



Exactly your chemistry.

EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA AGUA Y CRUDO EN LOS CAMPOS DINA Y TELLO

**ANDRÉS EFRÉN FRANCO QUIMBAYO
ANDREA MONTEALEGRE VARGAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**



Exactly your chemistry.

EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA AGUA Y CRUDO EN LOS CAMPOS DINA Y TELLO

**ANDRÉS EFRÉN FRANCO QUIMBAYO
ANDREA MONTEALEGRE VARGAS**

**Trabajo de grado presentado como requisito final para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
DIEGO A. PENAGOS
Ing. Líder Contrato Ecopetrol Neiva
Clariant Colombia S.A.**

**Codirector
ALFONSO ORTIZ
Ingeniero Químico**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**



Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, junio de 2010



DEDICATORIA

Los triunfos obtenidos frutos de mi esfuerzo no se hubiesen cumplido sin la bendición de Dios, quien me ha dado la sabiduría para llegar a donde he soñado, a mis padres Elías Montealegre y Mary Luz Vargas, quienes con esfuerzo y el más inmenso de los amores me han apoyado durante este largo camino, a mis hermanos: John Harold y Eliana, a mis sobrinos; Julián y Juan José. A mis amigos quienes incondicionalmente han estado conmigo, siempre. El más sincero agradecimiento.

ANDREA MONTEALEGRE

Dedico este trabajo a todos aquellos que siempre creyeron en mi y me apoyaron, a mis padres José Efrén Franco y Luz Mery Quimbayo, a mi amada esposa Ángela Janeth Ulloa B, a mi hijo Estaban Franco Ulloa a mis hermanos Mónica Franco y José Miguel Franco, a cada uno de mis amigos que de una u otra forma colaboraron para poder llegar a obtener este logro.

ANDRÉS EFRÉN FRANCO Q.



AGRADECIMIENTOS

CLARIANT DE COLOMBIA S.A. Por su respaldo y por brindarnos los recursos necesarios para la elaboración del proyecto.

ING. DIEGO A. PENAGOS. Por su orientación, paciencia, por mostrar un profundo compromiso con el proyecto y expresarle el gran aprecio que le tenemos.

ING. ALFONSO ORTIZ. Por brindarnos apoyo para la elaboración del proyecto.

ING. IVÁN SÁNCHEZ. Por su gran esfuerzo, colaboración y compromiso para el desarrollo del proyecto.

ING. CARMEN PINZÓN. Profesora Universidad Surcolombiana, evaluador del proyecto, por su dedicación y aportes para el proyecto.

ING. JAIME ROJAS. Profesor Universidad Surcolombiana, evaluador del proyecto, por su dedicación y aportes para el proyecto.



SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

[]	Concentración
[O/W]	Concentración de aceites y grasas
BWPD	Barriles de agua por día
BOPD	Barriles de crudo por día
BPD	Barriles por día
CB	Campo Cebú
DK	Dina Cretáceos
DT	Dina Terciarios
FWKO	“Free Water Knock Out”
GPD	Galones por día
Pb	Presión de burbuja
PG	Palogrande
PIA	Planta de inyección de agua
PJ	Pijao
Ppm	Partes por millón
Psi	Unidad de presión (lb/in ²)
SST	Sólidos totales suspendidos
RPM	Revoluciones por minuto



INTRODUCCIÓN

En la fase de producción, la industria petrolera enfrenta varios retos para alcanzar el objetivo de obtener un producto de óptima calidad y así alcanzar buenos precios en los mercados internacionales. Las partículas de agua en el crudo dificultan ese objetivo, por tal motivo el tratamiento químico para separar el agua del mismo, se convierte en la solución a este problema.

Para CLARIANT DE COLOMBIA, es muy importante optimizar sus procesos y así garantizar el cumplimiento de su sistema de calidad, el mejoramiento continuo de sus operaciones, brindar un excelente servicio a sus clientes y contribuir al cuidado del medio ambiente; bajo estas premisas CLARIANT DE COLOMBIA, en los campos Dina y Tello, entrega las aguas asociadas a la producción de crudo, con los parámetros requeridos por el cliente, permitiendo que estas aguas sean inyectadas al proceso de recobro mejorado.

Se realizaron evaluaciones de las condiciones actuales del proceso de producción en las estaciones de los campos Dina y Tello, haciendo énfasis en las facilidades, dosificación y niveles de producción.

También se analizaron los datos diarios de calidad de crudo y agua y se realizaron pruebas de laboratorio utilizando productos CLARIANT. Se encontraron deficiencias en los siguientes parámetros para: calidad de crudo; BS&W (agua y sedimento básico) con los parámetros por encima del límite permitido y calidad de agua, grasas y aceites, y sólidos suspendidos también se encontraban por encima de los parámetros para la calidad de agua.



Exactly your chemistry.

La investigación se centró en optimizar los tratamientos químicos del crudo y del agua, orientada a encontrar las mejores alternativas de solución a los factores que alteran los parámetros de calidad. Para lograr esto se aplicó la técnica de pruebas de botella para crudo y agua, utilizando gran variedad de productos químicos, suministrados por CLARIANT DE COLOMBIA.



ABSTRACT

This document presents an evaluation of Dina and Tello field stations with the purpose of assessing and optimizing the oil and water chemical treatment for CLARIANT DE COLOMBIA Company.

To make this project it was carried out a process of recognition of Dina and Tello station fields where oil and water are treated; registered data was collected from the oil and water quality reports, the information was analyzed, as well as the application of tests with the chemical products and the bottle tests, validation of procedures and the results obtained from the tests by the technical management.

After that the results are presented for each field through the application of bottle tests for the respective validation by the Technical Management and the elaboration of the chemical products required for the adequate treatment.

Then the analysis of the results of the field tests is presented, where the oil selling and water injection quality graphics are shown, also the conclusions and suggestions for each one of the processes and for each specific field are presented.



RESUMEN

Este trabajo presenta una evaluación de las estaciones de los campos Dina y Tello, con el propósito de evaluar y optimizar el tratamiento químico de crudo y agua que realiza la compañía CLARIANT DE COLOMBIA.

Para la realización de este proyecto se llevó a cabo primero un proceso de reconocimiento de las estaciones de los campos Dina y Tello en donde se trata el crudo y el agua; se recolectó los datos registrados en los reportes de calidad de crudo y agua, se analizó la información, la aplicación de las pruebas con los productos químicos y la realización de pruebas de botella y de jarra. Validación del procedimiento y de los resultados obtenidos de las pruebas por la gerencia técnica.

Posteriormente se presentan los resultados obtenidos para cada campo mediante la aplicación de las pruebas de botella, para la respectiva validación por la gerencia técnica y la elaboración de los productos químicos requeridos para el adecuado tratamiento.

Luego se presentan los análisis de resultados de las pruebas realizadas en campo, donde se muestran las gráficas de calidad de venta de crudo y de inyección de agua, también se presentan las conclusiones y recomendaciones para cada uno de los procesos y para cada campo en específico.



1. GENERALIDADES

1.1 MARCO HISTÓRICO

El campo Dina Cretáceos fue descubierto en el año de 1969 y la inyección de agua se inició en diciembre de 1985. La presión de yacimiento al inicio de la inyección se encontraba ligeramente por encima del punto de burbuja ($P_b = 886$ psi) en la mayoría de los pozos del campo, principalmente en las arenas B1, B2 y B3. Actualmente la presión del yacimiento se encuentra alrededor de 1700 psi (Datum de 4700' TVDSS) implicando una restauración de la presión del yacimiento del orden de 800 psia.

El sistema de inyección de agua fue implementado inicialmente por la operadora Houston Oil Colombia S.A. y en noviembre 1994, debido a la reversión de contrato de la Concesión Neiva 540 al estado colombiano, Ecopetrol adquiere la operación del los campos y del sistema de inyección de agua.

En el año 2000, con el objetivo de aumentar el factor de recobro final, se decidió, como estrategia de explotación, cambiar el patrón de inyección periférico por uno de líneas. Esta estrategia fue confirmada con la consultoría realizada por el doctor William Cobb, experto en optimización de procesos de recuperación secundaria. Hay que destacar, que el cambio implicaba la conversión de pozos productores a inyectores. Con base en lo anterior se estructuró un proyecto de inversión llamado Optimización del Sistema de Inyección Producción (OSIP), el cual tenía como objetivo incrementar el factor de recobro de los campos Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos que están sometidos a una recuperación secundaria, realizando cambios en los patrones de inyección de agua, optimizando la capacidad de extracción y de inyección.



El campo Tello hacía parte de la antigua Concesión Tello 1161. Esta concesión fue adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A. en el año de 1971 y pasó a la compañía Hocol S.A. en el año de 1979. En febrero 14 de 2006 revirtió a la nación, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal del campo Tello se terminó con la perforación de los pozos del año de 1985; para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 11200 barriles de petróleo por día. En el año de 1992 las facilidades de producción fueron destruidas completamente por un ataque guerrillero y la producción fue tratada y almacenada en instalaciones temporales. En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del campo Tello. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción, así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día.

La formación productora del campo Tello es Monserrate. Actualmente la producción del campo Tello es de 8000 barriles diarios de petróleo con 33 pozos productores activos y nueve pozos inyectoros.

Las reinterpretaciones estructurales y estratigráficas hechas por la compañía Hocol en el campo Tello han definido cinco láminas productoras de hidrocarburos cuya dimensión del campo está delimitada estructuralmente por los pozos actualmente perforados; la acumulación de hidrocarburos del almacenador está restringida sólo al área perforada. El potencial de crecimiento del campo Tello está relacionado con los límites Norte y Sur en algunas láminas, en optimizar el sistema actual de inyección – producción, y se visualiza hacer algunos



fracturamientos hidráulicos con RPM y cañoneos adicionales para incrementar el factor de recobro de los yacimientos

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos Dina Cretáceos y Dina Terciarios se encuentran localizados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenca de Neiva a 10 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva, en el departamento del Huila (Figura 1.1). Hace parte del bloque de la antigua Concesión Neiva -540 la cual revirtió a la nación por parte de la operadora Shell-Hocol en noviembre 17 de 1994, momento a partir del cual ECOPETROL S.A es el operador

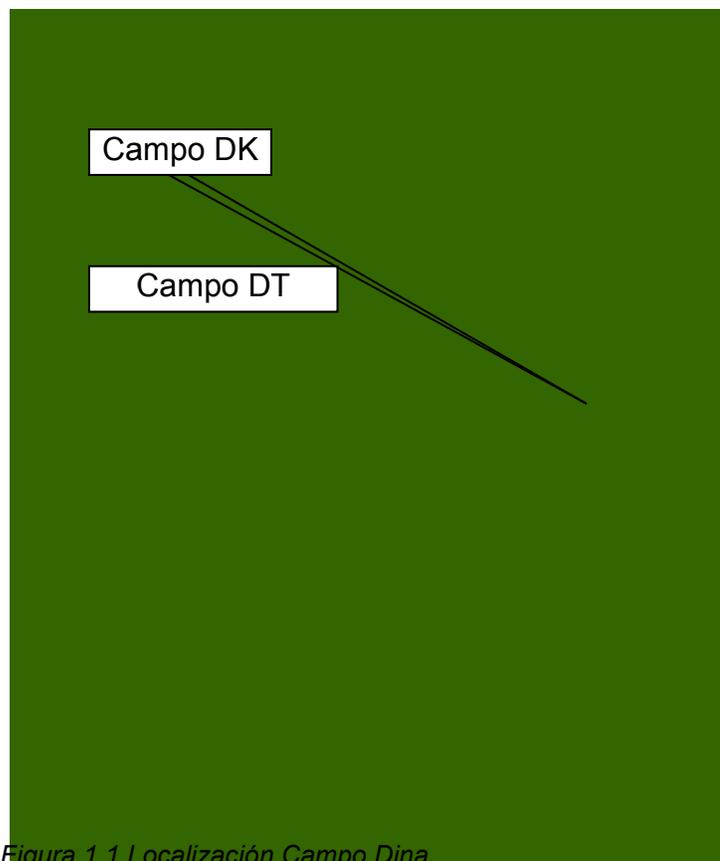


Figura 1.1 Localización Campo Dina



El Campo Tello está ubicado al noreste de la ciudad de Neiva en el Departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 1.2). La Subcuenca de Neiva se extiende desde el sur del arco de Natagaima hasta la población de Pitalito (Huila), entre las cordilleras Central y Oriental¹.

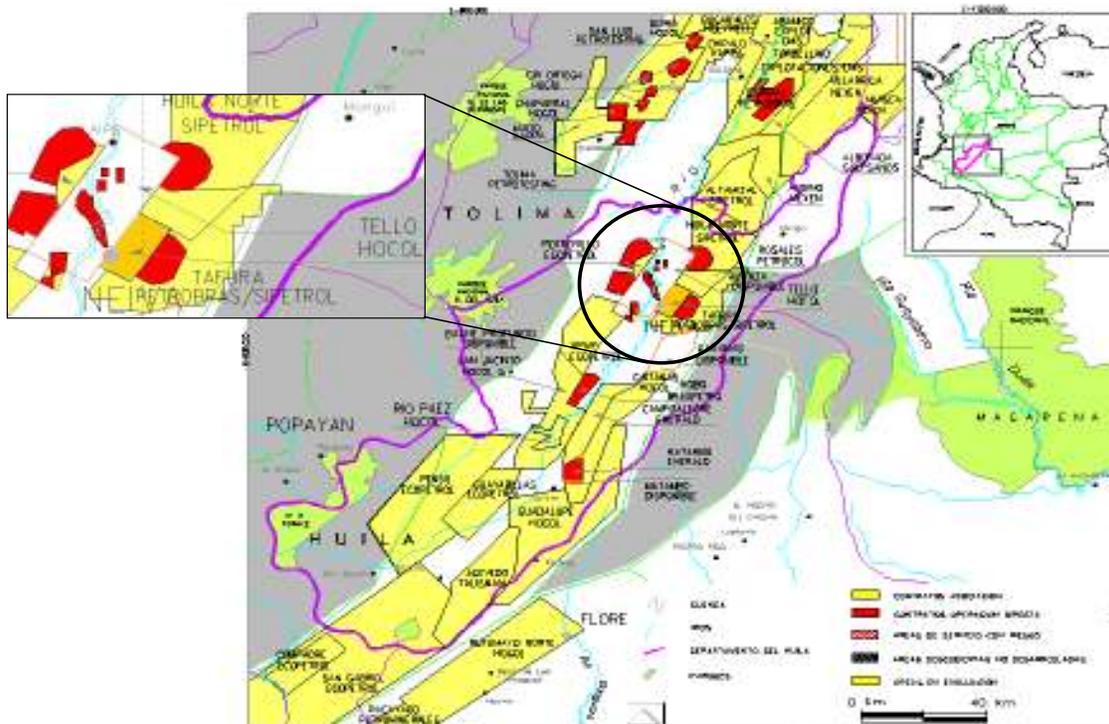


Figura 1.2 Localización Campo Tello

¹ **ECOPETROL S.A** proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua



1.3 MODELO GEOLÓGICO

Tectónicamente el Valle Superior constituye un Graben de compresión el cual está limitado por fallas de cabalgamiento, con transporte tectónico hacia el occidente en el borde oriental, y transporte hacia el oriente en el borde occidental. En el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental el estilo estructural se asocia a deformación compresiva de edad Miocena.

En el área de estudio se reportan rocas perforadas cuya edad va desde el Precretáceo (Formación Saldaña). La secuencia Cretácea está compuesta por las Formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala y la secuencia Terciaria por el grupo Gualanday, Formaciones Barzalosa, Honda y Gigante.

La mayoría de la producción se ha obtenido de depósitos clásticos del Cretáceo, de las Formaciones Caballos (Kb) y Monserrate (K4) y del Terciario de la Formación Honda. La producción está asociada a trampas de tipo estructural con componente estratigráfica.



1.4 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO

La columna litológica que se presenta en el campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente, como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena (Figura 1.3).

La Formación Monserrate en el campo Tello es la formación productora que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación Barzalosa. Las areniscas de la Formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero (Isla Barrera) durante el Senoniano – Maastrichtiano. Se pueden distinguir las siguientes “facies”.



