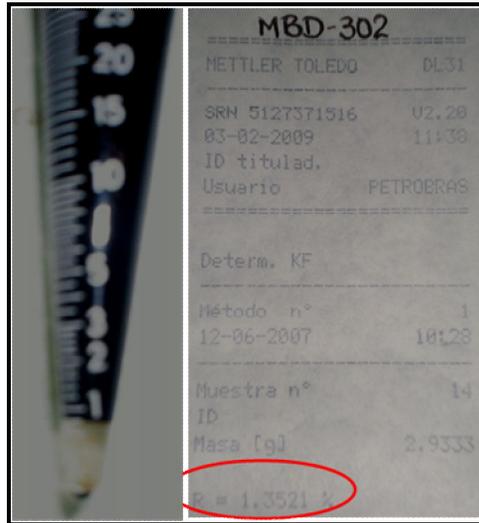
Tabla 6: Características de Diseño de los Separadores Generales

EQUIPO	BFPD	tr (min)
MBD-301	22000	7
MBD-305	50000	14

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

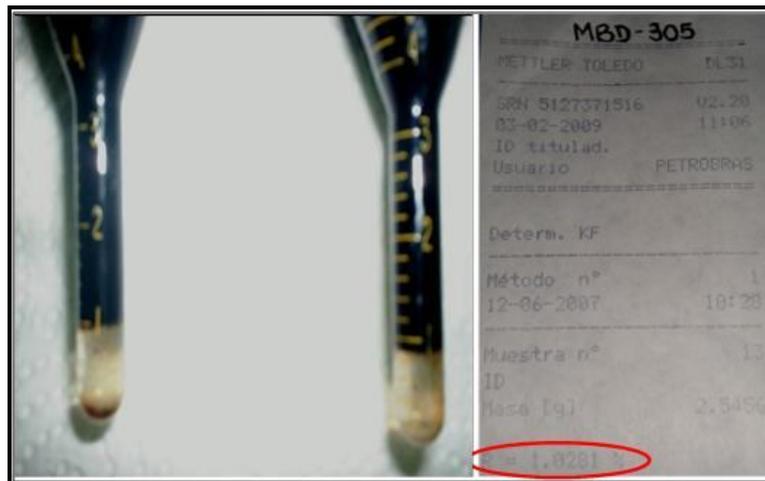
En cuanto a los tanques de proceso TK-03, TK-05 y TK-22 el crudo sale con %BSW menores a 0.5%, lo cual indica que estos aun se encuentran dentro de especificaciones técnicas.

Figura 10: Resultados Prueba de Laboratorio Separador MBD-302



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 11: Resultados Prueba de Laboratorio Separador MBD-305

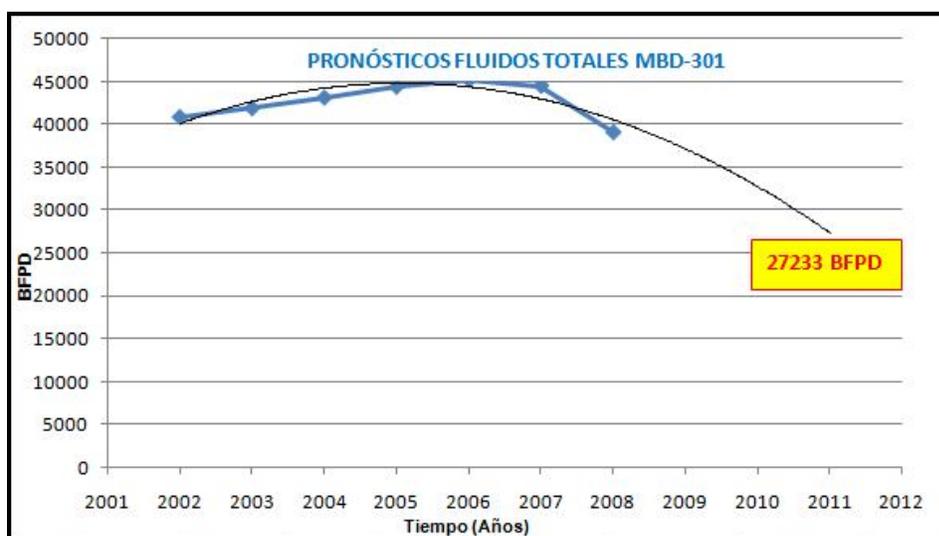


Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

3.5. Condiciones Futuras de Operación

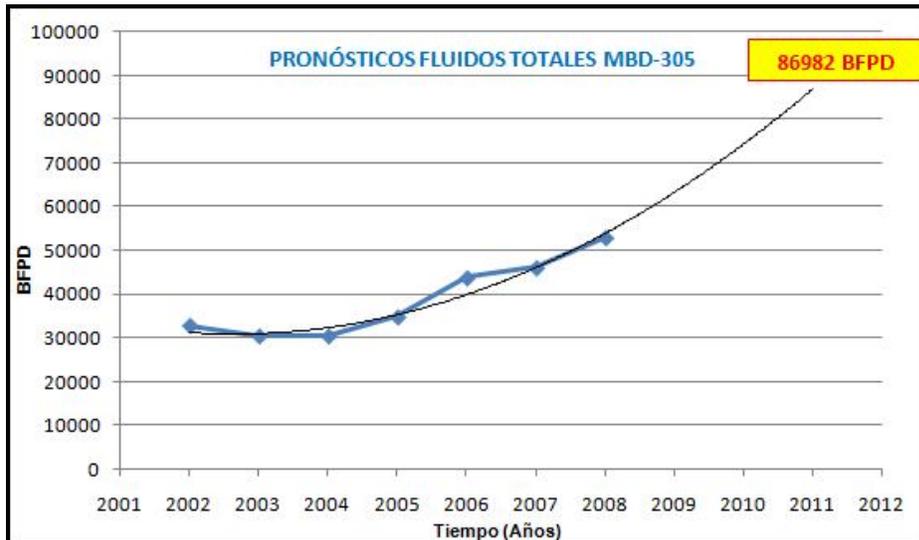
Para obtener las condiciones de operación a futuro del campo se realizó un análisis del comportamiento de la producción que llega a cada una de las vasijas. Posteriormente, con la ayuda de gráficos de producción se obtuvieron las cantidades de fluido que manejarán los separadores generales y tanques de proceso en el 2011 (Figuras 12, 13, 14, 15 y 16).

Figura 12: Pronóstico Fluidos Totales Separador MBD-301



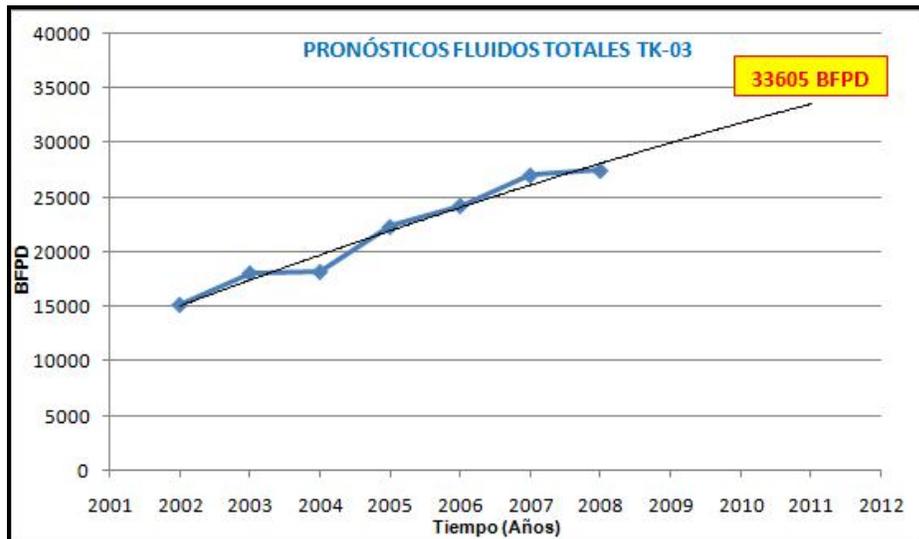
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 13: Pronóstico Fluidos Totales Separador MBD-305



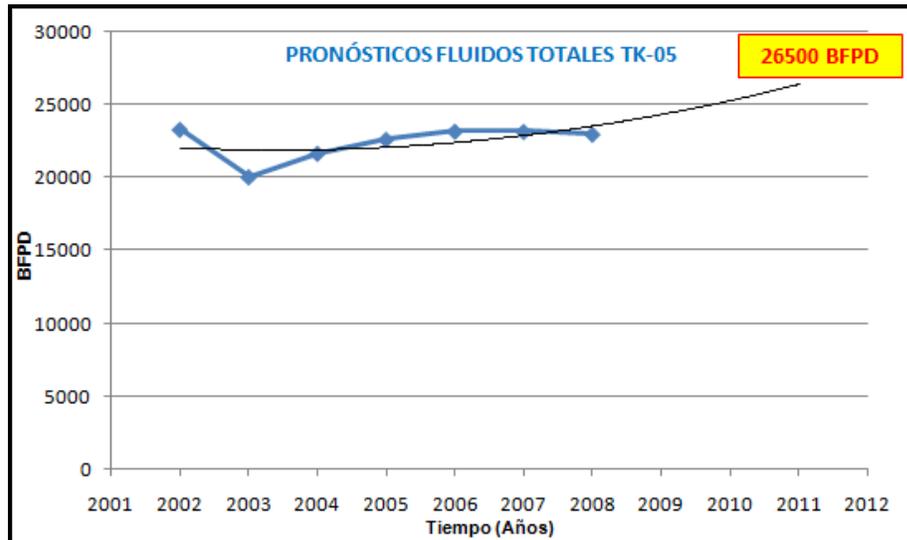
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 14: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-3



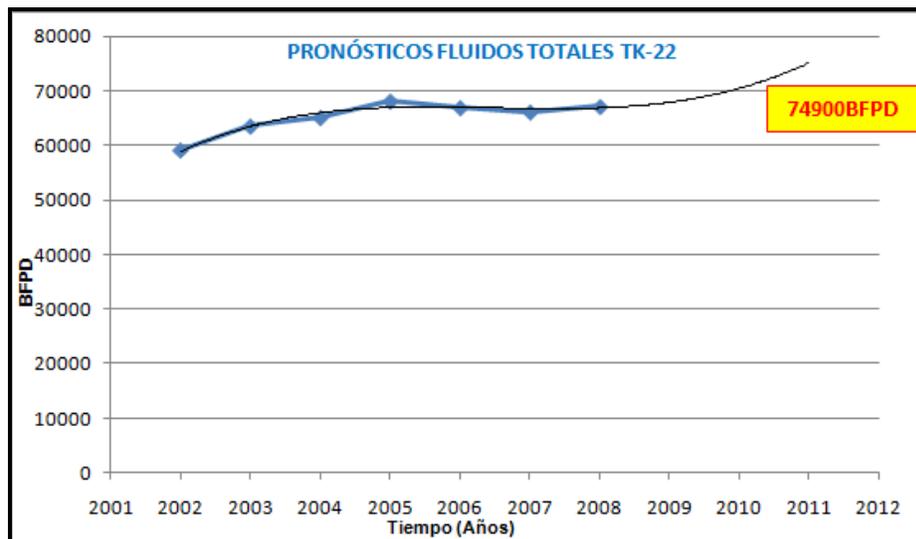
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 15: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-5



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 16: Pronóstico Fluidos Totales Tanque TK-22



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Una vez se han obtenido las cantidades de fluidos totales que manejan los separadores y tanques en 2011, se calcularon los tiempos de retención, con base en esto, se tomaron muestras de fluido a la entrada de las vasijas para posteriormente ser analizadas en el laboratorio, manteniendo igual la inyección de química. Los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio se observan en la Tabla 7.

Tabla 7: Condiciones de Operación Año 2011

EQUIPO	BFPD	tr (min)	% BSW por centrifuga	%BSW por Karl Fisher
MBD-301	27233	5	0,6	1,0141
MBD-305	86982	2	1,6	1,9020
TK-03	33605	69	0,2	0,4368
TK-05	26500	85	0,1	0,0984
TK-22	74900	80	0,1	0,0222

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

El proceso de laboratorio que se siguió fue el siguiente (Figura 17):

1. Toma de 1 galón de muestra de mezcla de fluidos a la entrada de separadores y tanques.
2. Homogenización de la mezcla.
3. Toma de muestra de la mezcla homogenizada.
4. Exposición de las muestras al baño de maría para simular las condiciones de temperatura de las vasijas. El tiempo de duración es igual al tiempo de retención (tr) en minutos correspondiente a cada vasija. Temperatura de laboratorio, 21°C. Temperatura baño de maría, 60°C.

5. Toma de muestra de la capa de aceite separada por gravedad.
6. Obtención del %BSW por centrifugación y Karl Fisher.

Analizando los nuevos porcentajes de %BSW en crudo, se observa que los equipos que continúan fuera de especificaciones técnicas son los separadores MBD-301 y MBD-305, el flujo de los tanques TK-03, TK-05 y TK-22 aumentara sin afectar drásticamente las características del crudo.

Figura 17: Procedimiento de Laboratorio



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

3.6. Propuesta de Optimización

La propuesta de optimización comprende dos alternativas de solución.

3.6.1. Alternativa A

Esta alternativa comprende el rediseño de los separadores MBD-301 y MBD-305 ya que estos inicialmente fueron diseñados para manejar fluidos con bajo BSW y altas tasas de gas. Para esto se propone la conversión de los separadores trifásicos a bifásicos, siendo necesario realizar modificaciones a sus sistemas de drenaje, ajustándolos a las condiciones actuales y futuras de operación.

El proceso nuevo será el siguiente, el fluido líquido obtenido de los separadores se dirigirá a los **gun barrels** TK-03, TK-05 y TK-22, donde se llevara a cabo el proceso de separación de las fases aceite y agua, el gas y el crudo seguirán su proceso tal y como lo realizan actualmente (Figura 18) (Ver ANEXO F). Para la salida del agua será necesaria la construcción de una facilidad que permita el envío de esta a la Planta de Inyección de Agua o a los desnatadores API-A y API-B. Las nuevas cantidades de fluido que ingresarían a los tanques y sus nuevos tiempos de retención se citan en la Tabla 8. El proceso de laboratorio que se siguió es el mismo descrito en la Figura 17.

Al observar los valores de %BSW que arrojan los resultados de laboratorio con las nuevas condiciones de operación, se puede ver que los tanques TK-05 y TK-22 no sufren cambios drásticos en sus condiciones de operación, solo el tanque TK-03 se afecta un poco según los resultados arrojados por el Karl Fisher, pero con el

mejoramiento del tratamiento químico se puede lograr que el BSW se ubique dentro de especificaciones técnicas.

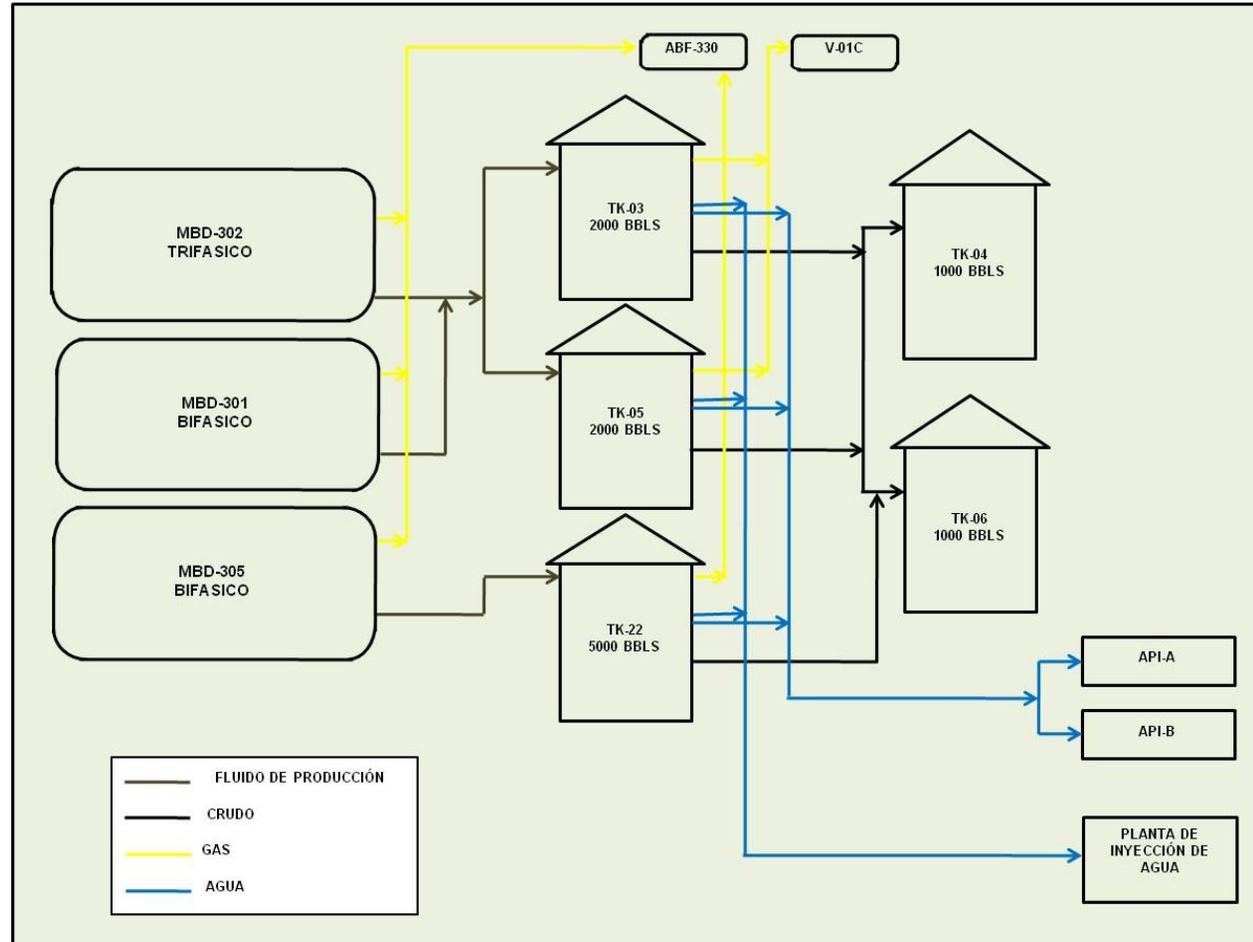
Tabla 8: Nuevas Condiciones de Operación Alternativa A

EQUIPO	CONDICIONES ACTUALES (AÑO 2008)				CONDICIONES FUTURAS (AÑO 2011)			
	BFPD	tr (min)	% BSW (centrifuga)	%BSW (Karl Fisher)	BFPD	tr (min)	% BSW (centrifuga)	%BSW (Karl Fisher)
TK-03	48628	47	0,2	0,5338	47222	49	0,2	0,5124
TK-05	43950	52	0,15	0,1269	81297	28	0,2	0,1852
TK-22	120385	50	0,15	0,0291	161882	37	0,2	0,0367

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

De acuerdo a las nuevas condiciones de operación propuestas en la Alternativa A, el crudo saldrá dentro de especificaciones técnicas de %BSW según las cantidades de fluido que se manejan en la actualidad y las que se van a manejar en el 2011.

