

**EVALUACIÓN TECNICO-ECONOMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE LA COORDINACIÓN DE
PRODUCCION HUILA, SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA
TOLIMA- GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROL SA.**

EDWIN J. ARTUNDUAGA AROCA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2008**

**EVALUACIÓN TECNICO-ECONOMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE LA COORDINACIÓN DE
PRODUCCION HUILA, SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA
TOLIMA- GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROL SA.**

**Elaborado por:
EDWIN J. ARTUNDUAGA AROCA**

**Director:
LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO *M.S*
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector:
DIEGO FERNANDO BRIÑEZ GALVIS
Ingeniero de Petróleos**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2008**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Mayo de 2008

DEDICATORIAS

Este trabajo lo quiero dedicar a Diosito lindo por proporcionarme la salud y las fuerzas necesarias todos los días de mi vida y por darme ánimos y motivación cada vez que creo que no puedo avanzar en el camino.

A mis abuelitas Mercedes llanos (q.e.p.d) y Belarmina Aroca (q.e.p.d) que son mis angelitos guardianes y me protegen de todo mal.

A mis padres Luis Artunduaga Llanos y Gladys Aroca por su incansable lucha y su apoyo incondicional, porque gracias a ellos y por ellos he podido proponerme metas y luchar por alcanzarlas.

Especialmente a mi hermosa novia Eliana Velásquez Varón quien me ha acompañado en los momentos más felices y difíciles de mi vida, porque es fuente de mi inspiración y porque con su infinito amor y ternura me ha enseñado a conocer el lenguaje del amor, TE AMO MI VIDA.

Edwin J. Artunduaga Aroca

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sinceros agradecimientos a:

Diego Fernando Briñez Galvis, Ingeniero de petróleos, Coordinación de Producción Huila de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima ECOPETROL SA. Por su amistad, su valioso acompañamiento, constante asesoría, por ser un ejemplo claro de visión crítica y constructiva, y por haberme brindado su confianza para la realización de este proyecto.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero químico e Ingeniero de Petróleos. Quiero agradecerle primero que todo porque gracias a él, todos los que tuvimos, tienen y todos los que tendrán el sueño de ser ingeniero de petróleos tenemos un programa donde se puede lograr. Por sus valiosas enseñanzas académicas durante mi formación como profesional, por su comprensión, su paciencia y por haberme ofrecido su invaluable y grandiosa amistad, Gracias Parrita.

Luis Fernando Bonilla Camacho, Msc en Ingeniería de Petróleos, por sus importantes enseñanzas de ingeniería, por su importante metodología que permite reflexionar acerca del aprendizaje y por su valiosa dirección de este proyecto.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc. en ingeniería de Petróleos, Director del Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases (COFA), por sus importantes aportes profesionales y metodológicos.

Nelson Molina, Supervisor de la Planta de Inyección de Agua, por su colaboración y aporte de sus conocimientos técnicos para el desarrollo de este trabajo.

ECOPETROL S.A., especialmente al personal del Departamento de Producción Huila de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH), por brindarme todo el apoyo para desarrollar este proyecto y por haber hecho de este trabajo una experiencia grata y comfortable.

CONTENIDO

1. GENERALIDADES	3
1.1 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPOS PG-CB, DK'S	3
1.1.1 Marco Histórico	5
1.1.2 Ubicación Geográfica	6
2. DIAGNOSTICO PROCESO DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN	7
2.1 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO	7
2.2 ABASTECIMIENTO	9
2.2.1 Batería Dina Cretáceos	9
2.2.2 Batería Dina Terciarios	10
2.2.3 Batería Cebú	11
2.3 PLANTA DE INYECCION DE AGUA (PIA).....	12
2.3.1 Separación y Almacenamiento	13
2.3.2 Sistema de Tratamiento de Agua	20
2.3.2.1 Tratamiento Físico	20
2.3.2.2 Tratamiento Químico	30
2.3.3 Sistema de Manejo de Residuos Aceitosos	32
2.3.3.1 Sludge Tank (St-500)	33
2.3.3.2 Lechos de Secado.....	35
2.3.3.3 Separador API.....	36
2.3.4 Sistema de Bombeo de Alta Presión	38
2.4 CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN	39
2.5 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA	43

3. DIAGNOSTICO POZOS INYECTORES	44
3.1 CABEZALES Y FACILIDADES EN POZOS INYECTORES	44
3.1.1 Cabezal de Pozo Inyector	44
3.1.2 Facilidades de Inyección en Locación de Pozo	47
3.2 FONDO DE POZO.....	54
3.2.1 Revisión de Intervenciones y Condiciones Actuales de Operación	54
3.3. ESTADO MECANICO ACTUAL DE LOS POZOS INYECTORES.....	60
3.4. INYECCION SELECTIVA.....	65
3.4.1 Evaluación Completamientos para Inyección Selectiva	65
3.4.2 Sartas de Inyección Selectiva con Mandriles y Válvulas Reguladoras de Flujo.....	68
4. ANALISIS ECONOMICO	70
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFIA.....	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Campos y Número de pozos Inyectores	3
Tabla 2.1. Promedio de Grasas y Aceites Mensual Transferencias Baterías Dina Cretáceos y Terciarios.	14
Tabla 2.2. Promedio de Grasas y Aceites Mensual Transferencias Batería Cebú.	16
Tabla 2.3. Volúmenes manejados.....	21
Tabla 2.4. Promedio Mensual de Grasas-Aceites y Eficiencia del Filtro Cascara de Nuez.	25
Tabla 2.5. Parámetros de Operación del Nuevo Filtro.	25
Tabla 2.6. Químicos de Inyección Continua	31
Tabla 2.7. Inyección de Biocida por Baches	32
Tabla 2.8. Requerimientos de Calidad del Agua Exigidos para la Inyección	39
Tabla 2.9. Análisis Físicos-Químicos Realizados al Agua de Inyección.	40
Tabla 3.2. Historial de Inyección por Unidad Campo Dina Cretáceos	63
Tabla 3.3. Historial Inyección por Unidad Campo Palogrande-Cebú.	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema Sistema de Abastecimiento de Agua	4
Figura 1.2. Localización de los campos influenciados por el sistema de inyección de agua.....	6
Figura 2.1. Esquema General Proceso CEBÚ-PIA	8
Figura 2.2. Esquema de Batería Dina Cretáceos.....	9
Figura 2.3. Esquema Batería Dina Terciarios	10
Figura 2.4. Esquema Proceso Batería Cebú	11
Figura 2.5. Batería Cebú y Planta de Inyección de Agua PIA.....	12
Figura 2.6. Tanque Tk-100 de 4500 barriles.....	15
Figura 2.7. Esquema, diseño apropiado para un Skimming Tank Vertical.	18
Figura 2.8. Esquema diseño Skimming Tank Horizontal	18
Figura 2.9. Esquema filtración-Bypass.	21
Figura 2.10 Filtro Cascara de Nuez en Funcionamiento.....	21
Figura 2.11. Perfil Diario Entrada-Salida filtro.....	23
Figura 2.12. Perfil Promedio Mensual Entrada-Salida Filtro	23
Figura 2.13. Eficiencia de Remoción Filtro Actual.....	24
Figura 2.14. Nuevo Filtro Cascara de Nuez.....	26
Figura 2.15. Líneas de Succión y Descarga Nuevo filtro	27
Figura 2.16. Configuración Interna Filtro Cascara de Nuez.....	29
Figura 2.17. Sludge Tank (ST-500).....	34
Figura 2.18. Cambios Propuestos para Sludge Tank	35
Figura 2.19. Lechos de Secado	36
Figura 2.20. Separador API (Skimmer).....	37
Figura 2.21. Esquema Sistema de Bombeo.	38
Figura 2.22. Perfil Filtro-Línea de Inyección	41
Figura 2.23. Perfil Línea de inyección Pozo DK-21.....	42
Figura 2.24. Inyección Diaria de Agua 2007-2008.....	43
Figura 3.1. Modelo Cabezal Actual Pozos Inyectores.....	45

Figura 3.2. Diseño de Cabezal Propuesto.	46
Figura 3.3. Ejemplo Facilidades Actuales en los Pozos Inyectores	47
Figura 3.4. Perfil Modelo Cabezal de Inyección.....	50
Figura 3.5. Esquema Tridimensional Modelo de Cabezal de Inyección.....	50
Figura 3.6. Filtro de cartucho en Y.....	51
Figura 3.7. Medidor Tipo Turbina.....	52
Figura 3.8. Cabezal de Inyección Modelo.....	53
Figura 3.9. Modelo Estado Mecanico Actual.....	60
Figura 3.10. Inyección en fondo de pozo	61
Figura 3.11. Historia de Inyección por Unidad Campo Dina Cretáceos	63
Figura 3.12. Historial de inyección por Unidad Palogrande-Cebú.....	64
Figura 3.13. Estado Mecánico Propuesto, Ventajas y desventajas completamiento para inyección selectiva con camisas.	66
Figura 3.14. Estado mecánico propuesto, ventajas y Desventajas Completamiento Para Inyección Selectiva con Mandriles.	67
Figura 3.15. Tipos de Configuración de Flujo en Sartas de Inyección Selectivas con Mandriles y Válvulas Reguladoras	69

RESUMEN

Este proyecto presenta el diagnóstico o evaluación técnica del sistema de inyección de agua el cual se desarrolló con el propósito de servir como soporte para el proyecto de optimización del sistema de Inyección-Producción de los campos Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos de la coordinación de producción Huila de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH) Ecopetrol S.A.

Para la elaboración de este proyecto se llevó primero un proceso de ubicación, recolección y validación de la información disponible, luego la información fue estudiada con el fin de conocer las generalidades del sistema, identificar las partes del sistema, los procesos involucrados y posteriormente constatar y validar la información en campo.

Este estudio inicia con la descripción del sistema de inyección, especificando cuales son los campos que son objeto del sistema de inyección de agua, de donde proviene el agua que se suministra para el tratamiento e inyección, y explicando otros detalles importante del sistema que son claves para el desarrollo del estudio.

Seguidamente se presenta el diagnóstico del proceso de tratamiento e inyección de agua en el cual se identifican y se describen las partes del proceso las cuales son objeto del estudio, igualmente describe y se analiza el estado operativo y el funcionamiento actual de cada uno de los equipo involucrados, se analizaron los registros y pruebas de calidad realizadas en los últimos diez meses y se determino las condiciones operacionales y la eficiencia en los procesos de separación y filtración. En este aparte también se analiza la calidad final del agua en el mismo periodo de tiempo y se presenta el comportamiento de la inyección de agua desde principios de 2007 hasta la actualidad y se realiza una tendencia mediante la cual se presenta un pronóstico de inyección a mediano plazo.

Luego se presenta el diagnóstico de los pozos inyectoros en superficie y fondo de pozo, aquí se identifican las condiciones operacionales actuales de las facilidades de superficie, se analiza su estado y se plantea la sustitución de las facilidades actuales por facilidades montadas sobre un Patín de Inyección el cual tiene ventajas muy importante frente a las facilidades actuales y otras montadas en otros sistemas, además que al sustituir las actuales por las propuesta se está contribuyendo al mejoramiento, actualización y aumento de la seguridad y confiabilidad del proceso.

Para el diagnóstico de fondo de pozo se revisó en primera medida el historial de intervenciones para cada pozos desde su conversión (o perforación si fue perforado para este propósito) y se realizó un resumen de las intervenciones más relevantes, mediante la revisión de las intervenciones se pudo establecer el estado actual de las condiciones mecánicas del pozo, los factores de riesgo que se corren al dejar los pozos sin intervenir o realizarles mantenimiento en mucho tiempo y los problemas que se han presentado debido a este hecho. En este aparte también se analiza el historial de inyección de agua en fondo de pozo por zonas inyectoras y se determina la desventaja que presenta el sistema de inyección en fondo de pozo (sarta de inyección) frente a las condiciones y propiedades de las formaciones inyectoras, para ello se propone la implementación de sartas de inyección selectivas con mandriles y válvulas reguladora de flujo las cuales se explican en este aparte.

Finalmente se presenta los resultados y análisis de la evaluación económico del proyecto de optimización del sistema de inyección producción que fue realizado por el departamento de negocios de Ecopetrol S.A mediante un software corporativo no comercial, estos resultados económicos fueron los presentados para el estudio y/o maduración del proyecto internamente en la empresa.

ABSTRACT

This project presents the diagnostic or technical evaluation of waterflooding system development with the purpose to be of use like mainstay to optimization project of injection-production system of Palogrande-Cebú and Dina Cretáceos fields belong to Production Coordination Huila, Superintendence Operations Huila-Tolima (SOH) Ecopetrol S.A.

To elaborate this project, first, location, collect and information validation process was made. Then, the information was studied to know the system general characteristics, to identify the system parts, the process included and then diagnosing and validating the field information.

This study begins with the waterflooding system description, it specifies what fields are waterflooding system object, where provides the water to do the treatment and injection and it explain others important system details are keys to development this study.

Subsequently, it presents the treatment and waterflooding process diagnostic where it identifies and describes what the process parts are study object, also it describes and analyzes the operative state and the actual operation of each of equipment used. It analyzed logs and quality test realized in the last 10 months and it defined operational conditions and separation and filtration process efficiency. Also, in this item analyzes the final quality of water in the same time, and it shows the waterflooding behavior since 2007 to present and it makes a tendency which shows a waterflooding prediction to middle timeframe.

Then, it presents the diagnostic of injector wells in surface and bottom hole, this it identifies the actual operational conditions of actual surface facilities, it analyzes their state and it proposes the change of actual facilities for facilities installed on injection scooter, this has important advantages compared with actual facilities and others systems. Besides, if it follows the proposal, it contributes to improve, and increasing the process security and reliability. To do the bottom hole diagnostic, to each well it reviewed historic intervention from the production well conversion to injection well (or drilling, if the well was drilled to be injection well), and it made a more important intervention summary.

Because, the interventions review got well mechanical conditions actual state, risk factors obtained when the wells doesn't do maintenance in large time, and the problems presented for this reason. Also, in this item analyzes the waterflooding historical report in bottom hole applied to injection zones, and it determines the disadvantage presents by waterflooding bottom hole system (injection pipe) respect to conditions and properties of injector formations, therefore it proposes the use of selective injection pipes with mandrels and regulator flow valves which are explained in here.

Finally, it shows the economic analysis results of optimization injection-production system project was realized by ECOPETROL S.A business department who employed corporative non-commercial software. These economics results were presented to the study or maturation of the project into the company.

INTRODUCCIÓN

Para ECOPETROL S.A es muy importante optimizar todos sus procesos para poder garantizar el cumplimiento de su Sistema de Gestión Integral y el mejoramiento continuo de sus operaciones.

Unos de los procesos de gran importancia para el Sistema de Gestión Integral de ECOPETROL y de la industria petrolera en general, es el proceso de recuperación secundaria, pues de la buena práctica de este proceso depende en gran medida el factor de recobro del yacimiento.

El método de recuperación mejorada aplicado a los campos Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos operados actualmente por la coordinación de producción Huila de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH) – ECOPETROL es la inyección de agua, que actualmente es la práctica de recobro más utilizada en los campos petroleros del mundo y considerada una de las más eficientes.

Debido a que este proceso es importante para lograr un aumento en las reservas recuperables probadas y a que actualmente es la única alternativa ambientalmente segura que existe por el momento para disponer de las aguas asociadas a la producción de crudo (ya que estos campos no cuentan con la licencia ambiental para disponerlas a fuentes externas), la coordinación de Producción Huila aprobó la realización de este proyecto en el cual se realiza un diagnóstico del estado actual del sistema de inyección, el cual es un soporte para el desarrollo del proyecto de optimización del sistema Inyección producción de los campo Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos.

Con este proyecto se quiere evaluar técnicamente las condiciones operativas del sistema de inyección de agua en la actualidad e identificar las oportunidades de mejora pertinentes para la optimización del sistema y lograr mayor seguridad y confiabilidad en los procesos, y a su vez asegurar la calidad del agua inyectada bajo los requerimientos del Sistema de Gestión Integral de Ecopetrol S.A.

Este proyecto incluye también un capítulo de análisis económico el cual corresponde a la evaluación de los resultados de la corrida económica realizada por el departamento de negocios de Ecopetrol S.A para el proyecto de optimización del sistema de Inyección producción y los cuales son fueron presentados para el estudio y maduración del mismo. Estos resultados son presentados en este capítulo a manera de análisis y explicando los conceptos manejados de los métodos aplicados para la evaluación económica del proyecto, que en este caso fueron utilizados los métodos del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES

1.1 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPOS PG-CB, DK'S

Actualmente los campos bajo la operación de la Coordinación de Producción Huila que actualmente cuentan con la inyección de agua como método de recuperación secundaria son los campos Dina Cretáceos (DK'S), Palogrande-Cebú (PG-CB), Pijao (PJ) y Dina Terciarios (DT'S). La inyección de agua en dina terciarios actualmente se encuentra como un proyecto piloto bajo la operación del Contrato de Producción Incremental CPI de Ecopetrol S.A. en asocio con Petrominerales Limited, por esa razón este último campo no se incluirá dentro del presente trabajo.

El sistema de Inyección de Agua se considera un proceso Cerrado y con suministro de gas Blanqueting o de cobertura en todos sus tanques para evitar la entrada de oxígeno al sistema debido a que es un agente altamente corrosivo.

El sistema de inyección cuenta actualmente con 34 pozos inyectoros los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 1.1. Campos y Número de pozos Inyectoros¹

Campo	N° Pozos Inyectoros	Activos	Inactivos
▶ Palogrande-Cebú	17	13	4
▶ Dina Cretáceos	14	13	1
▶ Pijao	1	1	0
▶ Dina Terciarios	2	2	0

¹ FUENTE: Datos tomados del Reporte diario de inyección.

Actualmente 5 pozos se encuentran fuera de servicio temporalmente por razones operacionales.

El sistema de inyección de agua es abastecido por el agua asociada a la producción de crudo proveniente de los campos bajo la operación de la coordinación de producción Huila, que en la actualidad son ocho (8): Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú, Pijao, Dina Terciarios, Santa Clara, Brisas y Tenay.

La figura 1.1 muestra esquemáticamente el proceso de abastecimiento al sistema de inyección de agua.

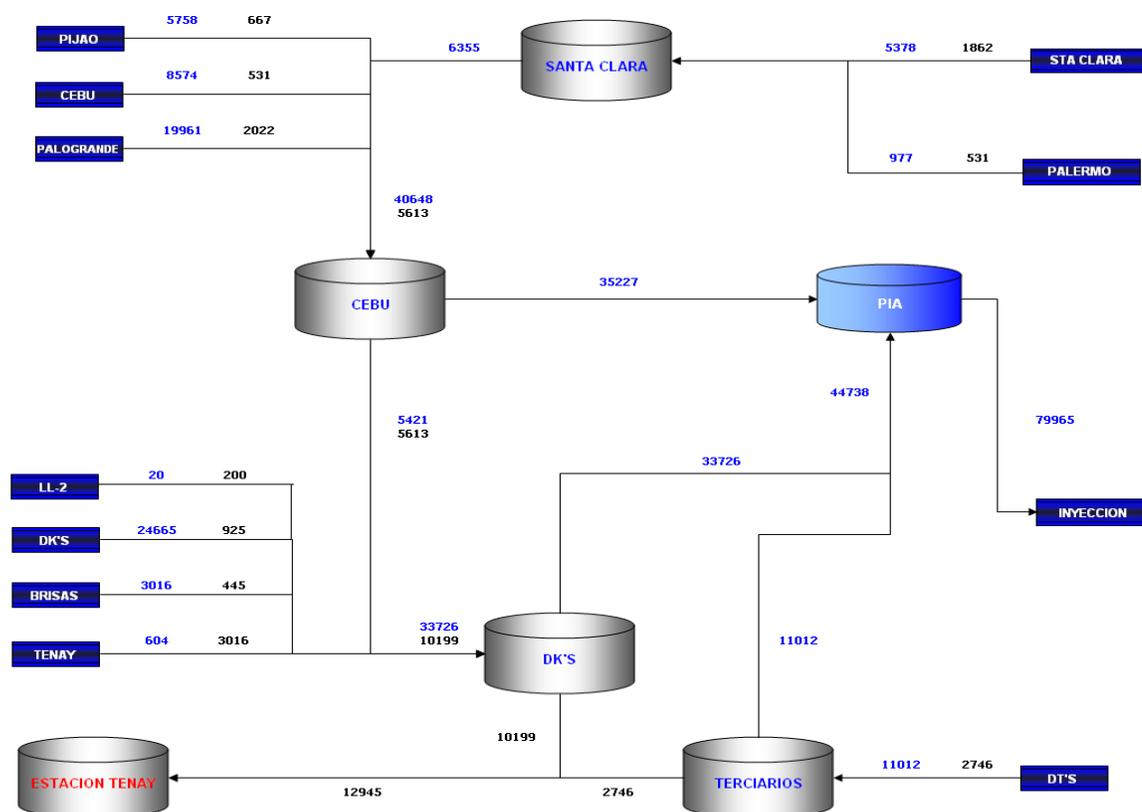


Figura 1.1. Esquema Sistema de Abastecimiento de Agua²

Las aguas de estos campos se separan y recolectan en las baterías, Dina Cretáceos, Dina Terciarios y Cebú, luego son enviadas previa operación de desnate a la Planta de Inyección de Agua.

² Todos los diagramas de procesos presentados en este documento fueron suministrados por ECOPETROL S.A., salvo referencia.

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, ya que en la actualidad no se cuenta con licencia ambiental para verterlas al medio ambiente.

1.1.1 Marco Histórico

El campo Palogrande fue descubierto en el año de 1971 y la inyección de agua se inició en agosto de 1984. La presión de yacimiento al inicio de la inyección se encontraba ligeramente por encima del punto de burbuja ($P_b = 790$ 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 900 psi.

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 psi.

El sistema de inyección de agua fue implementado inicialmente por la operadora Houston Oil Colombia S.A. y en septiembre 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 identificó 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 inyectoros. 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.

Por otra parte, en el año 2002 con la simulación del campo Palogrande-Cebú hubo la necesidad de elaborar un nuevo modelo estructural del campo con la reinterpretación de la sísmica 3D, que varió considerablemente al identificar fallas que en los modelos anteriores no estaban definidas.

1.1.2 Ubicación Geográfica

Los campos Palogrande- Cebú, Dina Cretáceos y Dina Terciarios se encuentran localizados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenta 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.

