



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 06 de Abril del 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Libardo Alcides Tobar Muñoz, con C.C. No. 1082775252,

Nicolás David Patiño Uzuga, con C.C. No. 11440859777,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado "Análisis del sistema de inyección de agua, bajo la perspectiva de las facilidades disponibles en producción de la Batería-PIA, Cebú"

presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores" , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: “Análisis del sistema de inyección de agua, bajo la perspectiva de facilidades disponibles en producción, de la Batería-PIA, Cebú”

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Tobar Muñoz	Libardo Alcides
Patiño Uzuga	Nicolás David

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Duque Higuera	Jaime Antonio
Aranda Aranda	Ervin

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Freddy Humberto
Martínez Perez	Javier Andrés

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 118

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas X Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___
Tablas o Cuadros X

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Batería</u>	<u>Battery</u>	6. <u>Tecnologías</u>	<u>Technologies</u>
2. <u>PIA</u>	<u>PIA</u>	7. <u>Tratamiento</u>	<u>Treatment</u>
3. <u>Calidad</u>	<u>Quality</u>	8. <u>Perforación</u>	<u>Drilling</u>
4. <u>Producción</u>	<u>Production</u>	9. <u>Inyección</u>	<u>Injection</u>
5. <u>Análisis de falla</u>	<u>failure analysis</u>	10. <u>Marraneo</u>	<u>Marraneo</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Esta investigación nace gracias a la iniciativa de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila-Tolima (GDH) de Ecopetrol S.A. la cual busca analizar los aciertos y encontrar posibles fallas o ineficiencias en el desarrollo de sus operaciones, específicamente en la batería PIA-Cebú.

El desarrollo de esta investigación se realizó mediante un trabajo técnico de campo e investigativo, donde inicialmente se realiza un análisis de calidad del agua en varios puntos del sistema de tratamiento de los fluidos de producción, resultado que lleva a interpretar como está funcionando este sistema, y por consiguiente fijar la investigación en los puntos más críticos e importantes en la operación de la batería PIA-Cebú.

Adicionalmente con ayuda de los operadores de la estación Cebú, se desarrolla un análisis de falla de las facilidades que tuvieron o están presentando algún problema en su operación, recopilando la mayor información posible, para identificar la causa de la falla y así poder presentar las recomendaciones para cada caso.

Conociendo los puntos débiles de la batería PIA-Cebú, se realiza una investigación de nuevas tecnologías y posibles sistemas aplicables en este sistema de tratamiento, con el ánimo de mejorar la operación y traer los mejores beneficios para Ecopetrol S.A.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This research was born thanks to the initiative of the management of development and production operations Huila-Tolima (GDH) of Ecopetrol S.A. which seeks to analyze the successes and find possible failures or inefficiencies in the development of its operations, specifically in the PIA-Cebu battery.

The development of this research was carried out through technical field work and research, where initially an analysis of water quality in several points of the treatment system of production fluids is conducted, a result that leads to interpret how this system is working, and therefore to fix the investigation in the most critical and important points in the operation of the PIA-Cebu battery.

Additionally, with the help of the operators of the Cebu station, a failure analysis of the facilities that had or are presenting a problem in their operation is developed, gathering as much information as possible, to identify the cause of the failure and thus be able to present the recommendations for each case.

Knowing the weak points of the PIA-Cebu battery, an investigation is made of new technologies and possible systems applicable in this treatment system, in order to improve the operation and bring the best benefits for Ecopetrol S.A.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA, BAJO LA PERSPECTIVA
DE FACILIDADES DISPONIBLES EN PRODUCCIÓN DE LA BATERÍA
PIA-CEBÚ.

NICOLÁS DAVID PATIÑO UZUGA
LIBARDO ALCIDES TOBAR MUÑOZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2017

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA, BAJO LA PERSPECTIVA
DE FACILIDADES DISPONIBLES EN PRODUCCIÓN DE LA BATERÍA
PIA-CEBÚ.

NICOLÁS DAVID PATIÑO UZUGA
LIBARDO ALCIDES TOBAR MUÑOZ

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR
EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR
JAIME ANTONIO DUQUE HIGUERA
ING. DE PRODUCCIÓN, ECOPETROL S.A.

CO-DIRECTOR
ING. ERVIN ARANDA ARANDA
DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2017

Nota de aceptación

Ing. Jaime Antonio Duque Higuera
Director

Ing. Ervin Aranda Aranda
Co-director

Ing. Javier Martínez
Jurado 1

Ph.D. Freddy Humberto Escobar Macualo
Jurado 2

Neiva, 14 de Noviembre de 2017

Dedicatoria

A Dios por guiarme en cada paso de mi vida, a mis padres Efrén Patiño y Lorena Uzuga, quienes fueron los artífices de mi crianza y educación, a los que le debo cada logro conseguido en mi vida, los cuales han sido ejemplo de tenacidad y perseverancia para conseguirlo, a mi hermana Isabella Patiño, motivación especial para seguir en momentos difíciles, a toda mi familia por enseñarme que la unidad puede alcanzar cosas magníficas, a Oliva Rengifo por ser una segunda madre en esta ciudad, mis compañeros de estudio Libardo Tobar, Deiner Pabón, Oscar Santa, Diego Chamorro, Felipe Motta, Carolina Urazán, Karla Cotes, Camila Zamudio, Angie Calderón, Carlos García y Gabriela Cabrera, los cuales ayudaron a que esta etapa de mi vida fuera la experiencia más grata, a María Cabrera y su familia, quienes me acogieron como si fuera un miembro más de ellos, por último y no menos importante, a mi primo Oscar Ortíz, por estar desde el inicio de este proceso que parecía una locura y sin embargo, mantuvo su apoyo incondicional.

Nicolás David Patiño Uzuga

A Dios por guiarme y bendecirme cada día, a mi madre Carmenza Muñoz por su amor y esfuerzo durante mi crianza y formación, y quien es mi inspiración para alcanzar cada meta que me propongo y que gracias a sus enseñanzas aprendí que los sueños se cumplen con mucho esfuerzo y humildad, a mis hermanas Claudia y Adriana que con su cariño y apoyo incondicional, me ayudaron a cumplir este sueño y quienes son un motivo más para seguir adelante y no desfallecer en los momentos difíciles, a mis hermanos Juan y Cristian quienes estuvieron presentes en esta ciudad durante este proceso y con quienes luchamos cada día para darle un mejor futuro a nuestra familia, a mi sobrina Sofía que gracias a su ternura y cariño llena nuestra familia de alegría y quien es otro motivo para seguir adelante, a mi abuelo Cenen Muñoz por su cariño y compañía durante mi crianza, a mis amigos de estudio Deiner Pabon, Nicolás Patiño, Oscar Santa, Carolina Urazan, Karla Cotes, Angie Calderón, Alejandro Silva, Camilo Cruz, quienes hicieron que esta etapa de mi vida fuera la mejor experiencia.

Libardo Tobar Muñoz

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Ecopetrol S.A., especialmente a las personas que conforman la Gerencia de desarrollo y producción Huila-Tolima (GDH), por su amable disposición y aporte en el desarrollo de este trabajo de grado.

Ecopetrol S.A. Gerencia de desarrollo y producción Huila-Tolima (GDH), por permitirnos realizar este proyecto y por el aporte técnico y de información necesario.

Jaime Antonio Duque, Ingeniero de producción y director de este trabajo de grado, quien con sus altos conocimientos nos orientó durante el desarrollo del proyecto, por su amistad y amable disposición.

Lyda Pérez Ocampo, Ingeniera de petróleos y coordinadora de producción Huila, por su valioso apoyo y disposición con el desarrollo de este proyecto.

Gilberto Suarez, supervisor Batería PIA-Cebú, por su colaboración y valiosas recomendaciones.

Operadores Batería PIA-Cebú, en especial a los operadores Abelardo y Jaider por su desinteresada colaboración y sus valiosas recomendaciones durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Universidad Surcolombiana, nuestra alma máter, en especial el programa de ingeniería de petróleos, el cual nos dotó de las bases y conocimientos necesarios para desarrollar este proyecto.