Figura 18: Esquema Alternativa A



Tomada y modificada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

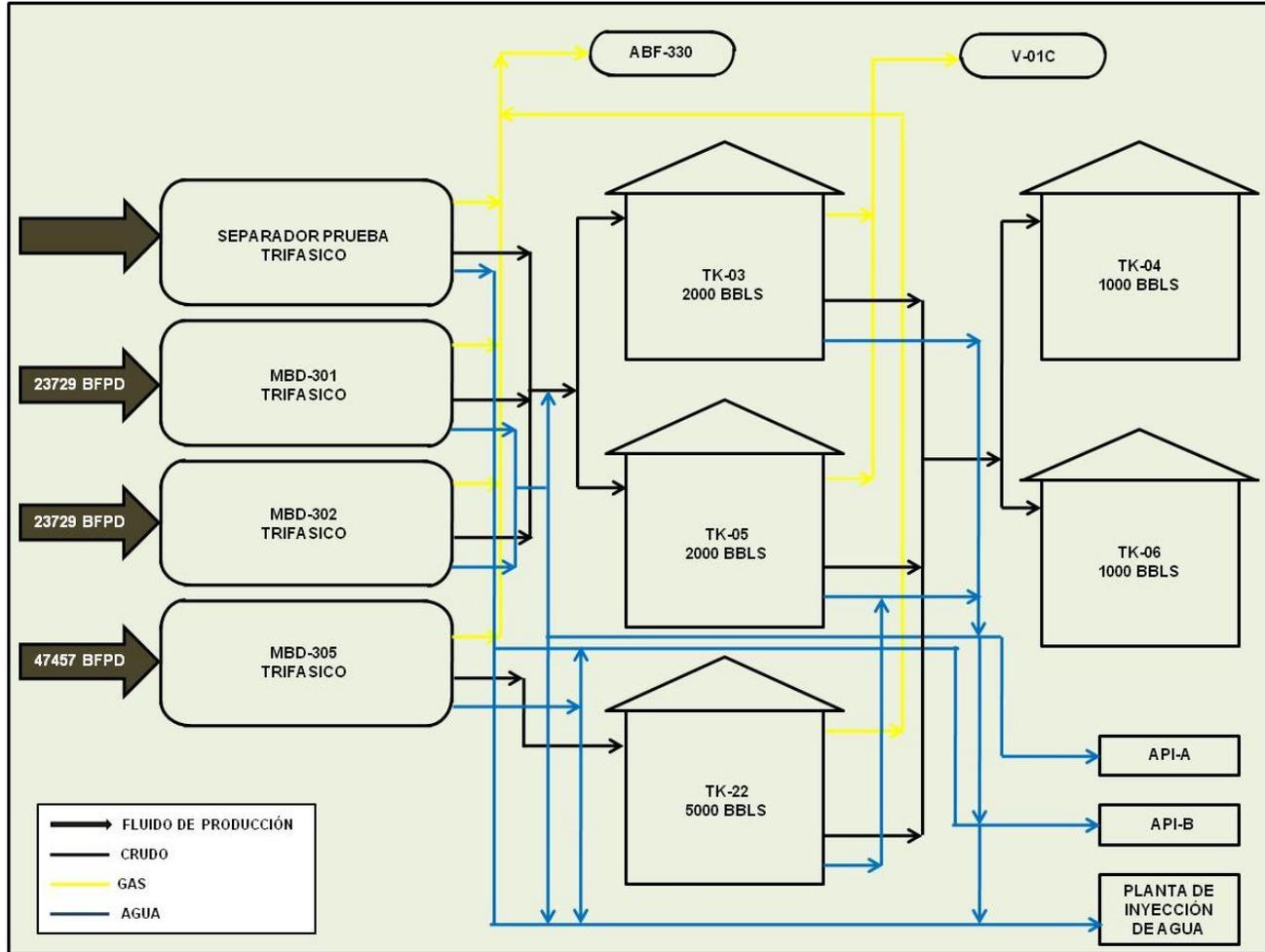
3.6.2. Alternativa B

Otra alternativa de solución es la adición del separador de prueba MBD-302 como separador general y acondicionar el separador trifásico ubicado actualmente en la Estación Palmar como separador de prueba de la Estación Central Santiago, ya que según pronósticos de PETROBRAS para el 2011 los pozos Palmar producirán 230 BOPD, por lo tanto sus pruebas se podrán liquidar con un **Micromotion** tal y como se hace actualmente en la Estación Trompillos (Figura 19).

En las nuevas condiciones de operación de esta propuesta no habrá necesidad de convertir los separadores a bifásicos, solo se tendrán que distribuir los fluidos que ingresan a los dos separadores generales MBD-301 y MBD-305 ya que actualmente son los únicos equipos que están y estarán sobresaturados de fluidos.

El proceso que seguirán los fluidos que salen del Manifold Central será igual al que siguen actualmente, ingresaran a los separadores generales y de allí se dirigirán a los tanques TK-03, TK-05, TK-22 en el caso del aceite; a los desnatadores API-A y API-B y a la Planta de Inyección de Agua el agua de producción; y a los depuradores ABF-330 y V-01C el gas producido. Las nuevas cantidades de fluido que ingresarían a los tanques y sus nuevos tiempos de retención se citan en la Tabla 9. El proceso de laboratorio que se siguió es el mismo descrito en la Figura 17.

Figura 19: Esquema Alternativa B



Tomada y modificada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

Tabla 9: Nuevas Condiciones de Operación Alternativa B

EQUIPO	CONDICIONES ACTUALES (AÑO 2008)				CONDICIONES FUTURAS (AÑO 2011)			
	BFPD	tr (min)	% BSW (centrifuga)	%BSW (Karl Fisher)	BFPD	tr (min)	% BSW (centrifuga)	%BSW (Karl Fisher)
MBD-301	23729	6	0,4	0,6761	28554	5	0,468	0,7910
MBD-302	23729	6	—	—	28554	5	—	—
MBD-305	47457	15	0,8-0,9	0,8739	57108	3	1,4-1,5	1,5730

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

3.7. Selección de la Mejor Alternativa

De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio y listados en las Tablas 8 y 9, se tiene que la mejor alternativa de solución es la A, ya que con ella se obtienen resultados de BSW menores a 0.5 tanto en las condiciones actuales como en las futuras (2011). Además se cumple con el hecho de que los separadores bifásicos son los ideales para trabajar con grandes cantidades de agua producida, tal y como sucede en Campo Santiago.

La alternativa B demuestra que los separadores trifásicos son adecuados para campos donde la producción de agua es baja, ya que al reducir los volúmenes en 18000 Bbls para el separador MBD-301 y en 6000 Bbls para el separador MBD-305 (condiciones actuales) los %BSW no tuvieron reducciones significativas generando valores superiores a 0.5. El mismo comportamiento se presenta para las condiciones que se tendrán en el 2011.

4. OPTIMIZACIÓN SISTEMA DE GAS DE GENERACIÓN

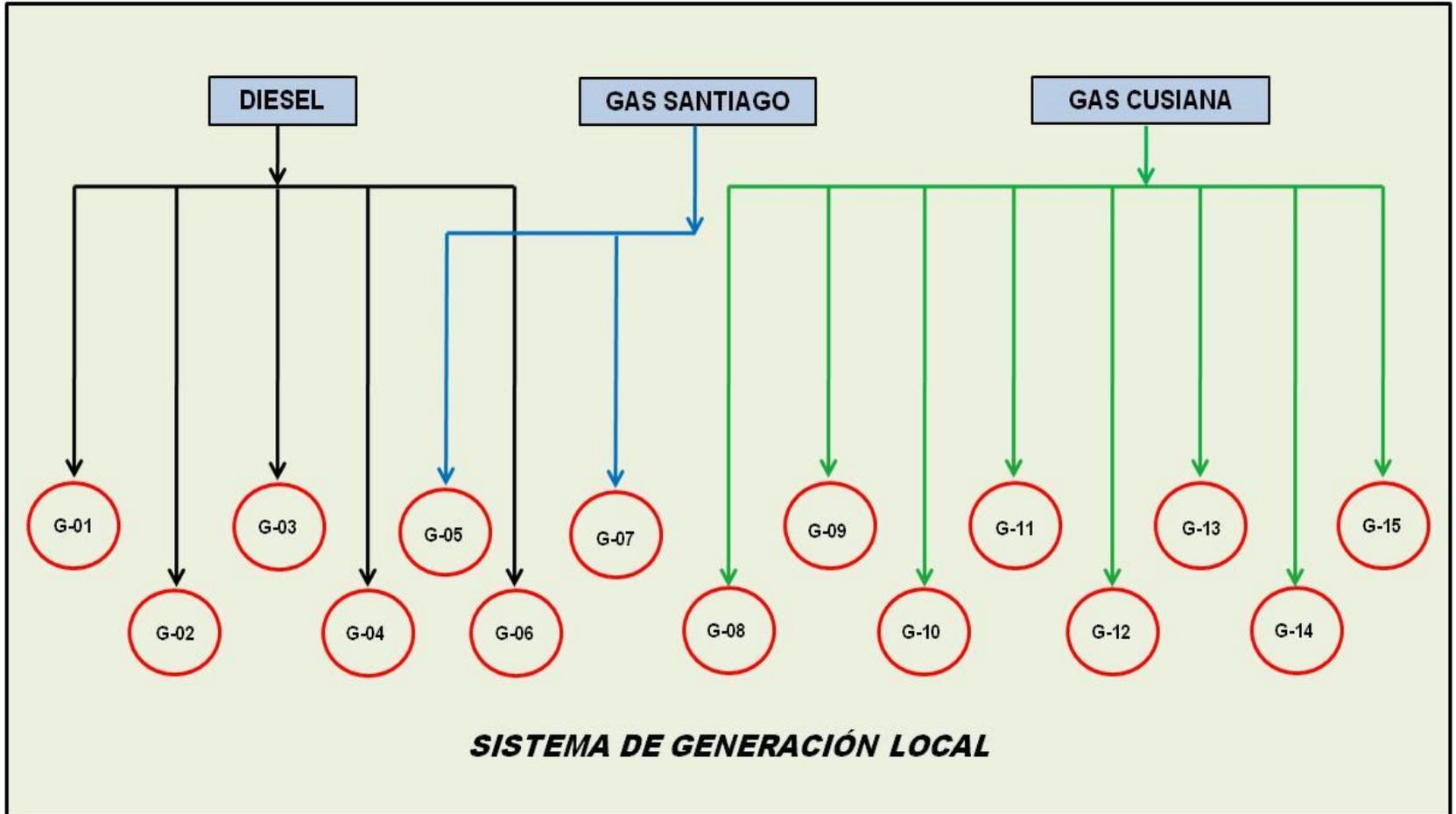
El sistema de generación de Campo Santiago se alimenta de tres fuentes: gas local, gas de Cusiana y Diesel (Figura 20).

4.1. Sistema de Depuración de Gas para Consumo

Este sistema consta de un Intercambiador de Calor, un Scrubber y dos Filtros. En este punto se recibe el gas procedente de los Separadores para ser sometido a un proceso de depuración y enfriamiento antes de ser enviado a la línea de distribución para su consumo (Figura 21).

Una vez que el gas sale de los separadores es enviado al Intercambiador de Calor donde es sometido a una transferencia de calor por medio del Sistema **Chiller**. Este sistema toma agua de un tanque aéreo y la recircula; primero a la unidad de enfriamiento y luego al intercambiador de calor mediante dos bombas. Este intercambiador cuenta con una conexión adicional en caso de falla del **Chiller** que opera recirculando agua succionada de cualquiera de los pozos profundos mediante las bombas P-9A/B dando así un enfriamiento por convección.

Figura 20: Distribución Sistema de Generación Local



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

El gas que ha sido enfriado en el proceso anterior es enviado al Scrubber donde se extraen todos los condensados que han sido formados por los cambios de temperatura, el gas que es depurado pasa al Sistema de Filtros y el condensado es drenado al sumidero de recibo de condensados TS-04A.

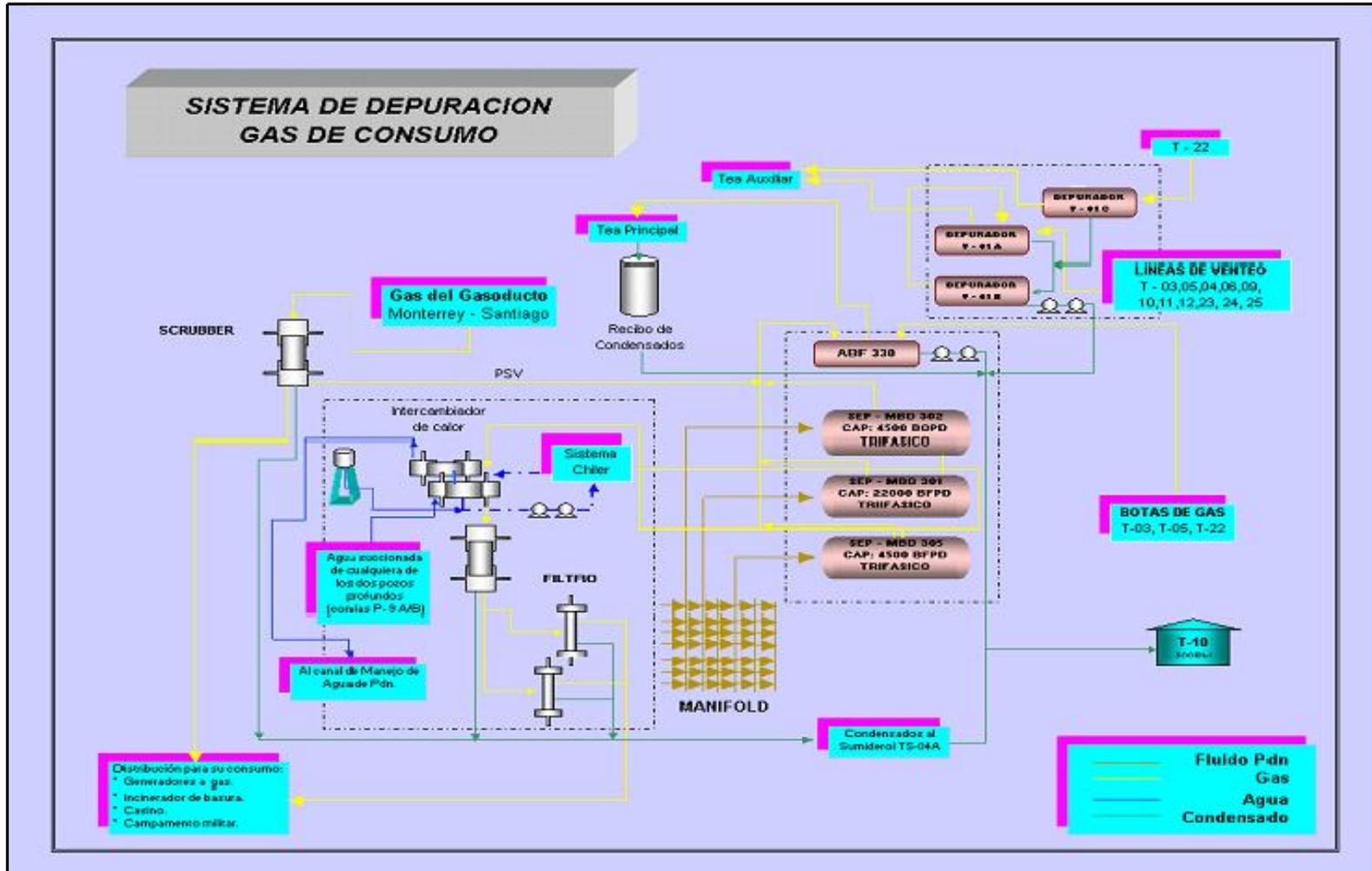
La depuración final del gas se realiza en los filtros, una vez el gas sale de estos queda dispuesto para la alimentación de equipos a gas del Campo (Motogeneradores G-05 y G-07). Los condensados obtenidos en este proceso final son drenados y enviados al Sumidero TS-04. Para garantizar una operación eficiente del Sistema de Filtros se trabaja con un solo filtro y el otro queda disponible después de realizarle su debido mantenimiento.

El gas sobrante del proceso anteriormente descrito es enviado a la tea de alta donde es quemado.

4.2. Gas Cusiana

Este gas seco alimenta los motogeneradores G-08, G-09, G-10, G-11, G-12, G.13, G-14, G-15 (aunque los tres primeros también pueden operar con gas Santiago) y los motores de las bombas de inyección de los pozos SAN-004 y SAN-015. La línea de gas que alimenta el casino y la base militar se deriva de la línea de suministro del generador G-08, por lo tanto, el origen del gas, sea Cusiana o Santiago, dependerá del gas con el que esté funcionando tal equipo (Figura 21).

Figura 21: Esquema Sistema de Depuración de gas para Consumo



Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

El gasoducto Monterrey-Santiago opera de forma automática y las actividades de control están encaminadas a verificar la normal operación evitando inconvenientes de tipo operacional para los generadores, garantizando el suministro continuo de gas y la integridad del gasoducto mismo.

Cada 10 días en el sistema de medición de gas ubicado en el punto de inicio del gasoducto se lleva a cabo la actividad de bajar la información del computador de flujo de los volúmenes consumidos por día.

Diariamente se realiza un chequeo de control a la operación de los sistemas del gasoducto en Monterrey. Si en el gasoducto, la válvula de la segunda etapa de reducción de presión falla, existe válvulas de alivio ubicadas en el Scrubber y línea de conducción a generadores que alivian la presión enviando el gas a la tea de alta.

4.3. Descripción del Problema

Actualmente en Campo Santiago se consumen 2615 KPCD de gas Cusiana y 262 KPCD de gas Santiago en promedio. La producción de gas del campo son 366 KPCD, quemándose 104 KPCD. El costo mensual de la compra y transporte de gas Cusiana es \$682.000.000.

Como plan de optimización en Campo Santiago se quiere emplear el 100% del gas producido para consumo local, generando así una disminución en la compra de gas Cusiana.

4.3.1. Propuesta de Optimización

El gas de producción se encuentra disponible a 1100 Psig y 110°F, reportándose 4% de líquidos que pueden ser retirados en un separador normal, este condensado retirado corresponde a gasolina natural de bajo octanaje.

La propuesta de optimización es emplear el gas como combustible para motores de combustión interna (generadores), para ello es necesario retirarle los hidrocarburos pesados para ajustar una especificación que se denomina NBN (numero de butano) que en los motores debe ser de 5 a 7 como máximo. El gas producido en Campo Santiago tiene un NBN de 30.5 según las condiciones de operación actuales (Tabla 10), esto genera detonación en los motores lo cual afecta la operación y vida útil de los mismos.

Para ajustar las condiciones de este gas, se debe comprimir a 2000 Psig haciéndose necesario tener un compresor de 122 HP (según estudios del equipo de mantenimiento del campo), luego se debe enfriar el gas y despresurizarlo a 185 Psig, pasando el gas por un tambor separador para retirar los condensados y finalmente obtener un NBN de 6.5 aproximadamente.