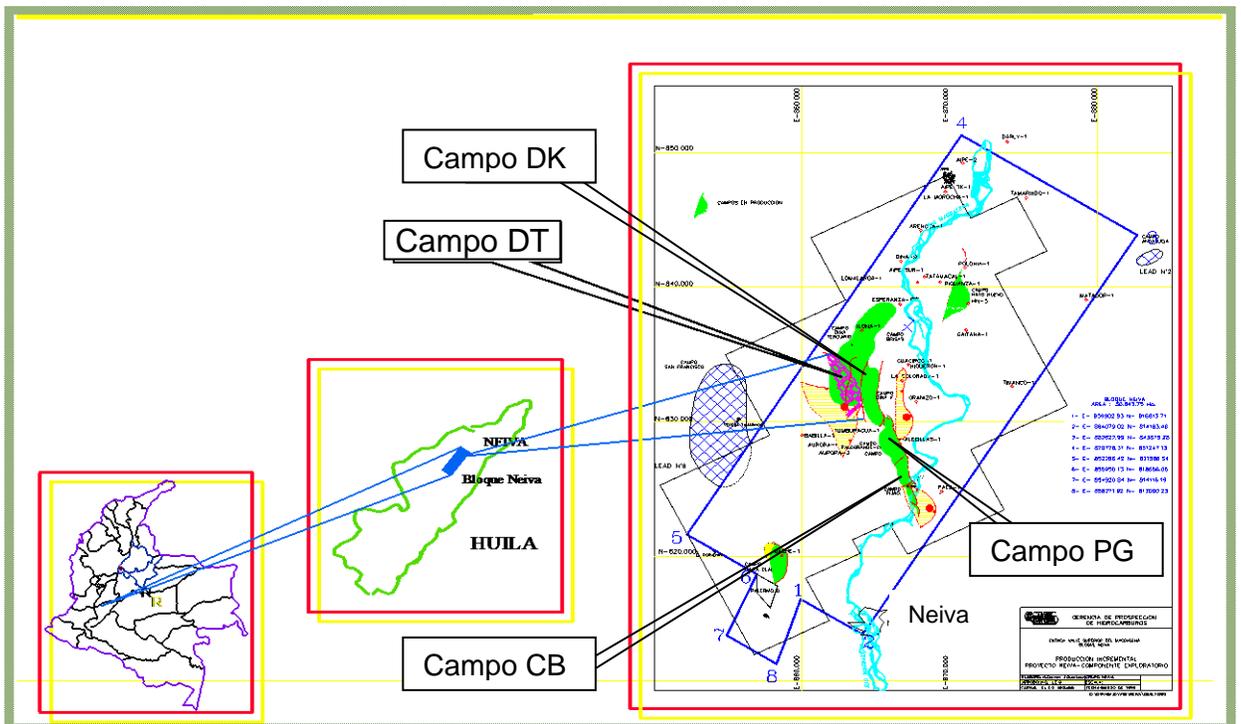


Figura 1.2. Campos influenciados por el sistema de inyección de agua.

2. DIAGNÓSTICO PROCESO DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN

2.1 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO

El agua proveniente de las baterías Dina Cretáceos y Terciarios llegan a un tanque de 4500 barriles ubicado en la locación del pozo CB-07 en el cual se le realiza un desnate de crudo al agua, cumpliendo así la función de Skimming Tank, de este tanque sale una línea de 18' que conduce el agua hacia el tanque de almacenamiento de 80.000 barriles.

El agua de la batería Cebú pasa por dos Skimming Tank dispuestos en paralelo donde se realiza el desnate correspondiente de crudo previo al envío hacia la PIA, luego de este proceso de separación o desnate de crudo el agua se conduce por medio de una línea de 8' directamente (por su cercanía) hacia el tanque de 80.000 barriles, de este Tanque se envía mediante tres bombas alimentadoras a una presión entre 30-50 psi hacia el proceso de filtración que actualmente es el proceso físico que se utiliza en la PIA para remover los sólidos y el crudo remanente en el agua, el agua filtrada es enviada a un tanque de 10.000 barriles que sirve para dar cabeza de succión a tres bombas Booster las cuales alimentan finalmente las bombas United de inyección las cuales son las encargadas de suministrar la presión suficiente al agua para que por medio de la red de distribución llegue a los pozos.

La figura 2.1 muestra el esquema del proceso de la batería Cebú y la Planta de Inyección de Agua. Estos procesos son independientes pero se presentan juntos este mismo diagrama debido a que comparten el mismo terreno, sin embargo no representa la ubicación espacial de los equipos.

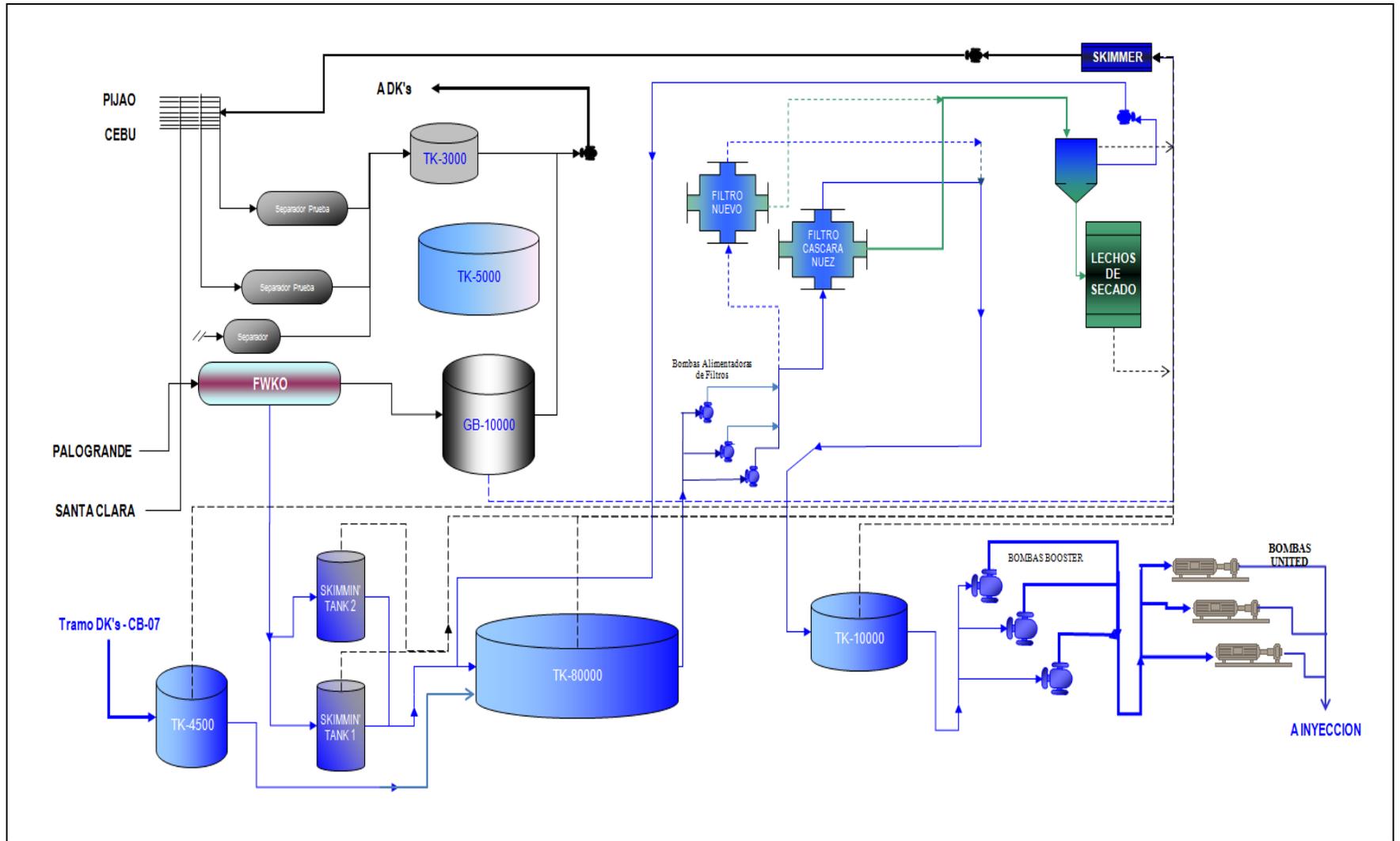


Figura 2.1. Esquema General Proceso CEBÚ-PIA³

³ FUENTE: ECOPETROL S.A. Modificado y actualizado por autor.

2.2 ABASTECIMIENTO

El Sistema de Inyección de Agua es abastecido por el agua asociada a la producción de crudo proveniente de los campos bajo la operación de la coordinación de producción Huila, que en la actualidad son ocho (8): Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú, Pijao, Dina Terciarios, Santa Clara, Brisas y Tenay. La recolección, almacenamiento y deshidratación de crudo de estos campos se realiza en las baterías Dina Terciarios, Dina Cretáceos y Cebú, de cada una se envía el agua separada del crudo hacia la Planta de Inyección de Agua.

2.2.1 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 la producción de todos los campos de la Coordinación de Producción Huila. Ver figura 1.2.

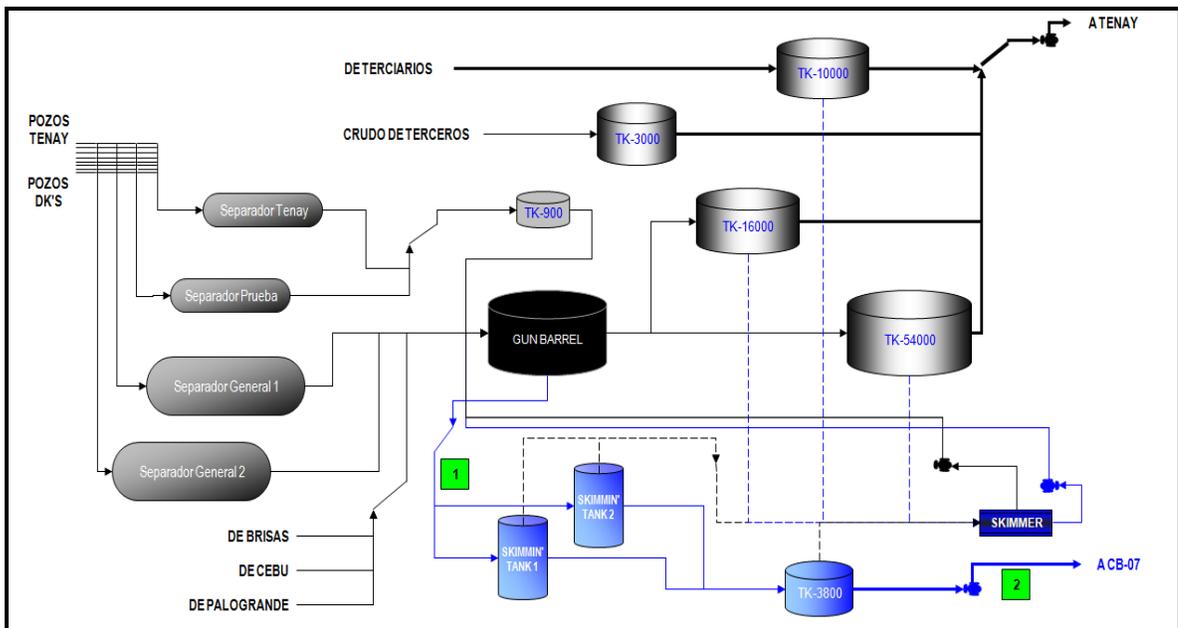


Figura 2.2. Esquema de Batería Dina Cretáceos

En esta batería se obtienen del proceso de deshidratación de crudo y se envía a la PIA en promedio 25.034 BAPD.

El agua separada en el Gun Barrel es enviada a dos Skimming Tank en paralelo de 1200 barriles c/u (los cuales se encuentran actualmente fuera de servicio por

mantenimiento), luego el agua pasa al tanque TK-380 con una capacidad de 3800 barriles de donde se envía posteriormente mediante un sistema de bombeo hacia el Tanque de 4500 barriles ubicado en la locación del pozo CB-07 aledaño a la PIA-CEBU. Ver Figura 2.2.

2.2.2 Batería Dina Terciarios

La batería Dina Terciarios recibe exclusivamente la producción de los pozos del campo del mismo nombre.

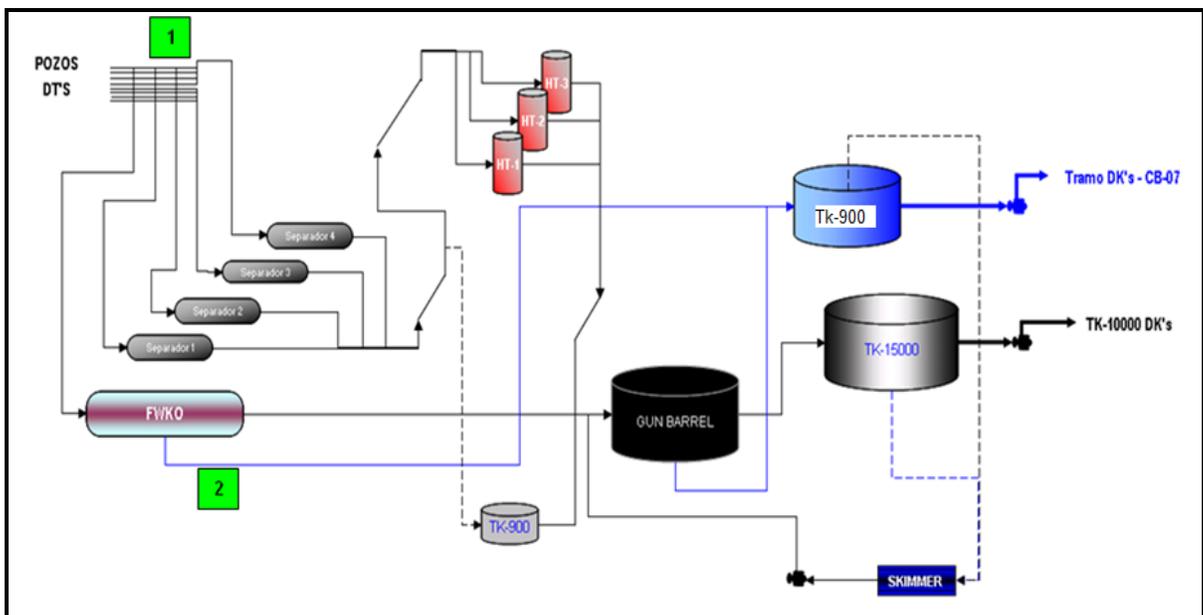


Figura 2.3. Esquema Batería Dina Terciarios

Actualmente la batería Terciarios despacha un volumen promedio de agua de 9779 BPD hacia la PIA.

Como se puede observar en la figura 2.3, el agua producto de la deshidratación crudo en el FWKO y el GUN BARREL dentro la batería se almacena en el tanque TK-900 (el cual tiene una capacidad de 900 barriles) para su despacho mediante un sistema de bombeo al tanque de 4500 barriles aledaño a la PIA en la locación de pozo CB-07 sin previo proceso de separación.

2.2.3 Batería Cebú

La batería Cebú recibe la producción de los campos, Cebú, Pijao, Palogrande y recibe la producción de los pozos que llegan a la batería Santa Clara. Ver figura 1.2.

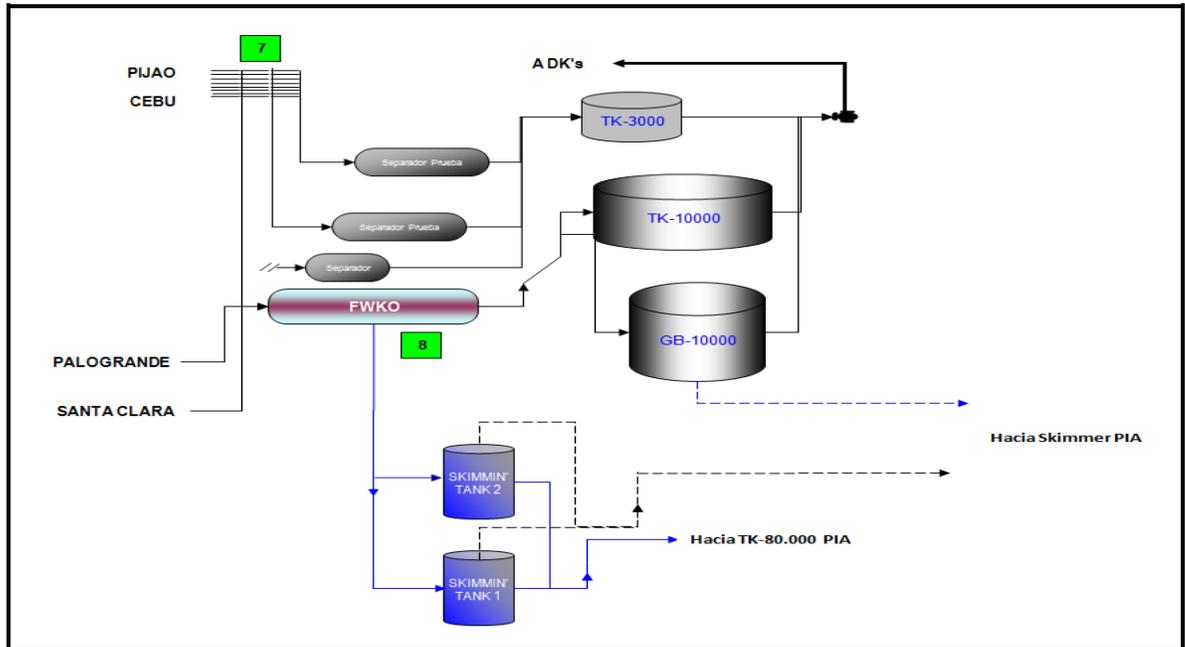


Figura 2.4. Esquema Proceso Batería Cebú

Actualmente en esta batería se separa del crudo y se envían a la PIA aproximadamente 30.686 BWPD. Desde el FWKO el agua es enviada por un alinea de 8' de diámetro hacia dos Skimming Tank en los cuales se realiza un desnate de crudo previo, luego por una línea de igual diámetro se envía con la presión que trae desde el FWKO y por la que genera la columna de agua en los Skimming Tank al tanque de 80.000 barriles aledaño a estos.

2.3 PLANTA DE INYECCION DE AGUA (PIA)

La Planta de Inyección de Agua “PIA” del área Dina se encuentra ubicada anexa a la batería Cebú. Ver figura 2.5. En esta planta se recibe luego de previos procesos de separación, el agua proveniente de todos los campos de la Coordinación de Producción Huila. Allí se realiza el proceso de almacenamiento, tratamiento y entrega para el sistema de distribución de inyección.

En la actualidad se recibe, se trata y se inyecta un promedio de 65500 BWPD mediante una línea troncal de la cual se desprenden ramales hacia los 29 pozos activos actualmente como inyectores.

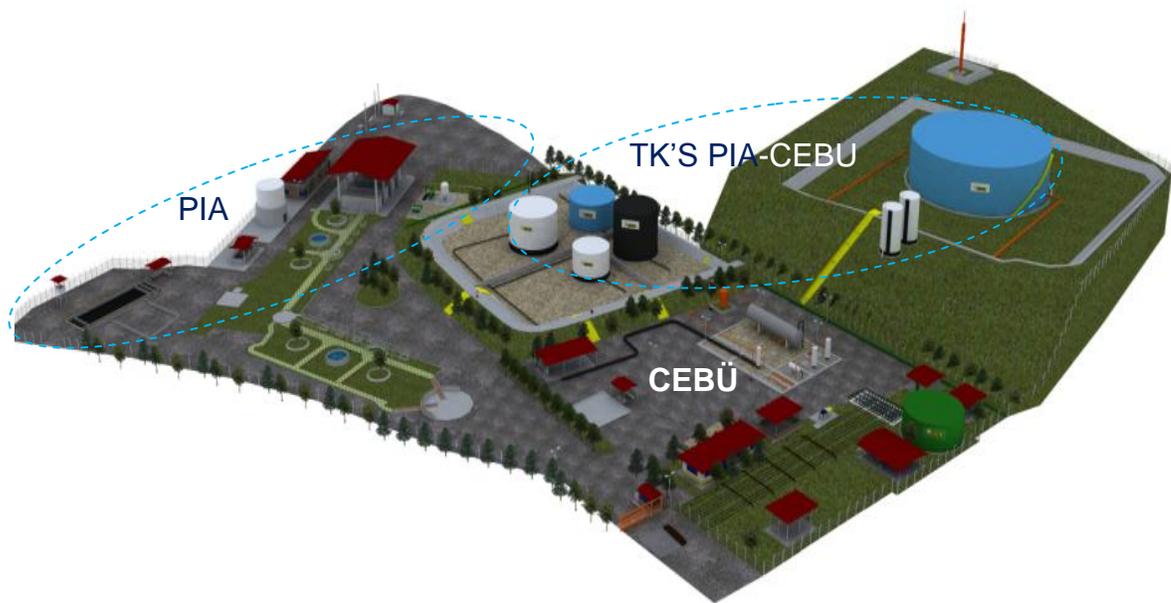


Figura 2.5. Batería Cebú y Planta de Inyección de Agua PIA

La Planta de Inyección de Agua abarca todos los procesos que deben garantizar y/o asegurar la calidad del agua de inyección bajo parámetros requeridos y garantizar la llegada del caudal y presión necesaria a los pozos inyectores.

Para el diagnóstico del estado actual de la Planta de Inyección de Agua se revisará el proceso de tratamiento, almacenamiento y despacho de agua que se

lleva a cabo dentro de ella, al igual que se identificaran las acciones de mejora pertinentes. En cada proceso se analizará los parámetros objetivos de los mismos y se tomará como base para los análisis, el promedio mensual de los resultados de las pruebas durante los últimos diez meses.

Para mayor claridad en el planteamiento del diagnóstico se tomó como guía el recorrido que realiza el agua a través de la PIA, así mismo se identificaron dentro de ella los siguientes sub-sistemas relacionados con el tratamiento e inyección del agua:

- ❑ Separación y Almacenamiento
- ❑ Tratamiento del Agua
 - Tratamiento Físico
 - Tratamiento Químico
- ❑ Sistema de Bombeo de Alta Presión
- ❑ Sistema de Tratamiento de Residuos

2.3.1 Separación y Almacenamiento

El sistema de separación lo conforma el Tanque de 4500 barriles que se encuentra ubicado en la locación del pozo CB-07 (Ver Figura 2.6) que recibe el agua de las baterías Dina Terciarios y Dina Cretáceos, y dos Skimming Tank que reciben el agua de la batería Cebú. El sistema de almacenamiento está conformado por el tanque TK-120 de 80.000 barriles el cual es el encargado de recibir y almacenar el agua proveniente desde el tanque de 4500 barriles y los Skimming Tank, y el tanque de 10.000 barriles que recibe y almacena el agua filtrada.