Figura 1.3. Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena

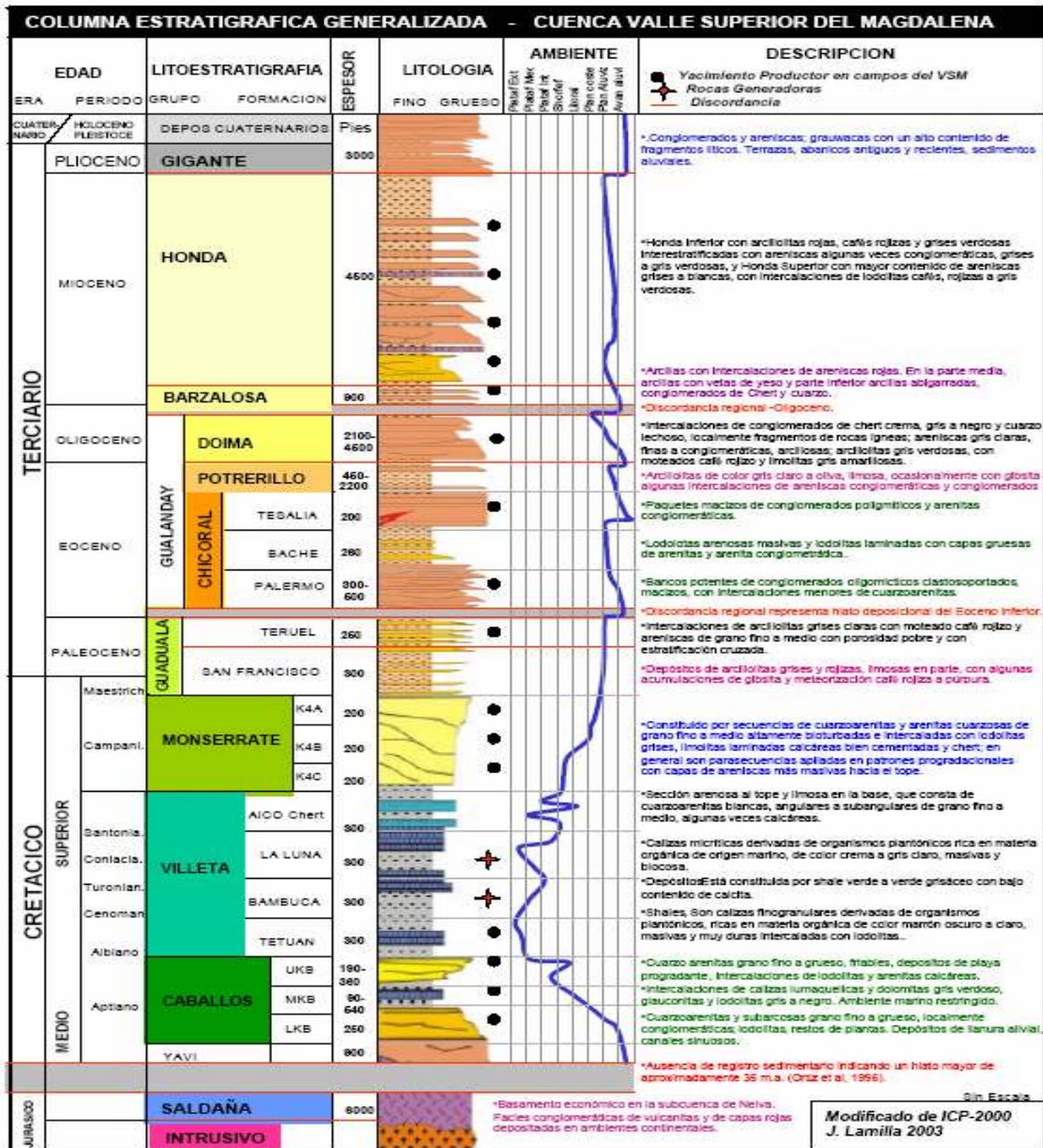


Figura tomada: ECOPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua.



1.5 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPOS TELLO, DT'S, DK'S

Actualmente los campos que cuentan con inyección de agua como método de recuperación secundaria son los campos Dina Cretáceos (DK'S), Tello. En Dina Terciarios, actualmente la inyección de agua se encuentra como un proyecto piloto, bajo la operación del contrato de producción incremental (CPI) de Ecopetrol S.A. en asocio con Petrominerales Limited.

El sistema de inyección cuenta actualmente con pozos inyectoros los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 1.1 Campos y Número de pozos Inyectoros²

Campo	No. de pozos inyectoros	Activos	Inactivos
Dina Cretáceos	14	12	2
Dina Terciarios	2	2	0
Tello	9	9	0

² FUENTE: Datos tomados del Reporte diario de inyección.



El sistema de inyección de agua es abastecido por el agua asociada a la producción del crudo proveniente de los campos Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Cebú, Santa Clara y Palogrande, se separan y recolectan en las baterías, luego son enviadas previa operación de desnate a la Planta de Inyección de Agua (PIA) ver (Figura 1.4.)

El proceso de inyección de agua cumple con doble función para la Coordinación de Producción Huila, debido a que no solo es el mecanismo de recobro aplicado a estos campos para aumentar las reservas recuperables sino que se convierte en la única alternativa que por el momento existe para la disposición de aguas asociadas a la producción de crudo y residuales.

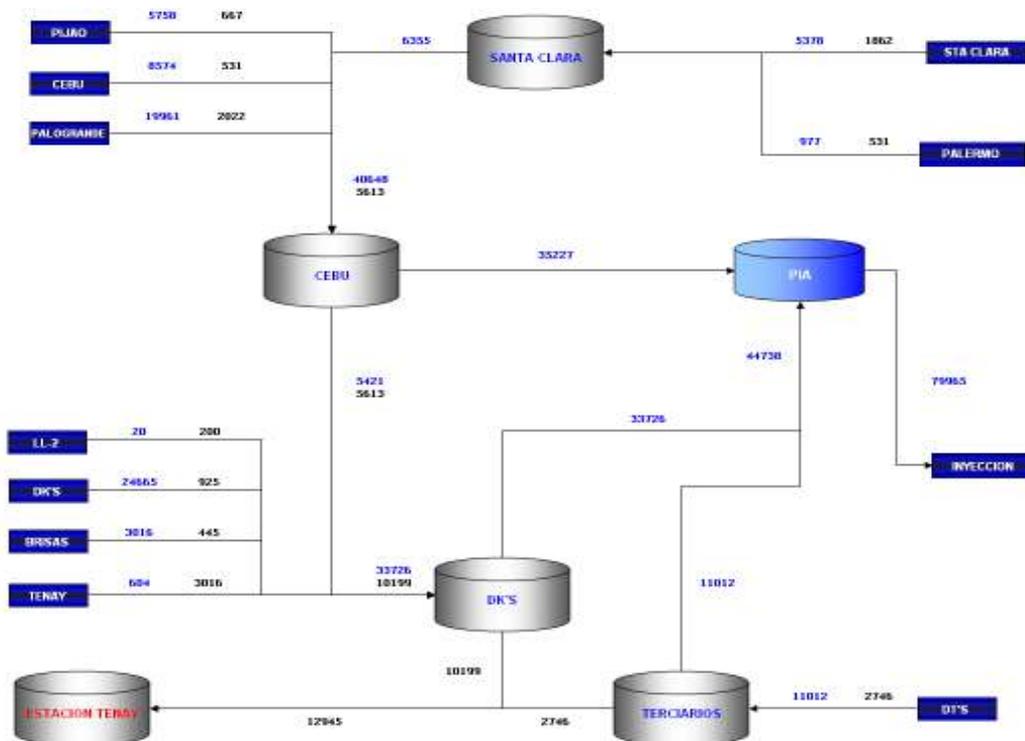


Figura 1.4. Esquema Sistema de Abastecimiento de Agua



2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las baterías de producción de los campos Dina Cretáceos, Dina Terciarios y Tello, están diseñadas para un funcionamiento semiautomático supervisado, contiene sistemas de monitoreo y alarmas en sus cuartos de control para identificar variables de cada uno de los procesos.

2.1. “Manifold” de entrada

El campo Tello cuenta con cuatro colectores, uno general, el cual recibe la producción de los pozos que cuentan con bombeo mecánico o rotaflex y que tienen bajo corte de agua. Los otros dos colectores reciben la producción de los pozos que tienen bombeo artificial como ESP y PCP estos pozos son los que tienen mayor corte de agua. Se cuenta con un colector de prueba el cual es usado para recibir, durante el día, el pozo que va a estar en prueba.

En el campo Dina Terciarios se cuenta con cinco colectores, uno está destinado para alimentar el FWKO, tres están diseñados para pozos con bajo corte de agua y se tiene un colector de prueba.

En Dina Cretáceos se cuenta con cuatro colectores, uno destinado para el de prueba, otro para recibir el crudo de los pozos Tenay y los otros dos son para recibir la producción de los pozos cretáceos.



2.2 Separadores

En campo Tello se cuenta con dos separadores los cuales son para los FWKO'S, otro para la producción del colector general en cual entrega crudo al Gun Barrel y se cuenta con un separador de prueba.

En Dina Terciarios se tienen cuatro separadores los cuales reciben la producción del campo y de allí pasan a los tratadores térmicos.

En Dina Cretáceos se tienen cuatro separadores, uno está destinado para recibir la producción de los pozos Tenay, otro es el separador de prueba y los otros dos son para la producción general del campo.

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



2.3 “Gun Barrel” (GB)

La función del “Gun Barrel” es mejorar la calidad del crudo, puesto que el tiempo de retención es mayor, el cual permite una mejor separación y limpieza del agua y sedimentos (BS&W) por debajo del 0.5%.

En Dina Cretáceos se tienen dos Gun Barrel, los cuales reciben la producción general del campo que sale de los separadores generales.

En Dina Terciarios un “Gun Barrel” recibe la producción del campo, el cual es abastecido del crudo que proviene de los separadores y del FWKO.

En campo Tello se cuenta con dos Gun Barrel; uno recibe la producción del colector general, y le llega el crudo que sale de los FWKO; el segundo GB se utiliza para casos de emergencia; éste de igual manera está adecuado para trabajar como tanque de venta.

2.4 Tanques de fiscalización

Son recipientes que se utilizan para almacenar líquidos o gases, con el objetivo de proteger el producto de contaminaciones tales como materias extrañas, o lluvias. Los tanques almacenan, fiscalizan y miden la producción de crudo de una batería; además proporciona al crudo un tiempo de retención suficiente para separa por gravedad el agua que aún permanece después del tratamiento. El crudo es enviado por medio de bombas hacia la unidad LACT y de ahí a las bombas principales del oleoducto.



2.5 Skimming Tank

Son recipientes (vasijas) conocidas como tanques desnatadores los cuales mediante tiempo de retención facilitan la separación gravitacional agua-aceite. La película de aceite se retira por medio de rebose y el agua se drena.

En campo Tello se cuenta con dos Skimming Tank, con una capacidad de 20.000bbls cada uno, en Dina Cretáceos se tiene dos de 1.000 Bbls cada uno, en Dina Terciarios se tiene uno de 900 Bbls.

2.6 Batería Dina Cretáceos

La batería Dina Cretáceos es la principal batería de la coordinación de producción Huila, ya que en ella se recibe, se fiscaliza y se despacha al oleoducto del Alto Magdalena la producción de todos los campos que componen dicha coordinación. Ver figura 2.1

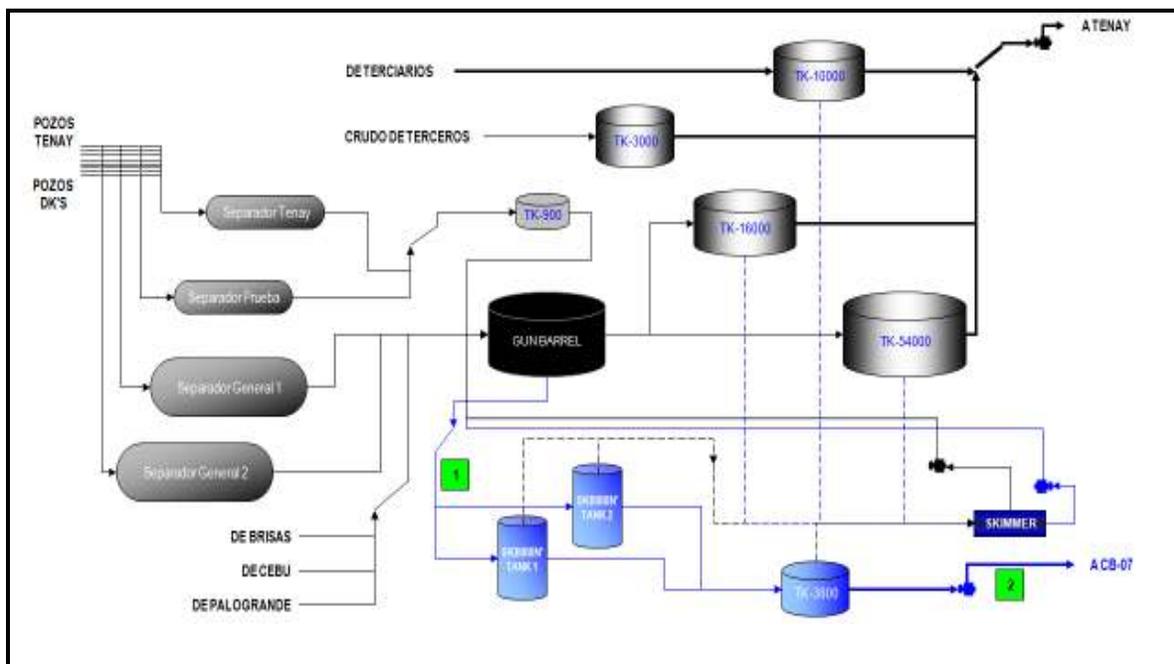


Figura 2.1 Esquema de Batería Dina Cretáceos



En esta batería se deshidrata el crudo y se obtiene del proceso el agua producida, la cual se envía a la PIA (planta de inyección de agua). En promedio se dispone de 20.000 BAPD (barriles de agua por día), esta batería tiene una producción promedio de 2.500 BOPD (barriles de aceite por día).

2.7 Batería Dina Terciarios

La batería Dina Terciarios recibe la producción de los pozos del campo del mismo nombre, esta batería tiene una producción promedio de 6.300 BOPD, y es bombeado a la batería Cretáceos. Ver Figura 2.2.

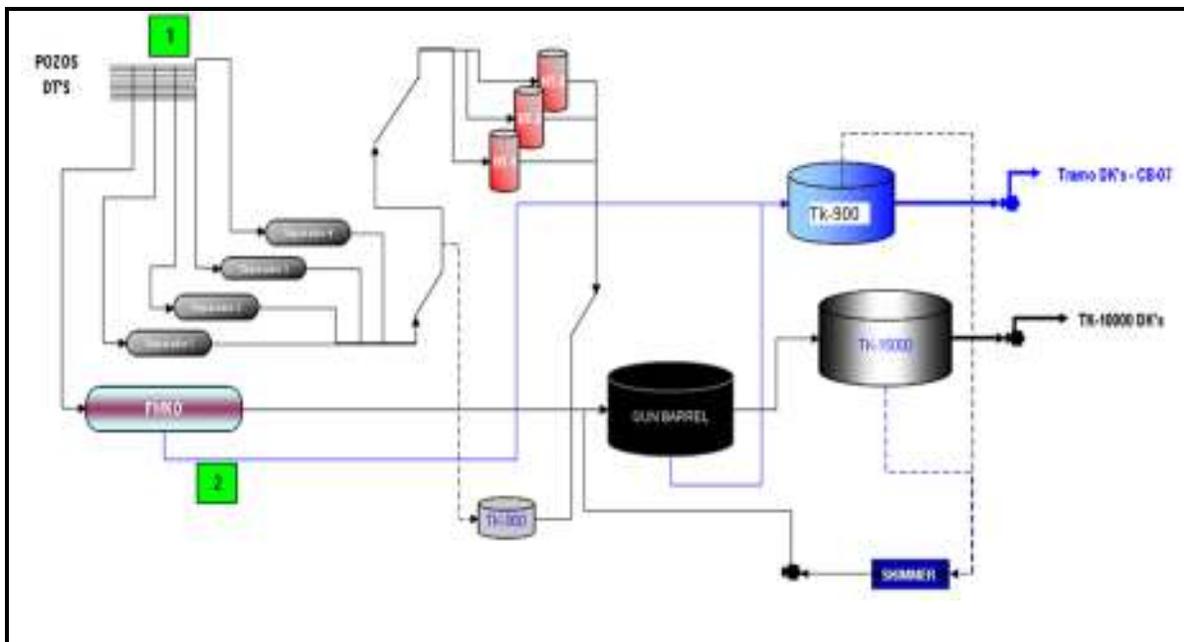


Figura 2.2. Esquema Batería Dina Terciarios

Actualmente la batería Terciarios despacha un volumen promedio de agua de 23.000 BAPD hacia la PIA.