Tabla 10: Numero de Butanos (NBN) a diferentes presiones

NUMERO DE BUTANOS (NBN)			
TEMPERATURA			
110° F			
PRESIÓN (Psig)			
1100	1500	1800	2000
1,28	1,28	1,28	1,29
19,18	20,57	20,58	20,66
59,00	63,92	63,97	64,38
6,65	6,97	6,96	6,96
4,84	4,44	4,42	4,28
1,36	0,94	0,93	0,84
2,27	1,30	1,28	1,13
0,95	0,27	0,27	0,21
0,90	0,19	0,18	0,14
3,65	0,00	0,00	0,00
30,42 NBN	7,16 NBN	7,08 NBN	6,56 NBN

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

La corriente de condensados retirada, corresponde a una gasolina natural de muy bajo octanaje (18% del volumen original). El 78% del volumen inicial corresponde a gas tratado.

El costo del compresor recomendado por el área de mantenimiento para tratar 104 KPCD (gas quemado actualmente) es USK\$ 400.000. Adicional a todo lo anterior se debe realizar un análisis de humedad al gas de producción, ya que si hay presencia de esta el gas debe ser tratado de tal forma que no se presente condensación del agua debido a la mezcla que se puede presentar con el CO₂ (presente en alta cantidad) formando ácido carbónico, agente altamente corrosivo.

4.3.2. Análisis Económico

Promedio consumo gas Cusiana	2615 KPCD
Promedio costo mensual gas Cusiana	\$682.000.000
Promedio producción gas Santiago	366 KPCD
Promedio consumo gas Santiago	262 KPCD
Promedio gas Santiago quemado	104 KPCD

Al emplear el 100% del gas producido en Campo Santiago, los nuevos valores son:

$$\text{Nuevo Consumo Gas Cusiana} = \text{Consumo Gas Cusiana} - \text{Gas Santiago Quemado}$$

$$\text{Nuevo Consumo Gas Cusiana} = 2615\text{KPCD} - 104 \text{ KPCD}$$

$$\text{Nuevo Consumo Gas Cusiana} = 2511 \text{ KPCD (Ecuac. 1)}$$

$$\text{Nuevo Costo Gas Cusiana} = \frac{\text{Nuevo Consumo Gas Cusiana} \times \text{Costo Gas Cusiana}}{\text{Consumo Gas Cusiana}}$$

$$\text{Nuevo Costo Gas Cusiana} = \frac{2511\text{KPCD} \times \$682.000.000}{2615\text{KPCD}}$$

$$\text{Nuevo Costo Gas Cusiana} = \$654.876.482 \text{ (Ecuac. 2)}$$

Ahorro Costo Gas Cusiana = Costo Gas Cusiana – Nuevo Costo Gas Cusiana

Ahorro Costo Gas Cusiana = \$682.000.000 – \$654.876.482

Ahorro Costo Gas Cusiana = \$27.123.518 (Ecuac. 3)

\$2485 es el precio del dólar tomado para este análisis, por lo tanto el precio del compresor en peso colombiano es:

Costo Compresor Peso Colombiano = Costo Compresor en Dólares × Precio Dólar

Costo Compresor Peso Colombiano = $\frac{USK\$400.000 \times \$2485}{USK\$1}$

Costo Compresor Peso Colombiano = \$994.000.000 (Ecuac. 4)

Promedio consumo gas Cusiana (Ecuación 1)	2511 KPCD
Promedio costo mensual gas Cusiana (Ecuación 2)	\$654.876.482
Promedio ahorro mensual compra gas Cusiana (Ecuación 3)	\$27.123.518
Promedio producción gas Santiago	366 KPCD
Promedio consumo gas Santiago	366 KPCD
Costo compresor de 122 HP (Ecuación 4)	\$994.000.000

$$\textit{Tiempo Pago Compresor} = \frac{\textit{Costo Compresor} \times \textit{1 Mes}}{\textit{Ahorro Mensual Costo Gas Cusiana}}$$

$$\textit{Tiempo Pago Compresor} = \frac{\$994.000.000 \times \textit{1 Mes}}{\$27.123.518}$$

$$\textit{Tiempo Pago Compresor} = 37 \textit{ Meses} \times \frac{\textit{1 A\~{n}o}}{\textit{12 Meses}} = \textit{3 A\~{n}os y 1 Mes (Ecuac. 5)}$$

Suponiendo que se emplearan \$27.123.518 ahorrados mensualmente en la compra de gas Cusiana para la compra del compresor, este equipo se pagaría en su totalidad en un periodo de 37 meses (3 años y 1 mes) (Ecuación 5). El contrato entre PETROBRAS, BRASPETRO y ECOPETROL finaliza en el año 2011 y el compresor se terminaría de pagar en el 2012.

Por la poca cantidad de gas a tratar y el elevado costo del compresor no es rentable realizar el acondicionamiento propuesto, lo mas practico seria comprimir el gas a 100 Psig para que luego sea empleado en calderas u hornos, equipos que no son empleados en Campo Santiago.

5. OPTIMIZACIÓN PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA)

Normalmente en los campos maduros el agua de producción es empleada como método de recobro secundario para aumentar la productividad de los pozos, esto debido a las declinaciones de presión que sufren los yacimientos haciendo que disminuya su productividad, el propósito de la inyección de agua en estos casos es mantener la presión del yacimiento haciendo que la declinación de la curva de producción tenga una pendiente pequeña.

En Campo Santiago el proceso de inyección de agua se realiza simplemente por disposición ya que geológicamente este campo cuenta con un yacimiento de agua activo que mantiene la presión del mismo. Independientemente del destino que tenga el agua, disposición o método de recobro, el tratamiento al que se somete en superficie y los problemas que se asocian a la inyección de esta son los mismos.

5.1. Problemas Asociados a la Inyección de Agua

El agua de inyección debe ser libre de sólidos, no poseer aceite, no ser corrosiva, no presentar problemas de depósitos (**scale** y **sludge**), y ser compatible con la formación a inyectar.

Los problemas más comunes presentes en sistemas de inyección de agua son las depositaciones inorgánicas y la acción bacterial. En el caso de Campo Santiago, no existen problemas asociados a la presencia de bacterias debido a las elevadas temperaturas que se manejan en el campo (100-120°F).

5.1.1. Depositaciones Inorgánicas³

Se conoce como depositaciones inorgánicas a aquellas acumulaciones de sedimentos o sólidos asentados que se ubican en un punto fijo del sistema donde la velocidad del fluido se hace mínima siendo incapaz de arrastrar el material en la corriente.

Los **scale** son depósitos duros y adherentes formados en su mayoría por minerales disueltos en agua; al excederse el producto de solubilidad debido a cambios de presión, temperatura u otras variables se lleva a cabo la precipitación de estos minerales. Dichos depósitos pueden presentarse en cualquier tubería, dispositivo o tanque de almacenamiento de agua.

Dependiendo de la naturaleza del **scale** y la composición del fluido, la depositación se puede presentar en la matriz de la formación o en fracturas causando daños en la formación, el sistema de producción, revestimientos y en sistemas de inyección y disposición de agua.

³ MONTAÑA, Carlos A. ALDANA, Cesar I. "Optimización del sistema de inyección de aguas en el Campo Los Mangos Yaguará". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana. 2005.

Las incrustaciones inorgánicas junto con la corrosión son dos de los principales enemigos de la Industria Petrolera. Algunas de sus consecuencias son:

- Restricciones al flujo de fluidos a través de tuberías.
- Cambios totales o parciales en líneas y accesorios tales como válvulas y otros instrumentos.
- Aglomeración de petróleo y materiales de formación.
- Cambios en la eficiencia de tratadores e intercambiadores de calor.

La formación de precipitados y su disposición o adherencia son fenómenos relacionados y sucesivos pero no necesariamente simultáneos. Las depositaciones inorgánicas son tan variables como la naturaleza de las aguas que las producen, algunas de las más comunes son:

- Carbonato de calcio y hierro
- Sulfato de calcio, bario y estroncio
- Óxidos de hierro y sus hidróxidos
- Sulfuro de hierro y otros metales menos frecuentes como el sulfuro de mercurio

5.1.2. Tipos de Depositaciones Inorgánicas⁴

Las depositaciones inorgánicas más comunes en los campos petroleros, son carbonato de calcio (CaCO_3), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), sulfato de bario (BaSO_4) y cloruro de sodio (NaCl). Un depósito poco común es el sulfato de estroncio (SrSO_4) (Tabla 11).

⁴ DONOSO, José Luís. "Depósitos orgánicos e inorgánicos. Formación para personal técnico en operaciones de producción de hidrocarburos". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana

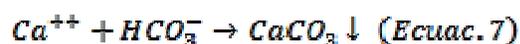
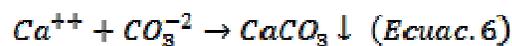
Las depositaciones inorgánicas son causantes de grandes reducciones de utilidades cada año, además de la pérdida de productividad de petróleo y gas. También son causantes de un gran número de trabajos costosos de **workover**, fracturamiento de pozos, y otros trabajos remediales. Muchos campos de petróleo y gas han sido abandonados prematuramente a causa del **scale**.

Tabla 11: Tipos de depositaciones inorgánicas

Nombre Químico	Fórmula Química	Nombre Mineral
Depositaciones solubles en Agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depositaciones solubles en ácido		
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato de hierro	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro de hierro	FeS	Trolita
Oxido de hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Oxido de hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depositaciones insolubles en ácido		
Sulfato de calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	CaSO ₄ · 2H ₂ O	Yeso
Sulfato de bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de bario estroncio	BaSr(SO ₄) ₂	-

Tomada de: Oilfield Water Systems. Charles Patton. 1986.

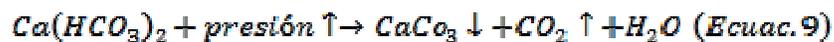
Carbonato de calcio (CaCO₃): Este depósito incrustante es formado por la combinación del ión calcio con iones carbonato y bicarbonato (Ecuaciones 6 y 7).



La depositación de carbonato se presenta preferencialmente cuando:

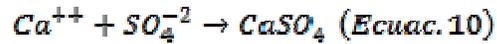
- Disminuye el contenido de CO₂
- Aumenta el pH
- Disminuye la presión total
- Aumenta la temperatura
- Disminuye el contenido de **scale** y sólidos disueltos en el agua (sin incluir los iones calcio), hasta un máximo de cerca de 200000mg/L
- Aumenta la turbulencia

La formación de carbonato de calcio es más probable en rangos de pH alcalino. Suele encontrarse en el agua producida como bicarbonato de calcio Ca(HCO₃)₂ el cual es más soluble que el CaCO₃. Debido a que la solubilidad del bicarbonato (HCO₃) es directamente proporcional a la cantidad de CO₂ disuelto en el agua, cuando se presenta un incremento en la temperatura y/o caída de presión, el CO₂ es liberado del agua, provocando la precipitación del carbonato (Ecuaciones 8 y 9).



La turbulencia causa precipitación de carbonato de calcio, especialmente en puntos donde existen caídas de presión adicionales, tales como las perforaciones, choques, bombas de subsuelo, acoples de bombas y varillas, codos, platos desviadores y bombas de superficie.

Sulfato de calcio (CaSO₄): Este tipo de depositación se presenta cuando el ión calcio reacciona con iones sulfato (Ecuación 10).

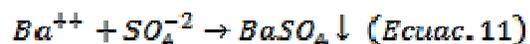


Su mecanismo de formación está precedido en la mayoría de los casos por **sludge** (depositaciones orgánicas), sus cristales son más pequeños que los de carbonato de calcio, por lo tanto son más duros y densos que los de CaCO₃.

Con frecuencia las depositaciones de sulfato de calcio en campos petroleros se encuentran en forma de yeso (CaSO₄·2H₂O), el cual es estable hasta 212°F a presión atmosférica. A temperaturas mayores se forma anhidrita (CaSO₄) o sulfato de calcio semihidratado (CaSO₄·½H₂O). La depositación de sulfato de calcio aumenta cuando la temperatura es mayor de 96°F y cuando se presentan concentraciones de sales disueltas mayores de 150000mg/L.

En lugares donde existe turbulencia y/o caída de presiones puede presentarse **scale** de sulfato de calcio debido a la liberación de gases ácidos, aunque su depositación no está tan influenciada por la presión como por la temperatura.

Sulfato de bario (BaSO₄): Se presenta cuando se combinan el ión bario con iones sulfato (Ecuación 11).

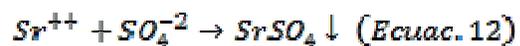


El sulfato de bario es el depósito menos soluble dentro los típicos encontrados en la industria petrolera, y por lo general se encuentra junto con depositaciones de sulfato de estroncio. Tiende a presentarse con mayor frecuencia cuando disminuyen la temperatura, el contenido de sales disueltas y la presión.

La solubilidad del sulfato de bario es tan baja, que al combinarse los iones bario y sulfato el compuesto precipita casi de inmediato, por esta razón es poco común encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes, normalmente es como resultado de la mezcla de dos o más aguas o debido a fugas en el **casing**, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos inyección.

La solubilidad del $BaSO_4$ se incrementa discretamente con un aumento de temperatura, pues aun a altas temperaturas resulta muy insoluble.

Sulfato de estroncio ($SrSO_4$): Es más soluble que el sulfato de bario y se forma con la reacción del ión estroncio con iones sulfato (Ecuación 12).



Su tendencia a formar incrustaciones aumenta cuando se incrementa la temperatura y cuando se incrementa el contenido de NaCl hasta un máximo de aproximadamente 125000 mg/L. El mineral formado por el sulfato de estroncio es la celestita. Por lo general se deposita junto con el sulfato de bario y se presenta en proporciones que van desde 1.25% a 15.9% de sulfato de estroncio y el resto del depósito puede ser de sulfato de bario.

Cloruro de sodio (NaCl): La precipitación del cloruro de sodio es causada normalmente por la sobresaturación, debida a la evaporación o disminución en la temperatura. Por ejemplo una reducción en la temperatura de 140°F a 86°F da como resultado la precipitación de 4000 mg/L de NaCl.

Compuestos de hierro: Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y otra es el resultado de corrosión de las estructuras metálicas que contengan hierro.

Las aguas de formación normalmente contienen unos pocos ppm de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe^{-2}) o férrico (Fe^{+3}). A pH menores o iguales de 3 se encuentra gran cantidad de ión férrico, pero a pH mayores de 3 el ion férrico se encuentra en pocas cantidades.

El carbonato de hierro o siderita (FeCO_3) tiene una solubilidad de 67mg/L a 25°C. Puesto que muchas aguas del subsuelo contienen grandes cantidades de CO_2 disuelto, las aguas con hierro soluble frecuentemente forman depósitos de FeCO_3 . En estos casos el hierro soluble está presente como bicarbonato de hierro y precipitará principalmente donde la presión cae drásticamente. El bicarbonato de hierro también puede generar hidróxido de hierro.

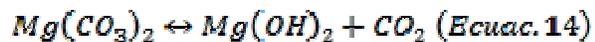
Deposiciones de sílica y silicatos: Ocasionalmente se pueden encontrar aguas con concentraciones de sílica de 100 ppm. La sílica puede estar presente en forma coloidal, amorfa y como ácido monosilícico (H_4SiO_4). Estas depositaciones se presentan en sistemas donde se utilizan aguas con concentraciones altas de sílica soluble y además la temperatura es superior de 212°F, tal es el caso de intercambiadores de calor. Este tipo de depositación varía mucho en composición y complejidad.

Deposiciones de carbonato de magnesio e hidróxido de magnesio: Estas depositaciones se encuentran en sistemas que manejan agua de mar y salmueras superficiales que contengan elevadas cantidades de magnesio en solución. Se presentan cuando el pH se aumenta o cuando ocurre evaporación. El carbonato de magnesio es cuatro veces más soluble que el carbonato de calcio y su depositación se ve afectada por los mismos factores que influyen en la depositación del carbonato de calcio.

El bicarbonato de magnesio se descompone en una solución que resultará en carbonato de magnesio sólido, dióxido de carbono y agua (Ecuación 13).



A una temperatura próxima al punto de ebullición del agua, el carbonato de magnesio forma hidróxido de magnesio o brucita (nombre mineral) (Ecuación 14).



La solubilidad del hidróxido de magnesio decrece con el incremento de la temperatura. Aguas que contengan iones calcio, magnesio y carbonato tienden a precipitar carbonato de calcio a temperaturas mayores de 180°F. Por encima de esta temperatura el hidróxido de magnesio comienza a precipitarse en sitios como calentadores, tratadores térmicos, y en **tubing** con temperaturas de formación alta.

Deposición radioactiva: Los principales radioelementos en rocas sedimentarias son radio, potasio, uranio y torio, con niveles un poco más altos se encuentran las pizarras. El agua de formación contiene sales de minerales disueltos, algunos de los cuales pueden ser naturalmente radioactivos. Las aguas de inyección también pueden disolver estas sales radioactivas. Bajo ciertas condiciones se puede depositar **scale** con varios niveles de radioactividad natural en el sistema de producción.

5.1.3. Causas y Factores que Afectan la Formación de Deposiciones Inorgánicas⁵

- Presencia en el agua de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad. La composición del agua es el factor que más afecta la deposición de **scale**, pues si existen suficientes iones que al combinarse formen depósitos, es probable que se presente **scale** a determinadas condiciones físicas.
- Algunos de los iones potenciales que pueden formar incrustaciones son: iones sulfato, calcio, bario, estroncio, etc.
- Concentración iónica: esto es muy importante, pues si la cantidad de iones es insuficiente, es probable que no se sobrepasen los límites de saturación y no se precipiten o en un caso más extremo si no hay iones que formen deposiciones, simplemente no se van a presentar problemas de **scale**.

⁵ MONTAÑA, ALDANA, Op. cit, p. 63

- Los sólidos totales disueltos también influyen en la solubilidad del **scale**, debido a que la solubilidad total de todos los depósitos aumenta con los sólidos totales disueltos, especialmente la del sulfato de bario.
- Caídas de presión: el descenso de la presión en un sistema hace que la solubilidad de los gases disueltos disminuya, por lo tanto ayuda a que el CO_2 disuelto en la solución se libere como gas causando un incremento de pH. y este por lo tanto causa un incremento en la tendencia de la precipitación del CaCO_3 . También cuando se disminuye la presión aumenta la tendencia de precipitación del sulfato de calcio.
- Cambios de temperatura: la temperatura afecta la solubilidad de iones y gases en solución y la velocidad de la mayoría de las reacciones. A mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad del sulfato de bario y estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. La solubilidad del sulfato de calcio aumenta hasta 96°F y luego a mayores incrementos de temperatura comienza a disminuir su solubilidad. Cuando aumenta la temperatura disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el CO_2 y el H_2S , incrementándose el pH del agua.
- Mezcla de dos o más aguas incompatibles. Se debe evitar realizar mezclas de aguas con las siguientes características:
 - Agua que contenga alto contenido de calcio con otra que contenga altas concentraciones de bicarbonato y/o sulfato, pues se pueden originar problemas de depositación de carbonatos de calcio y/o sulfatos de calcio.
 - Aguas que contengan H_2S con aguas que contengan hierro, debido a que se pueden originar problemas de sulfuro de hierro.
 - Aguas oxigenadas con aguas que contengan hierro, pues el oxígeno oxidará el ion ferroso a férrico ocasionando problemas de óxido férrico.