Cabe aclarar que los tanques de almacenamiento no son tanques desnatadores, sin embargo en ellos también se realiza desnate de crudo debido a que el tiempo de retención es mayor en estos, y todos ellos cuentan con suministro de gas de cobertura para evitar que ingrese oxígeno al sistema y genere corrosión en los tanques, líneas y problemas en los demás equipos.

Tanque de 4500 barriles Ubicado en la Locación del Pozo CB-07

De la batería Dina Cretáceos se envía un caudal de 26.034 BWPD con una concentración promedio de grasas y aceites de 12,4 ppm, de la batería Terciarios se envía un caudal de 9.779 BWPD con una concentración promedio de 38 ppm, estas dos corrientes se unen en una línea de 12' de diámetro que llega al tanque Tk-100 de 4500 barriles en el cual se tiene con el volumen manejado (Terciarios + Cretáceos) un tiempo promedio de retención de 2,4 horas calculado con el 80% de la capacidad del tanque debido a que la línea de desnate (de 8" de diámetro) se encuentra a la altura equivalente de esta capacidad. Después del desnate realizado en este tanque el agua se envía por gravedad con una concentración promedio de grasas y aceites de 38,72 ppm al tanque de almacenamiento con capacidad de 80.000 barriles.

Debido a la falta de disponibilidad de las dimensiones y tablas de aforo de este tanque no se pueden realizar cálculos para determinar la capacidad y los niveles que puede manejar a futuro cercano manteniendo el tiempo de retención constante, o en otro caso manteniendo el volumen y nivel actual constante calcular la disminución del tiempo de retención a medida que aumenta el caudal de agua que pasa por este tanque.

Tabla 2.1. Promedio de Grasas y Aceites Mensual Transferencias Baterías Dina Cretáceos y Terciarios.

Mes	Transferencia Dina Cretáceos	Transferencia Dina Terciario	Salida TK 4500
jun-07	4,82	26,79	13,98
jul-07	10,31	30,22	19,16
ago-07	7,88	27,72	17,88
sep-07	13,88	31,04	-
oct-07	10,78	24,50	13,86
nov-07	18,50	28,06	-
dic-07	16,17	37,90	22,93
ene-08	13,80	38,89	13,76
feb-08	17,18	43,29	58,07
mar-08	10,98	91,95	150,10
Promedio	12,43	38,03	38,72

Fuente: Autor



Figura 2.6. Tanque de 4500 barriles.

Skimming Tank o Tanques Desnatadores

De la batería Cebú se envían en promedio 30.686 BHPD hacia la Planta de Inyección de Agua. El agua que se separa en el FWKO de la batería Cebú se envía con una concentración promedio de grasas y aceites de 151,5 ppm a dos Skimming Tank configurados en paralelo (de 1200 barriles cada uno) con un tiempo de retención promedio de 1,6 horas en cada Skimming Tank, luego del desnate realizado en estos tanques el agua se envía por una línea de 8' de diámetro por gravedad con una concentración en promedio de grasas y aceites de 54,34 ppm hacia el tanque de almacenamiento de 80.000 barriles, lo que equivale en promedio a tener una eficiencia de remoción de 64 %. Al igual que el tanque de 4500 barriles no se dispone de dimensiones y tablas de aforo para realizar cálculos de tiempos de retención y capacidades máximas.

La ubicación de los Skimming Tank se puede visualizar en la figura 2.5 al lado del tanque de almacenamiento de 80.000 barriles de la PIA.

Tabla 2.2. Promedio de Grasas y Aceites Mensual Transferencias Batería Cebú.

Mes	FWKO CEBU (ppm)	Skimming Tank (ppm)	
		SK-1	SK-2
jun-07	43,78	63,37	63,84
jul-07	36,58	77,25	81,28
ago-07	34,52	60,89	61,08
sep-07	190,99	40,46	40,18
oct-07	85,13	50,61	43,08
nov-07	489,60	54,41	54,25
dic-07	50,61	44,89	42,79
ene-08	119,00	87,25	75,15
feb-08	41,90	43,46	47,19
mar-08	423,06	26,71	28,70
Promedio	151,52	54,93	53,75

Fuente: Autor

Tanque de Almacenamiento de 80.000 barriles

El tanque de 80.000 tiene 38 ft de altura, un diámetro de 118 ft y cuenta con cuatro líneas de desnate de 8' pulgadas de diámetro, la primera esta a 7.15 ft de altura respecto a la base, la segunda a 14,17 ft, la tercera a 24,57 y la cuarta a 35.88, ver Figura 2.6. Operacionalmente el nivel del tanque Tk-120 (80.000 B) se mantiene a una altura entre 10 y 20 ft con el objetivo de tener siempre listo un volumen de contingencia en caso de alguna emergencia o falla de alguna parte del sistema.

Tanque de agua Filtrada de 10.000 barriles

El tanque TK-320 tiene capacidad volumétrica de 10.000 barriles el cual tiene 36 ft [11 m] de altura, un diámetro de 45 ft [13,7m] y cuenta con una línea de desnate de 4" a 31 ft de altura. Operacionalmente el nivel de este tanque se mantiene entre 20-25 ft para conservar por seguridad un margen de capacidad entre el 30 y 50% y en caso de cualquier falla en el sistema aguas abajo de este tanque, tener un volumen de contingencia y dar tiempo hasta solucionarla.

El nivel del tanque solo asciende a la altura de la línea de desnate con el propósito de remover las natas cuando es necesario.

Los tanques de almacenamiento son vasijas cilíndricas que no tienen ninguna configuración especial internamente debido a que solo tienen como función almacenar, lo que no ocurre con los Skimming Tank, por eso se incluye a continuación una breve descripción y consideraciones básicas para los Skimming Tank o tanques de separación.

Los Skimming Tank son vasijas cilíndricas verticales de techo fijo cónico con configuración interna especial para ayudar físicamente que el crudo remanente en el agua en forma de emulsión y ayudado por la aplicación de rompedor inverso se separe, y por diferencia de densidades se forme una capa de crudo en la parte superior del tanque y se pueda separar o remover por rebose.

Para tener un buen porcentaje de remoción de crudo en este proceso de desnate se necesita además de tener una alta eficiencia de los químicos sobre la emulsión inversa se requiere tener un tiempo de retención considerable para que el petróleo emulsionado suba y forme una capa en la parte superior de la columna de agua en el Skimming y esta pueda ser removida.

Existen varias configuraciones internas de tanques desnatadores o Skimming Tank tanto verticales como horizontales, el diseño depende del criterio del ingeniero dependiendo de las características de los fluidos y caudales a manejar.

La figura 2.7 muestra el esquema de un Skimming Tank Vertical donde su configuración interna es similar a la de un Gun Barrel, el agua con crudo entra por la parte superior por una bota, el fluido cae por gravedad y choca contra una platina o jaula ranurada (1), en la cual se genera un efecto choque y dispersión que ayuda a separar las partículas de aceite para que estas por diferencia de gravedad suban a superficie. El tanque está provisto en la parte superior de una trampa (2) con un flotador que actúa sobre la válvula. En este ejemplo se puede observar que la misma salida del agua (3) es la encargada de controlar mecánicamente aplicando el principio de la paradoja de Arquímedes.

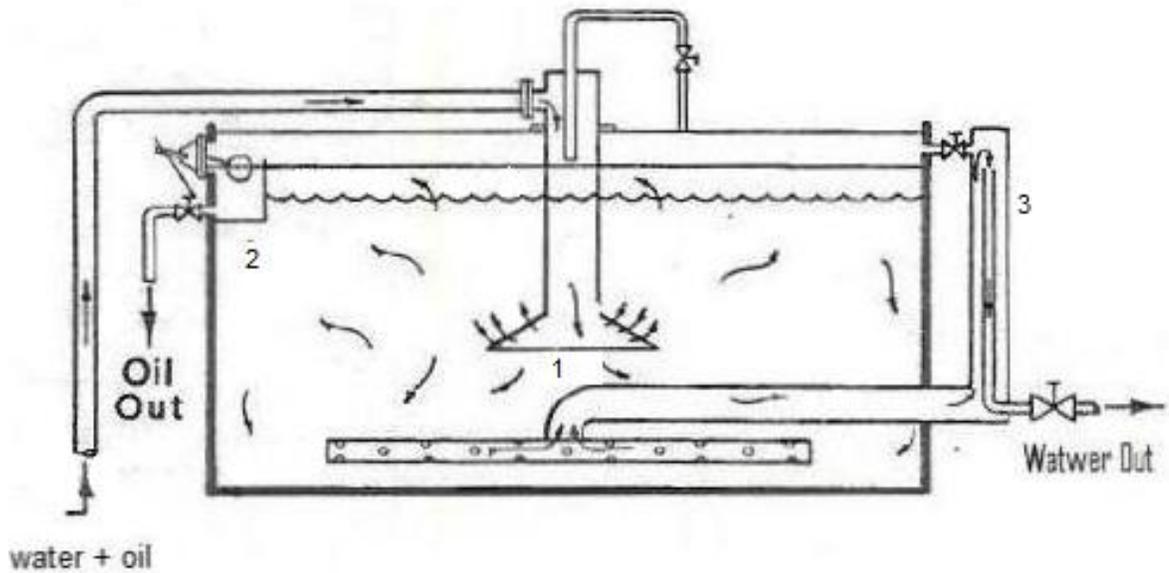


Figura 2.7. Esquema, diseño apropiado para un Skimming Tank Vertical. ⁴

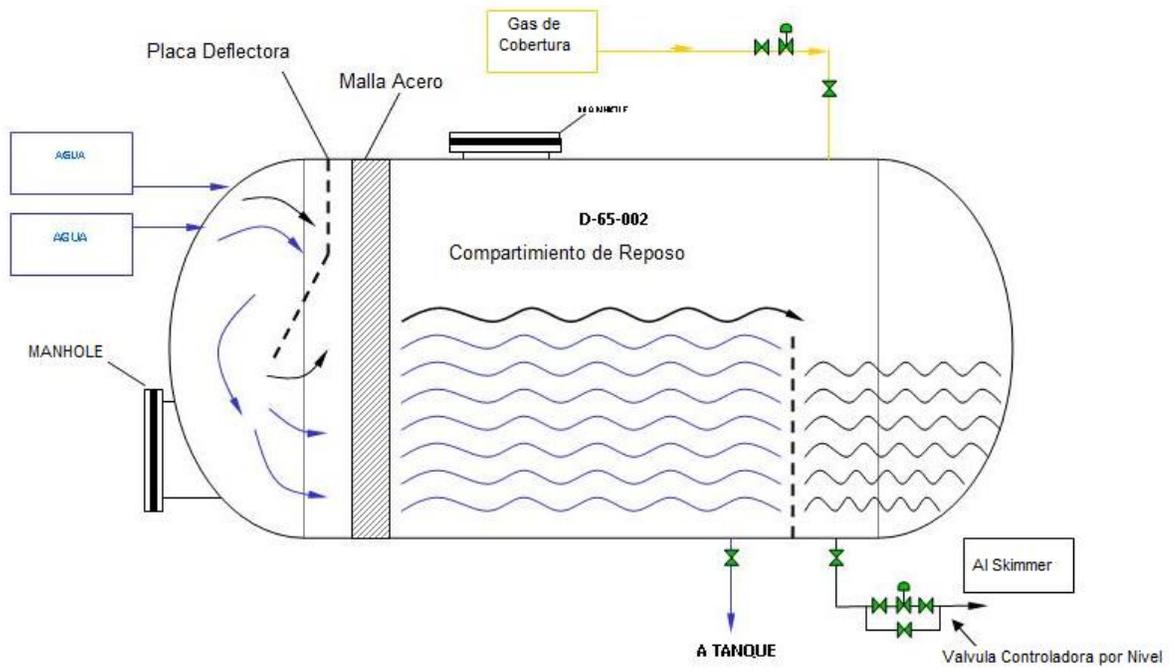


Figura 2.8. Esquema diseño Skimming Tank Horizontal⁵

⁴ The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Monografía Volumen 11 SPE.

⁵ Optimización del sistema de tratamiento de agua en el campo Rio Ceibas. Proyecto de Grado Universidad Sur colombiana; Martínez Ardilla. Wilson, Opina García. Oscar

En la figura 2.8. Se muestra un ejemplo de un buen diseño para un Skimming Tank Horizontal.

Los dos diseños ilustrados en las figuras 2.7 y 2.8 presentan los siguientes elementos y características en común.

Placa Deflectora o de choque

Es un elemento que está ubicado a la entrada perpendicularmente a la dirección de flujo del fluido con el objetivo de generar un choque el mismo.

Malla de acero

La malla tiene como función regular el régimen de flujo del fluido. En el diseño vertical la placa deflectora y la maya ranurada hacen parte de un mismo conjunto.

Compartimiento de reposo

Es el compartimiento donde se retiene el agua por un tiempo determinado, permitiendo que las partículas de crudo asciendan y formen una nata para luego se retiradas por rebose.

Trampa o compartimiento de desnate

Este compartimiento recibe la nata que rebosa del primer compartimiento para luego ser re-circulada al sistema.

2.3.2 Sistema de Tratamiento de Agua

El sistema de tratamiento comprende todos los procesos y equipos que tienen como propósito adecuar del agua con los parámetros de calidad requerida para su inyección.

2.3.2.1 Tratamiento Físico

El proceso físico utilizado en la planta de inyección para tratar el agua es un proceso de filtración, el cual tiene como objetivo remover las partículas sólidas y líquidas (> 5 micras) que se consideran perjudiciales para las facilidades de inyección y el yacimiento. Debido a que es la última etapa del tratamiento se debe garantizar a la salida de este proceso que el agua quede bajo requerimientos físicos de calidad de inyección (Sólidos totales suspendidos y grasas y aceites).

El agua almacenada en el tanque de 80.000 barriles pasa al proceso de filtración por medio de tres bombas alimentadoras que envían a una presión entre 30-50 psi al filtro de cascara de Nuez en funcionamiento actualmente.

El filtro debe mantener operacionalmente una presión diferencial entre 5 y 15 psi para garantizar una operación eficiente. Para lograr este propósito con las condiciones actuales del proceso se realizan actualmente las siguientes prácticas operacionales:

- Se abre paso al By-pass que comunica la corriente que proviene del tanque de almacenamiento y la corriente de agua filtrada que se dirige hacia el tanque de 10.000 barriles. Ver figura 2.9. Esta práctica se realiza debido a que el volumen de agua actualmente manejado es superior a la capacidad del filtro en operación (Ver tabla 2.3).
- El filtro es retro-lavado diariamente debido a que este se satura rápidamente, contribuyendo en su gran mayoría a sobre presionar el filtro y superar el límite máximo de diferencial (15 psi). Cabe mencionar que para el retro lavado se utiliza agua no filtrada del tanque 80.000 lo que disminuye la eficiencia de la operación.

Tabla 2.3. Volúmenes manejados

Caudal Manejado	BWPD
Sistema	65.500
Capacidad Filtro	36.000

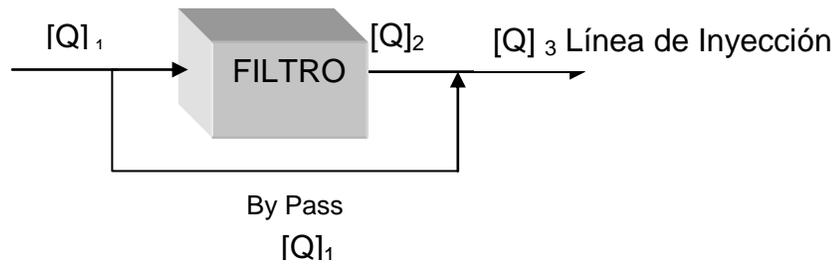


Figura 2.9. Esquema filtración-Bypass.



Figura 2.10 Filtro Cascara de Nuez en Funcionamiento

En esta parte del sistema nos importa analizar la eficiencia del proceso de filtración como tal, no obstante el análisis se centrara en la eficiencia de remoción

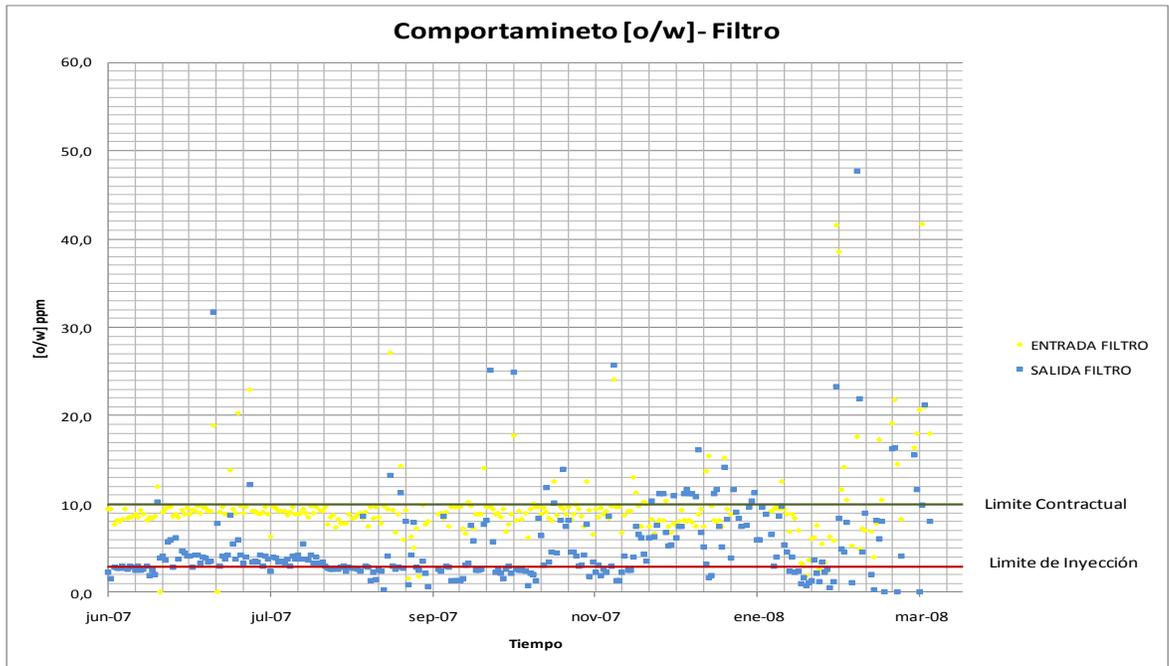
del filtro actualmente en operación. La calidad del agua final de inyección que resulta después de la unión de la corriente de agua filtrada y la que llega por el Bypass se analizará más adelante.

La figura 2.11 muestra el comportamiento diario desde junio de 2007 hasta marzo de 2008 del contenido de grasas y aceites a la entrada y salida del filtro, y la figura 2.12 muestra el mismo comportamiento en promedio mensual. En estas dos graficas la línea verde horizontal representa el límite contractual de concentración de grasas y aceites [10 ppm] por debajo de la cual debe llegar el agua al filtro, y la línea roja horizontal representa la concentración máxima de 3 ppm exigido y establecido para la inyección.

Se puede observar que en general que durante el periodo de tiempo analizado la concentración de grasas y aceites con la que llega el agua al filtro está por debajo del límite contractual que es de 10 ppm, sin embargo, a partir de febrero se nota una atendencia a aumentar, continuando con esta tendencia en marzo la concentración de grasas y aceites a la entrada del filtro exceden el límite contractual, este comportamiento se puede observar mejor en la figura 2.14 en la cual se muestra el comportamiento promedio mensual de la misma variable. Lo anterior indica que existen falencia en el tratamiento químico y/o las operaciones de almacenamiento (Tiempos de retención) y desnate.

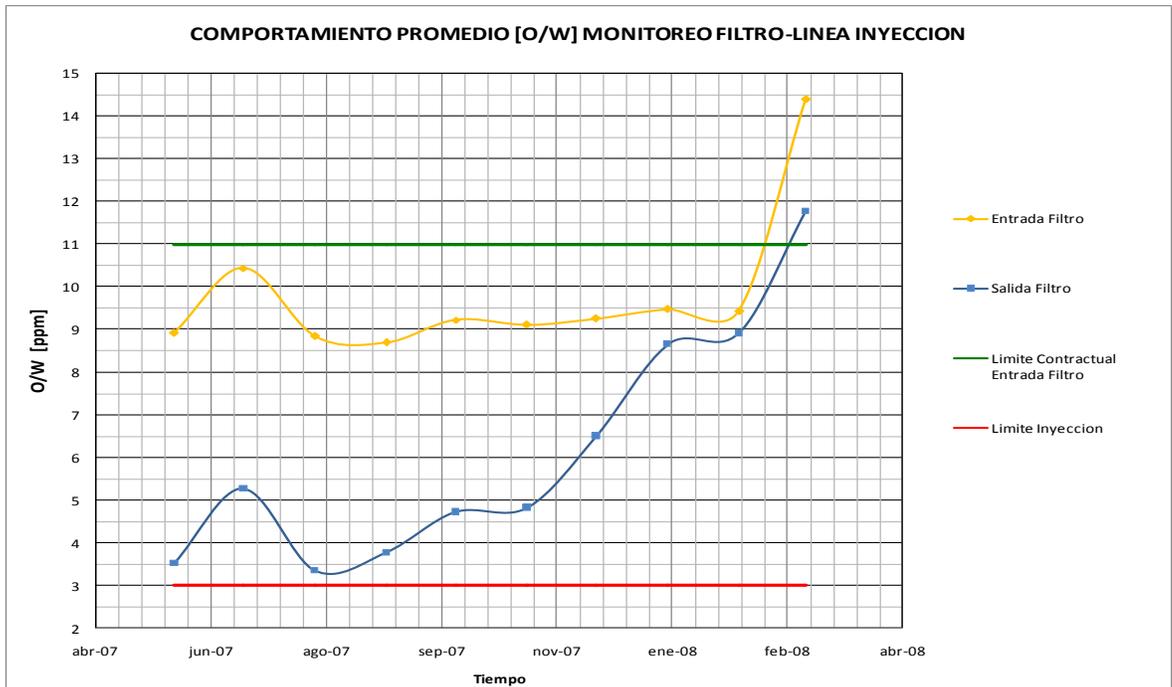
La tendencia del agua filtrada es a salir por encima de límite requerido, sin embargo existen periodos cortos de tiempo en los cuales en gran parte se cumple que la concentración de grasas y aceites sale del filtro por debajo de 3 ppm, este es el caso de los resultados de los meses de septiembre octubre de 2007 y febrero de 2008, Ver Figura 2.11. Este comportamiento era de esperarse ya que el lecho filtrante lleva varios años de servicio y ya ha perdido su eficiencia.