Ervin Aranda, Ingeniero de petróleos, docente del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana y codirector de este proyecto, por sus valiosas orientaciones y amable disposición en el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	11
CONTENIDO.....	3
1 GENERALIDADES DE LA BATERÍA-PIA CEBÚ.....	12
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CEBÚ-PALOGRADE Y LA BATERÍA-PIA CEBÚ..	12
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA E INFORMACIÓN	13
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO CEBÚ-PALOGRADE	14
1.3.1 Geología del petróleo	14
2 MARCO TEÓRICO	20
2.1 CADENA DEL SECTOR HIDROCARBUROS	20
2.1.1 Upstream.....	20
2.1.2 Downstream.....	21
2.2 MÉTODOS DE RECOBRO	21
2.2.1 Definición y Clasificación.....	21
2.3 INYECCIÓN DE AGUA	23
2.3.1 Historia.....	23
2.3.2 Tipos de inyección.	24
3 FACILIDADES PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LA ACTUAL BATERÍA PIA-CEBÚ.....	27
3.1 BATERÍA CEBÚ	27
3.1.1 Sistema de recolección (Manifold)	27
3.1.2 Sistema de inyección de químicos.....	28
3.1.3 Sistema de separación.....	29
3.1.4 Sistema de almacenamiento	33
3.1.5 Bombas de transferencia de crudo	36
3.1.6 Sistema de depuración del gas	36
3.1.7 Sistema de respaldo intercambiador aire-gas para instrumentos.....	38
3.1.8 Separador de agua libre y condensado (KNOCK-OUT DRUM)	38
3.1.9 Sistema de relevo	39
3.1.10 Sistema de compresión de aire	40
3.1.11 Sistema de drenajes.....	41
3.1.12 Sistema supervisorio	42
3.2 PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA) CEBÚ	42
3.2.1 Descripción general del proceso de inyección de agua.	43

3.2.2 Facilidades para el tratamiento de agua de producción actual	44
4 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN TRATADA EN LA ESTACIÓN CEBÚ	60
4.1 LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA GDH.....	60
4.2 DIAGNOSTICO CALIDAD DEL AGUA EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO	60
4.2.1 Calidad agua de producción	60
4.2.2 Sólidos suspendidos, grasas y aceites.	64
4.2.3 Transferencia de agua desde la Batería Cretáceos a PIA Cebú.	64
4.2.4 Transferencia de agua desde la Batería Cebú a PIA Cebú	64
4.2.5 Calidad del agua en la PIA Cebú	65
4.2.6 Calidad del agua de inyección.....	66
4.2.7 Análisis fisicoquímico	68
5 BALANCE VOLUMÉTRICO DEL AGUA TRATADA EN LA PIA CEBÚ.....	71
5.1 BALANCE VOLUMÉTRICO.....	71
5.1.1 Principio de conservación de la masa	71
6 DIAGNOSTICO FALLAS OPERACIONALES EN FACILIDADES DE LA BATERÍA PIA-CEBÚ.....	74
6.1 DESNATE DE TANQUES EN LA PIA-CEBÚ.....	74
6.1.1 Análisis de falla desnatador flotante	75
6.1.2 Problemas operacionales del desnatador flotante.	77
6.1.3 Desventajas desnatador flotante actualmente en servicio.....	78
6.2 SALIDA DE OPERACIÓN POR MANTENIMIENTO DEL SEPARADOR TRIFÁSICO GENERAL (FWKO).....	78
6.2.1 Historial de operación.	78
6.2.2 Diagnóstico de falla del separador principal de la estación Cebú.	79
6.3 DIQUE DE LOS TANQUES DESNATADORES (SKIMMING TANK).....	79
6.3.1 “Decreto 283 de 1990	80
6.4 FILTROS CÁSCARA DE NÚEZ DE LA PIA – CEBÚ.....	81
6.4.1 Historial de operación.....	81
6.4.2 Diagnóstico de falla	83
6.4.3 Posibles causantes de la baja calidad del agua y acciones a remediar.....	83
6.5 SEPARADOR API (SKIMMER).....	84
6.5.1 Historial de operación.....	84
6.5.2 Diagnóstico de falla	84
6.6 LECHOS DE SECADO Y TANQUE DE SÓLIDOS (SLUDGE TANK)	85
6.6.1 Historial de operación.....	85
6.6.2 Falla operacional.....	86
6.6.3 Posibles causas de la falla y propuesta a remediar	86

7	PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO BATERÍA PIA CEBÚ.....	87
7.1	PLANTA DE INYECCION DE AGUA (PIA) CEBÚ	87
7.1.1	Desnatador flotante	87
7.1.2	Filtros cáscara de nuez.....	88
7.1.3	Separador API (Skimmer).	89
7.1.4	Lechos de secado y tanques de sólidos	89
7.2	BATERÍA CEBÚ	90
7.2.1	Separador trifásico general (FWKO)	90
8	NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	91
8.1	AUTOMATIC WEIR SKIMMER (AWS).....	91
8.1.1	Aplicaciones.....	92
8.1.2	Automatización y ciclo operativo	93
8.1.3	Aceite descargado	93
8.1.4	Bombas e instrumentación.....	94
8.1.5	Consideraciones operativas	94
8.1.6	Costos de inversión.....	95
8.2	PROTOTIPO DE INYECCIÓN DE AIRE	96
8.2.1	Sistema de flotación por aire disuelto (DAF).....	97
8.2.2	Sistema de flotación por aire inducido (IAF).....	97
9	FUTUROS CAMBIOS EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	100
9.1	MARRANEO.....	100
9.1.1	Definición.....	100
9.1.2	Corrida de marranos.....	101
9.1.3	Procedimiento de corrida de marranos	102
9.1.4	Tipos de marranos	103
9.1.5	Selección del marrano	106
10	Conclusiones.....	108
11	Recomendaciones.....	109
	BIBLIOGRAFIA	
	ANEXOS	

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1: Batería PIA-Cebú	13
Ilustración 2: Localización geográfica del campo Cebú-Palogrande	13
Ilustración 3: Columna estratigráfica generalizada de la sub-cuenca de Neiva ...	15
Ilustración 4: Perfil de la Sub-cuenca de Neiva.	16
Ilustración 5: Distribución de agua de inyección por PIA en la GDH.	17
Ilustración 6: Distribución del agua inyectada en la GDH.....	18
Ilustración 7: Cadena del sector Hidrocarburos	20
Ilustración 8: Tipos de patrones de inyección	26
Ilustración 9: Diagrama del proceso de la Batería Cebú	27
Ilustración 10: Sistema colector de fluidos (Manifold)	28
Ilustración 11: Separador trifásico.	29
Ilustración 12: Separador Vertical de prueba	31
Ilustración 13: Separador Horizontal de prueba	32
Ilustración 14: Tanque TK-3000 de pruebas	33
Ilustración 15: TK-900 y TK-500	34
Ilustración 16: TK-10000	34
Ilustración 17: TK-5000	35
Ilustración 18: Bombas de transferencia de crudo	36
Ilustración 19: Depurador de gas (Scrubber).....	37
Ilustración 20: Filtro Peco.....	38
Ilustración 21: Separador de agua libre y condensado (Knock out drum)	38
Ilustración 22: Sistema de relevo a “TEA”.....	39
Ilustración 23: Compresores de aire	40
Ilustración 24: Cunetas perimetrales y válvulas de compuerta	41
Ilustración 25: Interfaz del software DELTA V.....	42
Ilustración 26: Diagrama Actual PIA Cebú.	45
Ilustración 27: Tanques desnatadores (Skimming Tank) SK-001, SK-002	46
Ilustración 28: Tanque de almacenamiento general agua de producción TK-12047	
Ilustración 29: Bombas de alimentación a filtros cascara de nuez	49
Ilustración 30: Filtros cáscara de nuez	50
Ilustración 31: Esquema etapa de filtración	51
Ilustración 32: Tanque de almacenamiento de agua filtrada (TK-320)	54
Ilustración 33: Tanque de sólidos ST 500	55
Ilustración 34: Lechos de secado	56
Ilustración 35: Bombas reforzadoras (Booster) P220A/B/C/D.....	57
Ilustración 36: Bombas de inyección centrifugas multietapas P221A/B/C	58
Ilustración 37: Separador API (Skimmer)	58
Ilustración 38: Diagrama de separador API (Skimmer) PIA Cebú.	59