- Aguas que contengan elevadas concentraciones de sulfato con aguas que presenten problemas de bacterias sulfatoredutoras, debido a que se podrían presentar problemas de sulfuro de hierro.

- Turbulencias: la turbulencia creada por las caídas de presión reduce la presión parcial de los gases ácidos, y por lo tanto la solubilidad de los mismos, liberándolos del agua, y por ende aumentando el pH y la tendencia a la precipitación del carbonato de calcio. Tiene ligera influencia sobre la formación de sulfato de calcio.

5.1.4. Mecanismos de Formación de Deposiciones Inorgánicas⁶

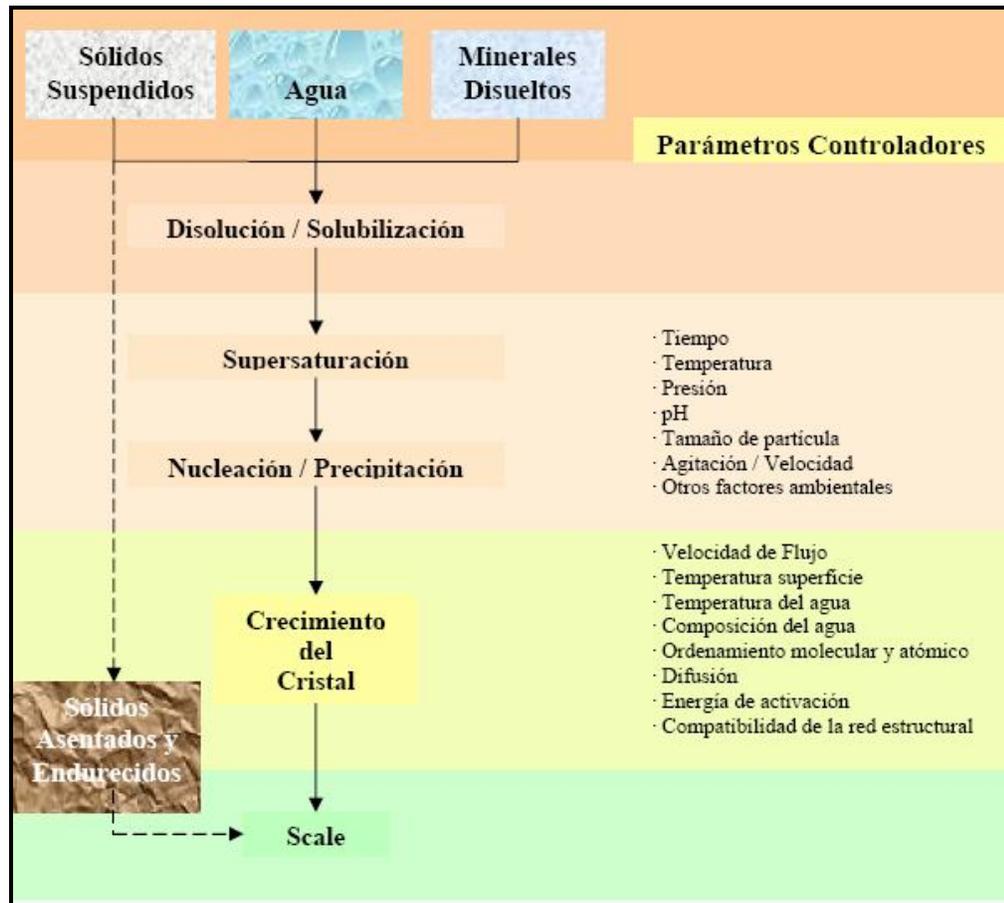
La figura 7, muestra un esquema general de los mecanismos de formación de **scale** y los correspondientes parámetros controladores de cada etapa. La formación de **scale**, a diferencia de otros tipos de depositaciones, es un proceso de cristalización complejo. La rata de formación de una capa inicial de **scale** y su subsiguiente rata de crecimiento están determinadas por la interacción de las ratas de varios procesos: nucleación, difusión, reacción química, y ordenamiento molecular del enrejado de cristales de **scale**, etc.

Algunos de los constituyentes formadores de **scale** son inversamente solubles (es decir, sus solubilidades tienden a reducirse con el incremento de la temperatura), por lo tanto cuando las soluciones están en contacto con una superficie de transferencia de calor ellos precipitan debido a su más baja solubilidad de equilibrio.

⁶ MONTAÑA, ALDANA, Op. cit, p. 63

York y Schorle” indicaron que la cristalización de un material a partir de una solución en el sitio de formación del depósito requiere de tres factores simultáneos: supersaturación (sobresaturación), nucleación y tiempo de contacto adecuado.

Figura 22: Mecanismos de formación de depositaciones inorgánicas

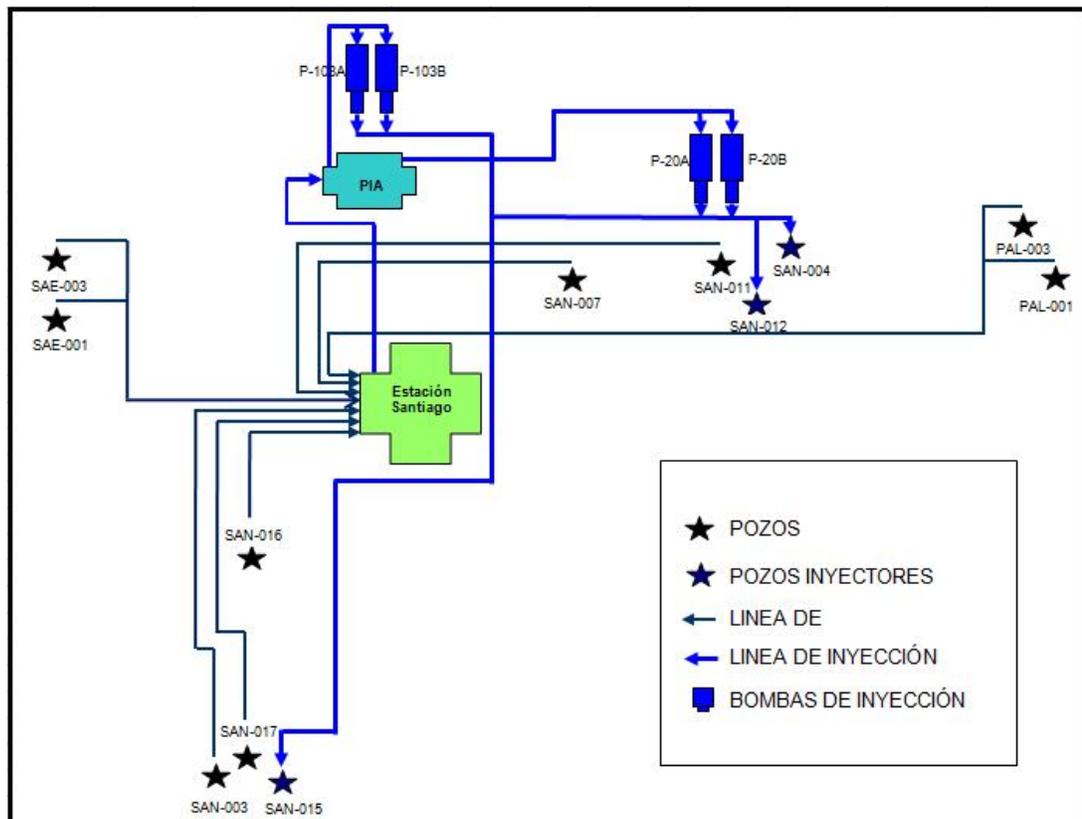


Tomada de: DONOSO, José Luís. Depósitos orgánicos e inorgánicos. Formación para personal técnico en operaciones de producción de hidrocarburos. Universidad Surcolombiana.

5.2. Descripción General de la Planta de Inyección de Agua de Campo Santiago

El agua rica en cloruros que es usada para inyección la proveen los pozos SAN-003, SAN-007, SAN-011, SAN-016, SAN-017, SAE-001, SAE-003, PAL-001 y PAL-003. El agua a inyectar viene de la línea de descarga de agua de los separadores de producción general MBD-301, MBD-305 y pierna de agua de los tanques T-07 y T-08 ubicados en la Estación de Producción Santiago; y llega a la Planta por línea de 12" (Figura 23)

Figura 23: Esquema de Manejo de Agua de Inyección



Tomada y modificada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

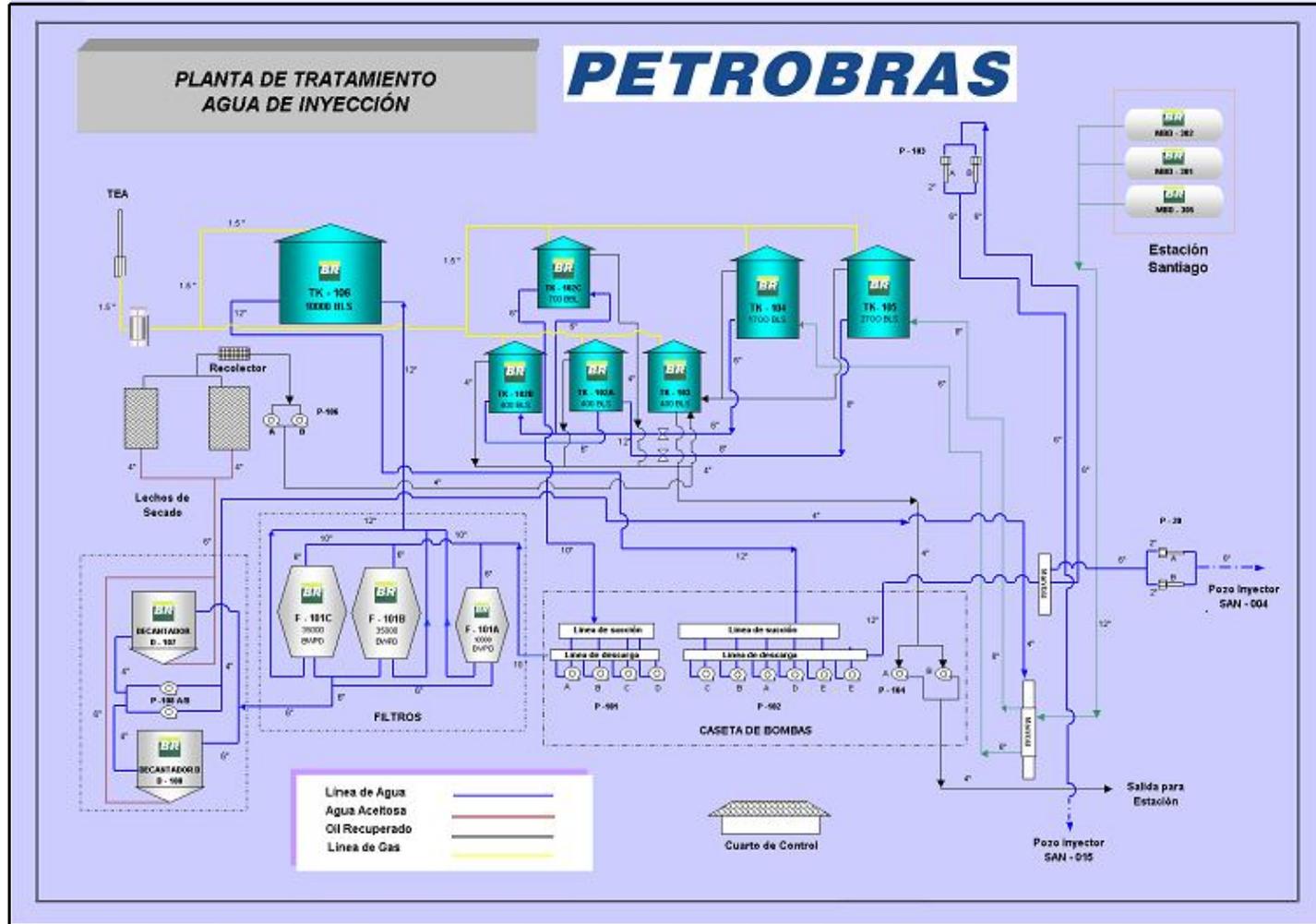
Una vez en la PIA el agua pasa por el Manifold de Recibo encargado de enviarla hacia los tanques desnatadores T-104 y T-105 con capacidades de 1700 Bbls y 2700 Bbls respectivamente. Estos tanques son los encargados de llevar a cabo la primera separación de aceite residual que pudo haberse quedado en el agua, ya que cuentan con una estructura interna con divisiones separadas por Filtros Coalescer que permiten el agrupamiento y ascenso de las partículas de aceite, haciéndolo pasar por rebose al tanque de aguas aceitosas T-103 de 400 Bbls de capacidad. El agua separada en este proceso es enviada a los tanques de proceso T-102 A/B/C (Figura 24).

Los tanques de proceso T-102 A/B/C con capacidades de 400 Bbls los dos primero y 700 Bbls el ultimo, almacenan el agua proporcionándole presión hidrostática para alimentar el cabezal de succión de las bombas de filtración P-101 A/B/C/D. El aceite separado en estos tanques pasa por rebose al tanque T-103.

El Área de Filtración está conformada por tres filtros F-101 A/B/C (Uno WEMCO y Dos US FILTER), dos decantadores (D-107, D-108) y dos lechos de secado.

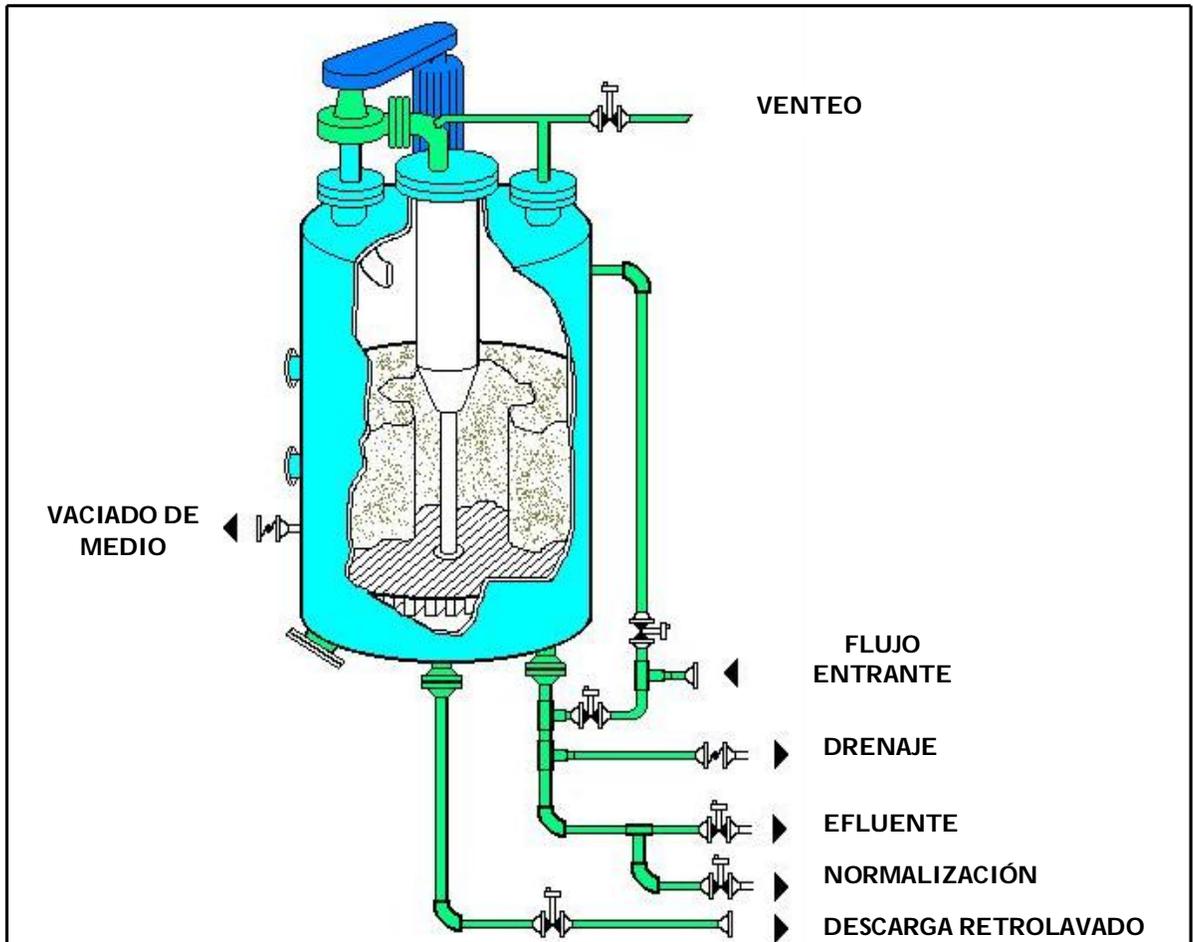
El Filtro WEMCO con capacidad de 10000 BWPD es integral con su unidad de **Scrubbing**. Cuenta con un lecho filtrante (Cascarilla de Nuez) y una bomba para retrolavado (P-105 A). La función del lecho filtrante es retener los sólidos y aceite contenidos en el agua obteniéndose unas concentraciones de 0.2 p.p.m. de agua en aceite y 0.2 de sólidos suspendidos (según análisis de laboratorio) reteniendo así el 98% en peso de los sólidos con diámetro mayor a 2 micras. El agua ya filtrada es enviada al Tanque de Agua T-106 lista para ser inyectada (Figura 25).

Figura 24: Esquema Planta de Inyección de Agua



Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Estación Santiago. 2007.