En la grafica del comportamiento promedio mensual se observa que hasta noviembre de 2007 se presenta una tendencia a permanecer entre 3 y 5 ppm y a partir de diciembre la concentración a la salida del filtro comienza a incrementar notablemente tendiendo a ser igual a la concentración de entrada al filtro.



Fuente: Autor

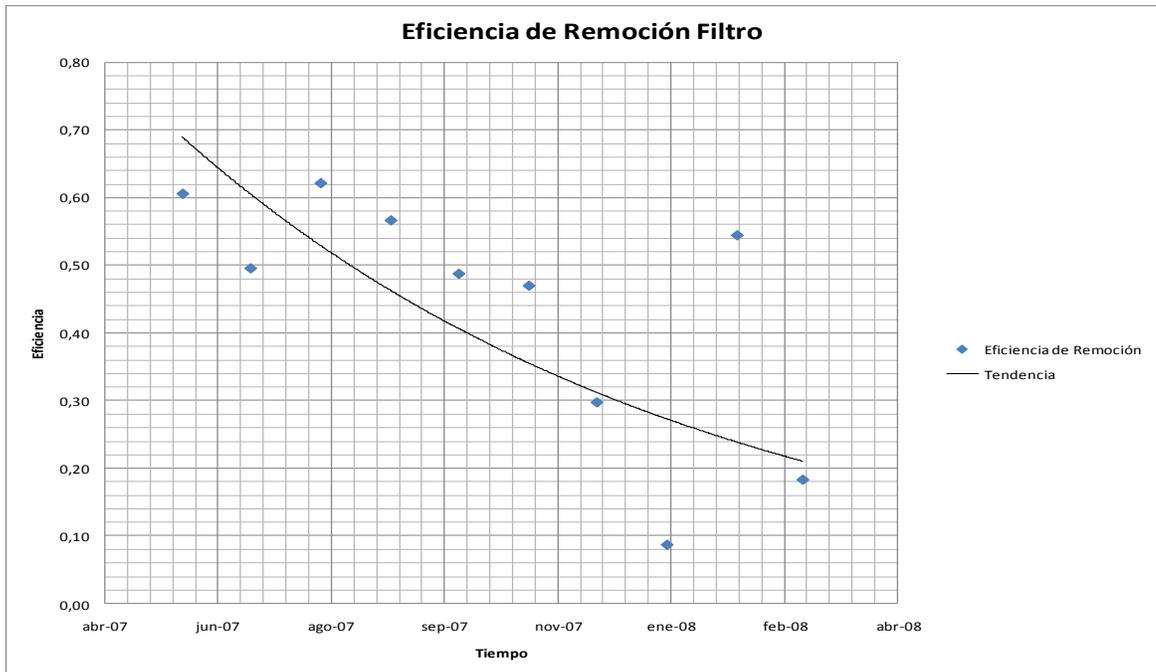
Figura 2.11. Perfil Diario Entrada-Salida filtro



Fuente: Autor

Figura 2.12. Perfil Promedio Mensual Entrada-Salida Filtro

Desde otro punto de vista lo anterior se puede analizar con base en la eficiencia de remoción. La tabla 2.4 muestra los resultados en promedio mes a mes de los análisis de laboratorio realizados en los últimos 10 meses. Se puede observar que en promedio la eficiencia de remoción durante este periodo de tiempo ha sido del 53%, llegando a tener un mínimo de eficiencia de 8,7 % y un máximo de 65%.



Fuente: Autor

Figura 2.13. Eficiencia de Remoción Filtro Actual

Analizando la el comportamiento de la eficiencia de remoción promedio mensual mostrada en la Figura 2.13 se puede observar que la eficiencia del filtro tiende a ser nula, lo que quiere decir que llegara el momento en que el filtro no ejerza un efecto filtrante sobre el agua y el esta salga con las mismas condiciones de entrada. Este comportamiento lo que nos indica es que el lecho filtrante ya excedió su vida útil y tiende a ser nulo su efecto filtrante. Por otra parte si se quisiera obtener el agua a la salida del filtro bajo especificaciones con la eficiencia promedio de remoción actual de 53% el agua tendría que llegar al filtro con una concentración máxima de 6 ppm de grasas y aceites, sin embargo si se mira el comportamiento puntual de los dos últimos meses analizados la eficiencia del lecho filtrante ya están por debajo del 20% estando el ultimo por debajo del 10%.

Tabla 2.4. Promedio Mensual de Grasas-Aceites y Eficiencia del Filtro Cascara de Nuez.

Mes	Entrada Filtro (ppm)	Salida Filtro (ppm)	Eficiencia de remoción (fracción)
jun-07	8,93	3,52	0,61
jul-07	10,44	5,27	0,50
ago-07	8,84	3,35	0,62
sep-07	8,70	3,77	0,57
oct-07	9,22	4,73	0,49
nov-07	9,10	4,83	0,47
dic-07	9,26	6,51	0,30
ene-08	9,47	8,65	0,09
feb-08	9,44	4,30	0,54
mar-08	14,40	11,76	0,18
Promedio	9,780	6,871	5,327

Fuente: Autor.

Actualmente, se está en el proceso de instalación y puesta en marcha de un segundo filtro de cascara de Nuez con una capacidad para filtrar al igual que el actual de 36.000 BWPD. Este filtro en óptimas condiciones operacionales siguiendo las recomendaciones del fabricante puede remover partículas mayores a 5 micras y concentraciones de grasas y aceites y sólidos suspendidos desde 30-40 ppm hasta 2 ppm lo que equivale a una eficiencia de remoción del 95%; y opera a en un rango de temperatura de 70-85 °F. Ver Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Parámetros de operación del nuevo filtro.

Parámetro	Rango o Valor
Presión de Operación	55- 70 psi
Presión de Diseño	80 psi
Capacidad Nominal	36.000 BPD
Temperatura de Operación	70-85 °F
Max. Carga de Aceite Entrada	30-40 ppm
Max. Carga de Aceites Salida	2 ppm
Max. Sólidos Suspendidos Entrada	30-40 ppm
Max. Sólidos Suspendidos Salida	2 ppm
Tamaño de Partículas removidos	Mayor a 5 micras
Eficiencia de remoción	95%

Fuente: Ecopetrol SA. Tabla Elaborada por Autor.

Una vez puesto en marcha el filtro nuevo se supliría la deficiencia en cuanto a capacidad de filtración para la producción e inyección de agua actual y se espera una vez superada, la eficiencia de los filtros sea la más adecuada y la calidad del agua inyectada mejore notablemente y se inyecte bajo los parámetros requeridos en lo que se refiere aceite y grasas, y sólidos totales en suspensión, Ver figura 2.14. Sin embargo hay que tener en cuenta que en el potencial de producción el volumen diario producido de agua supera la capacidad de los dos filtros en total, lo que quiere decir que si todos los pozos estuvieran produciendo sin fallas diariamente la capacidad de los filtros todavía sería insuficiente para manejar el caudal de agua producido, lo que implica un aviso de alerta para comenzar a gestionar la compra de un nuevo filtro y cambiar el lecho filtrante actual para evitar futuramente retomar las condiciones operacionales actuales.

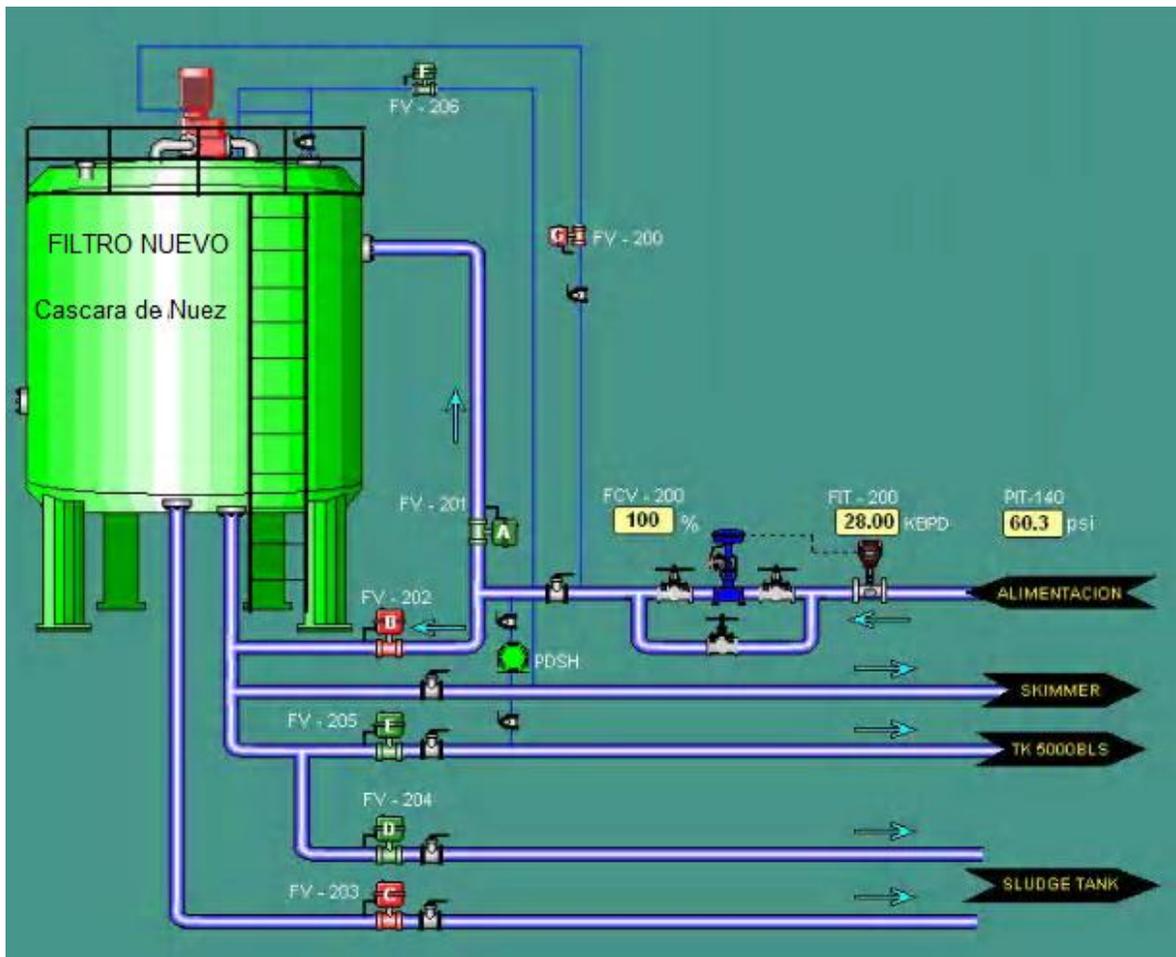


Figura 2.14. Nuevo Filtro Cascara de Nuez

En la figura 2.15 se puede observar que las líneas de succión y descarga de los filtros y demás líneas internas de flujo de la Planta de Inyección de Agua quedaron debajo de la plataforma de concreto que soporta el nuevo filtro, lo cual es conveniente considerar la reubicación de esas líneas para evitar futuras complicaciones en trabajos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo.

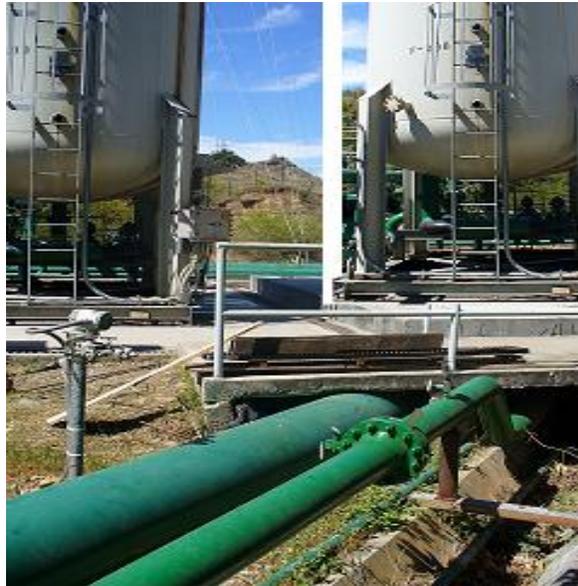


Figura 2.15. Líneas de Succión y Descarga Nuevo filtro

Características y aspectos técnicos Generales del Nuevo Filtro de Cascara de Nuez.

El filtro posee un lecho filtrante granular de cascarilla de nuez para remover sólidos suspendidos y el aceite disperso del agua de producción. Consiste en un cilindro vertical a presión diseñado acorde con ASME Sección VIII División 1, fabricado en acero al carbón en SA-516 Gr 70, soportado sobre patas y montado sobre patín (en la base del equipo) estructural en ASTM A-36. Este posee una malla en acero inoxidable sobre la cual se colocará el medio filtrante, ver Figura. 2.16. El agua de producción que pasa a través del lecho es despojada de los contaminantes, cuando el lecho se sature, éstos son removidos del equipo mediante un sistema de retrolavado completamente automático. Este sistema consta de un PLC compatible OPC, válvulas automáticas de entrada y salida de fluidos, bomba de retrolavado, transmisor análogo de presión diferencial y otras señales externas que indican el estado ó condición de otros equipos.

Las válvulas están ubicadas en las líneas de entrada y salida del filtro, entrada y salida del agua de retrolavado y normalización del proceso., así como en la línea de desnate.

Las válvulas actuadas automáticamente, son de tipo mariposa en acero al carbón ASTM A216 Gr. WCB con extremos flanchados ANSI 150 # RF acorde con ANSI B16.5. Las válvulas colocadas en las líneas de drenaje y toma muestras serán manuales. La válvula de desnate es en acero inoxidable 316 tipo bola cuatro (4) tornillos con actuador neumático. Todas las válvulas menores a ½” son en acero inoxidable 316.

La válvula de seguridad está diseñada para evacuar el caudal de trabajo del filtro, con empaques adecuados para los requerimientos de temperatura.

La tubería es en acero al carbón ASTM- A106 Gr. B Seamless. Todos los accesorios de 1 1/2” o menor serán en acero al carbón ASTM A-234 Gr. WPB. Los accesorios mayores de 2” y los flanches serán en acero al carbón ASTM A-105. Las tuercas, tornillos y espárragos serán en ASTM- A-193 GR B7, ASTM A-194 Gr. 2H.

El filtro viene equipado de manómetros de entrada y salida de agua filtrada, y en la descarga de la bomba de retrolavado, transmisor de presión diferencial, transmisor de presión de línea de entrada, válvulas solenoides para los actuadores neumáticos de las válvulas automáticas, filtro para la línea de aire, regulador de aire, etc.

Posee un tablero de control automático con clasificación NEMA 7, desde el cual se tiene el mando de todos los controles requeridos para las operaciones del equipo (automático y manual).

El sistema es completamente automático y controlado por un PLC. La señal de presión diferencial la recibe el PLC el cual realiza el cambio de válvulas necesario y la activación de la bomba de retrolavado.

El PLC se dispondrá para recibir y entregar las señales necesarias para el control del proceso. El PLC es propio del equipo y se podrá integrar a la plataforma de control existente en la PIA.

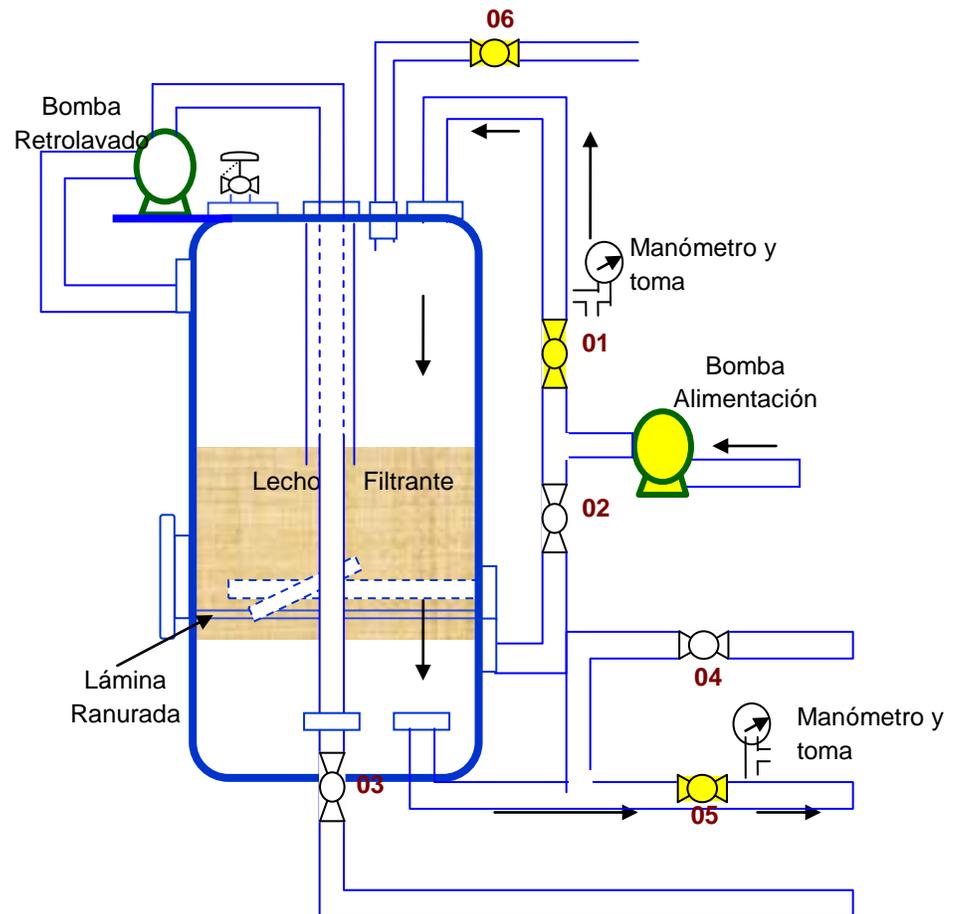


Figura 2.16. Configuración Interna Filtro Cascara de Nuez.

El sistema pasa al modo retrolavado por alguna de estas tres condiciones

- Selección manual
- Presión diferencial en el filtro mayor a 16 psi.
- Preselección de Tiempo.

El panel de instrumentación tiene señales luminosas que indican la fase de operación en que se encuentra el equipo:

- Filtración
- Descarga de Retrolavado
- Normalización

2.3.2.2 Tratamiento Químico

Actualmente se realizan dos tipos de tratamientos químicos, un tratamiento de inyección continua y un tratamiento por baches.

Tratamiento por Inyección Continua

En la tabla 2.6 se muestran los puntos de inyección de química para el tratamiento del agua en cada una de las baterías y la PIA. En la batería Dina Cretáceos se tiene como primer punto (punto No 1, Fig. 2.2) de inyección para el tratamiento del agua a la entrada del Gun Barrel donde se aplica un producto que cumple la función de clarificador y/o floculante con una dosis de 16 GPD, sin embargo el objetivo no es flocular y mucho menos coagular, lo que se logra mediante el manejo cuidadoso de la dosis de este producto es que las partículas solidadas ganen volumen, mas no peso, para facilitar que los sólidos sean retenidos por el filtro de cascara de nuez, sin embargo no hay pruebas de jarras o de botellas que me indiquen que tan acertado y eficiente es el químico en las dosis aplicadas; en este punto también se aplica rompedor directo para la deshidratación del Crudo. Se inyecta en segunda medida en la línea de transferencia hacia la PIA secuestrante de oxígeno para evitar la proliferación de bacterias aeróbicas y mitigar la corrosión y precipitaciones por oxidación del hierro disuelto en el agua, inhibidor de corrosión para inhibir los diferentes ambientes corrosivos que se presentan en el agua e inhibidor de incrustaciones inorgánicas con dosis de 3, 5 y 13 GPD respectivamente (Punto 2, Fig. 2.2).

En la batería Dina Terciarios se aplican dos productos químicos para el tratamiento del agua que se envía a la PIA. El primer producto es un rompedor inverso que se inyecta a una dosis de 1,5 GPD en el colector del manifold (Punto 1, Fig. 2.3) que recibe los pozos con alto corte de agua. El segundo químico cumple la función clarificador y/o floculante al igual que en la batería Cretáceos, y se inyecta a la salida del FWKO a una dosis de 16 GPD.

Tabla 2.6. Químicos de Inyección Continua

ESTACION	PRODUCTO	FUNCION	DOSIS (GPD)	PUNTO INYECCION
TERCIARIOS	Dismulgan 3377(50%)	Clarificador - floculante	16	Out FWK
	Cartaretrin F	Rompedor Inverso	1,5	Colector Alto Corte
CEBU	Dismulgan 3377(50%)	Clarificador - floculante	8,5	Manifold
	Cartaretrin F (20%)	Rompedor Inverso	1,5	Manifold
PIA	Biotreat	Biocida	8,0	Out Filtro
	Fongracor 213	Inhibidor de Corrosión	10	Out Filtro
DK's	Dodiox	Secuestrante de O2	3,0	Línea Transferencia
	Fongracor 213	Inhibidor de Corrosión	5,0	Línea Transferencia
	Dismulgan 3377(50%)	Clarificador - floculante	16	In Gun Barrel
	Scaletreat 2818	Inhibidor de Incrustación	3,0	Línea Transferencia
	Phasetreat 3946	Rompedor Emulsión	13	In Gun Barrel

Fuente: Ecopetrol S.A

En la batería Cebú se inyecta en el manifold una dosis de 1,5 GPD de rompedor inverso y 8,5 GPD el mismo producto al igual que en Dina Cretáceos y Terciarios que cumple la función de clarificador y/o floculante y manejado con los mismos cuidados.

La experiencia de tratamiento químico en campos petroleros demuestra dos hechos evidentes, primero que en un sistema cerrado no se pueden inyectar químicos que por sus propiedades generen floculación o coagulación de sólidos o de cualquier tipo debido a que es nocivo tanto para las facilidades como para el yacimiento, y segundo que el tratamiento del agua debe realizarse en un proceso aparte luego de que esta ha sido separada en gran parte del crudo, sin embargo los ingenieros de campo de las empresa encargada del tratamiento aseguran que al aplicar los químicos para el agua simultáneamente al tratamiento de deshidratación del crudo resulta más eficiente.

Tratamiento Por Baches

Los químicos que se aplican por baches son exclusivamente biocidas para el control de la actividad bacteriana en el agua de inyección.