Ilustración 39: Calidad del agua en el sistema de tratamiento operando un solo filtro.	63
Ilustración 40: Calidad del agua en el sistema de producción operando los dos filtros.	63
Ilustración 41: Diagrama corrientes del sistema de distribución de fluidos actual.	73
Ilustración 42: Líneas de desnate tanque TK 120, PIA Cebú.	74
Ilustración 43: Cajilla de aguas aceitosas, válvulas para desnate tanques SK-01, SK-02 y TK 120.....	75
Ilustración 44: Desnatador flotante instalado en el tanque TK-120, con capacidad de 47000 BLS.....	76
Ilustración 45: Sistema de anclajes desnatador flotante	77
Ilustración 46: Separador trifásico general de la Batería Cebú	78
Ilustración 48: Tanques desnatadores SK-01 y SK-02 (Skimming Tank)	80
Ilustración 49. Historial de desempeño de los filtros en la PIA Cebú, antes de la salida de operación del filtro NEW GAS	82
Ilustración 50. Historial del desempeño del filtro WENCO operando en solitario.	82
Ilustración 51. Desempeño de los filtros, luego de poner en servicio el filtro NEW GAS.	83
Ilustración 52: Área de desnate (Skimmer API)	84
Ilustración 53: Bomba averiada	85
Ilustración 54: Lechos de secado	86
Ilustración 1: Equipo desnatador Auto Weir #800AWS	88
Ilustración 2: Propuesta drenaje de sólidos en el separador principal Batería Cebú.	90
Ilustración 55: Equipo desnatador flotante Automatic weir skimmer # 800AWS ..	92
Ilustración 56: Equipo desnatador Auto-Weir #800AWS.	92
Ilustración 57: Principio de operación Auto-Weir Skimmer	95
Ilustración 58: Velocidad de ascenso de burbujas de aire en medio acuoso.....	97
Ilustración 59: Diseño de celda de flotación y sistema de flotación circular.....	98
Ilustración 60: Arreglo de boquillas de doble succión	99
Ilustración 61: Prototipo circular.....	99
Ilustración 62: Marrano.....	101
Ilustración 63. Incrustación cristalina	101
Ilustración 64. Procedimiento de lanzamiento del marrano.	102
Ilustración 65. Curva tipo S.....	103
Ilustración 66. Curva tipo U.....	103
Ilustración 67. Diagrama de recepción del marrano.	103
Ilustración 68. Tipos de marranos selladores.	104
Ilustración 69. Configuración de una operación de marrano de gel.	105
Ilustración 70. Marrano medidor de diámetro	106
Ilustración 71. Marranos bidireccionales.	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución del volumen de agua inyectada en Julio de 2017.	18
Tabla 2. Información general de los campos de influencia de la PIA Cebú.	19
Tabla 4. Tipos de mecanismos de producción.	22
Tabla 5. Características de la inyección periférica de agua.	24
Tabla 5. Características de la inyección de agua en arreglos.	25
Tabla 7. Productos químicos utilizados en la Bateria PIA-Cebú.	29
Tabla 8. Clasificación de riesgos.	29
Tabla 9: Características de la bomba.	36
Tabla 9: Características bombas alimentadoras (P140/160/180).	49
Tabla 10: Límites permisibles de sólidos suspendidos, grasas y aceites en el sistema de tratamiento e inyección de agua.	61
Tabla 11: Contenido de sólidos suspendidos, aceites y grasas Bateria Cretáceo y Bateria PIA Cebú,	62
Tabla 12: Resultados análisis fisicoquímico en el sistema de tratamiento Bateria Cretáceos y Bateria PIA Cebú.	67
Tabla 13: Volúmenes de agua producida e inyectada por campos, GDH.	72
Tabla 14: Especificaciones generales Automatic Weir Skimmer #800AWS.	95
Tabla 16: Costos de inversión equipo desnatador Automatic Weir Skimmer.	96

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1: Principio de conservación de la materia	71
Ecuación 2: Flujo incompresible	71
Ecuación 3: Balance volumétrico en la planta de inyección de agua (PIA) Cebú.	72

RESUMEN

Este trabajo de grado nace gracias a la iniciativa de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila-Tolima (GDH) de Ecopetrol S.A. la cual busca analizar los aciertos y encontrar posibles fallas o ineficiencias en el desarrollo de sus operaciones, específicamente en la batería PIA-Cebú.

El desarrollo de esta investigación se realizó mediante un trabajo técnico de campo e investigativo, donde inicialmente se realiza un análisis de calidad del agua en varios puntos del sistema de tratamiento de los fluidos de producción, resultado que lleva a interpretar como está funcionando este sistema, y por consiguiente fijar la investigación en los puntos más críticos e importantes en la operación de la batería PIA-Cebú.

Adicionalmente con ayuda de los operadores de la estación Cebú, se desarrolla un análisis de falla de las facilidades que tuvieron o están presentando algún problema en su operación, recopilando la mayor información posible para identificar la causa de la falla y así poder presentar las recomendaciones para cada caso.

Por iniciativa del ingeniero director de este trabajo de grado y actualmente encargado de la batería PIA-Cebú, se desarrolla un balance volumétrico del mes de julio de 2017, donde se compara la cantidad de agua producida en los diferentes campos y que es tratada en la PIA Cebú, con respecto al agua inyectada por la misma, durante este mes, esto se realiza debido a que históricamente se tenía un desbalance considerable.

Conociendo los puntos débiles de la batería PIA-Cebú, se realiza una investigación de nuevas tecnologías y posibles sistemas aplicables en este sistema de tratamiento, con el ánimo de mejorar la operación y traer los mejores beneficios para Ecopetrol S.A.

Finalmente se presentan algunos de los futuros cambios que tendrá la batería PIA-Cebú, como resultado de la próxima campaña de perforación de algunos pozos y la conversión de otros a inyectoros, situación que conlleva a aumentar la capacidad de tratamiento de fluidos de producción y por ende los de inyección, por ejemplo, el sistema de marraneo que se aplicará en las principales líneas de inyección y el filtro de cáscara de nuez adicional que tendrá la PIA Cebú.

INTRODUCCIÓN

El proceso de explotación de hidrocarburos, consta de varias etapas, las cuales son importantes identificar y operarlas de manera adecuada, eficaz y responsable, es por esto que el ingeniero de petróleos, debe estar atento día a día a posibles oportunidades de mejoras y cambios, los cuales puedan dar soluciones a probables inconvenientes.

Por tanto, en época de “crisis”, la industria petrolera debe intentar optimizar cada uno de sus procesos, con el fin de encontrar oportunidades en ella, sin embargo, no se debe dejar de lado la responsabilidad en la calidad de ellos, por ende, para Ecopetrol S.A. es primordial realizar operaciones seguras; en el caso del tratamiento de aguas de inyección y para su posterior disposición, de lo contrario podría afectar seriamente su producción, además de la integridad de sus equipos.

Es por esto que nace la necesidad de identificar potenciales fallas que se puedan estar presentando en la operación de la Batería PIA-Cebú, y además, sugerir posibles mejoras con el ánimo de optimizar su operación, entre las operaciones de especial cuidado que se pueden identificar, están el de filtrado del agua, el separador API (*skimmer*), además de la química utilizada en el tratamiento de la calidad del agua. En estos puntos de proceso, es fundamental hacer un análisis completo para identificar nodos a mejorar y así tener la facultad de proponer cambios que logren estimular el proceso de tratamiento del agua a inyectar, lo cual se verá reflejado en una consecutiva ganancia para la compañía.

De esta manera, se hace fundamental conocer los conceptos básicos de operación para poder introducir mejoras al sistema, los cuales deben ir de la mano de buenas prácticas técnicas y así, promover una eficiencia de trabajo; para este caso específico, el tratamiento del agua, el cual va estrictamente ligado al sistema de inyección, por lo cual, se aplicarán nociones y metodologías que originen un impacto positivo y efectivo en la calidad del agua tratada, y así ejecutar de manera apropiada la futura expansión de la planta de inyección de agua (PIA) Cebú.

1 GENERALIDADES DE LA BATERÍA-PIA CEBÚ

A continuación, el lector se encontrará con información básica para contextualizarse en relación a aspectos elementales de la estación, tales como su historia, geología de los campos de influencia en la batería-PIA Cebú, y localización geográfica.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CEBÚ-PALOGRADE Y LA BATERÍA-PIA CEBÚ

El campo Palogrande-Cebú, fue descubierto en el año 1971, ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente en la sub-cuenca de Neiva, este campo hace parte del bloque de la antigua concesión Neiva-540, operada por Shell-HOCOL. Inicialmente, el campo fue descubierto por medio del pozo PG-2 en el año 1971, sin embargo, este pozo tenía bajo potencial por lo cual se cerró, no obstante, el desarrollo del campo no inició hasta el año 1980 cuando se perforó el PG-3, quien arrojó una prometedora producción inicial de 700 BOPD.

Años más tarde (1980-1982) se adelantó una campaña de perforación de 25 pozos, estos permitieron llegar a una producción máxima inicial de 10200 BOPD, durante los siguientes dos años (1983-1984), se perforaron algunos pozos adicionales, además de implementar “gas lift”, el cual, no tuvo éxito debido al vertiginoso decremento de la presión originado por el pobre mecanismo de empuje del gas en solución, lo que incrementó superlativamente el GOR (4000 PC/BN), es en este momento, cuando se toma la decisión de implementar la inyección periférica de agua en 1985, por medio de la conversión de algunos pozos y la perforación de otros. Este cambio se vio reflejado en su producción máxima en marzo de 1988 con 10950 BOPD.