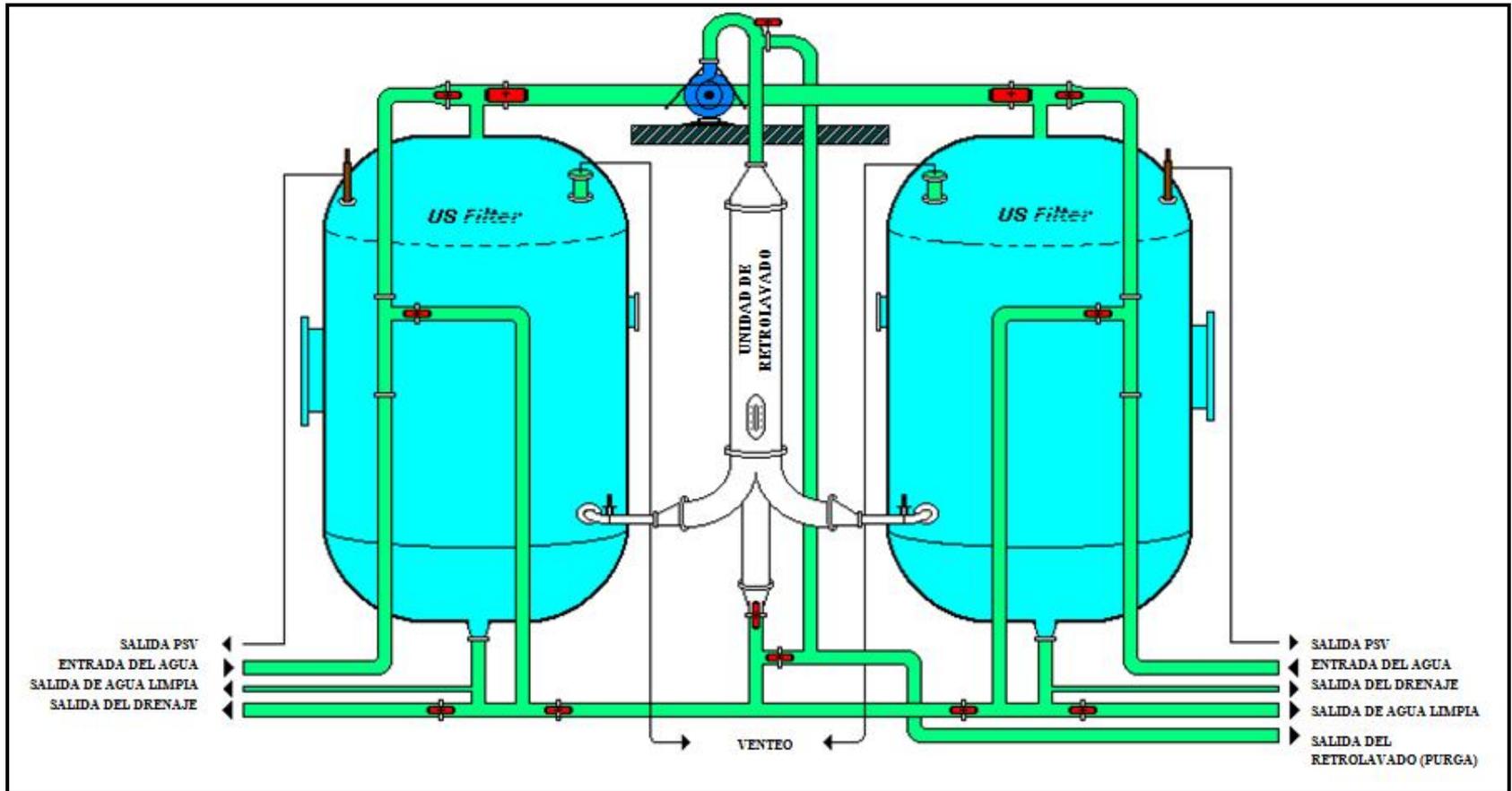
Figura 25: Esquema interno filtro WENCO



Tomada de: Petrobras Colombia **Limited**. Manual de Operaciones Planta de Inyección de Agua. 2007.

Los Filtros US FILTER 1/2 con capacidad de 36000 BWPD cada uno, constan respectivamente de un lecho filtrante (Cascarilla de Nuez), una unidad de **Scrubbing** (lavado) y una bomba compartida para retrolavado (P-105 B) (Figura 26). El agua obtenida en este proceso de filtración es enviada al Tanque de Agua Filtrada T-106 para luego ser inyectada.

Figura 26: Esquema interno filtros US FILTER 1/2



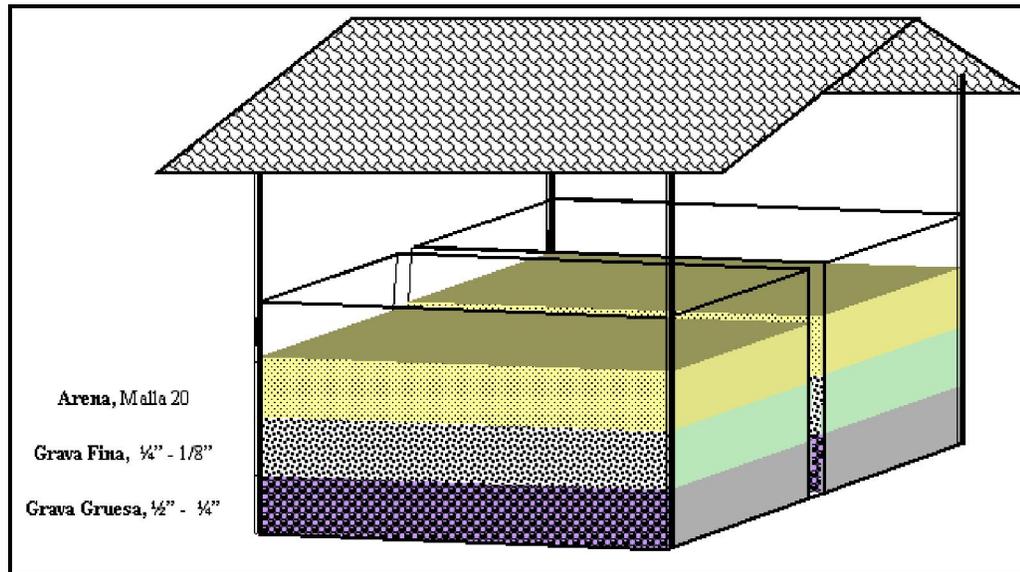
Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Planta de Inyección de Agua. 2007.

Los Tanques Decantadores D-107 y D-108 de 250 Bbls y 280 Bbls respectivamente permiten decantar los sólidos presentes en el proceso de retrolavado y enviarlos a los Lechos de Secado; el proceso de retrolavado se realiza cada 5 o 6 horas para permitir la decantación. El agua aceitosa que se obtiene al final de este proceso es enviada al manifold de recibo para reiniciar el proceso.

En los lechos de secado se reciben y retienen los sólidos provenientes de los tanques Decantadores permitiendo la deshidratación de estos y el paso del agua aceitosa resultante al Sumidero API. Los lechos de secado son estanques compuestos de $\frac{1}{4}$ arena y $\frac{1}{2}$ de triturado, el fango se puede extraer de las cámaras de lechos después de que se haya secado y drenado suficientemente para ser paleable. La extracción del fango se realiza manualmente con palas cargando carretillas o camiones (Figura 27).

El tratamiento del agua de inyección finaliza en el tanque T-106, allí el agua procedente del área de filtración en condiciones de inyección es almacenada para proporcionarle presión hidrostática y así alimentar el cabezal de succión de las bombas P -102 A/B/C/D/E que a su vez suministran el agua a las bombas horizontales P-103 A/B y P-20 A/B de los pozos inyectoros SAN-004, SAN-012 y SAN-015 mediante el manifold de despacho.

Figura 27: Esquema de los lechos de secado



Tomada de: Petrobras Colombia Limited. Manual de Operaciones Planta de Inyección de Agua. 2007.

5.3. Anomalías Encontradas en el Sistema

La cantidad de agua inyectada diariamente en Campo Santiago son 65000 BWPD aproximadamente, no se conoce de ninguna caracterización de esta desde que inicio el proyecto de inyección de agua, adicional a esto, dicha agua solo es sometida a tratamiento físico tal y como se describió anteriormente, no es ni ha sido tratada químicamente, y las únicas variables que se monitorean a diario a la salida de la Planta de Inyección son aceite en agua (O/W), sólidos en suspensión (TSS), y contenido de cloruros (Cl⁻) (Tabla 12).

Tabla 12: Monitoreo Calidad del Agua de Inyección

AÑO	MES	O/W (ppm)	TSS (ppm)	Cloruros (ppm)	AÑO	MES	O/W (ppm)	TSS (ppm)	Cloruros (ppm)	
2002	Enero	0,5	0,43	3050	2005	Julio	1,5	0,68	1717	
	Febrero	0,4	0,4	3000		Agosto	3,4	1,62	2393	
	Marzo	0,4	0,63	2900		Septiembre	1	0,5	2240	
	Abril	0,1	0,53	2885		Octubre	2,13	1,1	2243	
	Mayo	0,2	0,27	2700		Noviembre	3,87	1,89	2547	
	Junio	0,6	0,19	3010		Diciembre	1,17	0,69	2553	
	2003	Julio	0,5	0,2	3050	2006	Enero	1,4	1,02	2463
		Agosto	0,03	0,12	4400		Febrero	2,03	1,1	2477
		Septiembre	0,16	0,6	3000		Marzo	4,07	2,24	2137
		Octubre	0,06	0,23	2880		Abril	2,43	2,15	2247
		Noviembre	0,1	0,33	3050		Mayo	2,27	1,26	2467
		Diciembre	0,02	0,29	2866		Junio	2,53	1,43	2123
2004		Enero	0,07	0,16	2382		Julio	4,13	1,86	2043
		Febrero	0	0,16	2280		Agosto	4,23	1,48	2170
		Marzo	0,06	0,16	2776		Septiembre	3,03	1,31	2313
		Abril	0,1	0,16	2343		Octubre	0,6	0,7	2297
		Mayo	0	0,2	2462		Noviembre	1,7	1,4	2390
		Junio	0,1	0,12	2889		Diciembre	0,8	1	2353
	2005	Julio	0,1	0,16	2463	2007	Enero	1,7	1,3	2567
		Agosto	0,1	0,14	2869		Febrero	1,2	0,9	2450
		Septiembre	0,13	0,14	2948		Marzo	1	1	2543
		Octubre	0,13	0,18	2810		Abril	1,8	1,5	2500
		Noviembre	0,7	0,22	1910		Mayo	2,5	1,2	2427
		Diciembre	0,2	0,26	2083		Junio	1,9	1,9	2500
2006		Enero	0,5	0,2	2790		Julio	1,3	1	2617
		Febrero	0,3	0,35	2564		Agosto	1,2	1	2467
		Marzo	1	0,25	2449		Septiembre	1,3	1,3	2500
		Abril	0,1	0,16	2490		Octubre	0,8	1	2817
		Mayo	0,6	0,43	2586		Noviembre	5,4	1,5	2850
		Junio	5,3	0,47	2237		Diciembre	3,8	1,5	4483
	2007	Julio	1,7	0,62	2116	2008	Enero	1,58	1,3	2393
		Agosto	1,5	0,98	1590		Febrero	1,4	1,3	2383
		Septiembre	1,1	0,31	1713		Marzo	2,3	1,1	2400
		Octubre	0,33	0,25	2380		Abril	1,4	1,1	2500
		Noviembre	0,2	0,25	2306		Mayo	1,5	1	2293
		Diciembre	0,4	0,24	1990		Junio	1,4	0,8	2527
2008		Enero	1,1	1	2079		Julio	1,3	1	2843
		Febrero	0,67	0,4	2243		Agosto	0,8	1	2717
		Marzo	1,77	0,66	2220		Septiembre	0,8	1,1	2568
		Abril	1,12	0,33	2300		Octubre	0,9	1,1	2645
		Mayo	0,8	0,54	1883		Noviembre	0,9	1,1	2725
		Junio	2	0,61	1783		Diciembre	1,1	1,2	2482

Tomada y modificada de: Petrobras Colombia **Limited.** Reporte diario de Producción. 2002-2008.

La calidad del agua de inyección es de vital importancia en todo proyecto de inyección de agua (Tabla 13), de esta depende que no se presenten problemas de incrustaciones, taponamiento en las formaciones receptoras, sólidos suspendidos que ocasionen costra en la cara de la formación donde las partículas de aceite sirven de pegante para las partículas en suspensión, ni mucho menos problemas de corrosión en líneas ni equipos de inyección en superficie.

Tabla 13: Parámetros de Calidad de Agua de Inyección

PARÁMETRO	VALOR
Aceite en Agua	Menor o igual a 3 ppm
Sólidos Suspendidos (Millipore)	Menor o igual a 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
Contenido de Cloruros	Menor a 2000 ppm

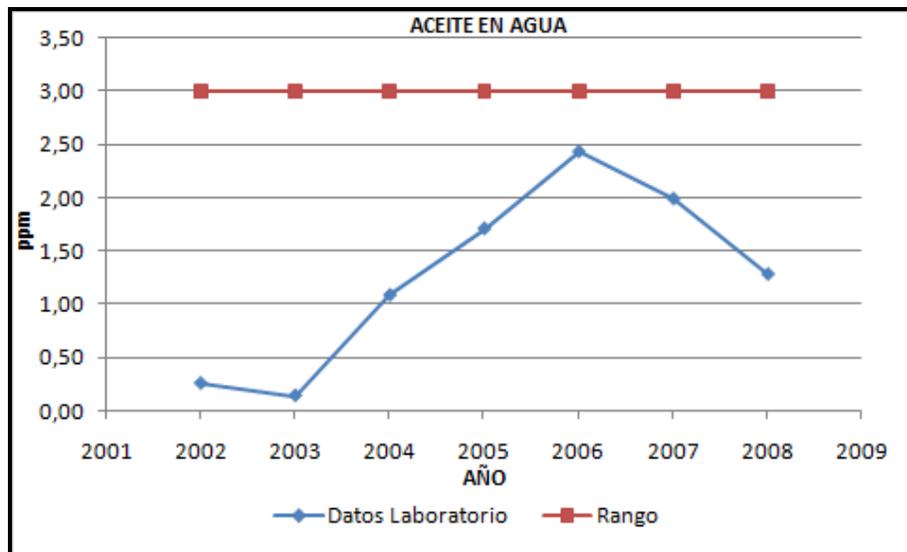
Tomada de: Archivo Petrobras Internacional. 2008

Para determinar la eficiencia del sistema de inyección de agua en Campo Santiago, se realizaron graficas comparativas de los datos obtenidos en laboratorio y de los rangos manejados por PETROBRAS para determinar la calidad del agua de inyección, adicional a esto y para fines de este trabajo, se elaboraron análisis físico-químicos que permitieron establecer la caracterización del agua y la eficiencia del sistema de filtración.

Aceite en Agua Hach: De acuerdo al comportamiento que presenta esta variable en los últimos siete años se observa que se encuentra cumpliendo con el rango establecido (Figura 28), aunque presento un aumento significativo entre los años

2003 a 2006 disminuyendo posteriormente en los años 2007 y 2008. Esto indica una óptima eficiencia del sistema.

Figura 28: Contenido de Aceite en Agua



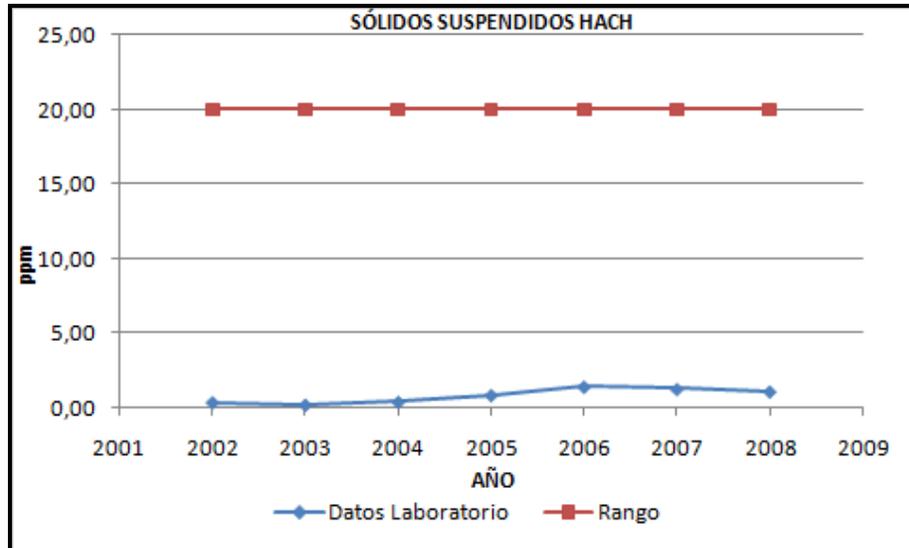
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Sólidos suspendidos Hach: Según lo observado en la grafica de comportamiento de los últimos siete años, esta variable cumple con el rango mínimo de 20 ppm requerido por PETROBRAS ya que los valores obtenidos en pruebas de laboratorio muestran valores muy por debajo de dicho rango (Figura 29).

Contenido de Cloruros: Según los valores de cloruros obtenidos en el agua de inyección, se puede decir que esta se clasifica como agua salobre (Tabla 14) ya que los valores arrojados por las pruebas de laboratorio son superiores a 2000

ppm, rango mínimo de calidad pedido por Petrobras (Figura 30). Esta variable puede ser causante de corrosión en líneas, válvulas y accesorios de inyección instalados en superficie.

Figura 29: Sólidos suspendidos analizados en el Hach



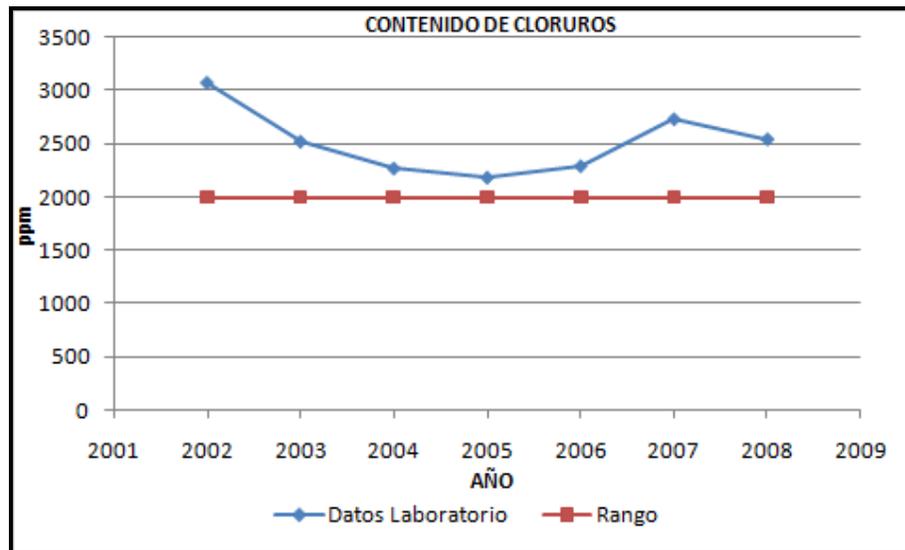
Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Tabla 14: 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

Tomada de: Archivo-Petrobras Internacional S.A.

Figura 30: Contenido de Cloruros



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

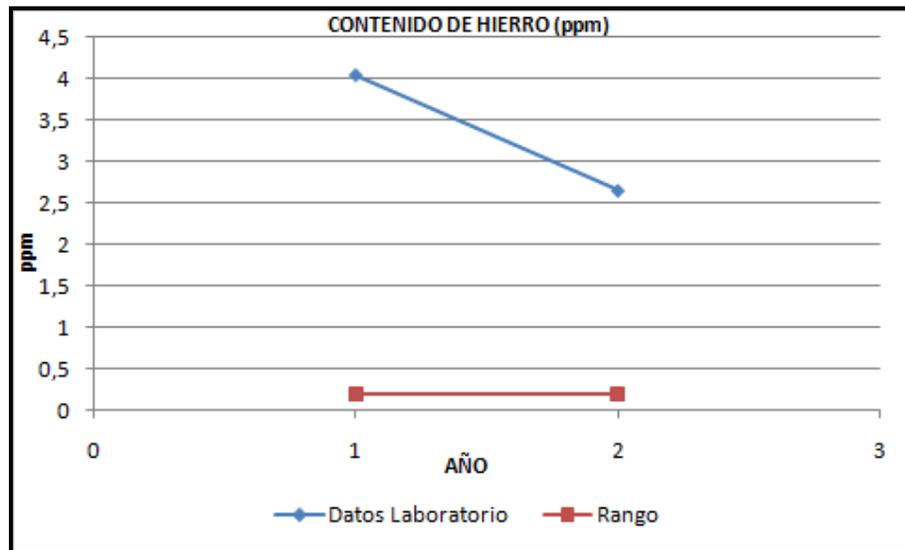
Contenido de Hierro Hach: Para fines de este trabajo se realizó un análisis del contenido de hierro a la entrada y a la salida de la PIA (Tabla 15). Los resultados de las pruebas de laboratorio indican un elevado contenido de esta variable (Figura 31), lo cual puede estar generando corrosión en líneas y demás accesorios empleados en la inyección de agua.