2.8 Batería Cebú

La batería Cebú recibe la producción de los campos Cebú, Pijao, Palogrande y recibe la producción de la batería Santa Clara. Ver Figura 2.3.

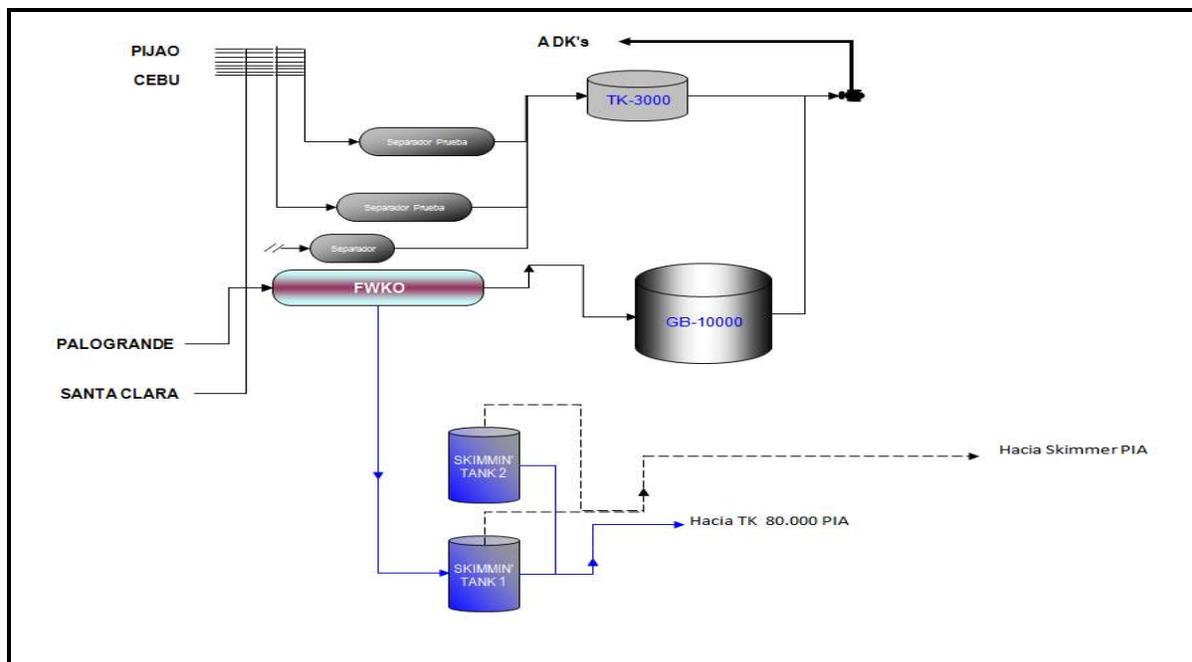


Figura 2.3. Esquema Proceso Batería Cebú

Actualmente en esta batería se separa del crudo y se envían a la PIA aproximadamente 33.000 BWPD y una producción promedio de 2.300 BOPD.



2.9 Batería Tello

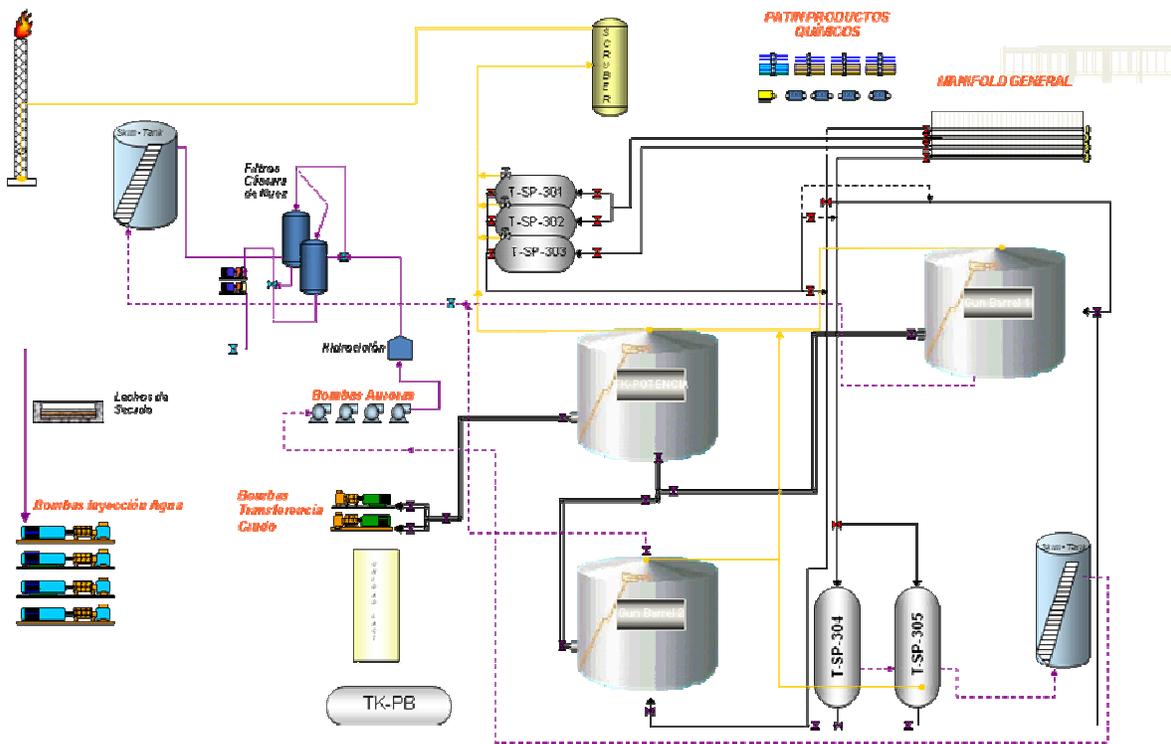


Figura 2.4. Esquema Proceso Batería Tello

En la batería Tello se recibe la producción del campo; adicionalmente llega la producción de Loma Larga y la Jagua. Actualmente tiene una producción promedio de 6.300 BOPD y 53.000 BWPD.



3. EMULSIONES

3.1 CONDICIONES NECESARIAS PARA LA FORMACIÓN DE LA EMULSIÓN

La emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles (es decir líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales). Uno de los líquidos se dispersa completamente en el otro en la forma de diminutas gotitas.

Se necesitan tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

I. DOS LÍQUIDOS INMISCIBLES.

En este caso agua y petróleo.

II. LA AGITACIÓN Y TURBULENCIA.

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

III. AGENTE EMULSIFICANTE

Este es algún componente orgánico presente en el petróleo crudo que estabiliza la fase dispersada formando una dura y elástica película sobre la superficie de los glóbulos. Esta película es delgada y fácilmente visible bajo el microscopio. Su presencia dificulta la coalescencia de los glóbulos, ayudando a que los glóbulos



salten o reboten alejándose unos de otros con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas más pequeñas.

En cualquier sistema de tratamiento, el objetivo es destruir la película protectora por neutralización del efecto del agente emulsificante.

3.2 TIPOS DE AGENTES EMULSIFICANTES.

Los comúnmente encontrados en las emulsiones de petróleo pueden ser divididos sobre la base de sus solubilidades en la fase continua:

- a) **Emulsificantes sólidos (no solubles):** sílica, negro de humo, arcilla, hierro, zinc, ya sea saturados por agua o por petróleo.
- b) **Emulsificantes solubles:** jabones sódicos y de magnesio, carbonato de calcio, asfalto, bitúmenes, sustancias resinosas.

Ciertas sustancias hidrofílicas tales como gomas que no ocurren en el petróleo crudo pero que pueden ser captadas fácilmente en el equipo de superficie, podrán actuar como emulsificadores.



3.3 TIPOS DE EMULSIONES.

Factores que determinan el tipo de emulsión. Se conocen 4 diferentes tipos de emulsiones:

1. Agua en petróleo.
2. Petróleo en agua.
3. Petróleo en agua, y agua en petróleo.
4. Agua en petróleo, y petróleo en agua.

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

3.3.2 Emulsión Petróleo en agua. O emulsión inversa; está compuesta de glóbulos de petróleo dispersados en una fase continua de agua. Este tipo ocurre aproximadamente en el 1% de las emulsiones producidas, estando el petróleo muy diluido, conteniendo menos del 1% de petróleo.

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



3.3.4 Emulsión de agua en petróleo Y petróleo en agua. Todavía no ha sido encontrada en la producción de campo, sin embargo este tipo de emulsión puede ser experimentalmente preparada. En su estructura es exactamente el inverso del tercer tipo. El método más simple para la identificación de una emulsión es por un examen microscópico. Una muestra de la emulsión es colocada bajo el microscopio, y luego una pequeña cantidad, ya sea de petróleo o agua, es agregada. Aquel líquido que parece ser miscible con la emulsión representa la fase continua. Bajo un microscopio, los glóbulos individuales son claramente visibles, por tanto por la prueba anterior y la apariencia de los glóbulos, los tipos más complicados podrán ser también identificados.

3.5 FACTORES QUE DETERMINAN EL TIPO DE EMULSIÓN.

El agente emulsificante es ácido, y posiblemente en algunos casos por atracción iónica. El tipo de agente emulsificante que es adsorbido en la interfase petróleo agua, determina el tipo de emulsión que se formará. Para emulsificantes sólidos, el líquido preferentemente moja al agente que será la fase continua. Para agentes solubles, la fase de mayor solubilidad para el agente emulsificante será la fase continua. Este fenómeno es un efecto de las 2 tensiones superficiales existentes entre el agente emulsificante y el petróleo, y el agente y el agua. Ejemplo el agente es preferentemente adsorbido por el agua, la tensión superficial en la interfase agua agente, disminuirá de acuerdo con la ecuación de Gibbs, y el agua constituirá la fase continua. Puesto que la tensión superficial de la interfase de petróleo emulsificante será más grande que de la interfase agua emulsificante, el petróleo se formará como gotas. Naturalmente no son conocidas emulsiones de petróleo agua, en las cuales la tensión interfacial sea cero, sin embargo, emulsiones con una tensión interfacial petróleo agua son termodinámicamente inestables, puesto que su resolución resultará en una disminución en el área interfacial, y por tanto, un decrecimiento en la energía libre del sistema.



3.6 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

La estabilidad de las emulsiones, es decir la resistencia a fracturarse, depende de varios factores, que también influyen en la facilidad con la que un petróleo y agua dados se emulsificarán. No obstante que el control de la mayoría de estos factores escapan al operador, ciertas precauciones podrán ser justificadas por un costo de tratamiento más bajo. Algunos de estos factores son:

1. Tipo de petróleo
2. Temperatura
3. Edad de la emulsión
4. Porcentaje de agua
5. Agente emulsificante
6. Carga eléctrica
7. Exposición al aire
8. Tamaño de la partícula
9. La viscosidad
10. Gravedad específica

3.7 MÉTODOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Las materias extrañas que contienen el petróleo pueden incluir agua, arena, sedimentos y otras impurezas. El término tratamiento alude a cualquier procedimiento diseñado para separar estas partículas.

La operación del tratamiento puede incluir uno o más de los procedimientos que se indican a continuación:



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

Se puede hacer una clasificación general de los métodos o sistemas de tratamiento:

1. Sistema mecánico
2. Sistema eléctrico
3. Sistema químico

3.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TRATAMIENTO DEL EMULSIFICADOR

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

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

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



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

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

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

3.9 SISTEMAS MECÁNICOS DE TRATAMIENTO

Los sistemas mecánicos podrán ser clasificados como:

1. Separación gravitacional
2. Empleo de calor



3. Filtración

4. Centrifugación

Estos diseños mecánicos son principalmente usados como adjuntos de los sistemas eléctricos y químicos. En los casos de emulsiones no muy estables, la aplicación de calor y filtración solos podrán producir limpieza y rápida ruptura, pero en la mayoría de los casos la inyección química o el tratamiento eléctrico son requeridos a menos que temperaturas próximas al punto de ebullición del agua son usadas. Los métodos de tratamiento usados varían con el área y la emulsión.

3.10 Separación gravitacional y Decantación.

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

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

Para que ocurra un rápido asentamiento es importante que la emulsión, en el tanque de asentamiento, tanque de lavado, esté en un estado estático. Por



consiguiente para que no haya liberación de gas en este tanque, el crudo es pasado a través de una serie de discos de agitación para liberar el gas antes de introducirlo al tanque. Para evitar la turbulencia, la emulsión es pasada por el fondo del tanque a través de una capa de agua; la capa de agua ayuda a coagular los glóbulos de agua y sirve como un influyente igualizador de calor. Una desigual distribución de calor podrá causar corrientes de remanso que darán agitación a la mezcla impidiendo la separación.

El volumen del tanque de asentamiento debe ser tal, que el ritmo de movimiento ascendente de la emulsión entrante sea menor que el ritmo de asentamiento de los glóbulos de agua que descienden.

3.11 Aplicación de Calor

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

También el propósito del calentamiento es reducir la viscosidad del petróleo y hacer más fácil la sedimentación de los glóbulos de agua. La aplicación de calor también afecta las tensiones interfaciales existentes entre el petróleo y el agua. En efecto, cualquier emulsión podrá ser rota por la aplicación de calor a una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua; cuando esa temperatura es alcanzada, los glóbulos de agua se gasifican y rompen sus películas protectoras. Sin embargo la aplicación de calor en tal extremo tiene varias desventajas importantes: un excesivo calentamiento causa pérdidas de los productos más



ligeròs de hidrocarburos (màs volátiles). Ésto resulta en pérdida, tanto en volumen como en gravedad para el productor un mayor gasto de aceite hacen no deseables las temperaturas altas.

Algunos sistemas por los cuales las emulsiones son calentadas son:

- 1) Por inyección de vapor o aire caliente comprimido
- 2) Calentándolo en un rehervidor o en otro tipo de caldera
- 3) Indirectamente calentándolo en un intercambiador de calor
- 4) Calentándolo por paso a través de una capa de agua caliente

El vapor o inyección de aire es poco usado, y los intercambiadores de calor son usados solamente para un calentamiento preliminar de la emulsión antes de que pase dentro del tratador de calor o "heater". Si el petróleo emulsificado es calentado pasándolo a través de una capa de agua caliente, como sucede a menudo, el agua es usualmente calentada por un fogón ú hogar de combustión de llama directa, subyacente a la capa de agua, o por espirales de calentamiento colocadas en el fondo del tanque. En resumen, la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación en una emulsión. Existen dos clases de calentadores:

- 1) Calentadores directos
- 2) Calentadores indirectos



3.11.1. Calentadores Directos.

En el calentador de tipo directo, la emulsión está directamente en contacto con el fogón, o sea el elemento calentador. Por regla general, este tipo se usa para las emulsiones no corrosivas, de una presión relativamente baja. Cuando se emplean bajo condiciones adecuadas, los calentadores directos son el tipo más eficiente, calentando por una determinada diferencia de temperatura, más barriles de emulsión por unidad de volumen de gas quemado.



4 TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

La producción de crudo y gas natural está usualmente asociada con la producción de agua. Durante la fase temprana de vida de los pozos, la producción de agua libre con el crudo y el gas es algo que se experimenta normalmente. Sin embargo, el agua como tal, será producida después. El agua producida puede ser agua que existe dentro de los reservorios de petróleo como fondos de agua. Alternativamente, el agua puede ser producida como resultado de operaciones de inundaciones de agua, donde el agua es inyectada en el reservorio para mejorar la recuperación. La producción de agua presenta serios problemas de operación, económicos y ambientales, La producción de agua con el crudo o gas natural reduce la productividad del pozo, debido al incremento de la pérdida de presión a través del sistema de producción. La presencia de hidrocarburos en el agua hace difícil la inyección de la misma en los pozos como agua de inyección para operaciones de recuperación. Ésto es debido a que las gotas de hidrocarburo pueden causar severos taponamientos en la formación.