En noviembre de 1994 se da la reversión de los campos productores en el Huila a Ecopetrol S.A. Por parte de Shell-HOCOL. Se recibieron 28 pozos completados como inyectores, de los cuales 24 estaban activos, además de la batería-PIA Cebú, la cual, para esa fecha contaba con 11 bombas de inyección recíprocantes marca *National (J275)* de 5 pistones con motores de combustión interna *Caterpillar G-379*, 3 tanques verticales de succión de 1200 bbls, los cuales brindaban presión de cabeza, además de 4 filtros, 2 que trabajaban de manera descendente (*L'eau Claire*) y 2 ascendentes (*Degremont*). Con estas condiciones, la PIA manejaba un volumen de 30000 BAPD, en la actualidad solo hay 20 pozos de los iniciales que permanecen en operación de inyección. No obstante, también se han realizado algunos cambios, entre los años de 1996 a 2010, se han realizado 16 conversiones de pozos productores a inyectores, de los cuales solo 8 se encuentran activos, además de los sustanciales cambios realizados en la batería-PIA Cebú, entre los cuales comprende la electrificación de sus instalaciones

(2006), el cambio de las 11 bombas iniciales por 3 bombas *United* de motor eléctrico Westinghouse que logran una presión de descarga de 2100 psi, además de los filtros, los cuales se reemplazaron por un *Wemco* y un *New Gas*, ambos de operación descendente, cada uno con capacidad de operación de 36000 BAPD cada uno¹.

Si bien, inicialmente había 44 pozos completados o convertidos con el fin de ser inyectores, solo se tienen activos en inyección 28 de ellos, los 16 restantes se encuentran abandonados o inactivos, por motivos relacionados con su integridad mecánica y se les está evaluando posibles reacondicionamientos o abandonos.

Ilustración 1: Batería PIA-Cebú

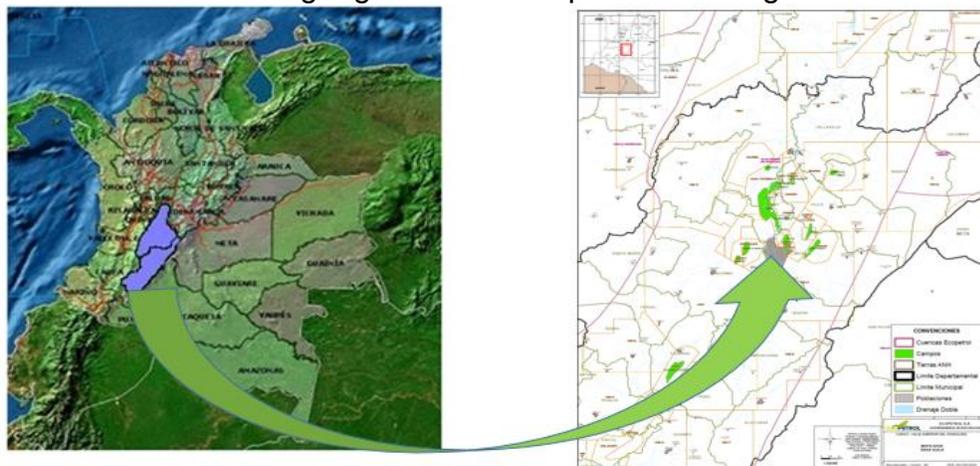


Fuente: (Ecopetrol-GDH, Presentacion Huila integrado-CPH, 2017)

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA E INFORMACIÓN

La batería PIA Cebú, está ubicada al norte del municipio de Neiva, en la cuenca superior del río Magdalena, en esta planta se reciben y se tratan los fluidos de diferentes campos, tales como Cebú (CB), Palogrande (PG), Pijao (PJ), además del agua de producción de las baterías Santa Clara (SC) y Dina Cretáceos (DK).

Ilustración 2: Localización geográfica del campo Cebú-Palogrande



¹ Ecopetrol S.A. Red de archivo central, 2017

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Bateria Cebú, 2016)

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO CEBÚ-PALOGRADE

El campo Cebú-Palogrande se sitúa en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente en la sub-cuenca de Neiva, esta cuenca tiene una extensión de 21 513 km². Corresponde a una cuenca intramontana cuyos límites, tanto al este como al oeste, son los afloramientos del basamento precámbrico y jurásico de las cordilleras Oriental y Central. La secuencia cretácica está conformada por depósitos continentales y marinos. Dos niveles de rocas fuente, ricas en materia orgánica del Albiano medio-Turoniano, las cuales generaron los hidrocarburos presentes en la cuenca. Importantes niveles de arenitas del Campaniano-Maastrichtiano representan un importante objetivo exploratorio. La secuencia cenozoica, depositada durante el evento de colisión que permanece hasta el presente es de afinidad totalmente continental y está compuesta por depósitos molásicos del Paleógeno y Neógeno. Los mayores campos de petróleo se encuentran asociados a cierres estructurales generados por:

- Pliegues por flexión de falla.
- Pliegues por propagación de falla y anticlinales relacionados a fallas transcurrentes.

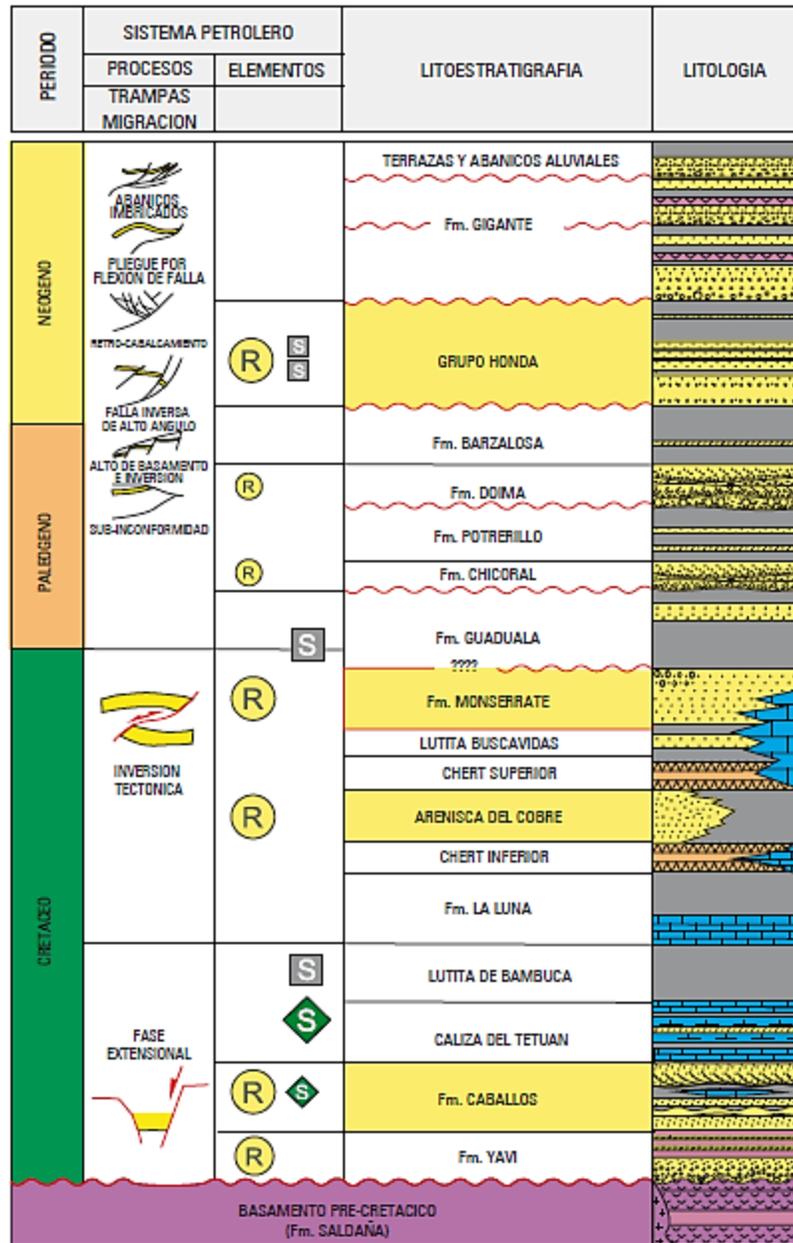
1.3.1 Geología del petróleo

Según con la información que se tiene a disposición en la página de la ANH, la geología que presenta la sub-cuenca de Neiva, se representa mediante la siguiente descripción:

Evidencia de hidrocarburos: En la cuenca del valle superior del Magdalena existen 38 campos productores de petróleo, y además de numerosos rezumaderos de hidrocarburo, los cuales son emanaderos de petróleo o gas que fluyen hasta superficie de manera natural.

Roca generadora: Dos eventos anóxicos mundiales en el Albiano medio y Turoniano son los responsables de la deposición de lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna (Observar ilustración 3). El Kerógeno predominante es tipo II, con reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0,5 y 1,35. Temperatura máxima 450 °C.