Tabla 15: Contenido de Hierro

PIA	Fe (ppm)
Entrada (1)	4,05
Salida (2)	2,65

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 31: Contenido de Hierro



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

5.3.1. Caracterización del Agua de Inyección

Para fines de este trabajo y con el fin de realizar una caracterización del agua y determinar la eficiencia del Sistema de Filtración, y con la ayuda de la empresa Clariant de Colombia, se realizó un análisis físico-químico al agua inyectada por disposición en Campo Santiago. Los resultados obtenidos se observan en la Figura 32.

Figura 32: Resultados Análisis Físico-Químico del Agua de Inyección.

					
ANALISIS FISICO-QUIMICOS PLANTA DE INYECCION					
COMPañIA:	PETROBRAS	FECHA DE MUESTREO:	23-abr-09		
CAMPO:	SANTIAGO	ELABORADO POR:	ESPERANZA TRUJILLO		
PARAMETRO	UNIDAD	Entrada sistema	Entrada filtros	Salida filtros	Salida sistema
CONDUCTIVIDAD	mS/cm				
pH		7,7	7,7	7,7	7,7
TEMPERATURA	° C	73	72	73	73
ALCALINIDAD TOTAL,M	ppm CaCO ₃	200	198	200,0	203
ALCALINIDAD P	ppm CaCO ₃	0	0	0,0	0
GAS CARBONICO	ppm CO ₂	10	10	10	10
CLORUROS	ppm Cl	2598	2598	2598	2598
ACIDO SULFUROSO	ppm H ₂ S	ND	ND	ND	ND
HIERRO SOLUBLE	ppm Fe	1,2	1,2	1,5	1,1
HIERRO TOTAL	ppm Fe	1,20	1,20	1,50	1,10
DUREZA TOTAL	ppm CaCO ₃	294	295	293	296
DUREZA CALCICA	ppm CaCO ₃	155	157	158,0	158
DUREZA MAGNESICA	ppm Mg	139	138	135	138
BARIO	ppm Ba	1,5	2	1,5	1,7
BICARBONATO	ppm HCO ₃ ⁻	244	242	244	248
SULFATOS	ppm SO ₄ ²⁻	8	9	8	9
SOLIDOS SUSPENDIDOS	ppm	325	198	41	0,8
TOTAL SOLIDOS DISUELTOS	ppm	N/A	N/A	N/A	N/A
OXIGENO	ppb O ₂	0	0	0	0
GRASAS Y ACEITES	ppm O/W	199	76	12	0,7
OBSERVACIONES:					
La eficiencia de los filtros es muy baja en cuanto (O/W), sin embargo los valores de salida a inyección son aceptables, estos se obtienen por desnate en tanques de almacenamiento mas no por calidad de agua filtrada.					
Se recomienda la adición de lecho a los filtros.					
EFICIENCIA DE FILTROS %					
EFICIENCIA TSS		79,3			
EFICIENCIA O/W		84,2			

Tomada de: Clariant de Colombia. Informe Análisis Físico-Químico Agua de Inyección.

Una vez obtenidos los resultados de las pruebas de laboratorio y con la ayuda del Programa Stiff&Davis.xls, creado por la Ingeniera Química Esperanza Trujillo⁷, se obtuvieron los siguientes resultados en relación con el contenido de iones:

Tabla 16: Contenido de Aniones y Cationes en el Agua de Inyección.

Aniones	(mg/l)	Cationes	(mg/l)
HCO ₃ ⁻	249	Ca ⁺⁺	64
Cl ⁻	2599	Mg ⁺⁺	35
SO ₄ ⁼	10	Na ⁺	2759
CO ₃ ⁼	204	Fe ⁺⁺	1

Tomada y modificada de: Trujillo O, E. Stiff&Davis.xls

Teniendo en cuenta que al dividir mg/l en la densidad del agua a una temperatura de 163°F (0.9771 gr/cm³)⁸ se obtienen ppm, y multiplicando estos últimos con los factores de conversión listados en la Tabla 17, se obtuvieron los me/l empleados en la realización del Diagrama Stiff (Tabla 18). Este diagrama, conocido como diagrama mariposa, es el método gráfico universalmente usado para expresar los análisis de agua de un yacimiento (Figura 33).

⁷ Docente Laboratorio de Crudos y Aguas, Fundación Universidad América.

⁸ PARRA P, R. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 2003.

Tabla 17: Factores de Conversión de los Radicales Encontrados en el Agua.

CATIONES	Fc	ANIONES	Fc
Aluminio, Al ⁺⁺⁺	0.1112	Bicarbonato, HCO ₃ ⁻	0.0164
Calcio, Ca ⁺⁺	0.0499	Carbonato, CO ₃ ⁼	0.0333
Hidrógeno, H ⁺	0.9922	Cloro, Cl ⁻	0.0282
Hierro, Fe ⁺⁺	0.0358	Hidróxido, OH ⁻	0.0588
Magnesio, Mg ⁺⁺	0.0822	Nitrato, NO ₃ ⁻	0.0161
Potasio, K ⁺	0.0256	Sulfato, SO ₄ ⁼	0.0208
Sodio, Na ⁺	0.0435		

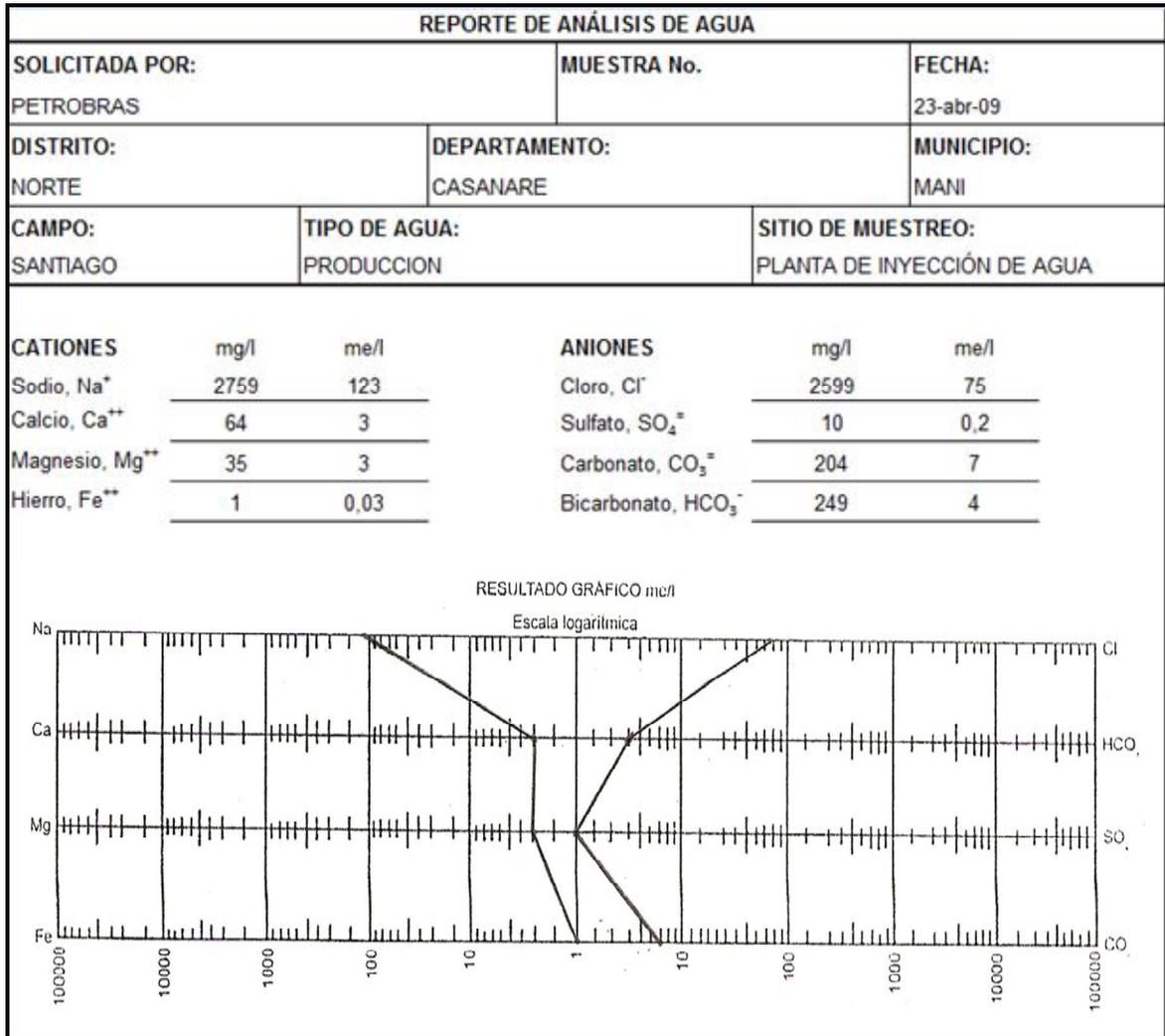
Tomada de: PARRA P, R. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 2005.

Tabla 18: Conversión de mg/l a me/l.

Aniones	ppm	(me/lt)	Cationes	ppm	(me/lt)
HCO ₃ ⁻	254,84	4	Ca ⁺⁺	65,50	3
Cl ⁻	2659,91	75	Mg ⁺⁺	35,82	3
SO ₄ ⁼	10,23	0,2	Na ⁺	2823,66	123
CO ₃ ⁼	208,78	7	Fe ⁺⁺	1,02	0,03

Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Figura 33: Diagrama Stiff Agua de Inyección en Campo Santiago.



Tomada y modificada de: PARRA P, R. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 2005.

Este gráfico se convierte en una guía para la evaluación y toma de decisiones futuras en la inspección del Sistema de Inyección de Agua o en el planteamiento del tratamiento químico adecuado.

Con el fin de generar una búsqueda que lleve a determinar si el agua de inyección es incrustante o corrosiva y para complementar la caracterización hecha anteriormente, se emplearon los Índices de Langelier y Ryznar.

Método de Langelier-ISL o SI⁹: Es un método para calcular la estabilidad de aguas concerniente a la precipitación o disolución del carbonato de calcio calculando la saturación del pH. Este índice, inicialmente se pensó como una guía cualitativa a la prevención de **scale** y de la corrosión en un sistema de agua. Una vez aplicada la metodología, se debe tener en cuenta las siguientes reglas:

- Si el índice es 0, el agua está en equilibrio químico con respecto al carbonato de calcio.
- Si el índice es positivo, el agua puede producir formación de depósitos si está saturada con CaCO₃.
- Si es negativo, el agua disolverá CaCO₃, puede haber corrosión en presencia de O₂.

El ISL (SI) indica simplemente la formación de taponamiento en términos del pH como variable. Para calcular el ISL, es necesario conocer la alcalinidad (mg/l como CaCO₃), la dureza del calcio (mg/l Ca²⁺ como CaCO₃), el pH real y la temperatura del agua (°C).

El procedimiento que se siguió para la determinación del ISL fue el siguiente:

⁹ ROJAS P, J. Fundamentos de Calidad del Agua. 2007.

1. De la Figura 32 se tomaron los siguientes datos:

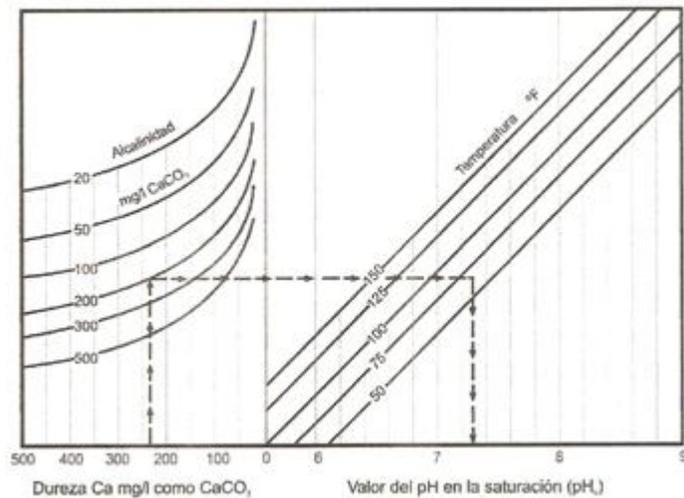
- pH = 7.7
- Alcalinidad = 203 ppm CaCO_3
- Dureza de calcio = 158 ppm CaCO_3
- Temperatura = 73°C (163°F)

2. De la Figura 34 se obtuvo el valor del pHs.

pHs: pH de la saturación del carbonato de calcio.

pHs = 6.5

Figura 34: pH de la Saturación del Carbonato de Calcio.



Tomada de: ROJAS P, J. Fundamentos de Calidad del Agua. 2007.

3. Finalmente, con la Ecuación 15, se obtuvo el ISL

$$ISL = pH - pHs \text{ Ecuac. 15}$$

$$ISL = 7.7 - 6.5$$

$$ISL = 1.2$$

Como el ISL es positivo, se concluye que el agua tiene la tendencia a formar depósitos.

Índice de Ryznar, RSI⁷: Es una modificación del Índice de Langelier para predecir en una forma más segura la probabilidad de formación de depósitos o de que suceda corrosión, con base en el pH y en el pHs.

Al utilizar este índice, se considera que un agua es corrosiva cuando el índice de estabilidad es > 6.0 , y es formadora de depósitos cuando el índice es < 6.0 .

El procedimiento que se siguió para la determinación del RSI fue el siguiente:

1. De la Figura 32 se tomaron los siguientes datos:

- pH = 7.7
- Alcalinidad = 203 ppm CaCO_3
- Dureza de calcio = 158 ppm CaCO_3
- Temperatura = 73°C (163°F)

2. De la Figura 34 se obtuvo el valor del pHs.

$$\text{pHs} = 6.5$$

3. Finalmente con la ecuación 16 se obtuvo el RSI.

$$RSI = 2(\text{pHs}) - \text{pH Ecuac. 16}$$

$$RSI = 2(6.5) - 7.7$$

$$RSI = 5.3$$

Una vez más se concluye que el agua inyectada en Campo Santiago tiende a la formación de depósitos.

5.3.2. Eficiencia del Sistema de Filtración

Para determinar la eficiencia del Sistema de Filtración, se tuvieron en cuenta los contenidos del Total de Sólidos Suspendido (TSS) y de Aceite en Agua (O/W) obtenidos en el análisis físico-químico que se observa en la Figura 32.

La eficiencia en cuanto al TSS se obtuvo con la ecuación 17.

$$\% \text{Eficiencia} = \frac{(TSS_{\text{Entrada filtros}} - TSS_{\text{Salida filtros}})}{TSS_{\text{Entrada filtros}}} \times 100 \text{ Ecuac. 17}$$

$$\%Eficiencia = \frac{(198 \text{ ppm} - 41 \text{ ppm})}{198 \text{ ppm}} \times 100$$

$$\%Eficiencia = 79\%$$

La eficiencia en cuanto a O/W se obtuvo con la ecuación 18.

$$\%Eficiencia = \frac{\left(\frac{O}{W}_{Entrada \text{ filtros}} - \frac{O}{W}_{Salida \text{ filtros}} \right)}{\frac{O}{W}_{Entrada \text{ filtros}}} \times 100 \text{ Ecuac. 18}$$

$$\%Eficiencia = \frac{(76 \text{ ppm} - 12 \text{ ppm})}{76 \text{ ppm}} \times 100$$

$$\%Eficiencia = 84\%$$

Analizando los porcentajes de eficiencia hallados anteriormente, se puede decir que estos están un poco bajos, ya que arrojan valores inferiores al 90%. Aunque a la salida del sistema las variables TSS y O/W cumplen con especificaciones de calidad, esto se debe al desnate que sufre el agua de inyección en el tanque T-106 antes de ser inyectada, mas no a la eficiencia del sistema de filtración.

Para mejorar la calidad del agua de inyección a la salida del sistema de filtración, se recomienda realizar con mayor frecuencia los retrolavados a los filtros, y la adición de lecho filtrante a los mismos.

5.4. Pozos Inyectores

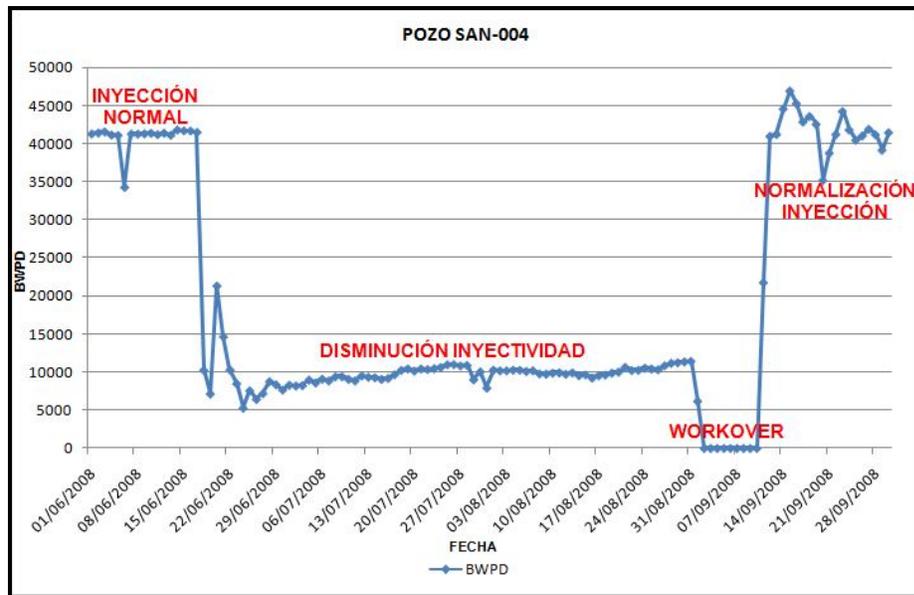
Son tres los pozos inyectores existentes en Campo Santiago: SAN-004, SAN-012 y SAN-015. Según estudios realizados por las áreas de Yacimientos e Ingeniería de PETROBRAS, el pozo SAN-015 se ha canalizado y está afectando negativamente los pozos productores ubicados en su zona de influencia haciendo que estos produzcan más agua de lo normal. Como solución a este problema, se ha propuesto el cierre total del pozo SAN-015 llevando a sus capacidades máximas de inyección los pozos SAN-004 y SAN-012.

En Campo Santiago es muy común encontrar problemas relacionados con corrosión de líneas, válvulas y accesorios lo cual genera paradas en la PIA y por ende una disminución en la inyección diaria de agua.

Adicional a los problemas presentes en la PIA, se conoce del taponamiento del pozo inyector SAN-004 el cual disminuyó su capacidad de inyección de 40000 BWPD a 10000 BWPD aproximadamente. Como solución a este problema el pozo fue sometido a **workover** para ser limpiado a fondo recuperando su capacidad inicial (Figura 35). Se cree que el pozo SAN-012 presenta el mismo problema pues su índice de inyectividad ha disminuido en 12000 BWPD aproximadamente en el último año (Figura 36).