4.1 TANQUES DE DESNATADO

El tanque de desnatado es un equipo sencillo usado para el tratamiento primario del agua producida. Estos tanques son similares en forma, componentes y funciones. Sin embargo, su tratamiento es desarrollado bajo condiciones de presión por encima de la presión atmosférica. Estos equipos son normalmente grandes en volumen para así proveer un tiempo de residencia suficientemente largo (10-30 min) para la coalescencia y separación por gravedad de las gotas de hidrocarburo.



Requisitos para tener en cuenta en el tanque de desnatado:

1. El crudo, normalmente cuando es extraído del pozo viene con cierta cantidad de agua libre, pero también con agua en emulsión.
2. El agua es un componente que le resta valor comercial, por lo que se hace necesario eliminarla o disminuirla en el crudo.
3. Existen procesos y equipos especializados para disminuir el porcentaje del agua en el crudo.
4. El agua libre es más fácil de eliminar que el agua en emulsión.
5. Es preferible eliminar el agua libre debido a que la eliminación del agua en emulsión es más costosa.

4.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

En general, el agua producida debe ser tratada antes de ser dispuesta o inyectada en el reservorio. El propósito del tratamiento es remover el suficiente hidrocarburo del agua hasta que la cantidad remanente sea apropiada para la disposición o inyección de la misma. Como por ejemplo, agua de inyección en reservorios de producción, o como agua dispuesta para ser enviada al mar, en la cual la misma será regulada por leyes ambientales.

4.3 EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUA

Los equipos de tratamiento de agua son esencialmente similares a los trifásicos, es decir separadores aceite-agua-gas. La diferencia principal es que para el equipo de tratamiento de agua, el agua es la fase continua y el hidrocarburo es un pequeño volumen de la mezcla del fluido



4.4 FILTROS

En este método de tratamiento de agua, el agua producida es pasada a través de un lecho de poros, normalmente arena, donde el hidrocarburo es atrapado en el medio filtrante. A menos que se usen dos filtros en paralelo, el que está saturado será bloqueado y se realizará retrolavado al mismo usando agua o solvente. El agua resultante será dispuesta apropiadamente, lo cual suma más complicación y costos al proceso de tratamiento de agua.

4.5 PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL MANEJO DEL AGUA DE INYECCIÓN

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

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

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



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

Estos se pueden clasificar en tres categorías:

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

4.5.2 Incrustaciones. El agua contiene iones que al combinarse forman compuestos de baja solubilidad los cuales al sobrepasar el límite que tiene el agua para mantenerlos en solución, se precipitan formando depósitos sólidos (incrustaciones) que a su vez son adherentes y duros. Pueden ser orgánicos,



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

Las precipitaciones de sulfato son las más difíciles de manejar en un sistema de inyección; los solventes y ácidos comunes no llegan a removerlos y se hace necesario la costosa remoción mecánica. Si la precipitación de compuestos de hierro y carbonato de calcio ocurre, la remoción normalmente puede efectuarse con algún ácido comercial. Agentes secuestrantes e inhibidores tales como el ácido cítrico y polifosfatos, permitirá a menudo mezclar aguas que contienen bario, calcio, o compuestos férricos, con aguas que contienen sulfatos, carbonatos, o sulfuros. En el tabla 4.1, se ilustran los depósitos incrustantes más comunes encontrados en la inyección de agua.



Tabla 4.1. Tipos de depósitos de incrustación

NOMBRE QUÍMICO	FÓRMULA QUÍMICA	NOMBRE MINERAL
Depósitos de incrustación solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos de incrustación solubles en ácido		
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato ferroso	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro ferroso	FeS	Trolita
Oxido férrico	Fe ₂ O ₃	Hematita
Oxido ferroso	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Depósitos de incrustación insolubles en ácidos		
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	

Fuente: Manual de manejo de incrustaciones inorgánicas, CLARIANT DE COLOMBIA. S.A.



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

4.6 CORROSIÓN

Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. Las características fundamentales de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrólito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y, consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal. Es el principal problema y la causa de las fallas de los equipos en los sistemas de manejo de agua. En las operaciones de inyección de agua, el oxígeno es el agente corrosivo principal, sin embargo, cuando el agua de inyección está combinada con agua de producción, además del oxígeno, el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno y las bacterias, también pueden estar presentes como agentes corrosivos.

Fuera del nivel de corrosividad del agua, su velocidad, y lugares de alta turbulencia pueden afectar marcadamente la velocidad de pérdida de metal. Con sistemas de alta velocidad o alto flujo se crean zonas de alta turbulencia; los fenómenos de corrosión/erosión pueden producir fallas prematuras de los equipos.



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

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

4.6.1 Corrosión uniforme.

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

4.6.2 Corrosión localizada.

Se define como el ataque sobre la superficie del metal en áreas o zonas pequeñas. Ocurre usualmente en condiciones bajo las cuales las grandes partes de la superficie original no son atacadas o lo son en menor grado. Este tipo de corrosión se divide en microscópica y macroscópica, según sea externa y puede apreciarse por observación visual, o interna donde se requiere un microscopio óptico o electrónico para poder identificarla. En el tabla 4.2. Se presenta la clasificación de los diferentes tipos de corrosión localizada.



Tabla 4.2. Clasificación de los diferentes tipos de corrosión

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

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



4.6.3 CORROSIÓN GALVÁNICA

Es la más común de todas, y se establece cuando dos metales distintos entre sí actúan como ánodo uno de ellos y el otro como cátodo. Aquel que tenga el potencial de reducción más negativo procederá como una oxidación y viceversa aquel metal o especie química que exhiba un potencial de reducción más positivo procederá como una reducción. Este par de metales constituye la llamada pila galvánica, en donde la especie que se oxida (ánodo) cede sus electrones y la especie que se reduce (cátodo) acepta los electrones.

El ataque galvánico puede ser uniforme o localizado en la unión entre aleaciones, dependiendo de las condiciones. La corrosión galvánica puede ser particularmente severa cuando las películas protectoras de corrosión no se forman o son eliminadas por erosión

4.6.4 CORROSIÓN POR PICADURA O “PITTING”

Es altamente localizada, se produce en zonas de baja corrosión generalizada y el proceso (reacción) anódico produce unas pequeñas “picaduras” en el cuerpo que afectan. Puede observarse generalmente en superficies con poca o casi nula corrosión generalizada. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor.

Esta clase de corrosión posee algunas otras formas derivadas:

4.6.5 Corrosión por Fricción o “Fretting” : es la que se produce por el movimiento relativamente pequeño (como una vibración) de 2 sustancias en contacto, de las que una o ambas son metales. Este movimiento genera una serie



de picaduras en la superficie del metal, las que son ocultadas por los productos de la corrosión y sólo son visibles cuando ésta es removida.

4.6.6 Corrosión por cavitación: es la producida por la formación y colapso de burbujas en la superficie del metal (en contacto con un líquido). Es un fenómeno semejante al que le ocurre a las caras posteriores de las hélices de los barcos. Genera una serie de picaduras en forma de panel.

4.6.7 Corrosión Selectiva: es semejante a la llamada Corrosión por descincado, en donde piezas de cinc se corroen y dejan una capa similar a la aleación primitiva. En este caso, es selectiva porque actúa sólo sobre metales nobles como plata-cobre o cobre-oro. Quizá la parte más nociva de esta clase de ataques está en que la corrosión del metal involucrado genera una capa que recubre las picaduras y hace parecer al metal corroído como si no lo estuviera, por lo que es muy fácil que se produzcan daños en el metal, al someterlo a una fuerza mecánica.

4.7 CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA (MIC)

Es aquella corrosión en la cual, organismos biológicos son la causa única de la falla o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado.

La MIC se produce generalmente en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Por lo mismo, es una clase común de corrosión.

Los organismos biológicos presentes en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte del oxígeno a la superficie del metal, acelerando o produciendo, en su defecto, el proceso de la corrosión



- *Por fisuras:*

Alrededor del hueco formado por contacto con otra pieza de metal igual o diferente a la primera o con un elemento no metálico.

4.8 CORROSIÓN POR CELDAS DE CONCENTRACIÓN.

Una severa corrosión es frecuentemente causada por celdas de concentración en las cuales existe principalmente crevices. Las celdas de concentración pueden ser de dos tipos:

- Celdas de concentración de ión metal.
- Celdas de concentración de oxígeno.

4.9 EROSIÓN:

La corrosión por erosión es causada o acelerada por el movimiento relativo de la superficie de metal y el medio. Se caracteriza por rasgaduras en la superficie paralelas al movimiento.

La erosión suele prevalecer en aleaciones blandas (por ejemplo, aleaciones de cobre, aluminio y plomo).

Las aleaciones que forman una capa pasivante muestran una velocidad límite por encima de la cual la erosión aumenta rápidamente. Otros factores como turbulencia, cavitación, o efectos galvánicos pueden aumentar la severidad del ataque.

Intergranular:



La corrosión intergranular se refiere a la corrosión selectiva de los límites de grano en metales y aleaciones.

Los límites de grano son zonas de alta energía debido a la gran proporción de dislocaciones en la estructura natural del material.

Este ataque es muy común en algunos aceros inoxidable y aleaciones de níquel.

Exfoliación:

Corrosión en los límites de grano paralelos a la superficie del metal donde los productos de corrosión separan el metal. También llamada corrosión laminar.

Corrosión bajo tensión:

Ataque de un material por la acción conjunta de dos causas: química (agresivo químico) y física (tensión mecánica). Por separado, ninguna ataca al material.

La progresión de la corrosión bajo tensión es de tipo arbóreo. Sigue los límites de los cristales (corrosión por límite de grano o corrosión intergranular).

Por fatiga:

Producida por la unión de una tensión cíclica y de un agente corrosivo. El ataque es transgranular (rotura recta).

Corrosión por rozamiento:

El ataque ocurre cuando dos piezas de metal se deslizan uno encima del otro y causan daños mecánicos a uno o a los dos elementos.

En algunos casos, el calor de fricción oxida el metal y su óxido se elimina. En otros casos, la eliminación mecánica de la capa pasivante expone la superficie limpia del metal a los ataques corrosivos.



Pérdida selectiva:

Es el proceso donde un elemento específico es eliminado de una aleación debido a una interacción electroquímica con el medio. La deszincación de aleaciones de latón es el ejemplo más común de este tipo de corrosión. Suele ocurrir cuando el metal es expuesto a aguas blandas y puede ser acelerada por concentraciones altas de dióxido de carbono y la presencia de iones cloruro.

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

- Uso de materiales resistentes a la corrosión en el momento de diseño y construcción de los equipos. Para lograr ésto se debe hacer un estricto control metalúrgico y se deben emplear algunas veces materiales no metálicos como fibra de vidrio.
- Implementación de factores de tolerancia a la corrosión cuando se diseñan los espesores de los equipos y la tubería.
- Aplicación de barreras o recubrimientos inertes sobre las superficies metálicas; estos recubrimientos pueden ser: cintas, pinturas.
- Implementación de métodos de protección catódica.
- Ajuste del medio químico del electrolito o medio corrosivo. Este procedimiento se observa después de los trabajos de acidificación, cuando se neutraliza el ácido hidróxido de sodio.
- Aplicación de productos químicos tales como inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, H₂S, y biocidas.
- Implementación del gas de cobertura en los diferentes tanques utilizados.
- Planeación y ejecución de programas serios para el monitoreo constante de la corrosión.



- Remoción mecánica del oxígeno cuando se utiliza agua de ríos o lagos. para incrementar los volúmenes de agua inyectada en el desarrollo de un programa de recuperación secundaria.
- Control de los fenómenos de depositación de “scales” (incrustaciones) y “sludge” (barro).
- Disminución de los choques por carga y por vibración.
- Uso de técnicas adecuadas en los trabajos de soldadura.
- Evitar los pares galvánicos en los materiales utilizados.
- Procurar que en los diseños las zonas anódicas sean mucho más grandes que las zonas catódicas.
- Si las picaduras aparecen debajo de los depósitos de parafina, el inhibidor de corrosión se debe cambiar por un dispersante de parafina para mantener las tuberías limpias y sin picaduras.

4.10 CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE INYECCIÓN SEGÚN SUS PROPIEDADES FÍSICAS, QUÍMICAS Y BIOLÓGICAS.

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

4.10.1 Características Físicas.

- **Temperatura.** Ésta afecta la tendencia a la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de estroncio, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica es función también de la temperatura.
- **Gravedad Específica.** Se define como la densidad del agua a examinar sobre la densidad del agua destilada. La densidad es el peso sobre unidad de



volumen. El agua destilada tiene densidad de 1 g/mL a 4 °C, una gravedad específica mayor a 1,0 indica que la muestra de agua es más densa o más pesada que el agua destilada. Puesto que las aguas contienen sólidos disueltos (iones, compuestos, gases) su densidad es siempre mayor que 1 g/mL. La magnitud de la gravedad específica es un indicador de la cantidad de sólidos disueltos en el agua. Esta puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

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

Donde:

GE = Gravedad Especifica

TDS = Sólidos Disueltos Totales

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

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

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



- **Sólidos Suspendidos.** Pueden ser orgánicos e inorgánicos. Por lo general son partículas de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos. En la práctica se identifican y se estima su tendencia al taponamiento haciendo uso de un filtro de membrana de 0.45 micras. Para determinar su tamaño se utiliza el contador Coulter y técnicas microscópicas. Es interesante también saber la composición química de los sólidos suspendidos para identificar su origen (productos de corrosión, partículas de incrustación, arena de formación, etc.) y de esta manera hacer los correctivos del caso.
- **Conductividad Eléctrica.** Es una medida de la concentración de electrolitos (sólidos disueltos).

4.10.2 Características Químicas.

- **pH.** El valor del pH o potencial de hidrógeno es usado en cálculos de dióxidos de carbono, sulfuro de hidrógeno y la tendencia a la formación de incrustaciones. Es importante resaltar que la presencia de H₂S y CO₂ disueltos en el agua tienden a disminuir el pH. El agua es neutra cuando su valor de pH es igual a 7 @ 25 °C. La mayoría de las aguas en los campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8. Cuando el pH es mayor de 7, se dice que el agua es básica y entre más elevado es este valor se tiene una tendencia mayor a la incrustación. Cuando el pH es menor de 7, se dice que el agua es ácida y entre más reducido sea el pH aumenta la posibilidad de corrosión.
- **Alcalinidad.** La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales



son el ion hidróxido (OH^-), ion carbonato ($\text{CO}_3^{=}$), y el ion bicarbonato (HCO_3^-). Otros iones como fosfatos, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y por lo tanto no afectan la alcalinidad. La alcalinidad se divide en alcalinidad “P” y “M”.

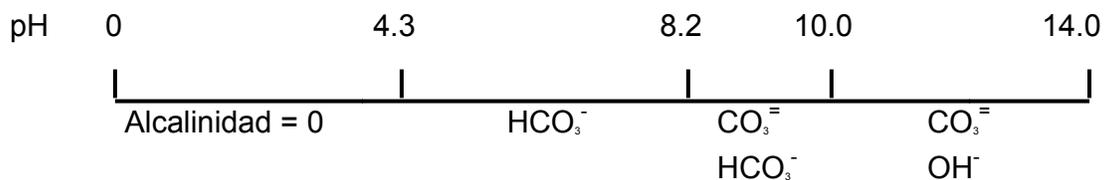
Alcalinidad a la Fenolftaleína (P): Es una medida del número de equivalentes ácidos requeridos para bajar el pH del agua a aproximadamente 8,3.

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

Muchas aguas naturales tienen un pH menor de 8,3 y por lo tanto tienen una alcalinidad “P” de cero y no contienen $\text{CO}_3^{=}$. Esto indica que muestra únicamente alcalinidad “M”, la cual es atribuida al HCO_3^- . Algunas veces las aguas presentan alcalinidad “P” cuando su pH lo han incrementado para propósitos de tratamiento.

En la figura 4.1 se observa la presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.

Figura 4.1 Presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos en diferentes rangos de pH.





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

- **Dureza Total.** La dureza representa la concentración total de iones de calcio y magnesio expresada como CaCO_3 en mg/L. Aunque otros constituyentes tales como el hierro, manganeso y otros cationes polivalentes también contribuyen a la dureza, casi siempre tienen concentraciones tan pequeñas que en realidad no afectan la dureza, del agua de los campos petroleros.