Ilustración 3: Columna estratigráfica generalizada de la sub-cuenca de Neiva



Fuente: (B&M Exploration Ltda, 2014)

Migración

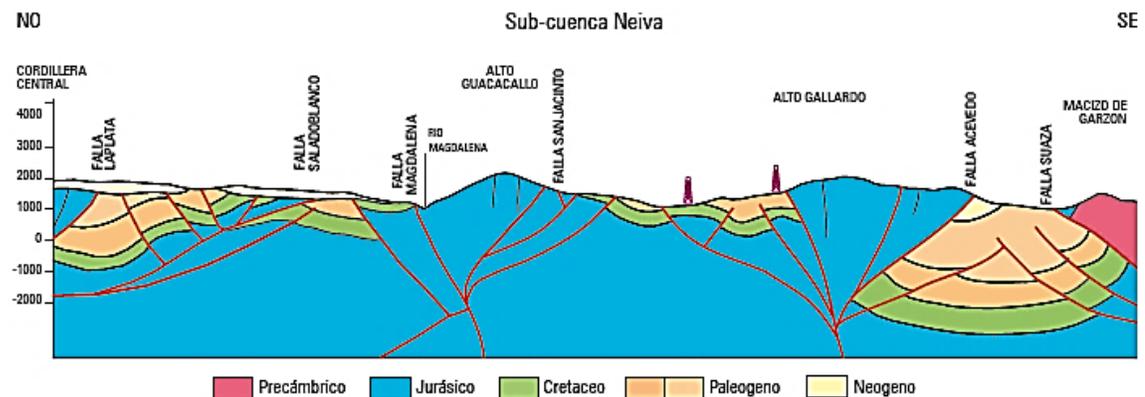
La migración comienza inmediatamente después del primer evento compresivo del Cretácico tardío y continúa hasta el presente. A lo largo de la cuenca se han documentado rutas de migración tanto horizontal como vertical. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

Roca reservorio: Tres importantes unidades de areniscas están distribuidas en la cuenca: Las formaciones Caballos y Monserrate en el Cretácico y la Formación Honda en el Mioceno. Existen además rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un alto potencial como reservorios. Las facies arenosas de la Formación Tetuán, las cuales producen actualmente petróleo, son un nuevo objetivo para la exploración.

Roca sello: El sello superior y lateral está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la formación Bambucá. Las formaciones Guaduala y Honda son otros importantes sellos en la cuenca.

Trampas: Dentro de las trampas halladas en la cuenca se encuentran: Pliegues asociados a flexión de falla (fault-bend fold), anticlinales fallados, sub-cabalgamientos (sub-thrust and sub-basement closures), abanicos imbricados (imbricate fans), retro-cabalgamientos (back thrust) y anticlinales asociados a transcurrancia (wrench related anticlines), las cuales están distribuidas a lo largo de la cuenca. Adicionalmente, existe un potencial no explorado asociado a diferentes trampas de tipo estratigráfico².

Ilustración 4: Perfil de la Sub-cuenca de Neiva.



Fuente: (ANH, 2007)

Datos actuales de la batería-PIA, cebú.

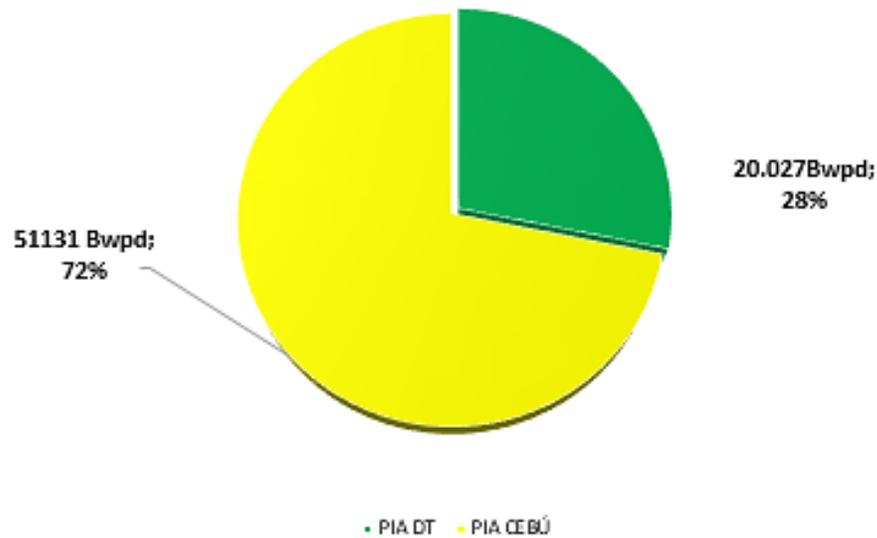
En la actualidad, según datos reportados por los operadores, la batería-PIA Cebú, recibe y trata en promedio, agua proveniente de las estaciones Dina Cretáceos (20000 BWPD) y eventualmente de Dina Terciarios (3000 BWPD), no obstante, también recibe fluido de producción procedente de pozos Pijao (PJ), Cebú (CB), Palogrande (PG), Palogrande-Honda (PG-HD), Santa Clara (SC) y Palermo (PL), cuya producción asociada, al ser tratada y separada aporta un volumen de 34000 BWPD, lo que implica que la planta debe tratar diariamente 57000 barriles de

² Agencia Nacional de Hidrocarburos. Información general de las cuencas sedimentarias, 2014.

agua, para posteriormente ser inyectados en los diferentes pozos a los que se abastece.

Para la GDH, la PIA Cebú es de gran importancia, ya que esta planta aporta cerca del 72% (ver ilustración 5.) del agua destinada para la inyección en los campos de la gerencia, es por esto que es prioridad el manejo de sus parámetros de calidad, seguido de su tratamiento, estos 57000 barriles se distribuyen para su inyección en pozos Cebú, Palogrande, Dina Cretáceos, Pijao y Tenay y Dina Terciarios.

Ilustración 5: Distribución de agua de inyección por PIA en la GDH.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Reporte de cuadrilla de inyeccion, Julio 31, 2017)

Adicionalmente, se tiene información de la red de distribución del agua producida, e inyectada en la gerencia, la cual se indicará detalladamente en el capítulo 5, donde se realiza un balance completo de inyección-producción, con base a la información presentada en el mes de julio del año 2017.

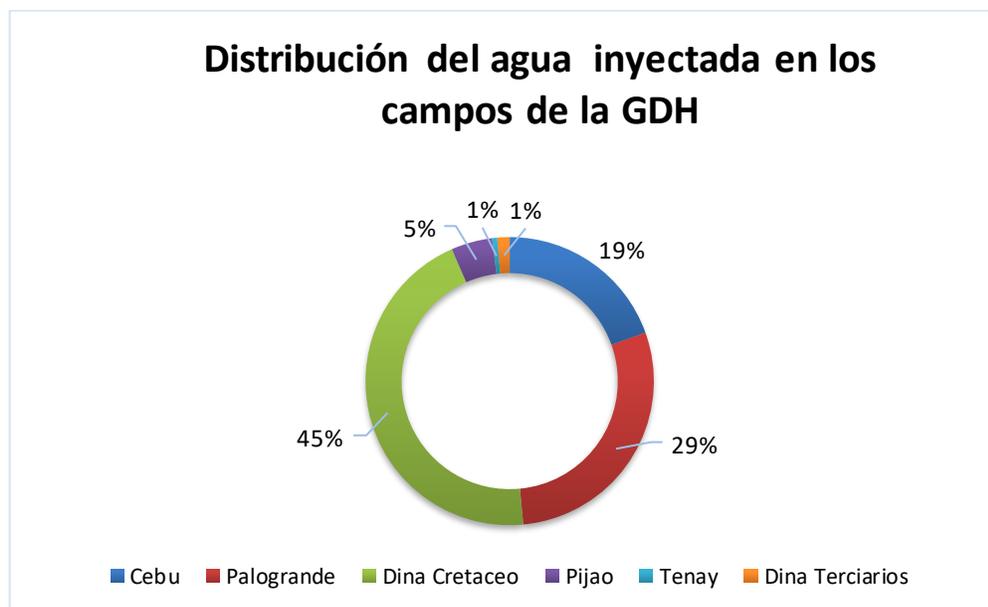
Seguidamente, a manera de ejercicio y con el objetivo de comprender como es la distribución del agua destinada para inyección en los campos de la gerencia, se desarrolla un balance en donde se ilustra dicha repartición, la cual permite dejar en claro que los campos de la gerencia que más utilizan el apoyo de la inyección de agua son los campos Dina Cretáceos, Palogrande y Cebú; con el 45, 29 y 19%, en su respectivo orden.

Tabla 1. Distribución del volumen de agua inyectada en Julio de 2017.