Los baches son aplicados dos días a la semana en diferentes puntos lo cuales son mostrados en la tabla 2.7.

Se aplican dos tipos de biocida, el primer día de bacheo sea aplica un surfactante biocida de tipo amina el cual sirve para remover depósitos de bacterias en las paredes de la tubería, y el segundo día se aplica un biocida tipo Glutaldehido que sirve para controlar la actividad bacteriana.

Tabla 2.7. Inyección de Biocida por Baches

PUNTO DE INYECCIÓN	BATCH No 1	BATCH No 2	ppm
GUN BARREL DK'S	25	25	4,4
SALIDA FWKO DT'S	18	18	5,7
GUN BARREL DT'S	7	7	5,7
ENTRADA TANQUE CEBÚ 07	25	25	3,1
SALIDA FWKO CEBÚ	25	25	3,1
ENTRADA FILTROS	10	10	3,1

Fuente: Ecopetrol SA.

2.3.3 Sistema de Manejo de Residuos Aceitosos

El agua producto del retrolavado de los filtros es enviado a un tanque de decantación o Sludge Tank el cual tienen la capacidad y la instrumentación necesaria para separar los sólidos, el aceite y el agua y enviarlos por líneas a diferentes lugares.

Los sólidos aceitosos resultantes de este proceso son enviados a los lechos de secado para su tratamiento y disposición final. El agua es recirculada al tanque Tk-120 de 80.000 barriles y los residuos líquidos aceitosos son enviados al Separador API el cual es el encargado de recibir y separar todos los residuos aceitosos de la batería Cebú y la Planta de Inyección de Agua.

2.3.3.1 Sludge Tank (St-500)

Es un tanque cónico sobre una estructura en concreto, el cual está diseñado para recibir el volumen de retrolavado de los filtros y separar sólidos de líquidos para su tratamiento por separado. La separación de los sólidos ocurre por el efecto combinado de fuerzas centrípetas y gravitacionales que el diseño del tanque produce en la corriente de fluidos que ingresan a este.

Sobre el techo tiene un respaldo de suministro de gas blanketing por medio de un regulador reductor marca Fisher S201, con una presión de 15" WC para suministrarle gas y desalojar el oxígeno que pueda existir en su interior (el cual deteriora por corrosión la vasija y la tubería) y una válvula de presión y vacío marca GROTH calibrado a proteger por sobre presión a 2 (oz/in) y por vacío a 0.5 (oz/in), que evita que se colapse, las dimensiones de estos instrumentos dependen del diseño. Ver Figura 2.17.

El Sludge Tank tiene una capacidad de 2000 barriles, tiene una línea de desnate la cual envía la nata al separador API, una línea de drenaje de agua la cual lleva el agua separada al tanque de 80.000 barriles y otra para el desalojo de los sólidos hacia los lechos de secado, la línea de desnate no se utiliza debido a que su diámetro es muy reducido (2") y se obstruye muy rápido debido a que las natas que se originan del retrolavado son gruesa, espesas y consistentes las cuales dificultan la succión por la línea de desnate de 2" de diámetro. Debido a lo anterior, después de haber de haber decantado los sólidos se transfiere por la

parte superior del Sludge Tank el agua aceitosa hacia el Separador API hasta que el nivel del líquido alcanza los 4,5 m de altura, luego se procede a drenar hacia los lechos de secado los residuos sólidos con parte del líquido del tanque para que puedan tener fluidez.

En un trabajo de diplomado elaborado por un operador de la planta de inyección en el 2004 propone el cambio de la línea de desnate de 2" a una línea de 4" de diámetro y la construcción de dos líneas toma muestras de 1" de diámetro para monitorear la calidad, la primera ubicada por debajo de la línea de desnate y la otra por encima de la línea de drenaje, en la Figura 2.18 se ilustra esquemáticamente la propuesta del operador en mención.

Adicional a los cambios propuesto anteriormente es necesario que se habilite un punto de inyección de rompedor inverso a la entrada del Sludge Tank para romper la emulsión inversa y así el aceite pueda ascender por diferencia de densidades y pueda ser removida.



Figura 2.17. Sludge Tank (ST-500)



Figura 2.18. Cambios Propuestos para Sludge Tank

2.3.3.2 Lechos de Secado

Los lechos de secado ubicados en la PIA son tres piscinas de concreto impermeabilizadas, que se encuentran rellenas con un lecho filtrante de grava y arena uniformemente distribuida con el objetivo de retener los sólidos provenientes de los retrolavados de los filtros, separándolos del agua.

La entrada de agua en cada lecho se realiza por medio de dos salidas interconectadas a unas válvulas reguladoras manuales que permiten que se controle el nivel de cada Lecho de Secado.

El agua que entra a estos Lechos de Secado se filtra y se drena por unas cunetas ubicadas en la parte inferior de cada uno y que van interconectadas una a otra, las cuales por gravedad llevan el agua hasta el Sumidero que esta contiguo a los Lechos de Secado el cual se encarga de enviar mediante dos bombas el agua hasta el separador API de la PIA. (Ver figura 2.19).



Figura 2.19. Lechos de Secado

2.3.3.3 Separador API

El separador API está diseñado y tiene las facilidades para separar por medios físico el agua del aceite y recircular el aceite recuperado en este proceso a la batería Cebú, y el agua separada al tanque de almacenamiento de 80.000 barriles, Sin embargo en la actualidad este separador no está cumpliendo con dicha función y se esta limitando operacionalmente a cumplir la función de un Skimmer o sumidero de los residuos aceitosos del todo el proceso PIA-CEBU, y de allí se recircula toda la mezcla al manifold de la batería Cebú, este separador está abierto a la atmosfera y constituye un punto de entrada y/o suministro de oxigeno al sistema el cual es un agente altamente corrosivo.

Al separador API de la PIA llegan los residuos (aguas) aceitosas provenientes de:

- Retrolavado de filtros Previo proceso Sludge Tank
- Desnates de Skimming Tank y Tanque 4500.
- Drenaje y desnate en tanques de succión.
- Drenaje de condensados de Gas y aire del “*Scrubbers*”.
- Drenaje de tanques de almacenamiento de crudo y agua en batería Cebú.

Actualmente el separador API está cumpliendo solo el papel de sumidero ya que todo el fluido que llega al él se recircula por medio de bombas por una línea hacia el manifold de recibo de la batería Cebú sin tener un proceso de separación.



Figura 2.20. Separador API (Skimmer)

2.3.4 Sistema de Bombeo de alta presión

Luego de que el agua pasa por el filtro esta es almacenada en el tanque de 10.000 barriles el cual le proporcionan cabeza de succión a las Bombas Booster (tres en funcionamiento y una en Stand By) las cuales se encargan de suministrar una cabeza de presión de 150 psi a las bombas United las cuales descargan con una presión suficiente a la red de inyección.

El sistema de bombeo cuenta actualmente con tres (3) juegos de bomba centrifugas United de doce (12) etapas con motores de 1200 caballos de fuerza a 3562 RPM con un voltaje de de 7000 voltios, capacidad máxima de bombeo de 42000 BPD. Dos de ellas se encuentran operando actualmente y una en Stand By.

Las bombas despachan en promedio 65 500 BWPD a una presión entre 2200 y 2180 psi la cual es regulada mediante un choque en la línea de inyección en 2150 psi. Ver figura 2.21.

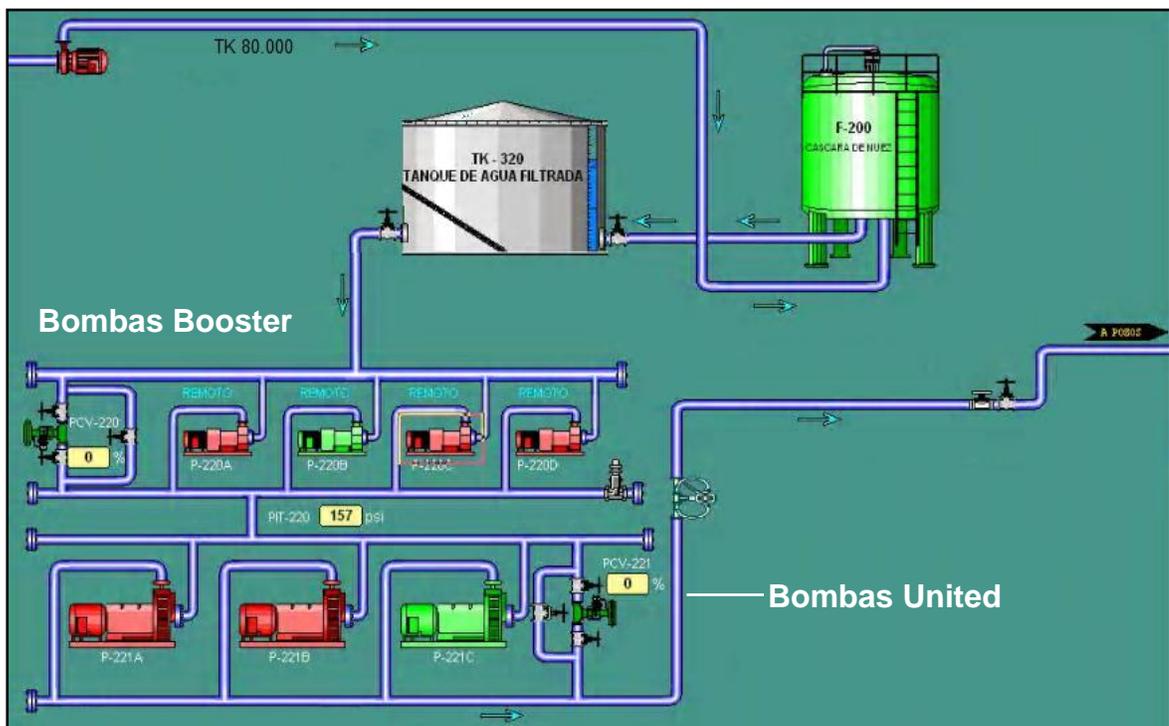


Figura 2.21. Esquema Sistema de Bombeo.

2.4 CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

Todos los procesos de separación y de tratamientos Físico-Químicos involucrados en el Sistema de Inyección de Agua tienen como propósito dejar el agua en condiciones de calidad requeridas para su inyección.

Con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema de inyección en el campo y con el objeto de minimizar la corrosión y evitar el taponamiento en los pozos por sólidos, grasas o aceites e incrustaciones, el Sistema de Gestión Integral ha establecido que se deben cumplir como parámetros de referencias para la inyección, grasas y aceites, Sólidos Totales Suspendidos, Tasa de corrosión y de incrustaciones bajo los valores que se presentan en la tabla 2.8.

Tabla 2.8. Requerimientos de calidad del agua exigidos para la inyección

PARAMETRO	UNIDADES	LIMITE EXIGIDO
Tasa de Incrustación	mpd	Menor de 3.0
Tasa de Corrosión	ppy	Menor de 3.0
Sólidos Totales Suspendidos	ppm	0
Grasas y Aceites	ppm	Menor de 3.0

Fuente: Ecopetrol SA. Elaborado por Autor

Para tener la certeza de que los procesos de tratamiento físico-químicos estén garantizando al final del proceso la calidad del agua requerida para la inyección, se realiza monitoreo determinando mediante la toma de muestras periódicas y pruebas de laboratorio parámetros fisicoquímicos, los análisis que determinan los parámetros físicos de inyección se realizan diariamente y los análisis químicos se realizan mensualmente, Ver Tabla 2.9. las dos únicas pruebas que no son de laboratorio son los índices de corrosión e incrustaciones, estas son determinadas mensualmente mediante cupones ubicados en las facilidades de los pozos inyectoras, sin embargo en la actualidad solo se cuenta con monitoreo en el pozo DK-21.

El análisis de la calidad final del agua se basa en los parámetros exigidos por el sistema de gestión integral de Ecopetrol los cuales se muestran en la tabla 2.8, sin embargo se aclara que no se incluye dentro de este análisis el parámetro de sólidos totales suspendidos (SST) debido a que no existen registros representativos.

Tabla 2.9. Análisis físicos-Químicos realizados al Agua de Inyección.

Parámetro		Periodicidad
GRASAS Y ACEITES	mg/L	Diario
SOLIDOS SUSPEND. TOTALES	mg/L	Diario
TASA DE INCRUSTACIÓN	mpd	Mensual
TASA DE CORROSIÓN	mpy	Mensual
pH		Mensual
TEMPERATURA CAMPO	° C	Mensual
CO ₂	mg/L	Mensual
H ₂ S	mg/L	Mensual
O ₂	ppb O ₂	Mensual
CONDUCTIVIDAD	mS/cm	Mensual
SAL	%	Mensual
SOLIDOS DISUELTOS TOTALES	mg/L T	Mensual
ALCALINIDAD (CaCO ₃)	mg/L	Mensual
CLORUROS (Cl)	mg/L	Mensual
DUREZA TOTAL (CaCO ₃)	mg/L	Mensual
DUREZA CALCICA (CaCO ₃)	mg/L	Mensual
DUREZA MAGNESICA (CaCO ₃)	mg/L	Mensual
HIERRO TOTAL (Fe)	mg/L	Mensual
BARIO (Ba)	mg/L	Mensual
SULFATOS (SO ₄ ²⁻)	mg/L	Mensual
TURBIDEZ	NTU	Mensual
RESIDUAL DE AMINA (NH ₂)	mg/L	Mensual

Existen dos puntos de monitoreo aguas abajo del filtro, el primer punto de monitoreo está ubicado en la línea de inyección ubicado dentro las instalaciones de la PIA Aprox. a 300m después de las bombas de inyección, y el segundo se encuentra en las facilidades del pozo DK-21.

Estequiometricamente se puede inferir que en cuanto a concentración de grasas y aceites se puede presentar la siguiente relación entre las corrientes de agua desde la entrada del filtro hasta la línea de inyección: $[O/W]_1 > [O/W]_3 > [O/W]_2$
La cual se puede apreciar esquemáticamente en la figura 2.9.

Cuando el filtro se encuentra funcionando normalmente el agua entra con una concentración (1), debido a que parte de la concentración de grasa y aceites es removido por el filtro el agua sale con una concentración (2) que debe ser menor que (1), el agua que fluye a través del Bypass lleva la misma concentración que la corriente que entra al filtro y cuando esta se une con la corriente filtrada (línea de inyección), por efecto de dilución la concentración resultante debe ser menor que la que entra al filtro pero mayor que la corriente filtrada, en el mejor de los casos puede ser muy similares y en el peor escenario la concentración de la corriente ya mezclada puede ser igual que a la entrada debido a la pérdida de la eficiencia de remoción ya explicada anteriormente. En la Figura 2.23 se puede observar los tres escenarios expuestos anteriormente. Hasta el mes de septiembre de 2007 la concentración de grasa y aceites de la salida del filtro y la línea de inyección son muy cercanas.

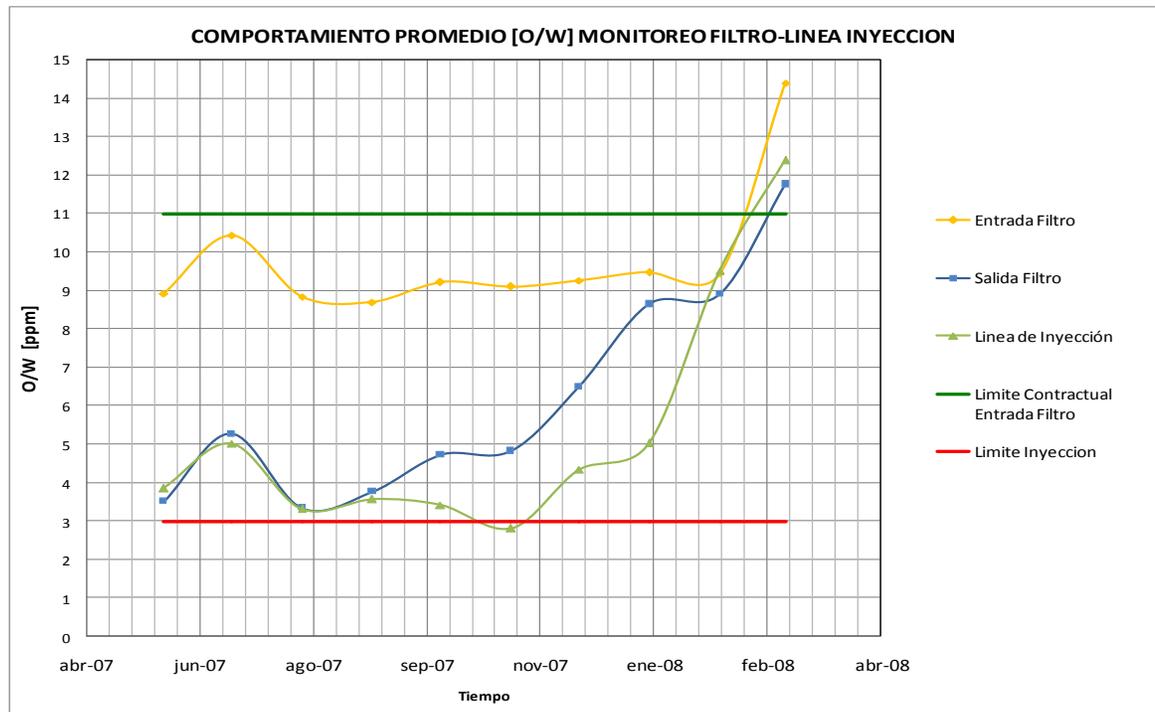


Figura 2.22. Perfil Filtro-Línea de Inyección

Desde octubre de 2007 hasta enero de 2008 la concentración de la línea de inyección es menor que a la salida de los filtros, este comportamiento representa un panorama positivo el cual se presenta posiblemente cuando se realiza desnate

periódico en el tanque Tk-320 de 10.000 barriles en el cual se almacena el agua filtrada.

El anterior comportamiento puede verse también con una mayor normalidad entre la línea de inyección y el punto de monitoreo en el pozo DK 21 el cual se puede observar en la figura 2.24, sin embargo en este trayecto no existe ningún punto en el cual se lleve a cabo un proceso de separación, este comportamiento se puede atribuir a la adhesión de las partículas de aceite en las paredes de la tubería.

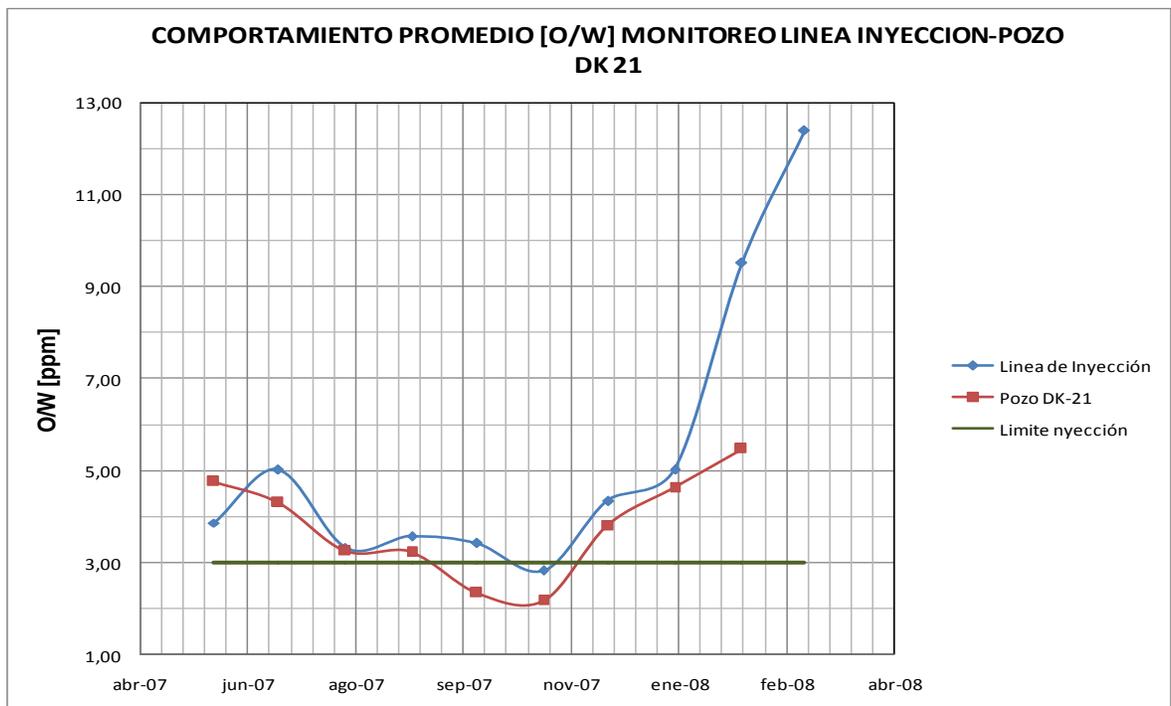


Figura 2.23. Perfil Línea de inyección Pozo DK-21

Ahora, el comportamiento planteado en este aparte se presenta en los dos últimos meses analizados de la grafica 2.22, el cual es coherente siempre y cuando no se realice un proceso de desnate intermedio entre el punto de muestreo a la salida del filtro y la línea de inyección como el que se da en el tanque de agua filtrada.

2.5 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA

La grafica 2.24 muestra el comportamiento de la inyección diaria desde enero de 2007 hasta marzo de 2008 lo que equivale a un periodo de 436 días.