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

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



- **Calcio.** El ion calcio es uno de los principales contaminantes de las aguas de los campos petroleros, se combina fácilmente con los iones carbonatos o sulfatos, produciendo incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3) y sulfato de calcio (CaSO_4). También forma sólidos suspendidos.
- **Magnesio.** Su concentración por lo general es menor que la de calcio. Los iones magnesio se combinan con los iones carbonatos para formar carbonato de magnesio (MgCO_3) que no es tan problemático como el (CaCO_3). Los iones magnesio al combinarse con los iones sulfato producen el sulfato de magnesio (MgSO_4) que es soluble y por lo tanto no forma incrustación.
- **Bario.** Al combinarse el ion bario con el ion sulfato forman el sulfato de bario (BaSO_4), el cual es extremadamente insoluble y presenta graves problemas por la dificultad para ser removido, es así que los solventes comunes y ácidos no llegan a removerlos y se hace necesario la costosa remoción mecánica.
- **Estroncio.** El ion estroncio puede combinarse con el ion sulfato para formar sulfato de estroncio insoluble, aunque es más soluble que el de bario. Generalmente se encuentra mezclado en las incrustaciones con sulfato de bario.
- **Sodio.** Es uno de los mayores constituyentes del agua de los campos petroleros pero no causa muchos problemas.
- **Cloruros.** El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl , por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua y según su concentración se puede clasificar las mismas de la siguiente manera:



Tabla 4.3 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

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

- **Carbonatos y bicarbonatos.** Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. La concentración de ion carbonato es conocida como alcalinidad “P” y la concentración bicarbonato es conocida como alcalinidad “M”.
- **Sulfatos.** El ion sulfato forma incrustaciones insolubles al combinarse con los iones calcio, bario y estroncio. Además sirve como alimento a las bacterias sulfato reductoras.



- **Gases Disueltos.**

- **Oxígeno disuelto (O_2).** El oxígeno disuelto incrementa significativamente la corrosividad del agua despolarizando el cátodo. Si el agua presenta hierro disuelto, éste reaccionará con el agua presentándose precipitaciones de óxido de hierro insoluble, lo cual ocasiona problemas de taponamiento. El oxígeno también facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.

- **Dióxido de carbono disuelto (CO_2).** La mayoría del dióxido de carbono disuelto en el agua es derivado de la descomposición de materia orgánica de las capas superiores de la formación. El dióxido de carbono disuelto en el agua forma un ácido débil, llamado ácido carbónico que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua. El dióxido de carbono influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio. La corrosión por CO_2 es limpia y en concentraciones similares no es tan corrosivo como el oxígeno.

- **Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).** Es un gas tóxico que tiene un olor característico desagradable (huevo podrido), es más o menos soluble en agua. Su presencia en el agua incrementa la corrosividad, puede estar presente en el agua o ser generado por bacterias sulfatorreductoras (SBR). Si el agua comienza a mostrar trazas de H_2S , éste puede ser indicativo de que las bacterias sulfatorreductoras están presentes en el sistema. Otro indicativo de la presencia del H_2S es el cambio de color del agua, la cual se torna negra por la presencia de sulfuro de hierro, el cual es un producto de corrosión que combinado con el ion ferroso forman el sulfuro ferroso.



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

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

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

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

- **Bacterias Sulfatorreductoras.** Son las más importantes desde el punto de vista corrosivo, se desarrollan preferencialmente en medios anaeróbicos, aunque en medios con presencia de oxígeno sobreviven bajo depósitos bacterianos donde el oxígeno no llega. Las bacterias sulfato reductoras (SBR) toman el ion sulfato presente en el agua y lo reducen a H_2S que es un gas corrosivo. Para realizar este proceso las bacterias SBR utilizan en su metabolismo hidrógeno atómico, el cual obtienen del cátodo de los procesos de corrosión del hierro, causando por lo tanto en las celdas de corrosión una despolarización del cátodo y consecuentemente un incremento en la tasa de corrosión. El producto de la



corrosión causada por el H_2S es el sulfuro de hierro que puede taponar la formación.

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

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



5 PRUEBAS DE CAMPO

Este capítulo muestra las pruebas que se realizaron a los fluidos de cada batería con el fin de optimizar el tratamiento químico de crudo y agua.

La calidad del crudo se rige por las normas API, en las cuales se establece que debe tener un BSW μ de 0,5 para venta. En los campos Dina y Tello se ha presentado incremento en este parámetro. Éste parámetro es determinante e influye considerablemente en los precios durante la comercialización de crudo y para la operadora es de suma importancia mantenerlo por debajo de los estándares internacionales.

El agua resultante durante la producción del crudo es inyectada, buscando disminuir, el impacto ambiental. Para ello, el agua debe cumplir con parámetros de calidad como son: 3ppm de grasas y aceites, 3ppm de sólidos suspendidos, turbidez 10 FTU. En los campos Dina y Tello, se han presentado inconvenientes con la calidad del agua inyectada.

Dada la importancia que tiene para el operador, obtener un crudo que cumpla con los parámetros indicados y para CLARIANT DE COLOMBIA, brindar un servicio técnico enmarcado en la calidad y eficiencia; se hace necesario identificar y evaluar las posibles causas que están alterando dichos parámetros y así encontrar el tratamiento químico adecuado para mejorar la calidad del crudo y del agua.

La técnica de laboratorio identificada como “Pruebas de Botella”, es la más usada en la industria petrolera a nivel mundial. Dentro de las razones principales para su uso están la efectividad, rapidez, y economía.



5.1 PROCEDIMIENTO ROMPEDOR DE EMULSION

El procedimiento llevado a cabo para las pruebas se describe a continuación:

5.1.1. Reconocimiento Del Sistema:

Siempre se debe identificar todas las variables del tratamiento y condiciones operativas de los sistemas:

- Tipo de crudo (°API, viscosidad)
- Temperaturas en el sistema
- Presiones de Trabajo
- Tiempos de residencia en cada vasija y total de la estación.
- Producción de fluido, crudo, agua y gas.
- Sistema de producción (Flujo natural, Bombeo mecánico, Electrosumergible, PCP, Hidráulico).
- Producto usado actualmente.
- Dosis del producto usado actualmente.
- Diagrama de flujo del sistema.
- Salinidad del agua.
- Presencia de sulfuros.
- Presencia de parafinas y/o Asfáltenos.
- Necesidad del cliente (Bajar costos, Disminuir tiempo de entrega, mejorar calidad).
- Límites permisibles de BS&W y Salinidad en el crudo.



- Máximos ppm de aceite en el agua separada.

5.1.2. Selección de puntos de muestreo de emulsión:

Este es uno de los pasos más importantes para lograr una prueba de botella exitosa.

Una buena muestra de emulsión debe reunir los siguientes requisitos:

- Representativa del sistema.
- Compuesta (mezcla).
- Consistente con la producción del campo.
- Libre de Químicos (demulsificante, inhibidor de corrosión, inhibidor de parafinas).
- Libre de contaminantes ajenos al sistema.
- Estable.
- Contenido de agua entre 40 - 50 % si es posible

A veces, es imposible cumplir todos estos requisitos y algunos deben ser sacrificados. Lo más importante es que la emulsión este libre de demulsificante y contaminantes.

5.1.3. Drenaje de agua libre y homogenización de a emulsión:

Se deja en reposo la muestra mínimo 15 minutos para lograr la separación del agua libre, se drena el agua decantada y posteriormente se homogeniza la emulsión remanente con agitación no muy fuerte para evitar una probable desestabilización de la emulsión.



5.1.4. Se caracteriza la Muestra, Identificando el BS&W y emulsión.

5.1.5. Se llenan las botellas con 100 ml. de la emulsión.

5.1.6. Atemperación de la emulsión:

Se colocan todas las botellas con emulsión en el baño maría para obtener la temperatura de inyección del demulsificante igual a la del campo. O se pueden realizar a temperatura ambiente de acuerdo a lo solicitado por el cliente.

5.1.7. Dosificación de los productos:

Se usan los productos a la concentración comercial de venta (generalmente 50%), pues las diluciones cambian el comportamiento de los productos.

Es imprescindible que en todos los ensayos se incluya el producto en uso para tener un parámetro de comparación y un blanco para asegurarnos de la estabilidad de la emulsión.

Las dosis empleadas pueden variar entre 20 y 500 ppm.

5.1.8. Agitación:

Se agitan todas las botellas con 200 strokes con un desplazamiento vertical aproximado de 1 pie para mezclar el producto con la emulsión a tratar.

5.1.9. Separación del agua:

Una vez agitadas las botellas, se colocaron en el baño maría previamente calibrada a la temperatura que se desee.



5.1.10. Lecturas de velocidad de separación del agua:

Para obtener la velocidad con que se separa el agua, hacen lecturas del volumen separado a diferentes tiempos. Este parámetro es importante en sistemas o vasijas donde los tiempos de retención son cortos o en sistemas donde se requiera separar el mayor volumen posible de agua en tiempos cortos. (Ej.. FWKO, Separadores Trifásicos).

5.1.11. “Top Grind”:

Se realizan pruebas “Thief” de BSW a las 6 y 12 horas, tomando una muestra a 20 cc de la superficie de crudo. Se deben seleccionar productos que den mejor secado (menor BS&W) y mayor resolución de la emulsión. Se debe escoger el producto que dé la mayor resolución posible o sea una emulsión al final de cero (0) ó mínima.

5.1.12. “Mixed Grind”:

Al final de la prueba (12 horas) se extrae el agua separada en el fondo de la botella con una jeringa, teniendo cuidado de no succionar nada de la interfaces (es recomendable dejar uno o dos ml. De agua para asegurarse de no extraer cualquier emulsión remanente), se mezcla suavemente y se le analiza BS&W y emulsión. El objetivo de determinar si existe emulsión en la interfaces. Se debe escoger un producto que no deje emulsión o esta sea mínima, de tal forma que sea resuelta en el sistema con la ayuda de los equipos de tratamiento.



5.1.13. Calidad De Agua e Interfase:

Es importante registrar la calidad del agua separada, la cual debe ser la mejor posible.

Esta se califica así:

- Excelente (E)
- Buena (B)
- Regular (R)
- Mala (M)

La interface se califica de la misma forma que el agua, siendo una interface excelente aquella que está muy bien definida (línea recta), libre de sólidos y bolsas de agua y con apariencia brillante (Espejo).

Se escoge el producto con mejor comportamiento en todos los parámetros (BS&W final, emulsión, agua e interface). Se hacen combinaciones de bases de buen secado con otras de buena resolución de emulsión hasta obtener la relación de mezcla óptima.

5.1.14. Prueba De Confirmación:

Una vez escogido el producto se realiza una prueba de confirmación comparándolo con el producto que es usado actualmente en el campo.

Para establecer el comportamiento del producto vs dosis, se hace el ensayo a las mismas dosis del paso 8. Las condiciones de la prueba de confirmación fueron las mismas ya mencionadas.



Tabla 5.1. Prueba rompedor directo campo Dina Terciarios

Productos	ppm	Calidad del Agua	Calidad de la Interface	TIEMPO EN MINUTOS			THIEF			TOPE		
				5	30	60	W SIN PQ	BS	W CON PQ	W SIN PQ	BS	W CON PQ
				CAÍDA DE AGUA ml								
Rompedor 1	200	B	B	46	47	47	0,2	0	0,2	0,3	0,2	0,5
Rompedor 2	200	R	R	40	45	46	0,3	0,2	0,5	0,4	0,3	0,7
Rompedor 3	200	R	R	38	41	44	0,1	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6
Rompedor 4	200	B	B	44	44	45	0,2	0,3	0,5	0,3	0,3	0,6
Rompedor 5	200	B	B	43	43	44	0,2	0,4	0,6	0,2	0,6	0,8
Rompedor 6	200	B	B	45	45	46	0,1	0,4	0,5	0,3	0,3	0,6
Rompedor 7	200	B	R	38	38	39	0,2	0,5	0,7	0,1	0,5	0,6
Rompedor 8	200	R	R	42	43	43	0,2	0,2	0,4	0,2	0,3	0,5
Rompedor 9	200	R	M	41	43	44	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,7
Rompedor 10	200	B	R	38	41	43	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,6
Rompedor 11	200	R	M	43	43	43	0,2	0,3	0,5	0,3	0,3	0,6
Rompedor 12	200	B	R	40	42	44	0,2	0,3	0,5	0,2	0,6	0,8
Rompedor 13	200	R	R	35	39	41	0,1	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6
Rompedor 14	200	R	B	33	37	38	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,6
Rompedor 15	200	B	R	30	32	34	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,8
Rompedor 16	200	R	B	40	40	41	0,2	0,4	0,6	0,3	0,3	0,6
Blanco	N.A.	B	B	0	0	12	0,2	0,6	0,8	0,3	0,5	0,8

PRODUCTO SELECCIONADO
 CALIDAD: B: BUENA R: REGULAR M: MALA



Tabla 5.2. Prueba rompedor directo campo Dina Cretáceos

Productos	ppm	Calidad del Agua	Calidad de la interface	TIEMPO EN MINUTOS				THIEF			TOPE			
				5	10	30	60	120	W SIN PQ	BS	W CON PQ	W SIN PQ	BS	W CON PQ
				CAÍDA DE AGUA EN ml										
Rompedor 1	200	B	R	0	5	7	9	25	0,3	0,4	0,7	0,1	0,4	0,5
Rompedor 2	200	R	R	0	0	0	5	22	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6
Rompedor 3	200	B	B	1	19	25	35	38	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
Rompedor 4	200	B	R	0	0	0	3	24	0,3	0,4	0,7	0,2	0,5	0,7
Rompedor 5	200	B	R	0	0	0	8	30	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
Rompedor 6	200	R	B	0	1	5	35	38	0,4	0	0,4	0,4	0	0,4
Rompedor 7	200	B	R	0	0	0	10	30	0,2	0,4	0,6	0,2	0,6	0,8
Rompedor 8	200	R	B	0	5	25	28	28	0,1	0	0,1	0,1	0	0,1
Rompedor 9	200	R	B	0	5	9	15	30	0,1	0	0,1	0,1	0	0,1
Rompedor 10	200	B	R	0	0	1	15	30	0,3	0,3	0,6	0,2	0,4	0,6
Rompedor 11	200	R	R	0	0	0	10	26	0,3	0,4	0,7	0,2	0,5	0,7
Rompedor 12	200	M	M	0	4	5	20	25	0,4	0,3	0,7	0,1	0,4	0,5
Rompedor 13	200	M	R	0	0	6	12	25	0,4	0,4	0,8	0,2	0,4	0,6
Rompedor 14	200	M	R	0	0	6	20	20	0,3	0,3	0,6	0,1	0,3	0,4
Rompedor 15	200	R	B	0	0	0	25	26	0,5	0,3	0,8	0,2	0,3	0,5
Rompedor 16	200	B	R	3	9	12	20	25	0,3	0,3	0,6	0,3	0,2	0,5
Rompedor 17	200	R	B	0	0	0	18	26	0,3	0,4	0,7	0,2	0,4	0,6
Rompedor 18	200	R	R	1	6	7	20	25	0,4	0,3	0,7	0,2	0,3	0,5
Rompedor 19	200	R	B	0	0	0	12	30	0,3	0,2	0,5	0,3	0,2	0,5
Blanco	200	R	R	0	0	0	15	18	0,4	0,4	0,8	0,2	0,6	0,8



PRODUCTOS PRESELECCIONADOS
 CALIDAD: B: BUENA R: REGULAR M: MALA

Tabla 5.3. Prueba rompedor directo campo Tello

Productos	ppm	Calidad Agua	Calidad Interface	tiempo (min)					THIEF			TOPE		
				10	30	60	180	360	BS	W	BSW	BS	W	BSW
				CAÍDA DE AGUA EN ml										
Rompedor 1	100	B	B	0	0	3	12	21	4	10	14	1	12	13
Rompedor 1	200	B	B	0	0	2	20	25	1	8	9	0	8	8
Rompedor 2	100	M	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rompedor 2	200	B	B	0	0	7	23	30	1,2	0,8	2	1,9	0	1,9
Rompedor 3	100	B	B	0	0	8	20	28	5,8	0	5,8	0,4	4,8	5,2
Rompedor 3	200	B	B	0	0	18	22	28	2,4	0	2,4	1,6	0	1,6
Rompedor 4	100	B	R	0	0	5	20	25	8	0	8	2,8	6	8,8
Rompedor 4	200	B	B	0	0	20	22	30	2,4	0,4	2,8	1,6	0	1,6
Rompedor 5	100	B	R	0	0	7	20	22	3,8	5,2	9	2	7	9
Rompedor 5	200	R	R	0	0	18	23	25	1,2	0	1,2	1,2	0	1,2
Rompedor 6	100	R	R	0	0	10	21	28	11,2	0	11,2	8	0	8
Rompedor 6	200	B	B	0	0	18	22	30	7,4	0	0	0	0	0
Rompedor 7	100	B	B	0	0	7	20	25	1,2	0	7,4	4,6	2,8	7,4
Rompedor 7	200	B	B	0	0	20	25	30	0	0	1,2	0,4	0,8	1,2
Rompedor 8	100	B	M	0	0	5	15	21	0	0	0	0	0	0
Rompedor 8	200	B	M	0	0	0	15	30	0	0	0	0	0	0
Rompedor 9	100	B	B	0	0	5	15	22	2	7	9	0,1	7	7,1
Rompedor 9	200	B	B	0	0	21	22	30	1,6	0	1,6	0,4	1	1,4
Rompedor 10	100	R	R	0	0	0	3	15	0	0	0	0	0	0
Rompedor 10	200	R	R	0	0	0	3	20	0	0	0	0	0	0
Rompedor 11	100	B	M	0	0	0	11	30	3,3	0	3,3	1,2	1,6	2,8



5.2 PRUEBAS DE ROMPEDOR INVERSO

5.2.1 Procedimiento

El procedimiento utilizado es el aprobado por la Gerencia Técnica de Clariant para este tipo de pruebas y se describe a continuación paso a paso.