Volumen de agua inyectada julio de 2017	
Campos	Vol. (BLS)
Cebu	311587
Palogrande	461613
Dina Cretaceos	716480
Pijao	73750
Tenay	8971
Dina Terciarios	22032
Total	1594433

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Reporte de cuadrilla de inyeccion, Julio 31, 2017)

Ilustración 6. Distribución del agua inyectada en la GDH.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Reporte de cuadrilla de inyeccion, Julio 31, 2017)

Como se observa, la PIA Cebú es la fuente de agua de inyección más importante para los campos en los que se utiliza este método de recobro, es por ello que a continuación se definirán las características más importantes de los campos que tienen influencia sobre la planta, esto con el fin de generar una idea general acerca de cada uno de estos activos.

Tabla 2. Información general de los campos de influencia de la PIA Cebú.

INFORMACIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS DE INFLUENCIA					
CAMPO	PALOGRADE	CEBÚ	PIJAO	DINA CRETÁCEOS	
Formación más Representativa:	Monserate	Monserate	Monserate	Monserate	
Profundidad	5900 ft	5500 ft	6900 ft	6200 ft	
Total Pozos Activos	27	5	7	20	
Productores	17	3	6	10	
Inyectores	10	2	1	10	
Pozos Inactivos	8	5	2	17	
Pozos Abandonados	6	1	1	0	
PRODUCCIÓN:	Petróleo	1464 BPPD	166 BPPD	165 BPPD	501 BPPD
	Gas:	201 KPCD	32 KPCD	55 KPCD	139 KPCD
	Agua:	14995 BAPD	3876 BAPD	3836 BAPD	6000 BAPD
Reservas probadas (MBLS)					
OOIP/OGIP	184,6	184,6	27,8	154	
FR	0,32	0,32	0,26	0,345	
Reservas probadas desarrolladas	2,87	2,87	0,48	-	

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Datos técnicos de yacimiento, 2017)

2 MARCO TEÓRICO

2.1 CADENA DEL SECTOR HIDROCARBUROS.

Se le llama así al conjunto de actividades, en las que se comprenden acciones técnico-económicas que se relacionan con las operaciones de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de estos recursos, Según la ANH, esta cadena consta de dos grandes áreas: El *Upstream* y *Downstream*.

Ilustración 7: Cadena del sector Hidrocarburos



Fuente: (ANH, Agencia nacional de hidrocarburos, 2017)

2.1.1 Upstream

Se le conoce como la etapa de exploración y producción, en este sector se desarrollan las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de hidrocarburos que puedan ser comercializados, se adelantan operaciones de perforación de pozos exploratorios, posteriormente la explotación de pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta superficie.

2.1.1.1 Exploración

Se empieza con la sísmica, la cual es el proceso en el que, mediante un aparato envía unas ondas de energía provocada por pequeñas detonaciones, aquellas ondas atraviesan las capas de roca y vuelven hasta la superficie a unos equipos llamados geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten al equipo de monitoreo. Al final del procedimiento se obtiene una imagen que representa las capas debajo de la superficie.

Posterior a ello, se inicia la perforación de pozos, quienes tienen como finalidad llegar a la estructura o capa que tiene alto porcentaje de acumulación de hidrocarburos, el posicionamiento de estos pozos se da con base a la información obtenida con la sísmica.

2.1.1.2 Producción

Esta etapa de la cadena se caracteriza por extraer los hidrocarburos desde el fondo hasta la superficie, para su extracción se pueden utilizar dos mecanismos, los cuales dependerán de la energía que posea el yacimiento para su producción o el tipo de recobro que posea. En este orden de ideas, si el yacimiento tiene la energía necesaria para hacer que los fluidos lleguen por si solos hasta superficie, se emplea un juego de válvulas, las cuales reciben el nombre de árbol de navidad, de lo contrario, se debe emplear un sistema de levantamiento artificial, existen de varios tipos, aunque el más representativo es el bombeo mecánico o balancín, el cual se encarga de que lleguen los fluidos a superficie.

2.1.2 Downstream

Según la ANH, se entiende por los procesos de refinamiento del petróleo crudo y a la purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas.

2.1.2.1 Refinación

Esta etapa se encarga de transformar el petróleo crudo, pasándolo por altas y diferentes temperaturas, que pueden alcanzar hasta los 450 grados centígrados, con el fin de obtener productos derivados, esto bajo el principio de la destilación a diferentes temperaturas de ebullición. De forma general, de este proceso se generan combustibles y petroquímicos.

2.1.2.2 Transporte

Consiste en conducir los fluidos desde la cabeza del pozo, hasta los lugares de almacenamiento y tratamiento, tales como las estaciones de bombeo, refinerías y puertos de comercialización. Generalmente se transportan en oleoductos y poliductos, sin embargo, hay locaciones que no poseen esta infraestructura, por esta razón se utilizan también carro-tanques³.

2.2 MÉTODOS DE RECOBRO

2.2.1 Definición y Clasificación

Se puede entender y clasificar el término recobro bajo el concepto de energía, si bien a lo largo de la historia ha existido ambigüedad en la clasificación, se puede resaltar tres tipos de recuperación, en donde la recuperación primaria y la secundaria han tenido una confusión, por esto es necesario demarcar las fronteras de producción primaria e inicio de la recuperación secundaria, según Freddy H. Escobar PhD, lo clasifica mediante la energía disponible que tenga el yacimiento,

³ ANH. Cadena del sector hidrocarburos, 2014.

es decir, la capacidad que tiene un yacimiento o pozo de producir por medio de flujo natural, si esta condición se cumple, se podría hablar de recuperación primaria, de lo contrario, si se debe suministrar energía adicional, por medio de la inyección de agua o se utiliza algún mecanismo de levantamiento artificial, se entendería por recuperación secundaria, por último y no menos importante, el profesor Donald E. Menzie, Ph.D., dice que si adicionalmente a la energía, se cambian las propiedades en el sistema, por medio de químicos como surfactantes, polímeros o inyección de vapor, los cuales afectan considerablemente la mojabilidad y viscosidad respectivamente, se puede hablar de recuperación terciaria⁴.

Tabla 3. Tipos de mecanismos de producción.

MECANISMO DE PRODUCCIÓN	MÉTODO DE PRODUCCIÓN
RECOBRO PRIMARIO: Las reservas del yacimiento se producen por medio de métodos primarios utilizando la energía natural interna del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Gas en solución • Empuje de agua (acuífero) • Capa de gas • Gravitacional • Combinado
RECOBRO MEJORADO	
RECOBRO SECUNDARIO: Las reservas del yacimiento se producen por métodos que proporcionan energía adicional, no obstante, son convencionales.	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de agua • Inyección de gas • WAG (agua alternada con gas) • Inyección de agua en una capa de gas • Pulsaciones de presión • Inyección cruzada y perforación de relleno • Inyección de agua después de inyectar gas
RECOBRO TERCIARIO: Adicional a agregar energía al yacimiento, se alteran las propiedades iniciales de la roca y los fluidos in-situ.	<p>Térmicos: Inyección cíclica de vapor, empuje con vapor y combustión in-situ.</p> <p>Químicos: Inyección de polímeros, inyección alcalina, agentes surfactantes tenso activos y bacterias.</p> <p>Miscibles: Micelar/polímeros, solventes de hidrocarburos (gases pobres a alta presión, gases ricos y LPG), alcohol y CO₂ miscible.</p> <p>Desplazamiento inmiscible con CO₂: Inyección de CO₂ inmiscible.</p>

Fuente: (Escobar, 2006)

⁴ ESCOBAR, Freddy H. Ph.D. Aspectos fundamentales del recobro mejorado, 2006.

Actualmente se habla de recobro mejorado o EOR por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery), el cual se puede asociar directamente a la recuperación secundaria y terciaria, quienes han sido objeto de estudio en los últimos años para la industria de los hidrocarburos, a raíz de la dificultad y costo de la exploración y la búsqueda de nuevos yacimientos que puedan suplir la necesidad energética del planeta, para el caso puntual de Colombia, que tiene unas reservas descubiertas de alrededor de 20 mil millones de barriles, si lograra incrementar en 10% el recobro por medio de técnicas de EOR, se podría afirmar que podría recuperar 2 mil millones de barriles adicionales, sin necesidad de realizar altas inversiones en exploración, con la gran incertidumbre que esta maneja

2.3 INYECCIÓN DE AGUA

2.3.1 Historia

La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1880, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo, a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectoras para crear un frente circular más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoras. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el

proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua⁵.

2.3.2 Tipos de inyección.

La inyección de agua se puede ejecutar y clasificar de dos maneras diferentes, esto dependerá de la posición de los pozos inyectoros y productores, a continuación, se mostrará su clasificación, acompañada de sus características, ventajas y desventajas.

2.3.2.1 Inyección periférica o externa.

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo⁶.