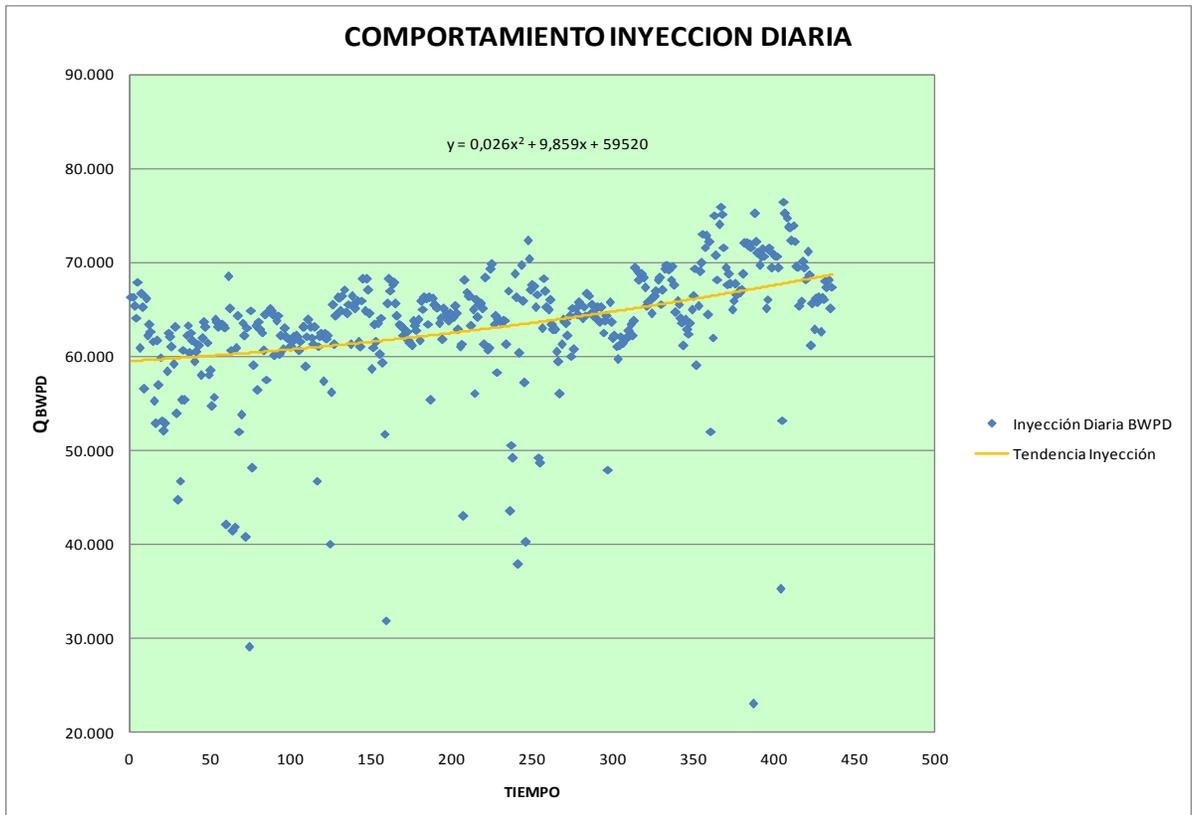


Figura 2.24. Inyección Diaria de Agua 2007-2008

Siguiendo la tendencia del comportamiento de la grafica se calcula que a diciembre de 2008 se tendrá un caudal aproximado inyectado de 80.620 BWPD y a diciembre de 2009 se estará inyectando aproximadamente un caudal de 101.557 BWPD.

3. DIAGNOSTICO POZOS INYECTORES

En el presente diagnóstico se evaluarán las condiciones actuales de los pozos inyectoros de los campos Palogrande-Cebú, Dina Cretáceos y Pijao, se propondrán algunas acciones de mejora según sea pertinente. Este diagnóstico también tiene como propósito servir como base para la maduración del proyecto de reingeniería del sistema de inyección producción de los campos en mención.

Para la elaboración del diagnóstico de las condiciones actuales de operación de los pozos inyectoros se dividió el trabajo en tres partes, La primera consistió en evaluar las condiciones mecánicas y operativas en las que se encuentran las facilidades que existen en cabeza de pozo actualmente, tales como instrumentos de medida, accesorios y válvulas.

La segunda parte consiste en evaluar las condiciones de fondo de pozo, revisar historial de intervenciones, identificar problemas mecánicos, factores de riesgo y condiciones de operación.

En la tercera parte se evaluaron las desventajas del sistema de inyección en fondo de pozo y problemas que se presentan a nivel de yacimiento y se propuso una alternativa como acción de mejoramiento de las condiciones presentadas actualmente.

3.1 CABEZALES Y FACILIDADES EN POZOS INYECTORES

3.1.1 Cabezal de Pozo Inyector

En esencia la estructura y la configuración de un cabezal de un pozo inyector es la misma a la de un pozo productor en flujo natural, el cual se conforma del arbolito de navidad y la respectiva configuración de cabezales de revestimiento y de tubería.

El cabezal de un pozo cumple la función de asegurar el mismo y permitir el ingreso de las herramientas de Slick Line y Wire Line en muchas ocasiones sin necesidad de matar o parar el pozo.

Actualmente los cabezales de inyección (al igual que las facilidades) no presentan las condiciones óptimas de operación debido a que sus conexiones, válvulas y accesorios no son los adecuados para su aseguramiento, estas condiciones imposibilitan o extienden las operaciones de toma de registros o cualquier operación con cable, como las necesarias en un completamiento de inyección selectiva (este tema se Explicara más adelante).

En la Figura 3.1 se muestra un ejemplo de los cabezales instalados actualmente en los pozos de los campos Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos. En estos cabezales como se puede observar se evidencia una configuración que no permite conectar las herramientas de tomas de registros, para esto se debe matar el pozo y realizar las respectivas operaciones. Lo anterior implicaría la inestabilidad de la presión en yacimiento y un tiempo adicional en la operación por la restauración de la misma.



Figura 3.1. Modelo Cabezal Actual Pozos Inyectores

Para evitar complicaciones futuras en operaciones de registros y/o incidentes debido a las condiciones y la inadecuada configuración de los cabezales de inyección se propone a continuación (Figura 3.2) las condiciones óptimas que debe presentar un cabezal de inyección.

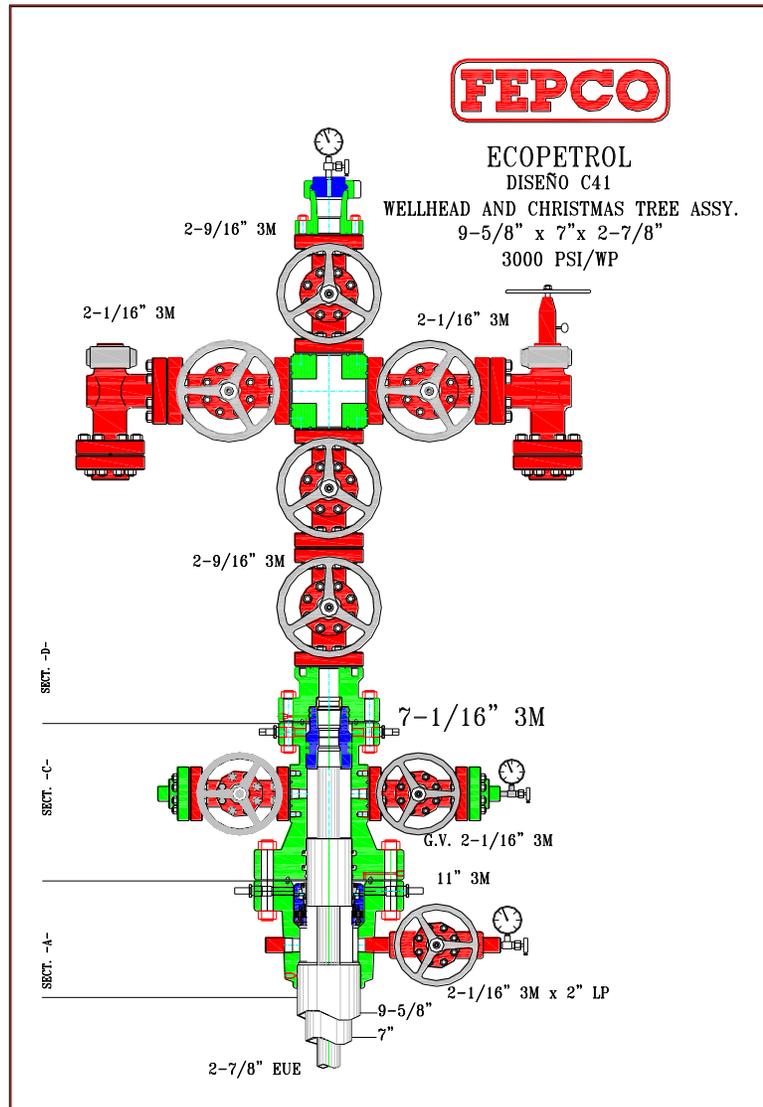


Figura 3.2. Diseño de Cabezal Propuesto.

La configuración propuesta consta de dos secciones, la primera comprende la configuración de los cabezales de revestimiento y tubería con sus respectivas vías de flujo que permitirán el tanto retorno como la inyección en reversa de fluidos de acondicionamiento y la instrumentación necesaria para el registro de las presiones manejadas en el anular. La segunda sección es a lo que se denomina

técnicamente el “Arbolito de Navidad” el cual viene provisto de dos válvulas máster, conexiones para la manguera de inyección que se deriva del “Patín de Inyección”, dos vías de flujo y una conexión denominada técnicamente “Swab-Val” la cual permite la conexión rápida sin matar el pozo del lubricador de las unidades de Wire Line y Slick Line para la toma de registros y demás.

3.1.2 Facilidades de Inyección en Locación de Pozo

Se entiende por facilidades de inyección el conjunto de líneas, válvulas, accesorios e instrumentación (medidores de caudal, manómetros) que se encuentran en superficie y permiten el acceso, control y monitoreo de variables críticas de inyección tales como caudal y presión de inyección.

Las facilidades de superficie de los pozos inyectoros de los campos PG-CB y DK'S tienen en promedio más de 20 años de antigüedad y su diseño inicial no contempló las facilidades para monitoreo y medición de las variables críticas del proceso, así como tampoco fue concebido en muchos casos la necesidad de flujos alternos o cierres con aislamiento de inyección para realizar trabajos de mantenimiento preventivo y/o correctivo en las locaciones.



Figura 3.3. Ejemplo Facilidades Actuales en los Pozos Inyectores

Actualmente el 90% de los pozos inyectoros que se encuentran operando no poseen ningún sistema de medición permanente de presión o caudal, la medición de estos parámetros se realiza mediante recorridos periódicos, estos resultados no ofrecen confiabilidad debido, entre otros factores, a la imposibilidad de realizar conexiones para la medición en algunos pozos, el avanzado estado de deterioro de accesorios de conexión, el daño o la inexistencia de los mismos y la diferencia de rangos manejados por el instrumento utilizado para el recorrido y la calibración real que debería tener cada elemento en el pozo.

En general las facilidades de superficie en los pozos inyectoros presentan las siguientes condiciones:

- No poseen la instrumentación necesaria para medir y monitorear las variables críticas del proceso (caudal y presión).
- Diseño particular para cada pozo
- El diseño es rígido y diámetros y capacidades no están estandarizados.
- Las líneas, accesorios, uniones, conexiones y válvulas presentan un alto grado de deterioro.
- Las válvulas en la mayoría de los casos no hacen sello y no poseen manija para su operación.
- En algunos pozos no se contempla la construcción de un By Pass y cierres con aislamiento de la inyección para la realización de mantenimiento.
- No existe en la mayoría de los casos la facilidad adecuada para el acople de elementos de instrumentación.

Para este caso se contempla cambio de la configuración de las actuales facilidades de inyección en superficie de pozo por una estructura metálica independiente y portátil que soporte y acople la instrumentación, accesorios, válvulas y equipos adicionales tales como los filtros, y que conecte la línea de inyección con el cabezal del pozo inyector. Esta estructura en su conjunto se llamara técnicamente “Patín de Medición” o “Patín Inyector”, la cual debe permitir:

- Su construcción fuera de locación.
- Transporte fácil.
- Acoplamiento sencillo de la instrumentación y Accesorios.
- El desvío del flujo de inyección mediante un By Pass para la realización de trabajos de mantenimientos preventivos o correctivos, y no tener que parar la inyección.
- Disminución de tiempos de parada para la conexión.

El diseño del patín inyector debe contemplar y contener facilidades para:

- Regulación de flujo (Choque variable)
- Filtración de fluidos (Filtro vertical de cartucho y strainer)
- Medición y monitoreo de Presiones (Manómetros)
- Medición y monitoreo de Flujo (Flowmeter)
- Adecuación para desvío del flujo (By Pass)
- Facilidades para cierre y aislamiento de inyección (Válvulas de corte, bola y compuerta)
- Facilidades para muestreo de fluidos y monitoreo de corrosión e incrustaciones.
- Demás accesorios para el adecuado montaje de los elementos anteriores.

El sistema de aseguramiento de los cabezales consiste en un enmallado lateral el cual permite el acceso por la parte superior de la malla, condición que hace vulnerable a los cabezales.

Las condiciones de seguridad para los cabezales se pueden mejorar mediante la implementación de un enmallado el cual encierre el cabezal de inyección en todas sus vistas (laterales y superior).

A continuación se presenta un esquema modelo del Patín Inyector propuesto para la implementación en los pozos inyectores de los campos Palogrande-cebú y Dina-Cretáceos.

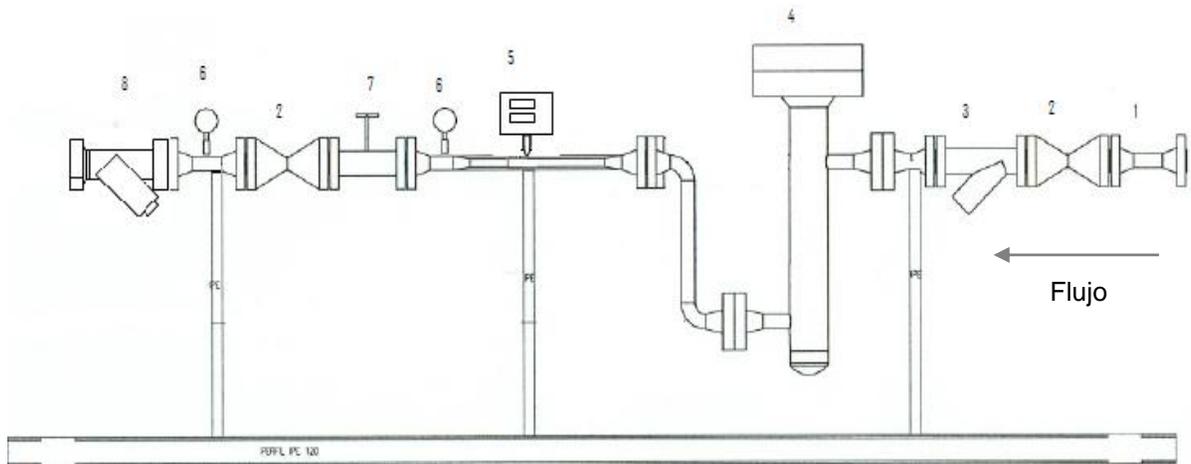


Figura 3.4. Perfil Modelo Cabezal de Inyección.

El Patín Inyector propuesto constara siguientes componentes:

1) **BY PASS**: El By Pass es una línea alterna de flujo que tiene como función conducir el agua desde la entrada hasta el final del cabezal sin pasar por la instrumentación cuando se requiera hacer mantenimiento o reparación a cualquier instrumento, válvula o accesorio. Esta parte del cabezal se puede apreciar en la figura 4-2b.

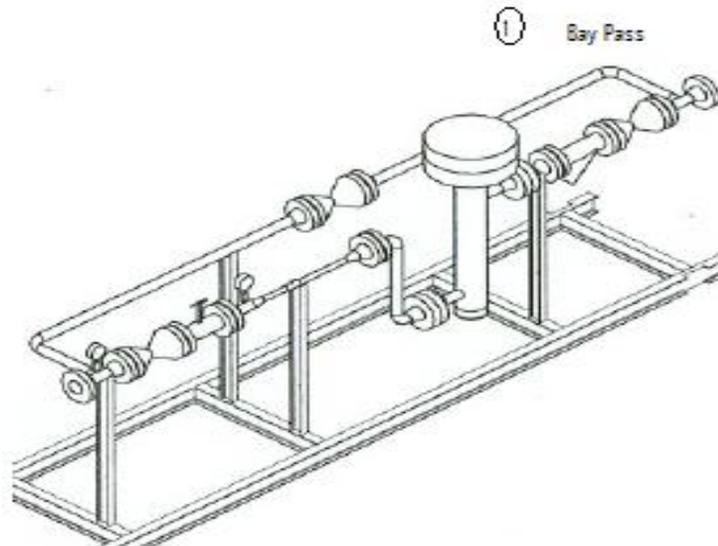


Figura 3.5. Esquema Tridimensional Modelo de Cabezal de Inyección

2) VÁLVULAS DE BOLA O DE CORTE: Se disponen tres válvulas de bola, dos válvulas van en serie una inmediatamente después del comienzo del By Pass y la otra antes de la pare final, estas dos válvulas permanecen abiertas en normal funcionamiento del cabezal, y la que se encuentra en paralelo permanece cerrada, cuando se requiere Bypasiar se invierten el estado de las válvulas.

3) FILTRO EN Y: Es un filtro que permite separar las partículas de mayor tamaño que llegan suspendidas en el agua.

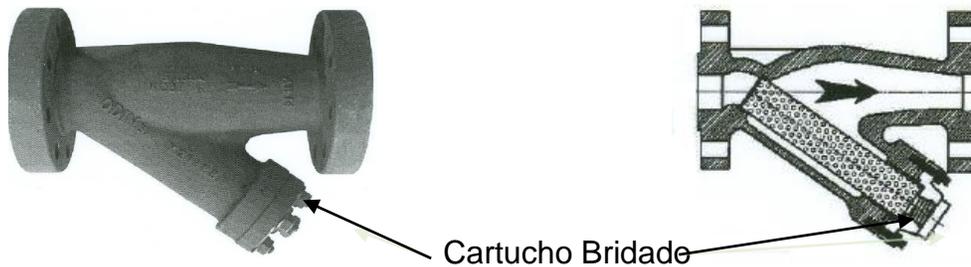


Figura 3.6. Filtro de cartucho en Y

Debido a que el elemento filtrante (cartucho) viene bridado no se tiene la necesidad de desmontar el conjunto para limpiarlo o cambiarlo.

4) FILTRO DE CARTUCHO VERTICAL: Este filtro permite realizar un mejor filtrado de partículas de menor tamaño.

Estos dos filtros hacen parte de un segundo control de sólidos después del realizado en la Planta de Inyección de Agua (PIA).

5) MEDIDOR DE CAUDAL O FLOWMETER: El medidor permite llevar un monitoreo de los caudales de inyección a través de sus registros de medida.

Por las condiciones de flujo y el tipo de fluidos manejados, es una buena opción el uso de medidores con principio de pulsos, ultrasónicos o de tipo turbina con rangos que permitan lecturas desde 0 hasta 10.000 barriles; Igualmente, que contemple la tecnología digital que permita la transmisión de datos a un sistema SCADA para su monitoreo en tiempo real. Deben elegirse modelos discretos a la vista y adecuarse facilidades que eviten la manipulación de terceros o hurtos.

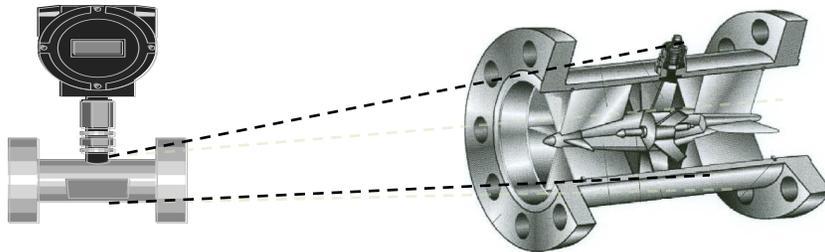


Figura 3.7. Medidor Tipo Turbina

6) MANOMETROS: Con lecturas máximas de 2500 psi, preferiblemente de tecnología digital encaminados a su futura transmisión y conexión con el sistema de recolección de señales del sistema SCADA.

7) CHOQUE AJUSTABLE: El choque permite regular la presión y caudal de Inyección mediante el ajuste de su orificio.

8) VALVULA CHEQUE: La valvula cheque solo permite flujo en el sentido de la dirección de la corriente de agua.

Actualmente en el campo dina terciario existen dos pozos inyectoros como prueba piloto, a los cuales se les implemento un sistema de inyección selectiva en fondo de pozo y facilidades de inyección dispuesta en un patín con la instrumentación y accesorios adecuados para la medición de parámetros de inyección en superficie.

La figura 4-5. Muestra la fotografía tomada a uno de los pozos del proyecto piloto en Dina Terciarios, la cual ilustra la distribución de las facilidades de inyección en locación de pozo.



Figura 3.8. Cabezal de Inyección Modelo

3.2 FONDO DE POZO

Para el diagnóstico de fondo de pozo se revisó en primera medida el historial de intervenciones para cada pozos desde su conversión (o perforación si fue perforado para este propósito) y se realizó un resumen de las intervenciones más relevantes.

Mediante la revisión de las intervenciones se pudo establecer el estado actual de las condiciones mecánicas del pozo, los factores de riesgo que se corren al dejar los pozos sin intervenir o realizarles mantenimiento en mucho tiempo y los problemas que se han presentado debido a este hecho.

En este aparte también se analiza el historial de inyección de agua en fondo de pozo por zonas inyectoras y se determina la desventaja que presenta el sistema de inyección en fondo de pozo (sarta de inyección) frente a las condiciones y propiedades de las formaciones inyectoras, para ello se propone la implementación de sargas de inyección selectivas con mandriles y válvulas reguladora de flujo las cuales se explican en este aparte.

3.2.1 Revisión de Intervenciones y Condiciones Actuales de Operación

Debido a que la información contenida en el trabajo de la revisión de las intervenciones a pozo es confidencial para ECOPETROL SA.

La revisión fue realizada para los 34 pozos inyectoras (activos e inactivos), sin embargo solo se ilustran algunos ejemplos representativos, además el nombre de los pozos de los ejemplos serán modificados por seguridad y confidencialidad.

El análisis realizado para este trabajo en específico también es omitido debido a en él se analizan hechos que al igual que la revisión se consideran confidenciales.

A continuación se ilustran la revisión y resumen de algunos pozos inyectoras como ejemplo para este trabajo de grado:

ALFA 0533

Fue convertido a inyector el 20 de Octubre de 1989. En diciembre de 1993 se sentó un empaque mecánico a una profundidad de 6464 ft con el fin de dejar inyectando los intervalos ubicados por encima entre 6224 ft y 6454 ft por el anular y los intervalos inferiores entre 6486 ft y 6540 ft por la tubería.

En noviembre (04, 06) de 1998 en su última intervención se realizó una operación de limpieza mecánica donde se desareno el pozo desde 6524 ft hasta 6563 ft tope del empaque RBP que aísla actualmente los intervalos 6606-6614 ft y 6642-6652 ft, en esta operación se cambiaron juntas y tuberías que se encontraban en mal estado y se sentó el empaque a 6214 ft con el objetivo de dejar inyectando por la tubería todos los intervalos.

Actualmente el pozo se encuentra activo con choque de 45/64, potencial de inyección de 2832 BAPD y una presión de inyección de 1550 psi.