5.2.2 Preparación muestras de productos.

Los productos se diluyen al 1% para facilitar su aplicación y comprobar su homogenización y estabilidad en agua potable; se utiliza la misma dilución para todas las etapas de las pruebas.

Productos utilizados:

Se utilizan para esta prueba 19 productos Clariant, los cuales tienen características de Rompedores de emulsión Inversa, y son utilizados en fluidos con las características de los campos.

5.2.3 Toma de muestra de fluido a tratar

Como hechos relevantes en el muestreo y para lograr el éxito de la prueba, se tiene en cuenta:

- Que ésta sea representativa del sistema.
- Compuesta (Mezcla).
- Libre de contaminantes ajenos al sistema.
- Estable.



Según lo anterior, se toma una muestra de 5 galones compuesta en el manifold de las baterías, Colector del separador General.

5.2.4 Reposo de muestra para separación de agua.

Luego de tomada la muestra se da un tiempo de retención de treinta minutos (30 min), para la separación total de la fase crudo agua, esto con el fin de trabajar únicamente con la emulsión inversa.

5.2.5 Caracterización de agua

Se toma una alícuota representativa de la muestra tomada para caracterizarla y tener condiciones preliminares de la misma.

Características de la muestra:

- Temperatura: 120° F.
- Concentración de aceite en agua: 1530 ppm.
- Turbidez: 900 NTU.

5.2.6 Prueba inicial de selección en botellas.

Se realiza prueba de botellas con los productos de Clariant, se efectúa una aplicación de 5 ppm de cada uno de ellos teniendo en cuenta la dilución previa, no se atempera aplicación a temperatura de la muestra.

Figura 5.1 Prueba de rompedor inverso





De esta prueba se seleccionan 2 productos, evaluados de manera cualitativa por la calidad de aceite y agua obtenida (agua cargada de sólidos y libre de emulsión inversa, aceite limpio) el detalle de la prueba se muestra en los resultados finales.

5.2.7 Prueba en embudo de separación.

El objetivo de esta prueba es observar a mayor escala el comportamiento de los productos seleccionados en las botellas, evaluando de manera cuantitativa la calidad de crudo y agua obtenidos por separación, la dosificación manejada fue de 5 ppm, agitación de 3 minutos sin atemperar, se utiliza esta dosis ya que fue la de mejor desempeño.

Se evalúan los productos obtenidos en la botella, se determina turbidez y aceite en agua, la calidad del crudo se analiza por medio de la centrifuga, con el crudo separado en el embudo.



Resultados.

Los resultados se muestran en cada una de las etapas con tablas.

- **Prueba de botellas selección inicial**

Tabla 5.4 Pruebas de rompedor Inverso

Prueba de Botellas Campo Terciarios				
Productos	Homogenización	Estabilidad	Calidad del Agua	Turbidez
Inverso 1	B	B	R	80
Inverso 2	B	B	M	90
Inverso 3	B	B	M	98
Inverso 4	B	B	M	99
Inverso 5	B	B	M	97
Inverso 6	B	B	M	76
Inverso 7	B	B	M	78
Inverso 8	B	B	B	10
Inverso 9	B	B	M	88
Inverso 10	B	B	R	77
Inverso 11	B	B	M	78
Inverso 12	B	B	M	84
Inverso 13	B	B	M	81
Inverso 14	B	B	M	77
Inverso 15	B	B	M	80
Inverso 16	B	B	M	83
Inverso 17	B	B	B	8
Inverso 18	B	B	M	76
Inverso 19	B	B	M	73

Calidad B: BUENO R: REGULAR M: MALO

Esta prueba se realizó con una dosis de 5 ppm, 120°F, tiempo de agitación 3 minutos.



De acuerdo con los resultados expuestos en esta tabla se seleccionan los productos resaltados, teniendo en cuenta la calidad del agua, homogenización, turbidez y estabilidad en solución acuosa.

Los productos seleccionados son:

1. Inverso 8
2. Inverso 17

El rompedor inverso 1 es el usado actualmente en los campos Dina y Tello, como se observa es superado por los nuevos productos inverso 8, inverso 17 ya que estos últimos tienen una mejor calidad de agua. Por lo tanto Se realiza la prueba de ajuste de dosis que se presenta a continuación.

5.2.8 Prueba de botellas para ajuste de dosis.

Se utilizan 3 dosis para esta prueba, 2-5-7 ppm aplicadas a 100 ml de agua emulsionada. Como se puede ver en la tabla 5.5. La aplicación inicial de 5 ppm, funciona bien para los 2 casos.

Tabla 5.5. Selección de productos finales

Dosis ppm	PRODUCTOS SELECCIONADOS		
	Inverso 8	Inverso 17	BLANCO
2	R	R	M
5	B	B	M
7	M	M	M

Calidad B: BUENO R: REGULAR M: MALO



- **Prueba del embudo**

Para esta prueba se utiliza una muestra de agua emulsionada tomada en el manifold de la batería, la muestra se deja decantar durante 1 hora y se adiciona a 2 embudos de separación cada uno de 500 ml, una dosis de producto de 5 ppm, la agitación es de 3 minutos y el tiempo de espera para separación es de 5 minutos, se retira el agua decantada y de igual forma el crudo al final con el propósito de determinar la calidad en ambos casos; los resultados son los siguientes:

Tabla 5.6. Resultados de productos finales

Productos	Resultados		
	O/W ppm	turbidez NTU	Remoción% Oil
Muestra Cero	1.530	800	0
Inverso 8	22	40	23
Inverso 17	10	20	65

Ambos productos tienen un buen comportamiento en cuanto a calidad de agua, pero se destaca el Inverso 17, especialmente por el manejo de la turbidez y remoción de aceite, en cuanto al crudo la emulsión presente es la misma de la muestra inicial, lo que indica que el producto aplicado no genera un incremento de la misma, esta se mantiene ya que no se aplica rompedor directo a la muestra inicial.

La emulsión inversa presente en el agua de producción de los campos, es estable por tanto se requiere de la aplicación de un rompedor inverso que la resuelva, y permita la coalescencia del aceite hacia la fase oleosa de manera eficiente y rápida, debido al corto tiempo de retención que se tiene en las vasijas por el incremento de la producción.



Luego de realizadas las pruebas y el respectivo descarte por resultados, se encuentran 2 rompedores inversos que se comportan de manera eficiente en el manejo de la emulsión inversa, son los inverso 8 y 17.

- Los productos seleccionados tienen buena homogenización, estabilidad en agua, lo que garantiza su facilidad de manejo y aplicación.
- El inverso 17 a una dosis de 5 ppm, presenta mejor desempeño en el manejo de la emulsión inversa y sólidos.
- La calidad de agua obtenida es excelente con remociones del orden del 90% con los dos productos seleccionados, de igual forma la turbidez es relativamente alta y debida a los sólidos suspendidos.
- La dosis optima de aplicación está en 5 ppm siendo esta la de mejor desempeño, sin embargo son resultados de laboratorio, esto se debe ajustar de acuerdo a resultados de campo.
- Según los resultados obtenidos se recomienda el inverso 17 como rompedor Inverso para los fluidos de los campo, la aplicación se debe realizar en el manifold de la batería.
- Se recomienda aplicar el clarificador a la Salida de los FWKO, este clarificador es de bajo peso molecular, el cual concluye la separación del aceite, permitiendo su salida por desnate, por las características de los dos productos formulados, estos ayudan a que los sistemas estén libres de sólidos, manteniendo los equipos limpios.



5.3. PRUEBAS DE POBLACIÓN BACTERIANA

Tabla 5.7. Análisis Microbiológico Caldos de Cultivo de Bacterias SRB Tello

LEVANTAMIENTO MICROBIOLÓGICO CALDOS DE CULTIVO BACTERIAS SRB														
PUNTO MUESTREO	DIA 1	DIA 2	DIA 3	DIA 4	DIA 5	DIA 6	DIA 7	DIA 8	DIA 9	DIA 10	DIA 11	DIA 12	DIA 13	DIA 14
FWKO 305	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
FWKO 304	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
OUT GUN BARREL	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
OUT SKIM FWKOS	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
IN FILTROS	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LINEA INYECCION	0	0	0	0	10	10	10	100	100	100	100	100	100	100
POZO INYECTOR	0	0	0	0	10	10	10	100	100	100	100	100	100	100



Tabla 5.8. Análisis Microbiológico Caldos de Cultivo de Bacterias SRB Dina Cretáceos

LEVANTAMIENTO MICROBIOLÓGICO CALDOS DE CULTIVO BACTERIAS SRB														
PUNTO MUESTREO	DIA 1	DIA 2	DIA 3	DIA 4	DIA 5	DIA 6	DIA 7	DIA 8	DIA 9	DIA 10	DIA 11	DIA 12	DIA 13	DIA 14
SALIDA GB DK'S	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
TRANSFERENCIA	0	0	0	0	10	10	10	10	100	100	100	100	100	1000
FWKO DK'S	0	0	0	0	10	10	10	10	100	100	100	100	100	1000

Tabla 5.9. Análisis Microbiológico Caldos de Cultivo de Bacterias SRB Dina Terciarios

LEVANTAMIENTO MICROBIOLÓGICO CALDOS DE CULTIVO BACTERIAS SRB														
PUNTO MUESTREO	DIA 1	DIA 2	DIA 3	DIA 4	DIA 5	DIA 6	DIA 7	DIA 8	DIA 9	DIA 10	DIA 11	DIA 12	DIA 13	DIA 14
OUT GB DT'S	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
TRANSFERENCIA DT'S	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10



Tabla 5.10. Análisis Microbiológico Caldos de Cultivo de Bacterias SRB PIA

LEVANTAMIENTO MICROBIOLÓGICO CALDOS DE CULTIVO BACTERIAS SRB														
PUNTO MUESTREO	DIA 1	DIA 2	DIA 3	DIA 4	DIA 5	DIA 6	DIA 7	DIA 8	DIA 9	DIA 10	DIA 11	DIA 12	DIA 13	DIA 14
SKIMMING TANK1	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
SKIMMING TANK2	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
ENTRADA FILTROS	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
SALIDA FILTRO	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LINEA DE INYECCION	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
POZO INYECTOR	0	0	10	10	10	100	100	100	100	100	100	100	100	100



6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de tomar las muestras de crudo de los campos Dina y Tello, se llevaron a los laboratorios de CLARIANT DE COLOMBIA en Neiva para someterlas a pruebas de botella; con el propósito principal de establecer los productos químicos más eficientes para aplicar al crudo producido en los campos Dina y Tello.

Se realizaron las pruebas respectivas en el laboratorio, obteniendo los resultados descritos en las tablas (Ver tablas 5.1, 5.2, 5.3); estos datos fueron enviados a la gerencia técnica de la compañía ubicada en el municipio de Cota Cundinamarca. El departamento técnico validó el procedimiento, las pruebas de botella aplicadas y los resultados obtenidos. El mismo departamento aprobó las formulaciones químicas enviadas, para resolver los problemas presentados en los campos, enviando el producto a la base de Neiva para ser aplicado y así comprobar en campo los resultados obtenidos en la investigación.

Se aplicaron los productos químicos en los campos objeto de estudio, los cuales fueron eficientes como se muestran en las gráficas 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 y 6.7, donde se observa que mejoraron los parámetros de calidad de crudo y de agua.

En la gráfica 6.1 se muestra el comportamiento del BS&W vs días del crudo para el campo Cretáceos donde se puede observar claramente que durante el inicio del proyecto su parámetro de venta algunos días estaba por fuera, ocasionando problemas a CLARIANT puesto que la empresa debe cumplir que no esté por encima de 0.5 de BS&W. Luego de comenzar a aplicar el producto químico nuevo,



comenzó a liquidarse con un BS&W más bajo satisfaciendo las necesidades de CLARIANT. En esta batería se reciben crudos de otros campos, los cuales llegaban con alto BS&W en algunas ocasiones haciendo que este sobre el límite, se decidió recibir este crudo en un tanque específico y allí darle el tiempo requerido para terminar su deshidratación y posteriormente venderlo.

La gráfica 6.2 se observa la calidad del crudo para el campo Terciarios, al inicio estaba unos días por encima del parámetro de venta. El rompedor de emulsión estaba diseñado para las condiciones iniciales, por lo tanto se comenzó a aplicar el producto químico más eficaz que se encontró en las pruebas mencionadas anteriormente, mostrando unos mejores resultados y presentando una tendencia a disminuir favorablemente. Para el crudo de este campo se tenía un problema con el rompedor directo, esto se debe a un incremento en la producción tres veces más, debido a que la compañía operadora realizó una campaña para mejorar la producción, por lo tanto la batería no tiene la capacidad requerida y el tiempo de retención no fue suficiente para realizar un tratamiento adecuado, así que durante las pruebas de botella se tuvo en cuenta que el producto fuera de rápida acción, se realizó el cambio de producto y al final se observó una notable disminución del BS&W lo cual mejoró la calidad de crudo.

Se observa en la gráfica 6.3 la liquidación de venta de crudo de campo Tello, el cual oscilaba entre el límite del parámetro y por fuera del mismo, en este campo se incrementó la producción pasando de 5000 BOPD a 8000 BOPD, por lo tanto el rompedor de emulsión actual comenzó a ser ineficiente, luego de la aplicación del nuevo rompedor se observa una disminución del BS&W, cumpliendo con el sistema de calidad de crudo.



En Dina Cretáceos la gráfica 6.4, la calidad de agua se encontraba en un rango muy alto, por lo tanto se realizó el cambio de rompedor inverso y se incluyó la aplicación de un clarificador para al mejorar la transferencia hacia la PIA, luego de iniciar con la inyección del rompedor inversa de emulsión y el clarificador se mejoro notablemente la calidad de agua para estar en los parámetros.

La gráfica 6.5 muestra la calidad del agua para el campo Terciarios donde se puede observar que durante los días iniciales se tenía los parámetros por fuera del límite, algunos días se cumplía con estos, por lo tanto implica que se puede salir del límite en cualquier momento, a partir del inicio de la aplicación del rompedor inverso y con la ayuda de un clarificador, se mejoro de manera sustancial la calidad del agua teniendo como resultado parámetros de inyección de agua dentro del rango permisible, y la transferencia hacia la PIA está dentro de éstos parámetros.

Se puede apreciar en la gráficas 6.6 la calidad del agua en campo Tello durante el tiempo de evaluación, se observa como mejoro la calidad luego de cambiar el producto de rompedor inverso, no se pudo estar dentro de los parámetros establecidos para la inyección puesto que los filtros de esta batería están por fuera de servicio debido a fallas técnicas además el slug tank, esta por fuera de funcionamiento, los lechos de secado no son los más apropiados y no cumplen con la función requerida, por lo tanto el único parámetro que se mantuvo es el de la entrada de los filtros, el cual siempre estuvo dentro del parámetro establecido, pero al cual se le mejoro la calidad aun mas.