Tabla 4. Características de la inyección periférica de agua.

CARACTERÍSTICAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento o de su estructura. • Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo. 	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan pocos pozos. • No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande. • No se requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión de agua. • Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo. • No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos. • En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de yacimientos. • Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento. • El proceso de invasión y desplazamiento es lento, y por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

Fuente: (Ferrer, 2001)

⁵ ESCOBAR, Freddy H. Ph.D. Aspectos fundamentales del recobro mejorado, 2006.

⁶ PARIS, Magdalena. Inyección de agua en yacimientos petrolíferos, 2001.

2.3.2.2 Inyección en arreglos o dispersa.

Según el glosario de Schlumberger, se le conoce así, al tipo de inyección o la disposición particular de los pozos productores y de inyección. El patrón de inyección de un campo individual o parte de un campo se basa en la ubicación de los pozos existentes, el tamaño y la forma del yacimiento, el costo de nuevos pozos y el incremento de recuperación asociado con diversos patrones de inyección. El patrón de inyección puede alterarse durante la vida de un campo para cambiar la dirección del flujo en un yacimiento en un intento de hacer contacto con petróleo no barrido. Es común reducir el tamaño del patrón mediante la perforación de inserción, la cual mejora la recuperación al incrementar la continuidad del yacimiento entre inyectoras y productores. Los patrones de inyección comunes son drenaje en línea recta, drenaje en línea alternada, dos, tres, cuatro, cinco, siete y nueve puntos. Normalmente, los patrones se denominan normales o regulares cuando incluyen solamente un pozo productor por patrón. Los patrones se describen como invertidos cuando incluyen solamente un pozo de inyección por patrón⁷.

Tabla 5. Características de la inyección de agua en arreglos.

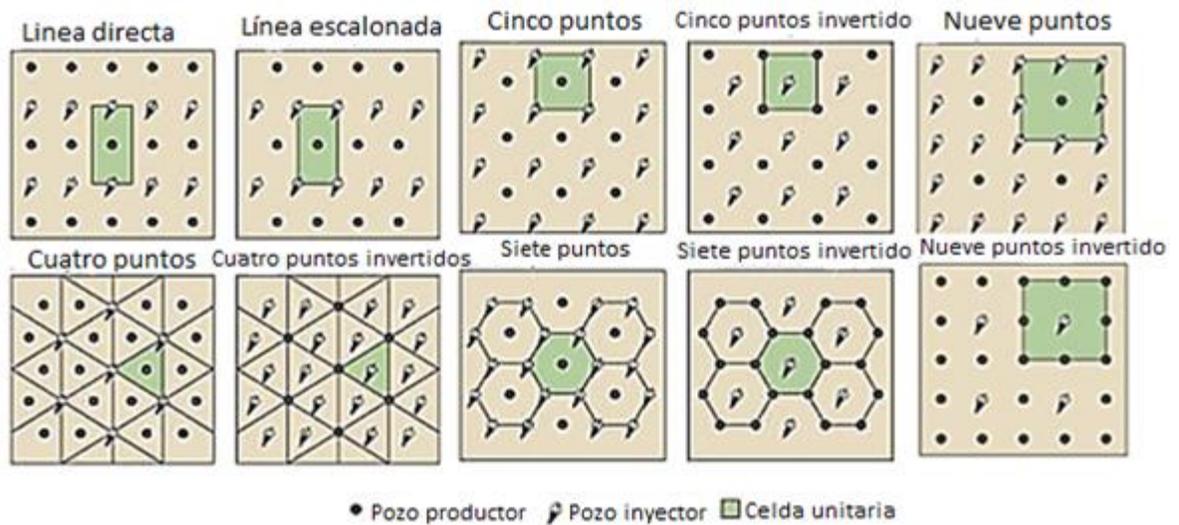
CARACTERÍSTICAS	
<ul style="list-style-type: none"> • La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes. • Se emplea, particularmente, en yacimientos con buzamiento y una gran extensión areal. • A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoras se distribuyen entre los pozos productores existentes, o se perforan pozos inyectoras inter-espaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro. 	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia del inyector es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rápida respuesta del yacimiento en cuanto a presiones. • Elevadas eficiencias de barrido areal. • Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo. • Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro. 	<p>En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoras.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es más riesgosa. • Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

Fuente: (Ferrer, 2001)

⁷ Schlumberger, 2017.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyector es algo que cada día se usa menos, ya que, con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos, no obstante, a continuación se mostrarán los posibles arreglos geométricos que se pueden presentar en el desarrollo de un campo que tenga recobro secundario por inyección de agua.

Ilustración 8: Tipos de patrones de inyección



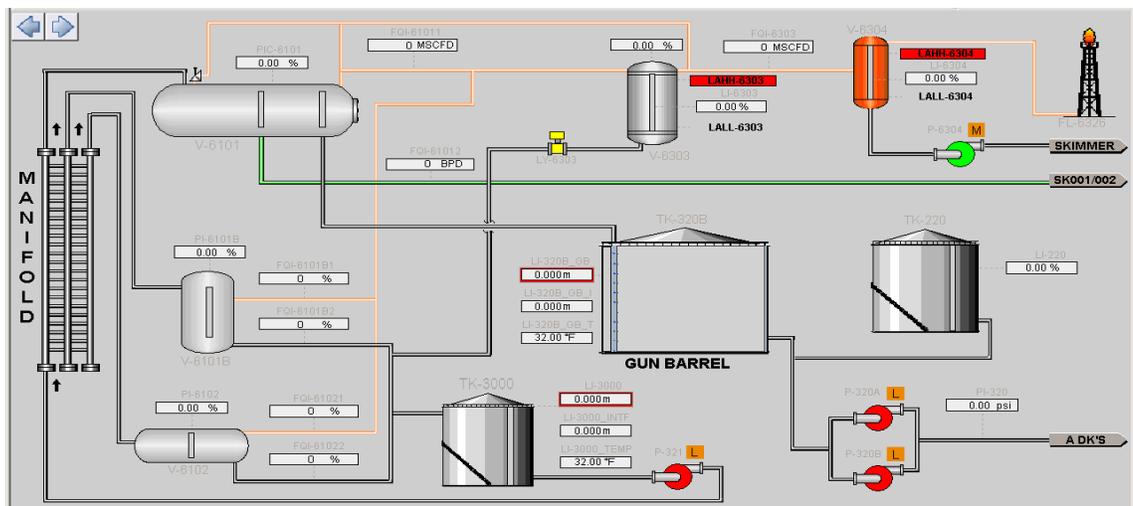
Fuente: (Craig, 1982)

3 FACILIDADES PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LA ACTUAL BATERÍA PIA-CEBÚ.

3.1 BATERÍA CEBÚ

Es el primer punto de la operación, en donde se recibe la producción de los pozos, luego de llegar a superficie, durante esta etapa se separa, deshidrata y se le agrega química para mejorar la condición de entrega del crudo recibido. Se compone de un conjunto de sistemas, los cuales se verán de manera detallada en este capítulo, a continuación, un diagrama general de la Bateria Cebú, la cual fue proporcionada por el sistema de control, el cual utiliza un software llamado “Delta V”.

Ilustración 9: Diagrama del proceso de la Bateria Cebú



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

3.1.1 Sistema de recolección (Manifold)

El proceso inicia con el sistema de recolección o manifold, el cual se compone de cuatro (4) colectores y uno externo, en donde dos (2) de ellos se destinan a pruebas, el diámetro de estas líneas es de 6”, uno (1) de producción general de 6”, uno (1) de descarga de la bomba de recirculación que proviene del Skimmer, este colector también es de 6”, el último de los colectores es el externo, el cual es de producción general, pero con un diámetro de 10”.

Adicional a estos colectores principales, las líneas de flujo de cada pozo son de 3”, las cuales se proveen de una válvula tipo cheque para evitar el contra-flujo, estas se comunican con los colectores por medio de cuatro (4) válvulas de corte, en donde dos (2) son para los de prueba y los otros dos (2), son para los de producción general.

Debido a que se debe añadir química para el posterior tratamiento del crudo, estos cabezales están equipados con puntos de inyección para soportar la deshidratación del mismo, los agentes químicos a introducir son: rompedor de emulsión, clarificante, antiespumante y un rompedor inverso.

Ilustración 10: Sistema colector de fluidos (*Manifold*)



Fuente: Los autores

3.1.2 Sistema de inyección de químicos

Como se indicó de antemano, se tiene un sistema de inyección de química, el cual lo componen cuatro (4) bombas eléctricas que se encargan de suministrar los cuatro diferentes productos, principalmente aplicados a la remoción del agua contenida en el aceite, con el fin de dejarlo en condiciones óptimas de transporte ($BSW < 0,5\%$).