Analizando la caracterización del agua realizada anteriormente, se deduce que la disminución en la inyectividad de estos pozos pudo haber sido causada por los depósitos inorgánicos que el agua pudo haber dejado en la cara de la formación de estos.

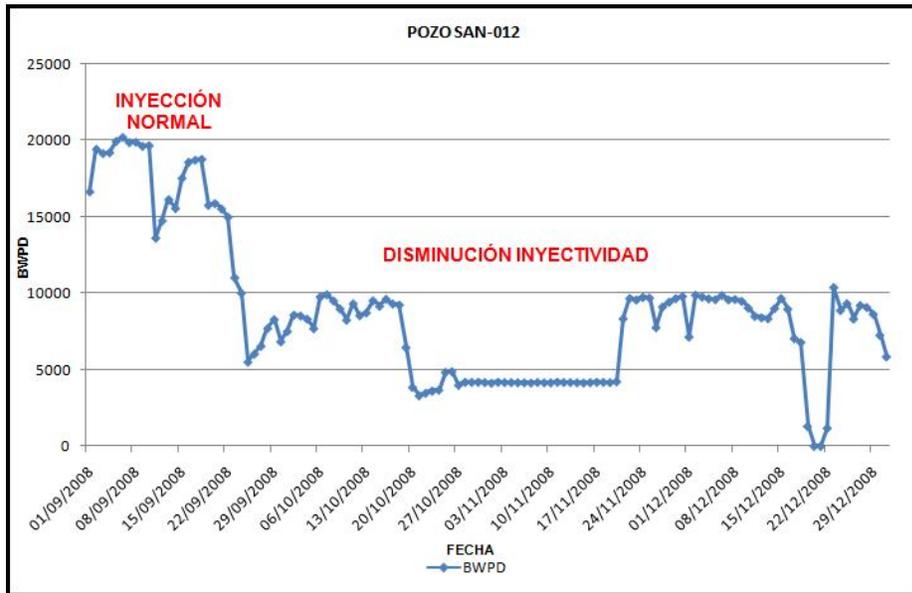
Figura 35: Comportamiento pozo inyector SAN-004 antes, durante y después de la limpieza.



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

Al comparar la grafica del pozo SAN-004 antes del trabajo de limpieza con la grafica del pozo SAN-012, se observan comportamientos muy similares, lo cual indica que este ultimo puede estar presentando el mismo problema que se presento en el primero, necesitando también un trabajo remedial para aumentar su capacidad de inyección. Al tener una inyección óptima en los pozos SAN-004 y SAN-012, 65000 BWPD aproximadamente, se puede estar generando el cierre del pozo inyector SAN-015.

Figura 36: Comportamiento pozo inyector SAN-012



Elaborada por: La Autora del Proyecto Optimización del Sistema de Manejo de Fluidos en Campo Santiago. 2009.

6. CONCLUSIONES

- Los resultados arrojados por los análisis químicos de la calidad del crudo a la salida de separadores y tanques, indican que los separadores se encuentran fuera de especificaciones técnicas ya que el crudo no sale dentro del rango máximo de 0.5% BSW requerido por la refinería, caso contrario ocurre con los tanques los cuales si cumplen con este requisito primordial.
- Los tiempos de retención de los separadores se encuentran fuera de condiciones de diseño, ya que las cantidades de fluido que reciben en la actualidad son mucho mayores a las cantidades de diseño. Esto hace que la eficiencia de estos equipos sea baja. Con esto se comprueba una vez más que los separadores trifásicos son ideales para manejar bajas cantidades de agua y los bifásicos altas cantidades de la misma.
- La optimización planeada para ahorrar en el costo mensual del gas Cusiana comprado no es viable técnica ni económicamente, debido a la poca cantidad de gas a comprimir y el elevado costo del compresor.
- De acuerdo a la tendencia del comportamiento de las propiedades Aceite en Agua y Sólidos Suspendidos en el agua de inyección, se concluye que las facilidades de superficie ubicadas en la Planta de Inyección de Agua

son eficientes, ya que actualmente el agua de inyección cumple con los rangos mínimos exigidos por PETROBRAS para estas propiedades.

- De acuerdo a los Índices de Langelier y Ryznar el agua inyectada en Campo Santiago es incrustante, razón por la cual se hace necesaria la inyección de química para mitigar los problemas que esta variable pueda ocasionar.
- La eficiencia del sistema de filtración ubicado en la Planta de Inyección de Agua es un poco baja, haciendo que el agua de inyección no salga dentro de especificaciones técnicas. Aunque el agua a la salida del sistema sale dentro de especificaciones de inyección, esto se debe al desnate que esta sufre en el tanque de almacenamiento T-106 y no a la eficiencia de los filtros.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis detallado a la propuesta de conversión de los separadores trifásicos a bifásicos en cuanto a dimensiones de diseño y costos.
- Construir lechos de secado que permitan la recolección de natas a la salida del sistema para evitar la recirculación y acumulación de estas en los fondos de los tanques y en las tuberías, lo cual genera reducciones de capacidad de estos.
- Aumentar la frecuencia de los retrolavados a los filtros ubicados en la Planta de Inyección de Agua para aumentar la eficiencia de estos.
- Agregar lecho a los filtros que conforman el sistema de filtrado del agua para aumentar sus eficiencias.
- Realizar seguimientos diarios o mensuales a las propiedades del agua: Contenido de Hierro, Oxígeno Disuelto, Corrosión Uniforme, pH, Temperatura, Alcalinidad, y Dureza, para conocer sus comportamientos y poder contrarrestar sus efectos negativos en caso de que los haya.
- Realizar inyección de química en la Planta de Inyección de Agua para mejorar las características físicas y químicas del agua de inyección, y mitigar los problemas causados por los depósitos inorgánicos que son dejados por esta.

BIBLIOGRAFIA

1. PETROBRAS COLOMBIA LIMITED. "Manual de Operaciones Estación Santiago". Maní, Colombia. 2007.
2. NARANJO AGUDELO, Abel. "Manejo de producción en campos de petróleo". Medellín, Colombia. Universidad de Medellín. 1989.
3. CLEMENTE CELIS, Meredhit A. "Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia". Puebla-México. Universidad de Las Américas Puebla. 2003.
4. ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice Jr. "Diseñando sistemas de producción de petróleo y gas, como escoger el tamaño y seleccionar separadores de dos fases".
5. GERMANIER, María L. VILABOA, Emilse. "Instrumentación en separadores de ensayo".
6. MARTINEZ ARDILA, Wilson A. OSPINA GARCIA Oscar O. "Optimización del sistema del tratamiento del agua de producción en el Campo Rio Ceibas". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana. 2004.

7. PATTON, C. C. "Oilfield Water Systems". Campbell Petroleum Series. Norman, OK. 1974.
8. PARRA P, Ricardo. "Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos". Neiva-Colombia. Universidad Surcolombiana. 2005.
9. MONTAÑA, Carlos A. ALDANA, Cesar I. "Optimización del sistema de inyección de aguas en el Campo Los Mangos Yaguará". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana. 2005.
10. DONOSO, José Luís. "Depósitos orgánicos e inorgánicos. Formación para personal técnico en operaciones de producción de hidrocarburos". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana.
11. SARMIENTO PERDOMO, Luis E. "Estudio de optimización en las estaciones de producción del distrito de producción sur a partir de las condiciones actuales y futuras de operación". Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana. 2006.
12. ROJAS P, Jaime. "Fundamentos de calidad del agua". Neiva-Colombia. Universidad Surcolombiana. 2007.

ANEXOS

ANEXO A

TOSCHEM

FICHA INFORMATIVA DE SEGURIDAD DE PRODUCTOS

OFT-250806

1) IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA

NOMBRE DEL PRODUCTO: TOSCHEM 4504 P

AREA DE APLICACIÓN: ROMPEDOR DE EMULSION

DIRECCIÓN: TOSCHEM DE COLOMBIA LTDA – Calle 18 A No. 68 D 54 / 60 – Zona Industrial
Montevideo –Bogotá, D.C. – Colombia. Tel.: (057) (1) 4 24 06 76 - Fax: (057) (1) 4 1 77 70

TELEFONO DE EMERGENCIA (ACCIDENTE/ SALUD): 01 8000 916012/ 2 88 60 12 – CISPROQUIM

2) COMPOSICIÓN/ INFORMACIÓN DE LOS COMPONENTES

Las informaciones sobre los componentes específicos del producto conforme exigencia de la lista del U.S. OSHA HAZARD COMMUNICATIONS STANDARD. Para una evaluación del potencial de riesgo de esta fórmula, favor consultar las demás secciones de esta FISP.

INGREDIENTES DE RIESGO:

CAS#	NOMBRE QUÍMICO
--	RESINA FENOLICA ETOXILADA - irritante (ojos y piel)
--	RESINA FENOLICA ALCOHOLXILADA - irritante (ojos y piel).
--	POLIMERO ALCOHOLXILADO – irritante (ojos y piel)
64-17-5	ALCOHOL ETILICO - inflamable, irritante (ojos e inhalación), depresor del SNC.
1330-20-7	XILOL - Inflamable, irritante severo (piel, ojos e inhalación), depresor del SNC.

Los componentes del producto no son considerados cancerígenos por la National Toxicology Program (NTP) e International Agency for Research on Cancer (IARC), o por la Occupational Safety and Health Administration (OSHA)

3) IDENTIFICACIÓN DE RIESGO

EMERGENCIA

PELIGRO:

Puede causar moderada irritación de la piel. Puede provocar dermatitis. Puede causar moderada irritación para los ojos. Vapores, gases, polvos y/o aerosoles pueden causar irritación en el aparato respiratorio superior.

RIESGO ONU: Inflamable

GUIA DE RIESGO: 27

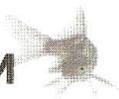
OLOR: hidrocarburos

ASPECTO: líquido de amarillo a ámbar

FUEGO: Cambale al fuego debe ser efectuado con vestimenta apropiada, sistema de respiración positiva autónoma, tipo máscara facial. Medios de extinción: Polvo químico seco, Dióxido de Carbono, espuma o agua.

EFFECTOS POTENCIALES A LA SALUD

EFFECTOS AGUDOS EN LA PIEL:	Exposición primaria: Puede causar moderada irritación de la piel. Puede provocar dermatitis.
EFFECTOS AGUDOS EN LOS OJOS:	Puede causar moderada irritación para los ojos.
EFFECTOS AGUDOS EN LA RESPIRACIÓN:	Exposición primaria: Vapores, gases, niebla y/o aerosoles pueden causar irritación en el aparato respiratorio superior.
EFFECTOS EN LA INGESTIÓN:	Puede causar severa irritación gastrointestinal.
EFFECTO EN EL ORGANISMO	Prolongada y repetida exposición puede causar pérdida de la camada de gordura de la piel tipo dermatitis.
CONDICIONES MÉDICAS GRAVES	No son conocidas.
SÍNTOMAS DE LA EXPOSICIÓN:	Excesiva exposición dérmica puede causar pérdida de la camada de gordura y resecar de la piel. Excesiva inhalación de vapores causa mareos, vertigo, dolores de cabeza y náuseas.



4) MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

CONTACTO CON LA PIEL:	Retire las ropas contaminadas. Lave el área afectada con gran cantidad de agua y solución de jabón neutro por 15 minutos. Si persiste algún síntoma de irritación solicite atención médica.
CONTACTO CON LOS OJOS:	Retire los lentes de contacto. Mantenga los párpados abiertos. Inmediatamente lave con agua corriente por 15 minutos por lo menos. Inmediatamente consulte asistencia médica para tratamiento adicional.
INHALACIÓN:	Remueva la víctima del local contaminado. Suelte las ropas, y si es necesario, aplique respiración artificial. Llame inmediatamente asistencia médica.
INGESTIÓN:	No dé nada a la víctima si está inconsciente o con convulsiones. No induzca el vómito. Llame Inmediatamente asistencia médica. Si la víctima está consciente, dé de beber 3 a 4 vasos de agua fría lentamente, para diluir el contenido del estómago.
NOTAS AL MÉDICO:	El producto contiene un solvente del hidrocarburo. La aspiración por los pulmones producirá neumonía química que puede ser fatal.

5) MEDIDAS CONTRA INCENDIO

INSTRUCCIONES DE COMBATE AL FUEGO	Use ropas especiales con presión positiva de aire, con sistema de respiración autónomo y máscara tipo facial.
MEDIOS DE EXTINCIÓN :	Compatible con: Polvo químico seco, Gas Carbónico, espuma o agua.
PRODUCTOS DE DESCOMPOSICIÓN PELIGROSA:	Descomposición térmica (incendio destructivo): puede producir óxidos elementales
PUNTO DE INFLAMACIÓN (°C):	~ 38 (X) P-M (VC) () VA
DIVERSOS:	No hay

6) DERRAME ACCIDENTAL DEL PRODUCTO

CONTENCIÓN Y PROTECCIÓN DEL DERRAMAMIENTO:	Ventile el área. Use equipo de protección individual (EPI). Contenga y absorba con material absorbente disponible. Recoja en recipientes apropiados. Lave el local con agua. El local puede quedar resbaloso en contacto con el agua. Esparza arena.
INSTRUCCIONES PARA DISPOSICIÓN DE LOS RESÍDUOS:	El agua contaminada con el producto puede ser enviada para efluente industrial para tratamiento, dispuesta de acuerdo con la legislación local a través de permiso para disposición de los residuos. El producto puede ser incinerado o colocado en sotero industrial.

7) MANEJO Y ALMACENAMIENTO

MANEJO:	Combustible. No manipule próximo de llamas o chispas. Conecte a tierra los embalajes durante la carga o descarga cuando realizadas en temperaturas próximas al punto de inflamación del producto.
ALMACENAMIENTO:	Los envases deben ser guardados cerrados estando o no estando en uso. Almacenar en local ventilado. No almacenar en temperaturas ambiente.

8) CONTROL DE EXPOSICIÓN

LIMITES DE EXPOSICIÓN

NOMBRE QUÍMICO	TLV (ACGIH)	PEL (OSHA)
RESINA FENOLICA ETOXILADA	NO DETERMINADO	NO DETERMINADO
RESINA FENOLICA ALCOHOLILADA	NO DETERMINADO	NO DETERMINADO
POLIMERO ALCOHOLILADO	NO DETERMINADO	NO DETERMINADO
ALCOHOL ETILICO	1000 ppm	1000 ppm
XILOL	100 ppm (150 ppm STEL)	100 ppm (150 ppm STEL)

CONTROL DE INGENIERIA:	Debe ser mantenida una ventilación adecuada. Mantenga los límites de exposición abajo de los permitidos.
EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL:	Use EPI's con Certificados de Aprobación del Mtb. (o de acuerdo con 29 CFR 1910 Subpart I)
PROTECCIÓN RESPIRATORIA:	Programa de Protección Respiratoria de acuerdo con OSHA'S 29 CFR 1910, 134 e ANSI Z88.2 Este procedimiento debe ser siempre obligatorio en el local de trabajo. Use respiradores purificadores de aire dentro del local de uso del producto asociado con equipo u otro sistema de suplemento de aire. Si el uso del sistema purificador de aire es apropiado, use un respirador con filtro para vapores orgánicos y pre-filtro para niebla y/o polvos químicos.
PROTECCIÓN DE LA PIEL:	Use guantes de puño largo de Neopreno. Después del manipuleo del producto, lávelos, se es necesario, cámbielos.
PROTECCIÓN DE LOS OJOS:	Use anteojos de seguridad de visión amplia.



9) PROPIEDADES FÍSICO – QUÍMICAS

DENSIDAD ESPECÍFICA (21°C)(g/cm³):	0,935	OLOR:	hidrocarburos
PUNTO DE CONGELAMIENTO (°C):	ND	APARIENCIA (COLOR):	Amarillo a ámbar
PUNTO DE FUSIÓN (°C):	NA	ASPECTO FÍSICO:	líquido
PUNTO DE INFLAMACIÓN (°C) P-M (VC):	~ 38	TASA DE EVAPORACIÓN (ÉTER = 1):	ND
VISCOSIDAD (21°C) (Mpa.s):	ND	PRESIÓN DE VAPOR (mm Hg):	ND
pH :	ND	DENSIDAD DEL VAPOR (AIRE=1):	> 1,00
SOLUBILIDAD (%):	ND	NA: NO APLICABLE	ND: NO DETERMINADO

10) ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

ESTABILIDAD:	Estable en condiciones normales de uso
RIESGOS DE POLIMERIZACION:	No ocurre
INCOMPATIBILIDADES:	Puede reaccionar con oxidantes fuertes
PRODUCTOS DE LA DESCOMPOSICIÓN:	Térmica (incendio): produce óxidos elementales

11) INFORMACIONES TOXICOLÓGICAS

No evaluado

12) INFORMACIONES ECO – TOXICOLÓGICAS

TOXICIDAD ACUÁTICA:	No evaluado			
BIODEGRADABILIDAD:	DQO (mg/g):	No evaluado	DBO,5 (mg/g):	No evaluado
	COT (mg/g):	No evaluado	DBO,28 (mg/g):	No evaluado

13) CONSIDERACIÓN SOBRE DISPOSICIÓN

La disposición del residuo debe ser efectuada de acuerdo con la Legislación Federal o local para averiguación de las restricciones existentes.
Número de identificación de riesgo de residuo: No aplicado.

14) INFORMACIONES DE TRANSPORTE

CLASE DE RIESGO:	COMBUSTIBLE (INFLAMABLE) - 3	NÚMERO ONU:	1993
RIESGO:	Guía de Riesgo: 27		

15) REGLAMENTACIÓN

ACGIH: American Conference of Governmental Industrial Hygienists; CAS: Chemical Abstracts Service – TSCA : todos los componentes del producto son listado en el inventario TSCA - CERCLA y/o SARA REPORTABLE QUANTITY (RQ): **No evaluado** - SARA SECCIÓN 312 - CLASE DE RIESGO **No evaluado** - SARA SECCIÓN 302 QUÍMICOS: **No evaluado** - SARA SECCIÓN 313 QUÍMICOS: **No evaluado** - MICHIGAN REGULATORY INFORMATION **No evaluado** - CALIFORNIA REGULATORY INFORMATION: CALIFORNIA SAFE DRINKING WATER AND TOXIC; ACCIÓN LEGAL (PROPOSICIÓN 65) CONSTITUYENTES QUÍMICOS **No evaluado**

16) OTRAS INFORMACIONES

NFPA/HMIS

SALUD:	2	REACTIVIDAD:	0	INFLAMABILIDAD	2	ESPECIAL:	No	(1) EPI's:	B	anteojos y guantes
CÓDIGOS RIESGOS	4 - EXTREMO		3 - ALTO	2 - MODERADO	1 - LEVE				0 - SIN RIESGOS	

COR: CORROSIVO; OXI: OXIDANTE; INF: INFLAMABLE; TOX: TÓXICO; ALC: ALCALINO; ACI: ÁCIDO; W : NO USE AGUA ; NO: RIESGO NO ESPECIAL
(1) se refiere a la sección 8 de la FISP para recomendaciones de protección adicional.