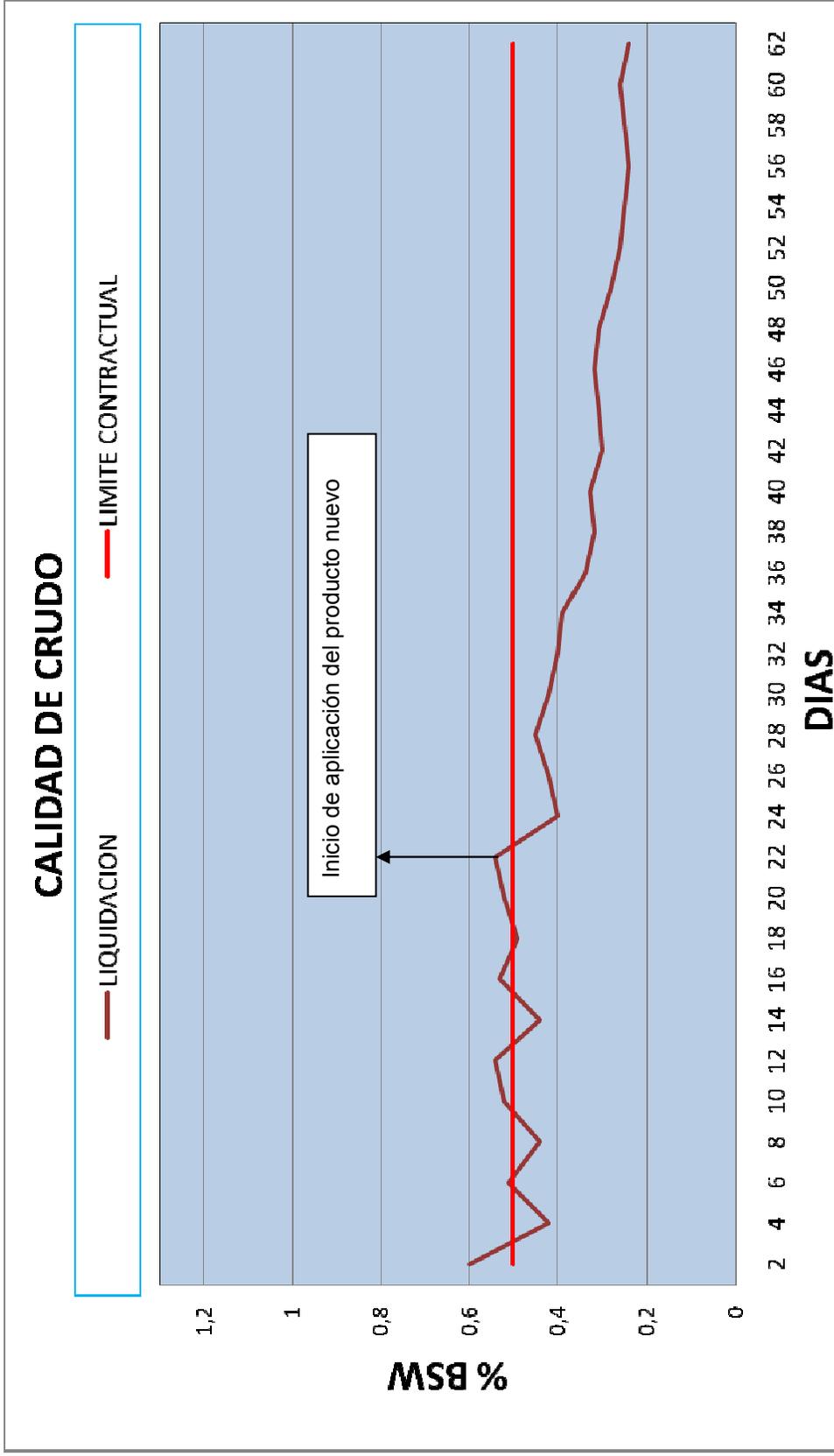


6.1 Control de población bacteriana

Como se requiere hacer un control de la población bacteriana se realizó una inoculación con caldos SRB para ver el seguimiento de proliferación bacteriana, se observó el crecimiento durante 15 días, se observó que al sexto día apareció un crecimiento, por lo tanto no es problema ya que al séptimo día es cuando se realiza la aplicación del producto químico que hace el control de bacterias (biocidas).

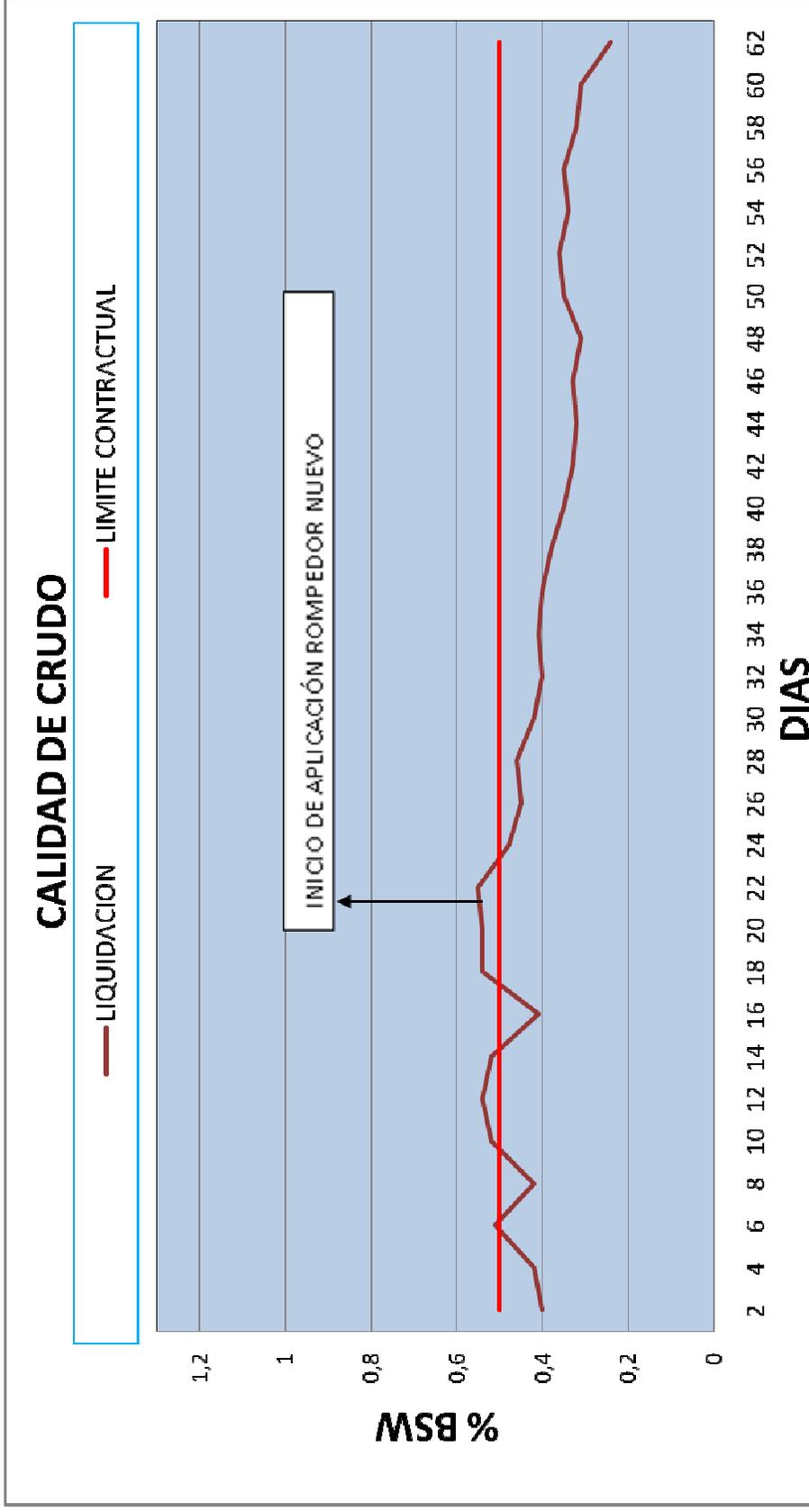


Grafica 6.1. Calidad Crudo Cretáceos



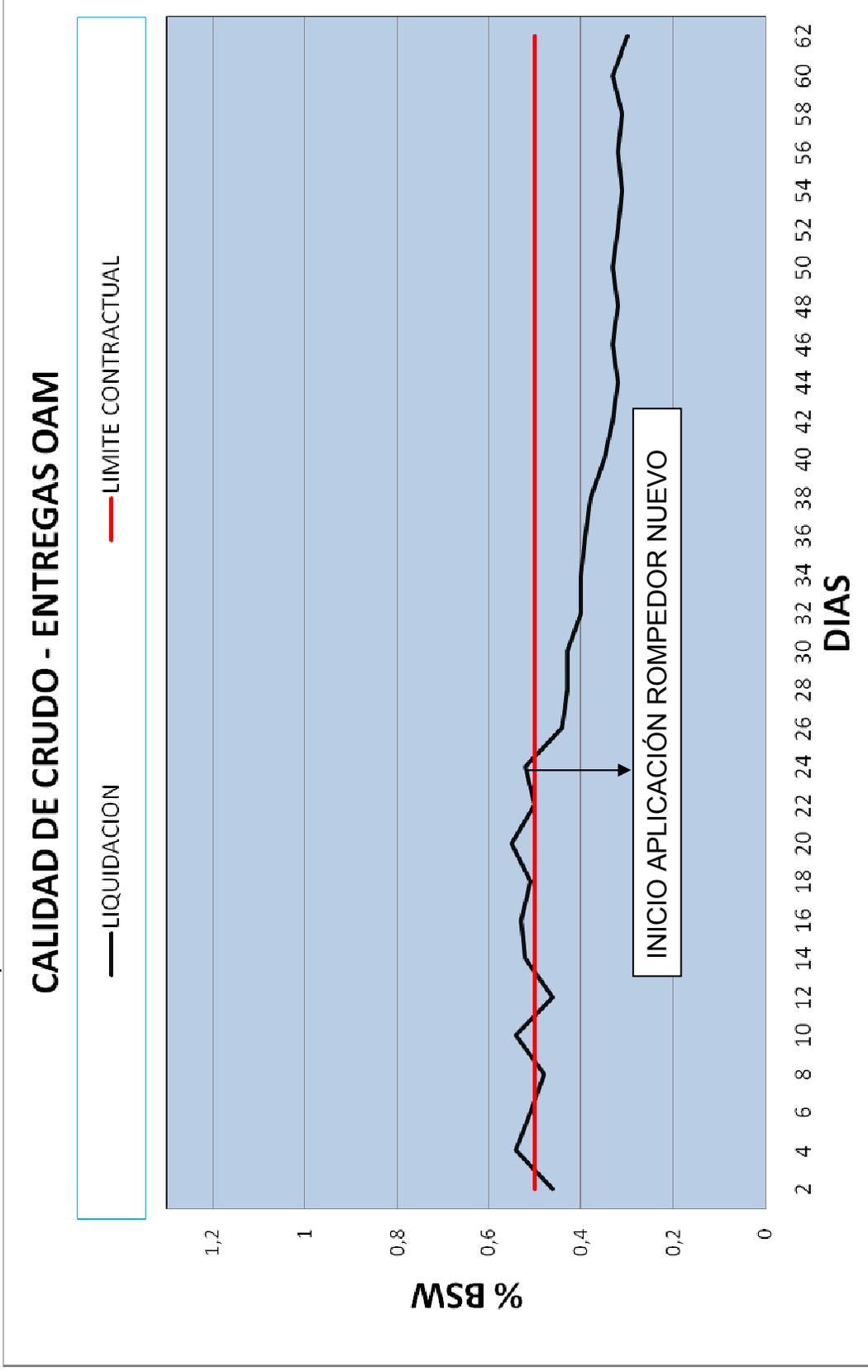


Grafica 6.2. Calidad de crudo Campo Terciarios.