BETA 2837

Este pozo fue convertido en inyector el 14 de Febrero de 1991. Su última intervención fue realizada el 02 de Diciembre de 1998, en la cual se reviso tubería, se corrió raspador hasta fondo firme a 7022ft, se sentó el empaque a 6682 ft, dejando en inyección parte del intervalo (16 ft) 6606-6700 ft y los intervalos comprendidos entre 6718 ft y 6874 ft. Esta es la primera y la última intervención que se le ha realizado hasta el momento al pozo BETA 2837 ya que la operación registrada en el DIM'S anterior a esta fue su conversión a pozo inyector.

Actualmente se encuentra inyectando con choque 45/64, potencial de inyección 2071 BAPD y una presión de inyección de 1760 psi.

OMEGA 2204

Fue convertido a inyector el 15 de agosto de 1989. En febrero (24) de 1991 se cañonearon los intervalos 6476-6490 ft, 6438-6450 ft, 6426-6434 ft y se dejaron inyectando los intervalos por debajo de 6390ft, luego en abril (10) de 1992 se subió el empaque mecánico a 5922 ft dejando en inyección todos los intervalos. En diciembre de 1993 se decide inyectar selectivamente por el anular los intervalos superiores comprendidos entre 6066 ft y 6362 ft, y por la tubería los intervalos entre 6426 y 6508 ft, como consecuencia de esta práctica en octubre de 1995 se cambio totalmente la sarta de inyección y se realizó limpieza de perforados con kerosene y musol.

En octubre (10) de 1996 se cañonearon a 4 TTP los intervalos 6362-6376 ft, 6344-6354 ft, 6308-6326 ft, 6202-6212 ft. Dejando en inyección todos los intervalos.

En abril de 1999 el empaque mecánico se sentó a una profundidad de 6131 ft con el fin de inyectar por el anular en los intervalos 6066-6082ft y 6092-6102ft que quedaron ubicados por encima del empaque y los intervalos inferiores por la tubería. Entre mayo (30,31) y junio (01,02) del 2000 se realizó la última intervención con el objetivo de cambiar el perfil de inyección y dejar inyectando por la tubería todos los intervalos, en esta operación se cambio totalmente la tubería ya que presentaba desgaste severo por corrosión y presencia de scale, se sentó el empaque a 5933ft y se bombeo al anular una solución con inhibidor de corrosión, secuestrante de oxígeno y biocida.

Actualmente a diciembre de 2007 el pozo se encuentra activo con choque de 38/64, potencial de inyección de 4700 BAPD y una presión de inyección de 830 psi.

THETA 3221

Desde su conversión en diciembre (23) de 1985 no se le ha realizado ninguna estimulación acida. En la conversión a pozo inyector se cañonearon los siguientes intervalos:

Intervalo ft	Operación	Densidad
6842-6879	Cañoneo	2 TPP
6820-6828	Cañoneo	4 TPP
6780-6806	Cañoneo	4 TPP
6780-6764	Re-cañoneo	4 TPP
6638-6674	Re-cañoneo	4 TPP
6624-6629	Re-cañoneó	4 TPP
6478-6492	Re-cañoneo	4 TPP

En marzo de 1991 se re-cañonearon a 4TPP los intervalos 6844-6852 ft y 6866-6885 ft, el intervalo 6885-6894 ft no se re-cañoneó por que el fondo firme se encontró a 6885.

Para mayo (07-09) de 2003 se realizó una intervención con el objetivo de revisar y cambiar tubería que se encontrara en mal estado, se cambio la tubería que se encontraba averiada y se bombeo solución inhibidora al anular.

La intervención realizada entre octubre (25-31) y noviembre (01.04) de 2005 tuvo como objetivo revisar la integridad de la sarta de inyección y del revestimiento. Se realizó cementación correctiva en el revestimiento a 560 ft, 6680 ft y a 6740 ft.

En la última intervención realizada en diciembre (20-22) de 2005 tuvo como objetivo correr registro de integridad, evaluar las cementaciones remediales realizadas en la intervención anterior y cañonear para cementar correctivamente si es necesario. Se corrió registro CASTV para verificar integridad del revestimiento, se encontraron puntos con posibles daños entre 600 y 1200 ft y se encontró colapso a 6711 ft. Quedo faltando cañoneo y cementación correctiva debido a que el colapso a 6711 ft no permitió bajar las herramientas. Al finalizar la operación se bombeo solución inhibidora al anular.

Actualmente a diciembre de 2007 se encuentra activo con choque 28/64, potencial de inyección 3538 BAPD y una presión de inyección de 1120 psi.

DELTA 4535

Este pozo fue completado originalmente como inyector el 26 de Mayo de 1989. En mayo de 1990 se estimulo el intervalo inyector 6860-6910 ft. En 1995 se cañoneo un nuevo intervalo a 6768-6862 ft a 4 TPP y se achico los intervalos 6768-6862 ft y 6866-6910.

En junio (20-22, 24-27) de 2005 se realizó limpieza mecánica del pozo y se cambio el perfil de inyección dejando aislados por el empaque mecánico (sentado a 6734 ft) los intervalos 6566-6586 ft, 6679-6686 ft, 6690-6732 ft que pertenecen a la zona B1, el pozo se dejo inyectando por los intervalos 6768-6862 ft y 6866-6910 ft. al finalizar se bombeo solución inhibidora de corrosión y se observo retorno por el anular pero por urgencia en pozo productor se dejo inactivo el pozo. En septiembre (24-26) de 2005 se realizó una operación con el objetivo de reactivar el pozo, lo único que se hizo fue bajar bloque de impresión para calibrar colapso a 6737 ft y luego se bajo nuevamente la sarta de inyección ubicando el empaque a la misma profundidad.

En el ILT tomados en agosto de 2006 muestra que hay flujo por la tubería a 680 ft lo que indica que se estaba inyectando en la zona B1, por tal motivo se realizó en octubre (03-06) de 2007 una intervención (ultima) con el objetivo de probar al tubería, encontrar tubería rota y cambiarla, sin embargo no cumplió con ninguno de los objetivos debido a que el pozo no paro de aportar fluidos, para ello tocaba matar el pozo y por disponibilidad del equipo se aplazo la operación y el pozo quedo nuevamente inactivo.

En noviembre 09 de 2007 se reanuda la inyección del DK 35, evento con causa desconocida.

Actualmente este pozo se encuentra inyectando con un potencial de inyección de 3500 BAPD, choque 24/64 y una presión de inyección de 940 psi.

SIGMA 8735

El pozo PG35 fue convertido en inyector el 1 de Junio de 1985. La primera operación de estimulación se realizó en septiembre (22-28) de 1986 en la cual se estimularon y cañonearon los siguientes intervalos:

Intervalo	Condición
6760-6809	Estimulado
6572-6590	Estimulado
6525-6553	Estimulado
6470-6484	Cañoneado
6404-6460	Cañoneado
6404-6484	Estimulado
6234-6287	Estimulado
6238-6274	Estimulado

Entre abril (26-28) y mayo (1-13) de 2000 se realizó una operación de limpieza mecánica y estimulación acida a todos los intervalos perforados la cual tenía como propósito aumentar la y redistribuir la inyección.

En agosto (14) de 2004 se realizó una operación de mantenimiento en la cual se reviso tubería y empaque, y se bombeo 95 barriles de solución inhibidora de corrosión al anular.

El último evento en el pozo PG 35 fue una prueba de inyectividad realizada en agosto (26, 27) de 2006 con el fin de verificar el perfil de inyección.

A diciembre de 2007 se encuentra operativamente activo con choque 45/64, potencial de inyección 2246 BAPD y una presión de inyección de 1880 psi.

3.3. ESTADO MECANICO ACTUAL DE LOS POZOS INYECTORES

La figura 3.9 nos ilustra el modelo de completamiento de los pozos inyectoros de los campos PG-CB, DK'S y PJ actualmente. Consiste en un completamiento sencillo comprendido por una sarta de tubería por lo general de 2 7/8" de diámetro, un empaque AD-1 y un nipple guía.

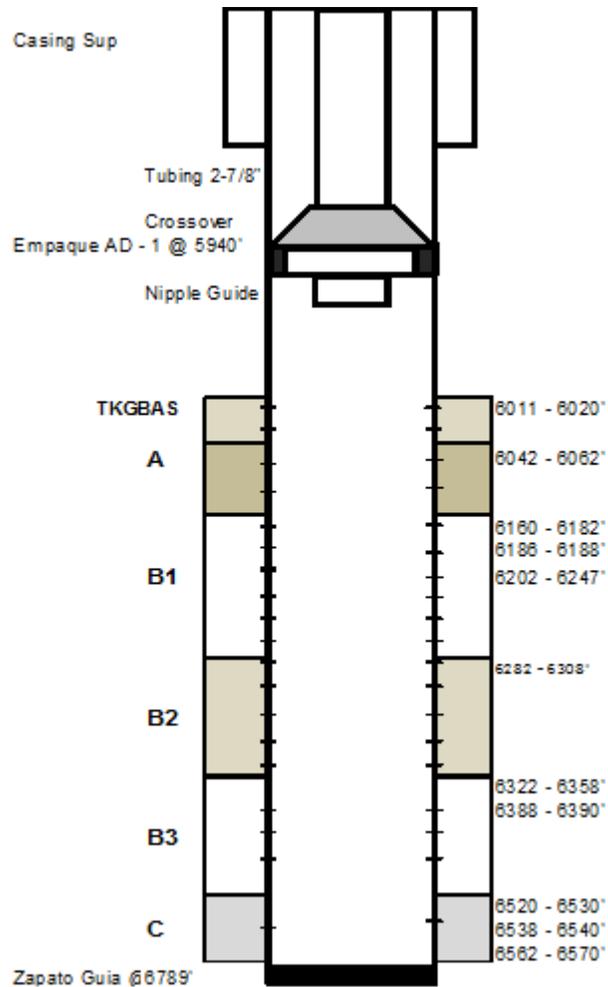


Figura 3.9. Modelo Estado Mecanico Actual

En el proceso de inyección de agua se puede controlar en superficie el caudal y la presión a la cual se requiere inyectar en cada pozo dependiendo de las necesidades, sin embargo el control del caudal inyectado en fondo de pozo por zonas inyectoras no es controlable de ninguna manera con el sistema de inyección actual. La regulación del caudal en fondo de pozo lo realizan las mismas zonas

inyectoras dependiendo de sus propiedades petrofísicas y su potencial de inyectividad.

Debido a la diferencia de propiedades petrofísica entre intervalos y/o unidades inyectoras y por presencia de eventos geológicos en algunas de ellas, el caudal de inyección de agua es tomado preferencialmente por dos unidades aproximadamente en un 80% del caudal total de inyección, repartiéndose el 20% restante en las demás.

Hasta el momento se tienen dos situaciones identificadas:

1. En el yacimiento se presenta inyección preferencial por algunas unidades (Unidades B1 y B2).
2. El completamiento de los pozos inyectoras no permite regular los caudales de inyección por unidades. Ver figura 3.10.

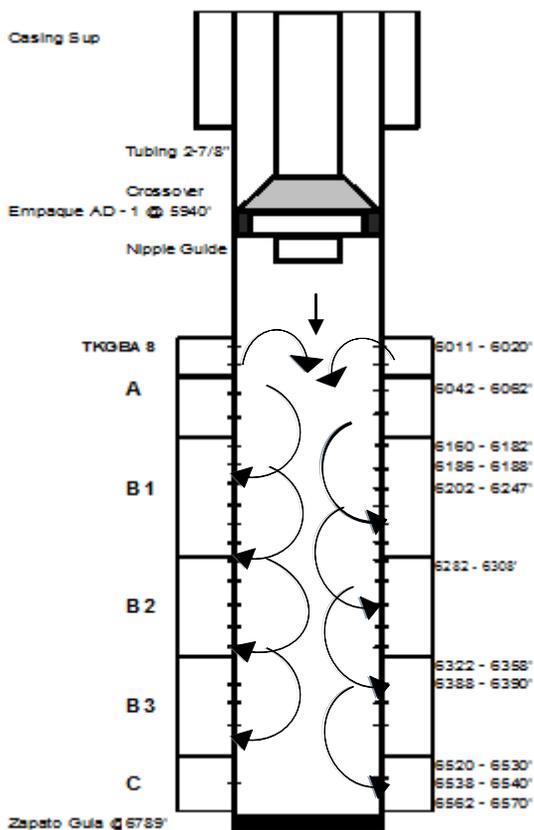


Figura 3.10. Inyección en fondo de pozo

La primera situación planteada representa el problema que actualmente se presenta en la inyección de agua y la segunda la desventaja del completamiento frente al problema.

El planteamiento anterior se puede ver reflejado en los resultados de las pruebas de inyectividad que se han realizado para cada pozo. En las tablas 3.2 y 3.3 se presenta el acumulado de inyección para cada campo por pozos y por unidad o zona inyectora.

En la grafica No 3.2 se puede observar que en el campo Dina Cretáceos las zonas que han recibido la mayor cantidad de agua acumulada hasta el 2006 son las zonas B1 y B2, las cuales tienen una inyección acumulada de 71.332.478 barriles de agua equivalente al 45,7% de la inyección total y 59.638.376 barriles de agua equivalente al 38,2 % respectivamente. También se puede observar que la inyección de la zona A ha sido nula en los pozos DK03 y DK 35, este hecho se ha presentado también en ciertos periodos de tiempo en otros pozos y en zonas diferentes incluyendo a las zonas B1 y B2.

En la grafica 3.3 se observa el acumulado de inyección por zona en el campo PG-CB. Al igual que en campo Dina Cretáceos la inyección de agua ha sido preferencialmente por la zonas B1 y B2, las cuales presentan un acumulado de 110.586.904 y 50.459.653 barriles de agua acumulado que equivalen al 55,6% y al 25,4 % respectivamente. En la tabla 5-2 que representa acumulado de inyección para el campo Palogrande-Cebú, se puede apreciar también zonas en las cuales la inyección ha sido nula históricamente, como es el caso de la zona C en los pozos PG 18, y 34.

Todo lo anteriormente planteado refleja el panorama de sistema de inyección de la cara de formación hacia atrás, ahora, debido a eso y con base en la respuesta de los pozos productores dentro del sistema se puede representar el panorama del yacimiento mediante dos eventos:

- Canalización hacia pozos productores debido a las zonas que toman preferencialmente el agua de inyección.
- Zonas sin barrido de crudo por ausencia de la inyección de agua.

Lo que representa a pesar de los buenos resultados una baja eficiencia en el barrido de crudo y a la misma vez una deficiencia del sistema.

Tabla 3.2. Historial de Inyección por Unidad Campo Dina Cretáceos⁶

pozo	UNIDAD					TOTAL	%
	TER	A	B1	B2	B3		
DK-1	34.974	580.811	2.053.621	96.918	193.968	774.377	0,50%
DK-3	1.607.615	0	8.739.630	2.566.914		12.914.159	8,28%
DK-4		372.795	3.804.901	16.382.943	442.017	21.002.655	13,47%
DK-11		6.080	86.785	66.129	32.796	191.789	0,12%
DK-14		1.957.134	3.303.512	1.285.616	1.945.887	8.492.150	5,45%
DK-21		1.108.860	7.769.036	4.752.589	835.501	14.465.985	9,28%
DK-29	1.286.980		4.316.267	14.956.773	291.621	20.851.642	13,37%
DK-30		110.125	8.540.874			8.650.999	5,55%
DK-31	540.823		6.979.195	1.540.434	972.287	10.032.739	6,43%
DK-32	308.832	845.327	4.666.446	2.952.935	2.932.984	11.706.523	7,51%
DK-33	4.768.763		10.949.748	3.760.038	54.124	19.532.673	12,52%
DK-34		1.034.102	741.515	3.123.615	227.700	5.126.931	3,29%
DK-35	1.492.273	0	9.349.588	1.157.658	1.280.167	13.279.686	8,52%
DK-37		167.370	31.360	6.995.816	1.733.347	8.927.893	5,72%
TOTAL	10.040.259	6.182.603	71.332.478	59.638.376	10.942.400	155.950.201	100,00%
%	6,4%	4,0%	45,7%	38,2%	7,0%		

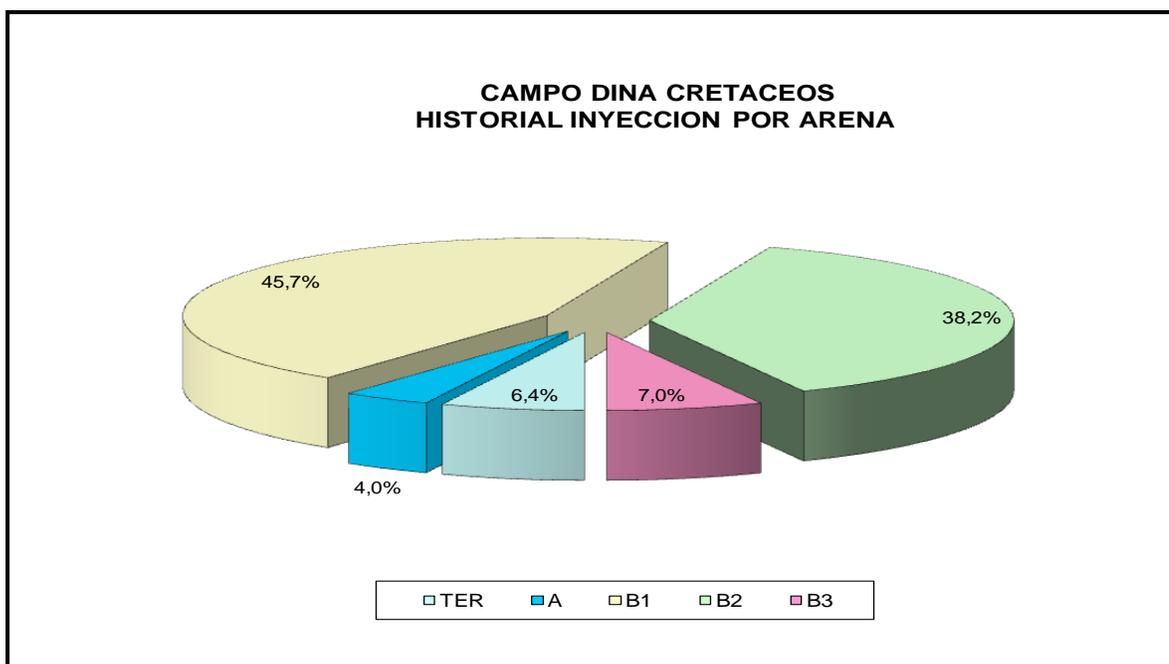


Figura 3.11. Historia de Inyección por Unidad Campo Dina Cretáceos

⁶ En las tablas 3.2 y 3.3. Color Café: Zonas Aisladas Actualmente; Color Azul: Zonas No abiertas

Tabla 3.3. Historial Inyección por Unidad Campo Palogrande-Cebú.

POZO	UNIDAD						TOTAL	%
	TER	A	B1	B2	B3	C		
CB-05	92.445	138.910	1.486.341	156.259	SQUEZZE		1.873.956	0,94%
CB-08		1.982.578	14.225.575	2.397.080	246.948		18.852.181	9,47%
CB-13		564.513	27.650.606	1.233.159	3.999.277		33.447.555	16,81%
PG-02	21.392	0	0	3.515.061	0		3.536.453	1,78%
PG-04	383.634	816.249	12.850.780	4.057.656	2.150	24.156	18.134.625	9,11%
PG-09	595.777	164.759	384.357	153.729	44.671	20.228	1.363.522	0,69%
PG-18	224.652	444.290	6.360.863	6.363.422	0	0	13.393.227	6,73%
PG-26	237.195	1.039.952	14.285.152	7.786.289	61.959		23.410.547	11,77%
PG-29 ^a	49.053		176.220	337.664	0	0	562.937	0,28%
PG-33		1.934.651	13.091.594	1.704.275			16.730.519	8,41%
PG-34	162.204	64.936	0	1.615.260	5.410.074	0	7.252.474	3,64%
PG-35	251.649	662.323	961.726	406.912	9.931.849	277.382	12.491.840	6,28%
PG-37		4.605.989	18.309.390	14.405.694	38.703	885	37.360.661	18,78%
PG-39	176.531	442.224	762.806	6.314.088	2.653.633		10.349.283	5,20%
PG-41	72.067	0	41.493	13.103	30.574	61.148	218.386	0,11%
CAMPO	2.266.600	12.861.373	110.586.904	50.459.653	22.419.838	383.799	198.978.166	100,00%
%	1,1%	6,5%	55,6%	25,4%	11,3%	0,2%	100,0%	

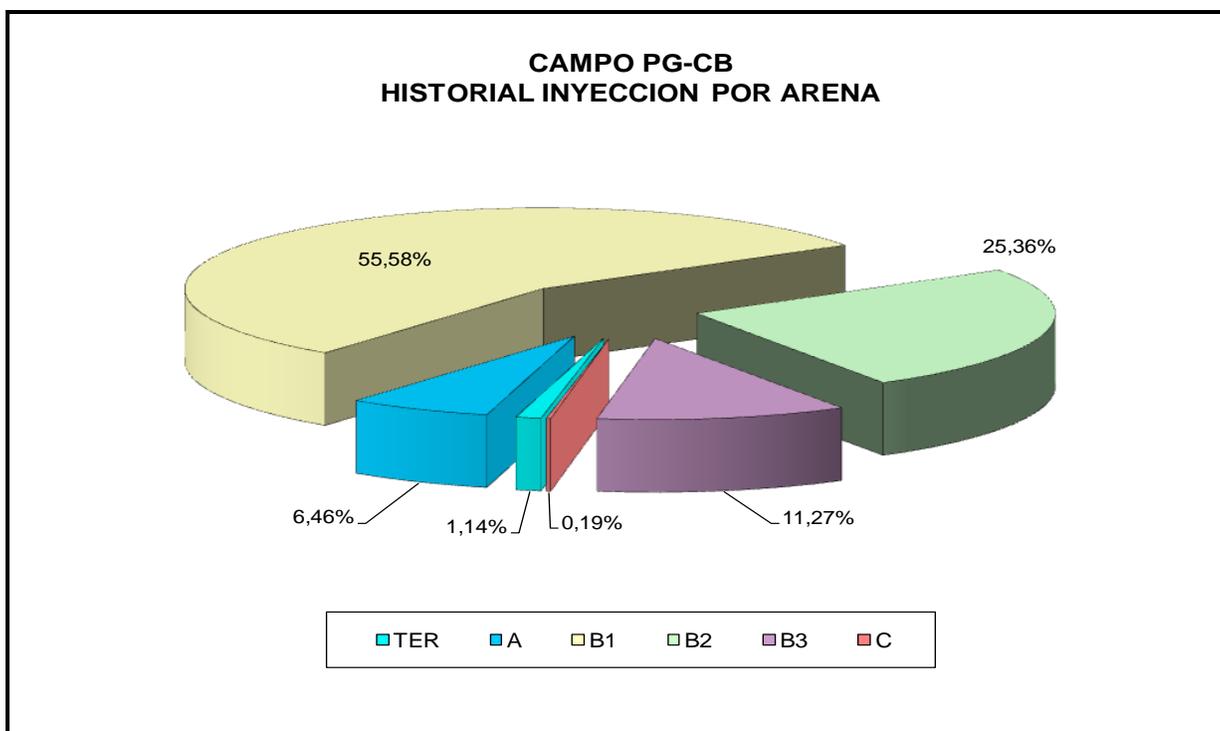


Figura 3.12. Historial de inyección por Unidad Palogrande-Cebú

3.4. INYECCION SELECTIVA

En vista del panorama que presenta actualmente el sistema de inyección a nivel de pozo y yacimiento, y teniendo plenamente identificado los problemas se propone implementar un sistema de completamiento que permita inyectar selectivamente por zona dependiendo de los requerimientos de cada una o conjunto de ellas.