REVISIONES

STATUS DE LA FISP	FECHA DE EMISIÓN	SECCIONES REVISADAS	SUBSTITUIDAS
	30.08.06	Revisión total	NUEVA

ANEXO B



FICHA INFORMATIVA
DE SEGURIDAD
DE PRODUCTOS

OFT-320806

1) IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA

NOMBRE DEL PRODUCTO: TOSCHEM 4750 P
AREA DE APLICACIÓN: ROMPEDOR DE EMISIÓN INVERSO
DIRECCIÓN: CLARIANT Autopista Medellín Km. 2.5. Vía Parcelas Km. 1 Vereda Siberia Cota-Cundinamarca
PBX. (1) 877 33 00

TELÉFONO DE EMERGENCIA (ACCIDENTE/SALUD): SURATEP 01800 511414
Bogotá 4-0555900

2) COMPOSICIÓN/ INFORMACIÓN DE LOS COMPONENTES

Las informaciones sobre los componentes específicos del producto conforme exigencia de la lista del U.S. OSHA HAZARD COMMUNICATIONS STANDARD. Para una evaluación del potencial de riesgo de esta formula, favor consultar las demás secciones de esta FISP.

INGREDIENTES DE RIESGO:

CAS#	NOMBRE QUÍMICO
-	ALDEÍDO - corrosivo, tóxico (ingestión, inhalación, piel); sospecha de cancerígenos teste con animales, IARC=2A ; concentración en el producto < 0,5%

Los componentes del producto no son considerados cancerígenos por la National Toxicology Program (NTP) e International Agency for Research on Cancer (IARC), o por la Occupational Safety and Health Administration (OSHA) y por la Lista de cancerinogénesis da OSHA

3) IDENTIFICACIÓN DE RIESGO

EMERGENCIA

PELIGRO:

Puede provocar moderada irritación en la piel. Puede provocar moderada irritación en los ojos. Vapores, gases, niebla y/o aerosoles pueden causar irritación en el aparato respiratorio superior.

RIESGO ONU: SUBS. PELIGROSAS AL MEDIO AMBIENTE	GUIA DE RIESGO: NO APLICADO
OLOR: leve	ASPECTO: LÍQUIDO LEVEMENTE AZUL

FUEGO: Combate al fuego debe ser efectuado con vestimenta apropiada, sistema de respiración positiva autónomo, tipo máscara facial. Medios de extinción: Polvo químico seco, Dióxido de Carbono, espuma o agua. El contacto del producto con el agua deja el local resbaloso, use arena.

EFFECTOS POTENCIALES A LA SALUD

EFFECTOS AGUDOS EN LA PIEL:	Exposición primaria: Puede provocar moderada irritación en la piel.
EFFECTOS AGUDOS EN LOS OJOS:	Puede provocar moderada irritación en los ojos.
EFFECTOS AGUDOS EN LA RESPIRACIÓN:	Exposición primaria: Vapores, gases, niebla y aerosoles pueden causar irritación del aparato respiratorio superior.
EFFECTOS EN LA INGESTIÓN:	Puede causar irritación gastrointestinal con posibilidades de nauseas, vómitos, diarrea, confusión mental, mareos y letargo. Pequeñas cantidades aspiradas durante la ingestión o el vómito pueden provocar daños al pulmón pudiendo ocasionar muerte.
EFFECTO EN EL ORGANISMO	Prolongada y repetida exposición puede provocar irritación en la piel.
CONDICIONES MÉDICAS GRAVES	No son conocidas.
SÍNTOMAS DE LA EXPOSICIÓN:	El contacto excesivo con la piel puede causar irritación y resecaión de la piel.



**FICHA INFORMATIVA
DE SEGURIDAD
DE PRODUCTOS**

OFT-320806

4) MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

CONTACTO CON LA PIEL:	Retire las ropas contaminadas. Lave el área afectada con gran cantidad de agua y solución de jabón neutro y/o agua por 15 minutos. Si es necesario contacte asistencia médica.
CONTACTO CON LOS OJOS:	Inmediatamente lave con agua corriente por 15 minutos por lo menos. Consulte asistencia médica para tratamiento adicional.
INHALACIÓN:	Remueva la víctima del local contaminado. Suelte las ropas, y si es necesario, aplique respiración artificial. Llame inmediatamente asistencia médica.
INGESTIÓN:	No dé nada a la víctima si está inconsciente o con convulsiones. No induzca el vómito. Llame inmediatamente asistencia médica. Si la víctima está consciente, dé de beber 3 a 4 vasos de agua fría lentamente, para diluir el contenido del estómago.

5) MEDIDAS RIESGO DE INCENDIO

INSTRUCCIONES DE COMBATE AL FUEGO	Use ropas especiales con presión positiva de aire, con sistema de respiración autónomo y máscara tipo facial.
MEDIOS DE EXTINCIÓN:	Compatible con: Polvo químico seco, Dióxido de Carbono (CO ₂), espuma o agua. El contacto con el agua deja el local resbaloso, use arena.
PRODUCTOS DE PELIGROSA DE DESCOMPOSICIÓN:	Descomposición térmica (incendio destructivo): puede producir óxidos elementales
PUNTO DE INFLAMACIÓN (°C):	> 93 (X) VC () VA
DIVERSOS:	Subs. Peligrosas al Medio Ambiente, ONU: 3082 - Corrosivo: hierro, cobre y aluminio.

6) DERRAME ACCIDENTAL DEL PRODUCTO

CONTENCIÓN Y PROTECCIÓN DEL DERRAMAMIENTO:	Ventile el área. Use equipo de protección individual (EPI). Contenga y absorba con material absorbente disponible. Recoja en recipientes apropiados. Lave el local con agua. Atención, el local húmedo puede quedar resbaloso. Esparza arena.
INSTRUCCIONES PARA DISPOSICIÓN DE LOS RESÍDUOS:	El agua contaminada con el producto puede ser enviada para efluente industrial para tratamiento, dispuesta de acuerdo con la legislación local a través de permiso para disposición de los residuos. El producto puede ser incinerado o colocado en sotero industrial.

7) MANEJO Y ALMACENAMIENTO

MANEJO:	Cuidados normales aplicados a la manipulación de productos químicos.
ALMACENADO:	Los envases deben ser guardados cerrados estando o no estando en uso. Almacenar en local seco y ventilado, protegido de temperaturas elevadas y distante de oxidantes.

8) CONTROL DE EXPOSICIÓN

NOMBRE QUÍMICO	LÍMITES DE EXPOSICIÓN	
	TLV (ACGIH)	PEL (OSHA)
ALDEÍDO	1 ppm (CL 0,3 ppm)	1 ppm (2 ppm STEL)
CONTROL DE INGENIERIA:	Debe ser mantenida una ventilación adecuada y los límites de exposición abajo de los permitidos.	
EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL:	Use EPI's con Certificados de Aprobación del Mtb. (o de acuerdo con 21 CFR 1910 Subpart I)	
PROTECCIÓN RESPIRATORIA:	Programa de Protección Respiratoria de acuerdo con OSHA'S 29 CFR 1910, 134 e ANSI Z88.2 Este procedimiento debe ser siempre obligatorio en el local de trabajo. Use respiradores purificadores de aire dentro del local de uso del producto asociado con equipo u otro sistema de suplemento de aire. Si el uso del sistema purificador de aire es apropiado, use un respirador con filtro para polvos y/o nieblas químicas.	
PROTECCIÓN DE LA PIEL:	Use guantes de puño largo de Neopreno. Después del manipuleo del producto, lávelos, se es necesario, cámbielos.	
PROTECCIÓN DE LOS OJOS:	Use anteojos de seguridad de visión amplia.	



FICHA INFORMATIVA DE SEGURIDAD DE PRODUCTOS

OFT-320806

9) PROPIEDADES FÍSICO – QUÍMICAS

DENSIDAD ESPECÍFICA (20°C)(g/cm³):	1.010 - 1.040	OLOR:	leve
PUNTO DE CONGELAMIENTO (°C):	< -5	APARIENCIA (COLOR):	levemente azulado
PUNTO DE FUSIÓN (°C):	NA	ASPECTO FÍSICO:	líquido
PUNTO DE INFLAMACIÓN (°C):	> 93	TASA DE EVAPORACIÓN (ÉTER = 1):	< 1,00
VISCOSIDAD (25°C) (Mpa.s):	ND	PRESIÓN DE VAPOR (mm Hg):	~18
pH (25°C) (solución a 2% en agua)	1.2 - 2.1	DENSIDAD DEL VAPOR (AIRE=1):	< 1.00
SOLUBILIDAD (%):	100	NA: NO APLICABLE	ND: NO DETERMINADO

10) ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

ESTABILIDAD:	Estable en condiciones normales de uso
RIESGOS DE POLIMERIZACIÓN:	No ocurre
INCOMPATIBILIDADES:	Puede reaccionar con oxidantes fuertes
PRODUCTOS DE LA DESCOMPOSICIÓN:	Térmica (incendio): produce óxidos elementales

11) INFORMACIONES TOXICOLÓGICAS

DL50 ORAL, RATÓN: > 10000 mg/ Kg - DL50 DÉRMICA, CONEJO: >10000 mg/Kg (valores de ensayo con producto similar) - INHALACIÓN, RATÓN > 15000 ppm/ 4h - IRRITABILIDAD DÉRMICA, CONEJO: mínimo, IRRITABILIDAD OCULAR, CONEJO: mínimo.

12) INFORMACIONES ECO – TOXICOLÓGICAS

TOXICIDAD ACUÁTICA:	BUEGILL SUNFISH, 96 h bioensayo agudo estático, CL50 118,5 mg/L (valor de ensayo con producto similar) - TRUCHA ARCO ÍRIS, 96 h, bioensayo agudo estático, CL50 > 180,0 mg/L (valor de ensayo con producto similar)		
BIODEGRADABILIDAD:	DQO (mg/g):	No evaluado	DBO, 5 (mg/g): No evaluado
	COT (mg/g):	No evaluado	DBO, 28 (mg/g): No evaluado

13) CONSIDERACIÓN SOBRE DISPOSICIÓN

La disposición del residuo debe ser efectuada de acuerdo con la Legislación Federal o local para averiguación de las restricciones existentes.

14) INFORMACIONES DE TRANSPORTE

CLASE DE RIESGO:	SUBS. PELIGROSAS AL MEDIO AMBIENTE - 9.0	NÚMERO ONU:	3082
RIESGO:	Corrosivo a hierro, cobre, aluminio.		

15) REGLAMENTACIÓN

ACGIH: American Conference of Governmental Industrial Hygienists; CAS: Chemical Abstracts Service - TSCA: todos los componentes del producto son listados en el inventario TSCA - CERCLA y/o SARA REPORTABLE QUANTITY (RQ): 2287 Kg debido al ÁCIDO CLORHÍDRICO, 45 Kg debido al Formaldehído - SARA SECCIÓN 312 CLASE DE RIESGO: inmediato (agudo); postergación (crónico) - SARA SECCIÓN 302 QUÍMICOS: Constituyente presente no reglamentado en los límites OSHA - SARA SECCIÓN 313 QUÍMICOS: CAS: 7647-01-0 Nombre Químico: Ácido Clorhídrico < 1,0% - CAS: 50-00-0 Nombre Químico: Formaldehído < 0,5%.

16) OTRAS INFORMACIONES

NFPA/HMIS

SALUD:	2	REACTIVIDAD:	1	INFLAMABILIDAD:	0	ESPECIAL:	No	(1) EPI's:	B	guantes y anteojos
CÓDIGOS RIESGOS	4 - EXTREMO		3 - ALTO		2 - MODERADO		1 - LEVE			0 - SIN RIESGOS
COR:	CORROSIVO; OXI: OXIDANTE; INF: INFLAMABLE; TOX: TÓXICO; ALC: ALCALINO; ACI: ÁCIDO; W: NO USE AGUA; NO: RIESGO NO ESPECIAL									
(1) se refiere a la sección 8 de la FISP para recomendaciones de protección adicional.										

REVISIONES:

	FECHA DE EMISIÓN	SECCIONES REVISADAS	SUBSTITUÍDAS
STATUS DE LA FISP	30.08.06	revisión total	**nueva**

ANEXO C

Última revisión: 05.12.2006
Fecha de impresión: 05.02.2009

1. Identificación del producto y de la empresa

Nombre comercial:
DISMULGAN V 3377

Número del material: 109874

Características químicas:
Solución acuosa de policondensado catiónico

Componentes peligrosos:

Formaldehído libre				
Concentración:	2,5 - 3,5 %			
No. CAS :	50-00-0			
No. EINECS :	200-001-8			
Símbolos de peligro:	T			
Frases R: -	23/24/25	34	40	43

Identificación de la sociedad o empresa:

Clariant Colombia S.A.
Calle 18 No 43A-72
Bogotá-Américas
Teléfono: +57 1 5781200

Teléfono de emergencia: 01800 5114141 / 01 800 94 1414

2. Identificación de Peligros

Estado físico: líquido
Color: ópalo
Olor: ligeramente punzante

Posibles efectos cancerígenos.
Posibilidad de sensibilización en contacto con la piel.

3. Controles de exposición y protección personal

Medidas generales de protección:
No respirar la neblina.
Evitar el contacto con los ojos y la piel.

Medidas de higiene laboral:
No comer, ni beber durante el trabajo.
No fumar durante el trabajo.
Lavarse las manos antes de los descansos y al terminar el trabajo.
Observar las medidas de precaución habituales en el manejo de productos químicos.

Protección respiratoria: En caso de ventilación insuficiente utilizar equipo respiratorio autónomo.

Mascarilla
Filtro A (gases orgánicos y vapores) conforme a DIN EN 141

Ultima revisión: 05.12.2006
Fecha de impresión: 05.02.2009

Protección de las manos:	Guantes de protección adecuados
Protección de los ojos :	Gafas protectoras
Protección del cuerpo:	Ropa protectora resistente a los ácidos

4. Estabilidad y Reactividad

Descomposición térmica: > 300 °C

Reacciones peligrosas:
Reacción con álcalis fuertes.

5. Medidas de primeros auxilios

Indicaciones generales:
Quitarse inmediatamente toda la ropa manchada o empapada.

En caso de inhalación:
Llevar el afectado al aire libre y consultar al médico.

En caso de contacto con la piel:
Lavar la zona afectada inmediatamente con agua abundante.

En caso de contacto con los ojos:
Lavar cuidadosamente y a fondo con agua abundante y acudir al médico.
Tratamiento médico necesario.

En caso de ingestión:
Llamar inmediatamente al médico y facilitarle esta Ficha de Datos de Seguridad.

6. Medidas de lucha contra incendios

Medios de extinción adecuados:
Elegir los medios de extinción según las características del incendio en las proximidades del producto.

Riesgos especiales particulares que resultan de la exposición al producto en sí, a los productos de combustión o gases producidos:
En caso de incendio puede(n) desprenderse:
Vapores de formaldehído

Equipo de protección para el personal de lucha contra incendios:
Utilizar aparato respiratorio autónomo.

7. Medidas en caso de vertimiento accidental

Medidas de protección del medio ambiente:
Evitar que penetre en el alcantarillado o aguas superficiales.

TARJETA DE EMERGENCIA según NTC 4532
DISMULGAN V 3377

Última revisión: 05.12.2006
Fecha de impresión: 05.02.2009

Métodos de limpieza/recogida:

Recoger con material absorbente (p. ej. arena, tierra de infusorios, absorbente para ácidos, absorbente universal, serrín).

Lavar los restos con mucha agua.

ANEXO D

CÁLCULO DE SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO

1. Valor discriminante FI:

$$FI = \left(\frac{\text{Flujo del líquido ligero}}{\text{Flujo del líquido pesado}} \right) \times \left(\frac{\rho_{\text{liq.ligero}} \times \mu_{\text{liq.pesado}}}{\rho_{\text{liq.pesado}} \times \mu_{\text{liq.ligero}}} \right)^3 \quad \text{Ecuac. 1}$$

Este valor es para saber cuál de las viscosidades de los líquidos tomar en cuenta para su diseño. Si FI es menor de 0.5 dar el valor de la viscosidad del líquido ligero, si es mayor de 2 el valor de la viscosidad del pesado, y si está entre los dos valores calcular para ambos casos.

2. Velocidad de asentamiento par los líquidos (V_a , ft/seg).

$$V_a = \frac{(32 \times D_p^2) \times (\rho_{\text{liq.pesado}} - \rho_{\text{liq.ligero}})}{18 \times \mu_{\text{total}} \times 0.000672} \quad \text{Ecuac. 2}$$

D_p = Diámetro de la partícula, ft.

$\rho_{\text{liq. pesado}}$ = Densidad del liquido pesado, lb/ft³

$\rho_{\text{liq. ligero}}$ = Densidad del liquido ligero, lb/ft³

μ_{total} = Viscosidad tomando en cuenta FI.

Para el diámetro de partícula de líquido se tomó el que Vanes (Tipo de extractor de nieblas) tiene como estándar y es 0.000492 ft.

3. Angulo θ para recipiente.

$$\theta = \frac{\text{Acos}(1 - HL/Ds)}{\pi} \text{ Ecuac. 3}$$

HL = Altura de líquido, ft.

Ds = Diámetro del separador, ft.

4. Volumen parcial. De líquido (V_p , ft³)

$$V_p = \left(\frac{Ds}{2}\right)^2 \times Ls \times \left[\text{sen}\left(\frac{\pi \times \theta}{180}\right) \times \cos\left(\frac{\pi \times \theta}{180}\right) \right] \text{ Ecuac. 4}$$

Ls = Longitud del separador, ft.

5. Tiempo de retención del líquido, (tr, min)

$$tr = \frac{V_p}{\text{Flujo de líquido total} \times 60} \text{ Ecu. 5}$$

Flujo de líquido total, ft²/min.

ANEXO E

DIMENSIONAMIENTO DE GUN BARRELS

Al hacer el dimensionamiento de tanques se debe tener en cuenta si este es un tanque de tratamiento (del tipo **Gun Barrel**) o si es un tanque del tipo **FWKO**. En el primer caso el aspecto importante es que el petróleo salga con el contenido de agua permisible en el oleoducto, pues generalmente de este tanque el crudo sale para el tanque de almacenamiento. En el segundo caso el aspecto importante es que el agua salga con la mínima cantidad de crudo.

Lo anterior indica que para diseñar un tanque de tratamiento la velocidad terminal importante es la de la partícula de agua y en un tanque de tipo **FWKO** la velocidad terminal importante es la de la partícula de aceite las cuales se pueden calcular aplicando la ecuación de Stokes.

$$v = 2,87 \times 10^{-3} D_p^2 \frac{(\rho_p - \rho_f)}{\mu} \text{ Ecuac. 1}$$

D_p = Diámetro de la partícula

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_p = Densidad de la partícula

Para hacer el dimensionamiento tanto de **Gun Barrel** como de **FWKO**, se debe tener en cuenta el proceso de retención y el de asentamiento, y lógicamente, que para el **Gun Barrel** se usa la velocidad de asentamiento de la partícula de agua y para el **FWKO** la velocidad de ascenso de la partícula de aceite.

$$tr = \frac{\text{Volumen vasija (BB)} \times F}{\text{Caudal (BFPD)}} \text{ Ecuac. 2}$$

tr = Tiempo de retención, (hr).

F = Factor de volumen (0.8)