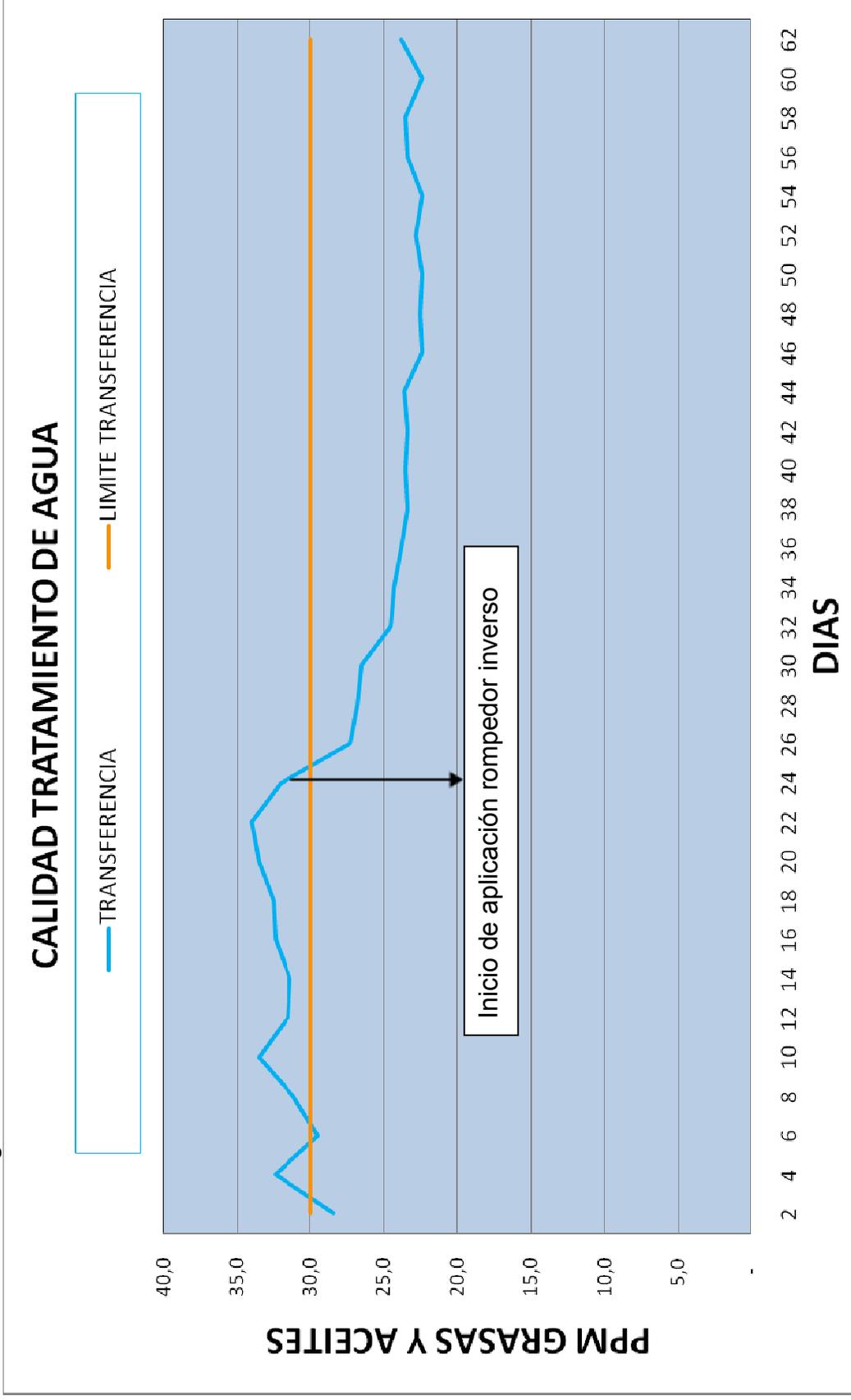


Gráfica 6.3. Calidad de crudo campo Tello



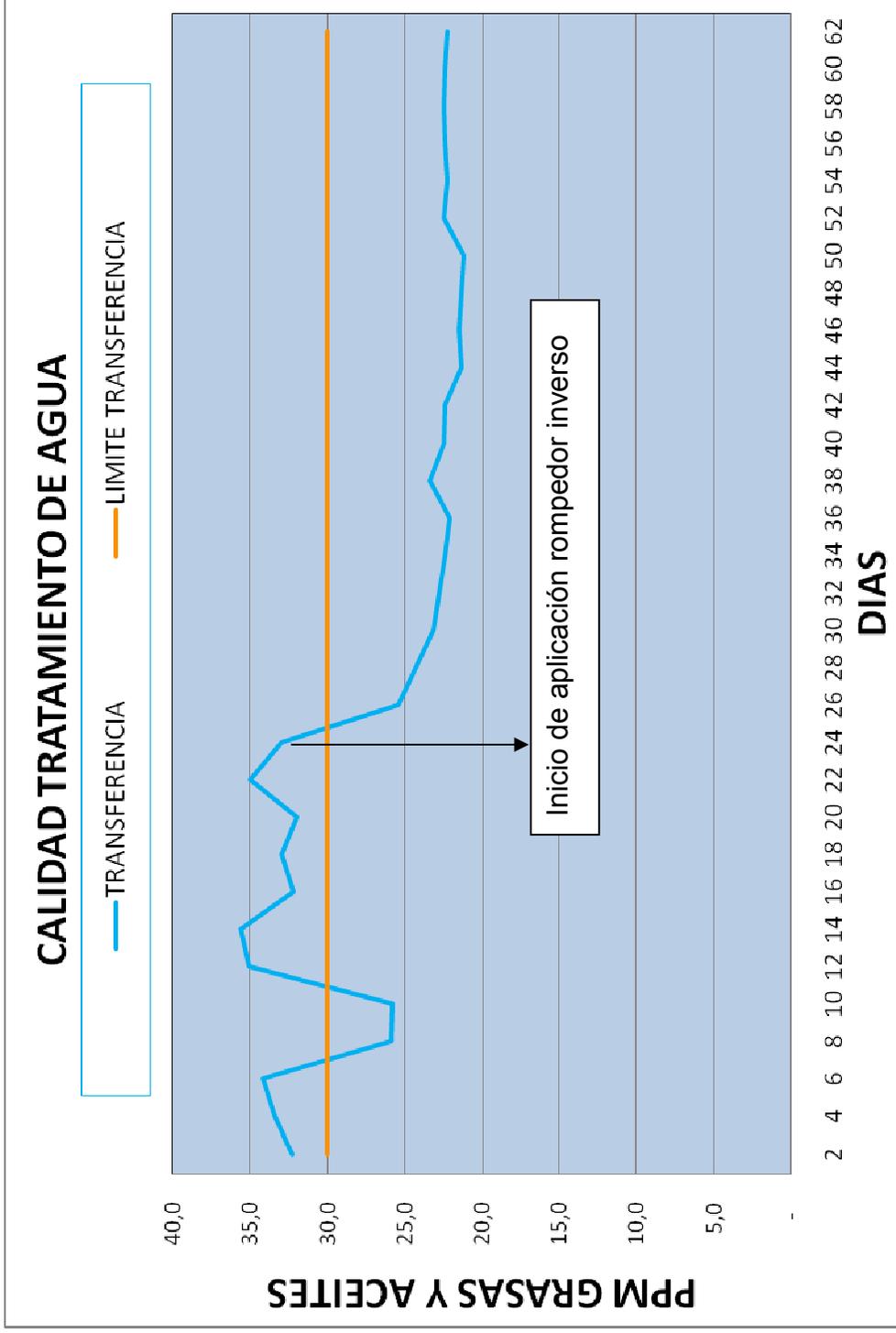


Grafica 6.4 Calidad Agua Cretáceos



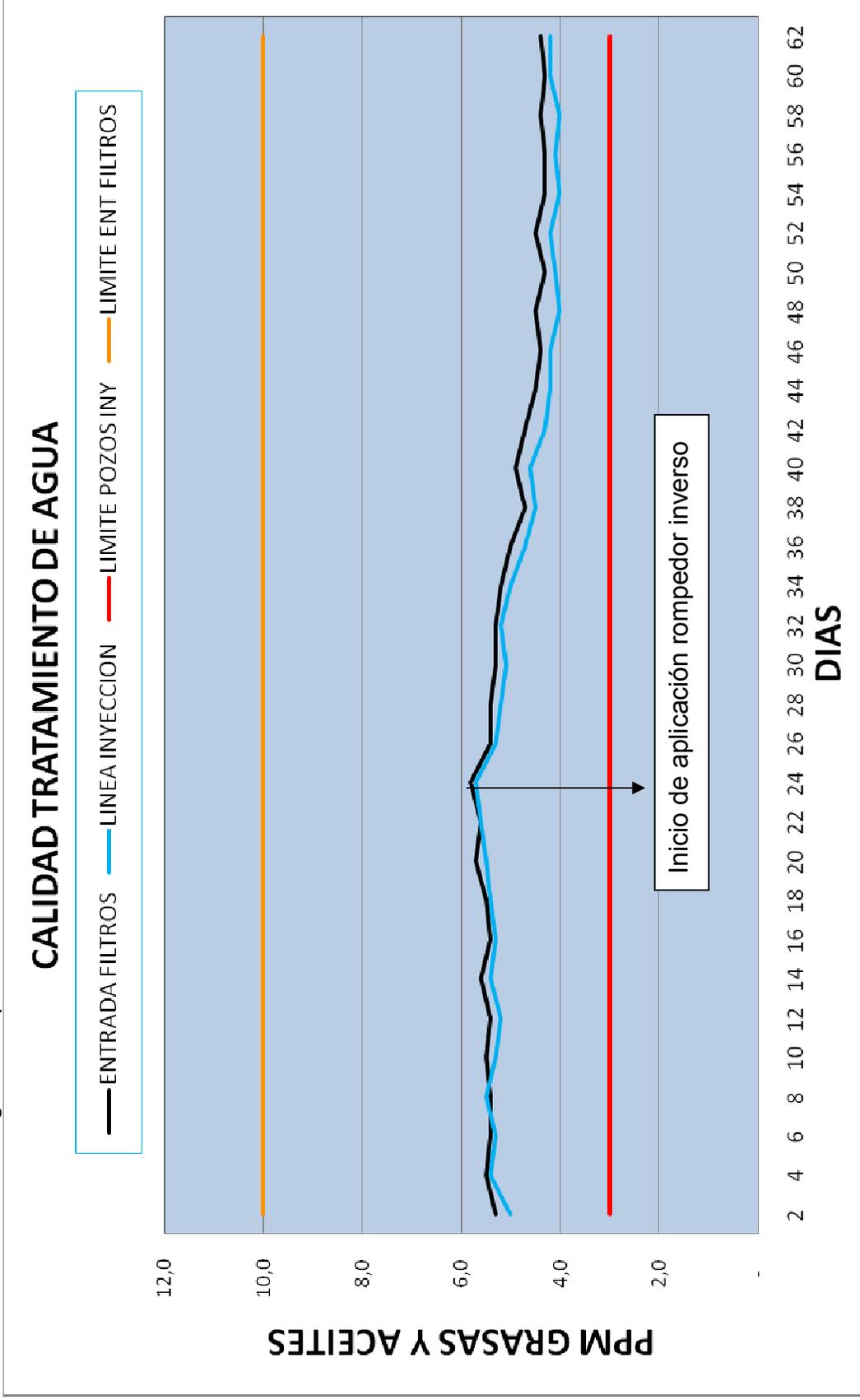


Gráfica 6.5. Calidad de agua Terciarios



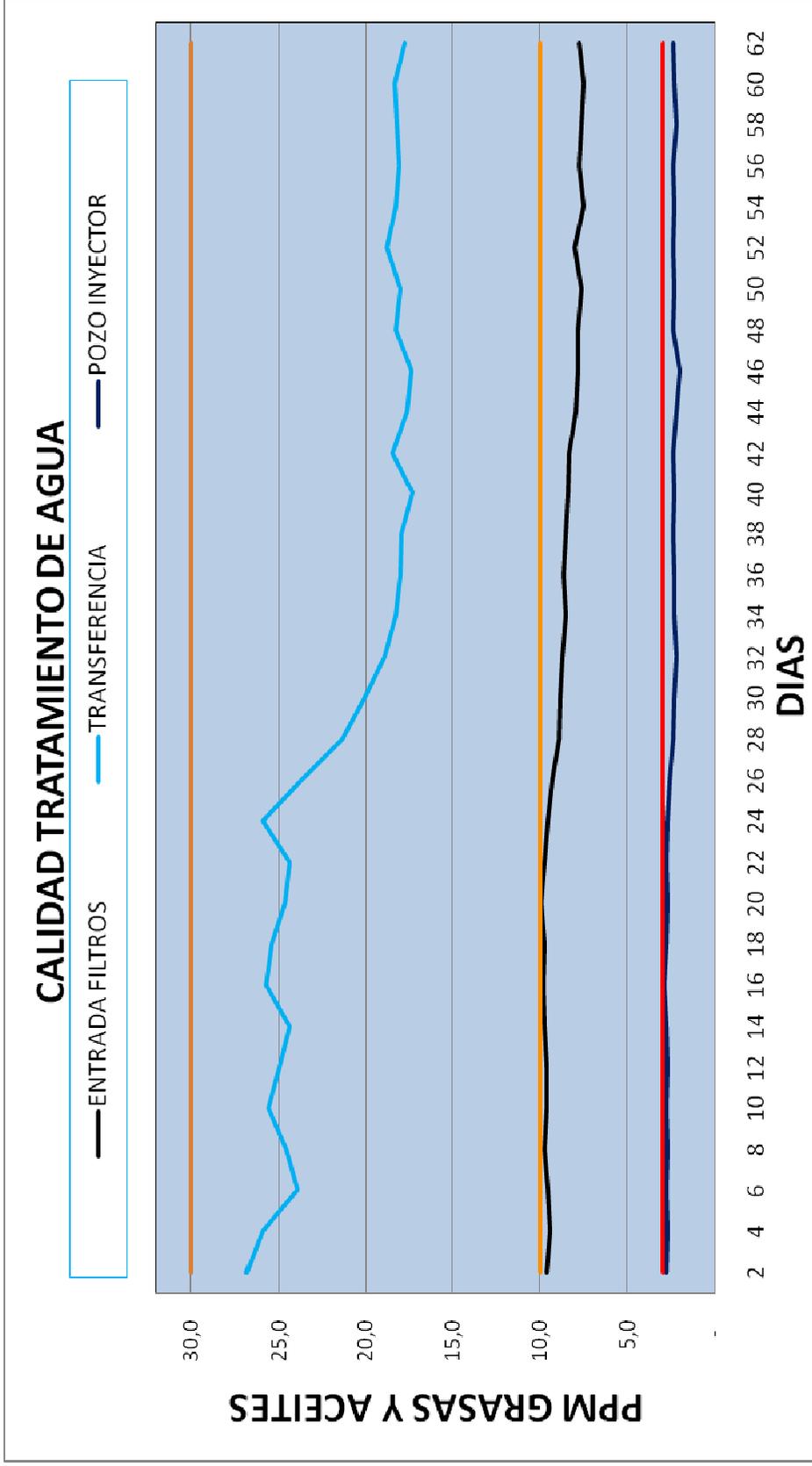


Grafica 6.6. Calidad de agua Campo Tello





Grafica 6.7. Calidad de agua PIA





CONCLUSIONES

Se evaluaron las condiciones actuales del crudo y del agua en los campos Dina y Tello, y se mejoraron las condiciones del tratamiento químico del crudo y del agua.

Se identificó las causas por las cuales incrementó de BS&W en los campos Dina y Tello, las cuales fueron; porque se perforaron nuevos pozos, cambios en las facilidades de superficie, aumento en la producción de los campos haciendo ineficiente los productos químicos rompedores de emulsión.

Se verificó las condiciones operacionales en los campos Dina y Tello, se encontró que en Dina Cretáceos aumenta el BS&W puesto que se reciben crudos de otros campos. Debido a una campaña que emprendió la operadora en Dina Terciarios para aumentar la producción, las facilidades no tenían la suficiente capacidad para la deshidratación de crudo, por lo tanto aumentó el BS&W. En campo Tello se aumentó la producción, lo cual ocasionó un incremento del BS&W, ya que el rompedor directo estaba dado para unas condiciones de operación.

Se analizaron los datos obtenidos en el laboratorio donde se encontró un aumento en el BS&W, se realizaron las pruebas de botella las cuales son las más utilizadas para el análisis de rompedores de emulsiones directas, utilizando productos CLARIANT para hacer que disminuyera este parámetro, lo cual se logró después de realizar varias veces dichas pruebas y encontrar la concentración indicada.

Con los reportes de calidad de agua se encontró un incremento en el contenido de grasas y aceites, por lo tanto se realizaron pruebas de botella para rompedor inverso, alcanzando valores dentro del rango permisible para ser inyectada.



Se cumplieron los objetivos establecidos por la empresa CLARIANT, y a su vez se está cumpliendo con los parámetros que establece ECOPETROL, puesto que el objeto de estudio era optimizar el tratamiento químico, ya que de no cumplir con dichos parámetros la empresa puede ser multada.

En las pruebas de inoculación no se presentó incremento en la población bacteriana, por lo tanto muestra que el tratamiento que se está realizando es el más eficiente.



RECOMENDACIONES

Campo Cretáceos

- cuando se reciban crudos de otros campos, manejarlos en un tanque aparate del sistema y no directamente al GB (“Gun Barrel”), pues que éste ocasiona que se altere los parámetros.
- Realizar drenaje manual periódico de las vasijas de deshidratación.

Campo Terciarios

- Los tiempos de retención en el GB son muy cortos, por lo tanto se recomienda mejorar los tratadores térmicos o instalar un tratador electrostático para tener una mejor deshidratación.
- Para el tratamiento optimo del agua mejorar el “skimming tank”, ya que con el que se cuenta en la batería es de muy poca capacidad, y éste trabaja al límite y el tiempo de retención es muy corto.
- Aplicar cada siete días el agente bactericida, y como se cuenta con dos agentes, alternarlos para evitar que las bacterias crezcan sin tener control sobre ellas.

Campo Tello

- En la deshidratación de crudo es necesario realizar una limpieza como mínimo una vez al mes, en la zonda que mide la interfase del “GB”.
- No realizar recirculaciones de crudos de otros campos directamente al “GB”, si no llevarlos primero al “manifold”, para que hagan parte del sistema general.



- Hacer mantenimiento al Skimming Tank 102 para mejorar el desnate y evitar que ocurran reboses de crudo hacia la PIA.
- Poner en funcionamiento el Slug Tank para ayudar a la remoción de sólidos.
- Realizar un rediseño de los lechos de secado.
- Se recomienda la posibilidad de poner en funcionamiento un tanque de flotación y esto ayudara a dar más tiempo de retención y mejorar la calidad del agua de inyección.
- Poner en marcha los filtros de cascara de nuez pues son de gran importancia y fundamentales para el tratamiento del agua de inyección.
- Se recomienda poner a funcionar los filtros en campo Tello para poder alcanzar los parámetros de inyección de <3 ppm de grasas y aceites.



BIBLIOGRAFÍA

- <http://www.scribd.com/doc/19938421/Emulsiones-en-la-Industria-del-Petroleo>.
- <http://www.scribd.com/doc/16751137/DESHIDRATACIÓN-DE-CRUDOS>.
- http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/priego_f_o/capítulo2.pdf.
- http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratación.pdf
- MANUAL DE OPERACIONES SOH, ECOPEPETROL.
- MANUAL DE MANEJO DE AGUA, CLARIANT DE COLOMBIA S.A.
- MANUAL DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO, CLARIANT DE COLOMBIA S.A.
- Vásquez Aldana, Cristian Eduardo, Hernández Rubio, Jehison Hernando “Diagnóstico Para El Mejoramiento Del Proceso De Control De Calidad Del Agua De Inyección En El Campo Rio Ceibas” proyecto de grado Universidad Surcolombiana. 2009
- Montaña, Carlos Andrés, Aldana, Cesar Iván “Optimización Del Sistema De Inyección De Aguas En El Campo Los Manquitos Yaguara” proyecto de grado Universidad Surcolombiana. 2005
- Ordoñez Osorio, Natalia “Modelo Físico y Software Didáctico e Ilustrativo De La Estación y Producción del Campo Dina Cretáceos” proyecto de grado Universidad Surcolombiana.2006