Mediante la implementación del completamiento de inyección selectiva se cumplirá con los siguientes propósitos:

- Redistribuir los caudales de inyección en fondo de pozo dependiendo de los requerimientos y necesidades de cada zona inyectora.
- Modificar o regular los caudales de inyección cada vez que se requiera dependiendo de las necesidades del sistema.
- Barrer zonas no alcanzadas por el sistema de inyección actual.
- Incrementar la eficiencia de barrido y por ende las reservas recuperables.

3.4.1 Evaluación Completamientos para Inyección selectiva

Existen varias alternativas de completamientos para inyectar selectivamente. De acuerdo a la experiencia consultada en otros campos y teniendo en cuenta los requerimientos las dos alternativas que se recomiendan son:

1. Sartas de Inyección con camisas y choques.
2. Sartas de Inyección con mandriles y válvulas reguladoras

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de las dos alternativas planteadas:

Sarta de inyección selectiva con camisas y choques

ESTADO MECANICO		VENTAJAS	DESVENTAJAS
	R.T.E. A Tubing Hanger B Tubing 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin 1 Camisa de Circulación de 2 7/8" EU C Pup Joint 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin 2 PHL Hydraulic Packer, 7" 23-29 #/ Ft D Tubing 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin ZONA TH3 3 BPL PORTED MANDREL 2.313". Camisa de inyección de agua. Con camisa interna y 6 orificios para choques de flujo. 3A CAMISA INTERNA tipo BPI 2.31" x 1.87" con orificios para choques de flujo. E Tubing 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin 4 Safety Joint 3.63 X 2.38 2 7/8 API-EU F Pup Joint 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin ZONA TH3A 5 PHL Hydraulic Packer, 7" 23-29 #/ Ft G Tubing 2 7/8" 6.5 Lb/ Ft EUE Caja x Pin 6 Crossover 2 7/8" EU caja x 2 3/8" Pin H Pup Joint 2 3/8" EUE caja x pin 7 XN landing nipple 2 3/8", 1.875" bore, No-Go 1.791" con Lock Mandrel + Bean Holder + Bean 7A Lock Mandrel 1.875" 7B Bean Holder 7C Bean G H 8 Wireline Entry Guide 2 3/8" EU Caja ZONA TH4	Sencilla instalación. Precisión en el lugar de asentamiento. Puede evaluarse la inyección para la zona superior por el anular. Utilización de empaques hidráulicos estándar. La operación de wire line para abrir o cerrar los choques es más sencilla y menos riesgosa	El caudal no es regulado por los choques si la presión de inyección varía. No posee control en caso de contra flujos. No permite correr registros ILT.

Figura 3.13. Estado mecánico propuesto, ventajas y desventajas completamiento para inyección selectiva con camisas.

Sarta de inyección selectiva con mandriles y válvulas reguladoras de flujo

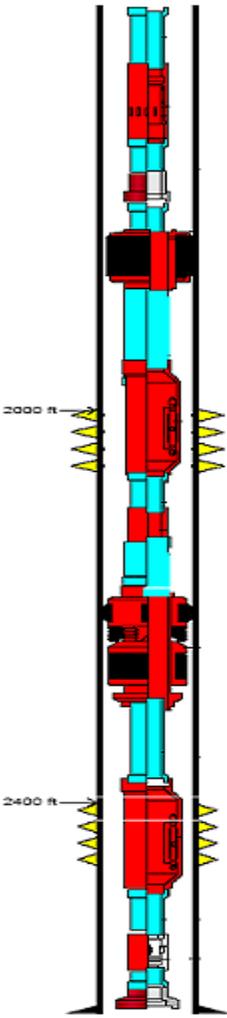
ESTADO MECANICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 <p>El diagrama muestra un tubo vertical que contiene un sistema de inyección selectiva. Hay dos mandriles (rojos) y válvulas reguladoras (negras) instalados. Se indican profundidades de 2000 ft y 2400 ft.</p>	<p>Sencilla instalación.</p> <p>Precisión en el lugar de asentamiento.</p> <p>Trabaja bien en revestimientos con restricciones.</p> <p>Control del retorno del fluido.</p> <p>Permite correr herramientas para la toma de ILT.</p> <p>Con servicios de wireline se puede cambiar el regulador de flujo, para modificar condiciones de inyección en una zona.</p> <p>De acuerdo a la configuración del regulador, permite inyectar el mismo caudal así varíe la presión de Inyección.</p> <p>Regula el caudal en un amplio rango de presión.</p>	<p>Costosa.</p> <p>Se limita por la capacidad de inyección.</p> <p>A bajas presiones no regula caudal.</p>

Figura 3.14. Estado mecánico propuesto, ventajas y desventajas completamiento Para inyección selectiva con mandriles.

Ambos sistemas planteados presentan el mismo principio, consisten en aislar las zonas según criterio de ingeniería con empaques hidráulicos y en cada zona instalar el dispositivo que va a permitir la regulación del flujo de agua, además presentan las mismas ventajas en cuanto a instalación se refiere, sin embargo, Se puede observar que las sargas de inyección selectivas con mandriles y reguladores de flujo se adaptan más a las necesidades y ofrecen mayores ventajas operacionales entre la cuales se encuentran:

- Permite correr herramientas para la toma de ILT'S
- Posee control de retorno de fluidos (contra flujo).
- Regula y mantiene constante el caudal cuando varíe la presión.
- Regula el caudal en un amplio rango de presión.

Por las razones ya expuestas se recomienda la implementación de sargas de inyección selectiva con mandriles y válvulas reguladoras de flujo.

3.4.2 Sargas de inyección Selectiva con Mandriles y Válvulas Reguladoras de Flujo.

Existen dos tipos de inyección con las sargas selectivas con mandriles y válvulas reguladoras de flujo que se clasifican de acuerdo a la configuración de la dirección de la salida de flujo en:

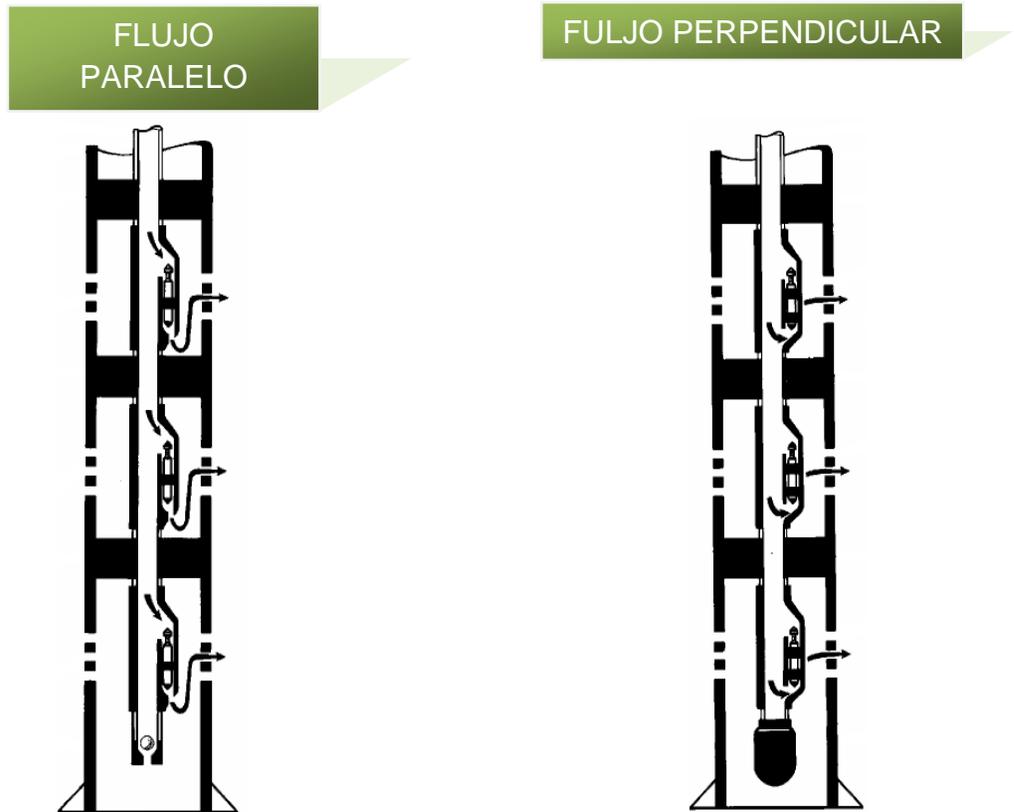


Figura 3.15. Tipos de Configuración de Flujo En sartas de Inyección selectivas con mandriles y válvulas reguladoras

La dirección con que sale el flujo de agua es muy importante para la integridad del revestimiento y los perforados.

En la inyección con flujo perpendicular se va a ejercer un efecto erosivo severo y directo sobre el revestimiento debido al efecto jet que generan las válvulas.

En la inyección con flujo paralelo el agua va a salir por la parte inferior del mandril amortiguando el efecto debido a que el flujo va a chocar con el empaque o parte inferior primero y luego se dirige a los perforados. En este orden de ideas se recomienda la inyección con flujo paralelo debido a que va a proteger la integridad del revestimiento.

4. ANALISIS ECONOMICO

Como se aclaró en la introducción el análisis económico realizado en este capítulo está basado en el proyecto de optimización del sistema inyección-producción de la Coordinación de Producción Huila ECOPETROL S.A.

El presente análisis no tiene como objetivo calcular los indicadores de rentabilidad del proyecto ni se pretende descartar alternativas ya que este trabajo no corresponde a un estudio de factibilidad. La corrida económica mediante la cual se determinó la viabilidad del proyecto la realizó el departamento de negocios de Ecopetrol S.A con un software corporativo el cual involucra variables y factores propios de la actividad de explotación de hidrocarburos.

Algunos de los factores considerados en la corrida económica se presentan a continuación:

- Costo de levantamiento de un Barril de fluido.
- Costo de tratamiento de un Barril de Agua.
- Costos operativos del proyecto.
- Egresos propios de la ejecución del proyecto
- Ingresos por aumento de producción anual en BOPD generados por la implementación del proyecto.
- Variación de la Tasa Representativa del Mercado.
- Precio de venta para el crudo (Establecido por Ecopetrol S.A)
- Entre otros.

Los criterios económicos de entrada considerados para la corrida económica se ilustran en la tabla 4.1

Tabla 4.1. Parámetros de entrada para la realización de la corrida económica.

PARÁMETRO	VALOR
Tasa Interna de Oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A.	14 %
Precio de Referencia para ECOPETROL S.A.	40 US\$/Bbl
Periodo de Evaluación	30 años
Porcentaje de Declinación de Producción del Campo por Año	12 %
Presupuesto Para El proyecto	4 MUS\$

Los índices de rentabilidad que se tuvieron en cuenta para la evaluación económica de este proyecto son: la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN).

Valor Presente Neto (VPN). Es el valor de un proyecto a una fecha presente, indicando los ingresos netos futuros y presentes del mismo. El VPN maneja un concepto muy interesante en cuanto a la conversión de cifras futuras a sumas presentes, permitiendo la suma de ingresos de diferentes años en uno mismo. La ecuación que permite realizar una estimación del VPN es:

$$VPN = \frac{S}{(1+i)^n}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto del flujo de caja realizado.

S = Corresponde al valor de flujo de caja en un determinado período.

i = Interés de capitalización del dinero por período

n = número de períodos existentes entre el período descontado y el presente.

Para la toma de decisiones se debe tener en cuenta que:

- Si el VPN > 0 , el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.
- Si el VPN < 0 , el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.
- Si el VPN $= 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.
- El valor presente neto (VPN) para este proyecto se fue calculado con una tasa de descuento o Tasa Interna de Oportunidad TIO de 14 % que es la tasa mínima establecida por Ecopetrol S.A para sus Proyectos de inversión.

Tasa interna de oportunidad (TIO). Conocida como tasa de descuento, es la tasa que determina el costo de oportunidad del dinero del inversionista, y la rentabilidad que se espera del proyecto.

Tasa interna de retorno (TIR). Tasa de descuento interna temporal en la que los ingresos netos del proyecto apenas alcanzan a cubrir los costos de oportunidad y las inversiones, haciendo que el VPN del proyecto sea igual a cero.

Este indicador señala la tasa de rentabilidad generada por los fondos invertidos asumiendo que los frutos de la inversión se reviertan en el proyecto, es decir se mantengan internos al proyecto. Este indicador se evalúa bajo las siguientes consideraciones:

- Si la TIR es igual a la tasa de interés de oportunidad (TIO), realizar el proyecto es equivalente a seleccionar la mejor alternativa financiera y, por lo tanto, se asume una actitud de indiferencia frente al proyecto.
- Si por el contrario, la TIR $> TIO$, el proyecto se considera factible desde el punto de vista económico.
- Si TIR $< TIO$, el proyecto no resulta favorable.

Siguiendo el anterior orden de ideas y teniendo claro los conceptos de los indicadores de rentabilidad del proyecto y con base en los resultados que se ilustran en la tabla 4.2 los resultados obtenidos en el tiempo de evaluación de proyectos indican que este es rentable con un Valor Presente Neto de 11'410.00 US\$ y una TIR de 18%.

Tabla 4.2. Resultados de los métodos económicos utilizados.

CAPITAL INICIAL INVERTIDO (US\$)	4'000.000
VALOR PRESENTE NETO (VPN) (US\$)	11,41 M
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) (%)	18

CONCLUSIONES

Antes de realizar cualquier conclusión referente al trabajo es importante enfatizar que la base fundamental para la elaboración de cualquier diagnóstico esta sobre la disponibilidad de información completa, organizada y confiable a cerca del sistema o proceso en estudio.

La inyección de agua es el único método de recuperación secundaria de crudo aplicado en los campo de la coordinación de producción Huila, la cual también es la única alternativa ambientalmente segura que por el momento se cuenta para la disposición del agua producida y residuales.

Actualmente se están inyectando en promedio previo tratamiento 65.500 barriles de agua entre los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Dina Terciarios, los cuales son abastecidos por todos los campos de la coordinación de producción Huila de la Súper Intendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH) de ECOPETROL S.A.

Durante los últimos diez meses el agua ha llegado en promedio bajo el límite contractual de grasas y aceites (10 ppm) a la entrada de los filtros, sin embargo no se ha obtenido los resultados requeridos a la salida de los filtros (<3ppm), esto debido a que el lecho filtrante ya excedió el tiempo de vida útil y se evidencia que su eficiencia de remoción tiende a ser nula. Durante los últimos diez meses presentó una eficiencia de remoción en promedio de 53%, sin embargo en enero y marzo de 2008 presento una eficiencia menor al 20 %.

El retrolavado de los filtros actualmente se realiza con agua no filtrada lo que hace ineficiente el proceso y contribuye a disminuir la vida útil del lecho filtrante.

El sistema de manejo de residuos aceitosos es un proceso paralelo integrado y de mucha importancia para el sistema inyección de agua, sin embargo actualmente el Sludge Tank y el Separador API no están cumpliendo con sus funciones en su totalidad, el Sludge Tank recibe el agua de los retrolavados del filtro pero solo separa la fase líquida de la sólida y envía el agua aceitosa al separador API. El separador API recibe todos los residuos aceitosos de la PIA y la batería Cebú pero no realiza ningún proceso de separación y estos son recirculados al manifold de la batería Cebú, quedando reducido a un sumidero o Skimmer y constituyendo una fuente de ingreso de oxígeno al sistema.

Actualmente los cabezales de los pozos inyectoros no presentan las condiciones óptimas de operación debido a que sus conexiones, válvulas y accesorios no son los adecuados para su aseguramiento, además que presentan un alto grado de deterioro. Estas condiciones imposibilitan o extienden las operaciones de toma de registros o cualquier operación con cable.

La medición continua y monitoreo de variables críticas para la inyección de agua como el caudal y la presión son inexistentes en los pozos inyectoros de los campos Palogrande-Cebú, y Dina Cretáceos debido a diversos factores entre los que se destacan que la instrumentación y los dispositivos remotos han sido objetivo de la delincuencia común.

Para optimizar las condiciones de superficie en los pozos inyectoros se propone estandarizar las facilidades de inyección en locación de pozo mediante la implementación de una estructura metálica independiente y portátil denominada técnicamente “Patín de Medición” o “Patín Inyector” el cual debe soportar, acoplar e integrar la instrumentación necesaria para el monitoreo de variables críticas de inyección, accesorios, válvulas y equipos adicionales tales como filtros, la línea de inyección y el cabezal del pozo.

Las unidades litológicas inyectoras-productora presentan toma preferencial de agua de inyección, generando problemas de baja eficiencia de barrido por canalización de agua hacia pozos vecinos y la ausencia de barrido de crudo en las zonas que no presentan inyección de agua. En los campos Palogrande-Cebú y Dina Cretáceos históricamente se ha presentado inyección preferencial a través de la

unidades B1 y B2 de la formación Monserrate la cuales han tomado más del 80% del agua inyectada total acumulada hasta el 2006.

Debido a la experiencia que se ha tenido con la inyección selectiva utilizando el anular, se descarto como alternativa de solución y mejoramiento de las condiciones de inyección en los pozos inyectores de los campos PG-CB, DK'S y PJ ya que no es técnica ni económicamente viable debido a que se genera un doble efecto corrosivo-erosivo sobre la sarta generando un desgaste acelerado implicando reposición o cambio de la sarta en muy poco tiempo.

Se propone como alternativa para mejorar las condiciones de inyección en fondo de pozo la implementación de sargas de inyección selectiva con mandriles y válvulas reguladoras de flujo las cuales están diseñadas para regular los caudales de inyección dependiendo de las necesidades actuales tanto en las zonas que inyectan preferencialmente como en las zonas que historialmente han tenido baja o nula inyección de agua y cambiar los caudales de inyección cuando el sistema lo exija o sea necesario; esto permitirá barrer zonas no alcanzadas con la sargas actuales y controlar el flujo de agua en zonas canalizadas.

RECOMENDACIONES

Actualmente la eficiencia de remoción del filtro de cascara de nuez en operación presenta una eficiencia menor al 20% y presenta una tendencia a ser nula, por lo anterior se recomienda se realice el cambio del lecho filtrante al filtro de cascara de nuez actualmente en operación.

Comprar un tercer filtro de cascara de nuez debido a que la capacidad de los dos instalados actualmente es superada por el potencial de producción y de acuerdo a la tendencia de la inyección de agua a diciembre de 2008 el caudal inyectado será aproximadamente de 80.620 BWPD.

Realizar el retrolavado de los filtros con agua filtrada para ayudar a conservar la vida útil de los lechos de filtrado.

Reubicar las líneas de succión y descarga que quedaron bajo la plataforma de concreto que sirve como base al nuevo filtro de cascara de nuez ya que esta situación dificulta las labores de mantenimiento.

Evaluar la ubicación de los puntos de inyección del rompedor inverso y del clarificador aplicado para el tratamiento del agua en cada una de las baterías y evaluar mediante pruebas de botellas o jarras el comportamiento y la eficiencia de estos químicos con muestras tomadas en puntos estratégicos tales como a la entrada de los separadores o FWKO'S, entrada y salida del tanque de 4500 barriles y de los Skimming Tank y a la entrada del tanque de 80.000 barriles.

Evaluar la funcionalidad del Sludge Tank y el Separador API y considerar los ajustes necesarios para que su funcionalidad sea del 100% ya que en la actualidad están siendo subutilizados. En el caso del Sludge Tank se sugiere tener en cuenta los cambios propuestos referenciados en este trabajo.

Generar un procedimiento de registro de eventos en superficie sobre los pozos inyectoros mediante un formato sencillo y ágil que nos permita saber el nombre del evento realizado, la razón u objetivo y el responsable del mismo.

Generar un programa de intervenciones a los pozos inyectoros con el fin de evaluar las condiciones mecánicas, el potencial y perfil de inyección de los pozos inyectoros ya que son parámetros fundamentales para llevar un control y monitoreo de los mismos. Además son parámetros valiosos para elaboración análisis y estudios de ingeniería.

Las condiciones de los cabezales y facilidades de los pozos inyectoros no son las adecuadas para las operaciones de registros y monitoreo de variables de inyección tales como caudal presión y perfiles de inyección, debido a estas condiciones y con el objetivo de optimizar y estandarizar las facilidades de superficie se recomienda la implementación de los “Patines de Inyección” propuestos en este trabajo.

Comprar e instalar sartas de inyección selectiva con mandriles y válvulas reguladoras de flujo para regular la inyección de agua en el yacimiento y barrer zonas de crudo que con las sartas de inyección actuales no ha sido posible.

BIBLIOGRAFIA

Stephen C. Rose, John F. Buckwalter, “The Design Engineering Aspects of Waterflooding”. Monografía SPE 1965.

Martínez Ardilla. Wilson, Ospina García. Oscar, “Optimización del sistema de tratamiento de agua en el campo Rio Ceibas”. Proyecto de Grado Universidad Sur colombiana.

Arroyave Restrepo. Jesús M, “Calidad Total del Agua de Inyección Libre de Grasas y Aceites PIA Ecopetrol SA”. Trabajo de Diplomado, Universidad Surcolombiana, 2004.

Craig Forest, “Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, Monografía SPE 1971.

Craig Forest, “Engineering Waterfloods for Improved Oil Recovery” Pet. Eng (Dic. 1973)

Caudle. D. D, “Water Treating Plant Design and Operation”, paper SPE 10006. Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing 1982.