El proceso inicia con la inyección de rompedor directo, este se considera el producto más importante, debido a que se encarga de neutralizar la acción de los emulsificantes que se encuentran en el crudo y así desestabilizar la emulsión, seguido a ello, se aplica el antiespumante, causante de la definición de la interfase. Posterior a ello, para el agua asociada se le adiciona un clarificador para separar las gotas de crudo que están inmersas en ella y un biocida que ayuda a proteger de la corrosión los equipos y las líneas, eliminando las bacterias que potencialmente la originan.

El químico es contenido en un recipiente con capacidad de 250 galones, este se transporta por medio de bombas dosificadoras, las cuales pueden graduar el caudal de inyección, dependiendo la necesidad, estas bombas son accionadas por corriente eléctrica, a continuación, una tabla del uso diario de los productos químicos en la batería Cebú⁸.

⁸ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Tabla 6. Productos químicos utilizados en la Bateria PIA-Cebú.

DESCRIPCIÓN	DOSIS GALONES POR DIA
CLARIFICADOR	60
ROMPEDOR DIRECTO	4
ANTIESPUMANTE	8
ROMPEDOR INVERSO	16

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la bateria Cebú, 2014)

Tabla 7. Clasificación de riesgos

PRODUCTO	SALUD	INFLAMABILIDAD	FSICO	TRANSPORTE
CLARIFICADOR	2	0	0	NINGUNO
ROMPEDOR DIRECTO	3	3	0	INFLAMABLE
ANTIESPUMANTE	2	2	0	INFLAMABLE
ROMPEDOR INVERSO	1	1	0	NINGUNO

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la bateria Cebú, 2014)

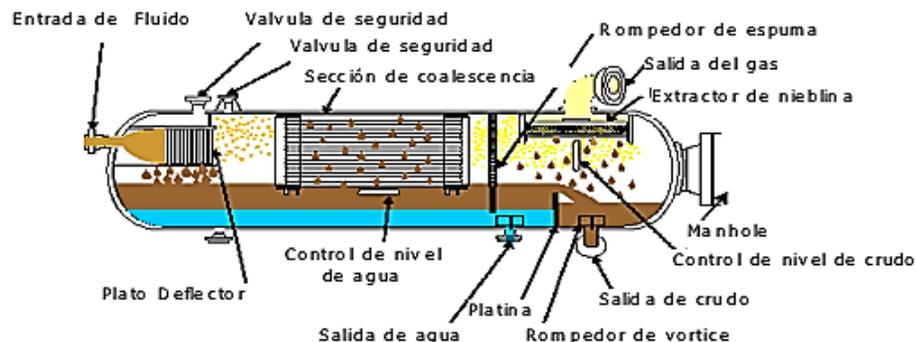
3.1.3 Sistema de separación

El objetivo de esta operación es separar los fluidos provenientes de los pozos productores que entran a la batería Cebú, en sus dos fases (gas y líquido), dependiendo de sus características y del separador utilizado, para así, posteriormente pasar por el proceso de lavado.

Esta etapa consta de un (1) separador general trifásico (FWKO), dos (2) separadores de prueba, tanto horizontal como vertical, y dos (2) tanques desnatadores (skimming tanks).

3.1.3.1 Separador F.W.K.O.

Ilustración 11: Separador trifásico.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la bateria Cebú, 2014)

El separador trifásico (Free Water Knock-out – FWKO) recibe los fluidos provenientes de los Colectores T-1, T-4 y T-5. La selección debe ser de tal manera que al FWKO llegue la producción de pozos con mayor contenido de agua libre, para aprovechar al máximo la capacidad de dicho separador. En el FWKO se hará la separación de las tres fases: gas, agua y crudo. El FWKO operará a una presión entre 40 a 55 psig (la misma a la que se operen los separadores de prueba y a una temperatura entre 110 y 140 °F, y lleno un 60% de su volumen. Al separador trifásico de producción general, FWKO, entra el fluido producido que equivale 47.185 BFPD con un 89% BSW a través del cabezal de 10”, en la cual este equipo trabaja de la siguiente forma:

- Por la parte superior choca contra una platina de impacto produciendo la separación entre la fase gaseosa y el líquido y así, el líquido se decanta y el gas continúa al proceso.
- El gas separado fluye a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina (Demister) y sale del separador por encima a través de la válvula de control de presión a 42 psi pasando por un medidor de orificio con su respectivo registrador para luego dirigirse por una línea de 3” al Scrubber.
- El agua y el crudo continúan el recorrido por el separador, pasando a través de dos baffles de aquietamiento para favorecer la separación de las dos fases, el agua se queda en la parte inferior y sale del separador a través de un rompedor de vórtice, de acuerdo a la indicación de nivel por medio del LIT que gobierna la válvula de control de nivel de agua por medio de una línea de 6”, se mide el flujo y se envía al skimming tank de 1200 bls.
- El crudo pasa por un vertedero hacia el compartimiento de crudo, de donde sale a través de un rompedor de vórtice, de acuerdo a la indicación de nivel por medio del LIT que gobierna la válvula de control de nivel de aceite y por medio de una línea de 6” llega al múltiple de almacenamiento, en la cual el fluido es dirigido al TK-10000-2
- Este separador cuenta con transmisores de nivel para cada fase, agua y aceite, la señal es enviada al sistema supervisorio para hacer el control y alarma por altura dependiendo del punto de ajuste deseado⁹.

3.1.3.2 Separadores de prueba

Los separadores de prueba reciben los fluidos de los pozos que se van a probar, con el fin de determinar las características y potencial de producción de cada pozo, esta prueba se realiza durante 12 a 24 horas.

⁹ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Los resultados de las pruebas de producción, permiten determinar la producción de los pozos y así hacer seguimientos a las caídas que ésta presente, sus posibles causas y establecer un plan de trabajo con el propósito de mantener su potencial. El pozo a prueba se cambia del colector general al de prueba, mediante el manejo de las respectivas válvulas, el proceso de prueba de pozos está compuesto por dos (2) separadores: uno (1) vertical para la prueba de pozos que entran a la Batería Cebú, uno (1) horizontal que recibe la producción de los pozos Palogrande-Honda (PG-29 Y PG-31)¹⁰.

Separador de prueba

Ilustración 12: Separador Vertical de prueba



Fuente: Los autores.

La prueba de pozos de producción se realiza en el separador de pruebas con dos (2) objetivos:

- Conocer cuantitativamente la producción de petróleo, agua y gas y de ésta manera mantener un estricto control del potencial de producción. Es decir, es la forma de verificar el comportamiento de un pozo.
- Cumplir con las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía, en lo que a fiscalización se refiere.

Los resultados obtenidos de las pruebas de pozos nos permiten llevar una tendencia e historia para cada pozo, y así detectar las caídas de su producción, sus posibles causas y establecer una programación de trabajo de cada pozo con el propósito de mantener su potencial de producción.

¹⁰ ECOPEPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Descripción del Proceso en los dos separadores de prueba

El fluido entra por la parte superior y choca contra una platina de impacto que provoca una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina (Demister) para retirarle el líquido presente, luego pasa por la platina de orificio para ser medido, la presión de la vasija es ajustada por la válvula auto-reguladora para finalmente salir hacia el Scrubber. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del Separador dando lugar a que el gas que se encuentra a esas condiciones de presión y temperatura y aun no se ha separado se libere y ascienda, permitiendo así que la emulsión salga por la válvula de control que actúa de acuerdo al controlador de nivel, con la menor cantidad de gas posible, pasa por el medidor tipo turbina y luego se dirige hacia el Tanque de Prueba. El Separador además cuenta con transmisores de nivel y presión que llevan la señal al sistema supervisorio donde se programan alarmas que dependen del punto de ajuste deseado¹¹.

Separador de prueba

Ilustración 13: Separador Horizontal de prueba



Fuente 1: Los autores

¹¹ ECOPEPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

3.1.4 Sistema de almacenamiento

3.1.4.1 Tanque TK-3000

Ilustración 14: Tanque TK-3000 de pruebas



Fuente: Manual de operaciones de la Batería Cebú.

Descripción del proceso para los tanques TK-3000, TK-900 y TK-500.

Estos tanques de almacenamiento tienen su respectiva tabla de aforo de donde se puede conocer con exactitud el volumen de crudo almacenado, tomando la altura de líquido en el tanque con la cinta de medición. La tabla de aforo da el volumen en barriles y la altura debe darse en metros, centímetros y milímetros. Además, a través de la boca de medición se puede tomar la muestra de crudo.

En estos tanques de prueba, la emulsión se almacena por un periodo de tiempo razonable, en el que el fluido alcanza un periodo de estabilidad para realizar la medición estática de nivel y temperatura.

Como instrumentos de control cuentan con una válvula de presión y vacío que evita el colapso de las vasijas y así mismo disponen de un medidor de nivel magnetostrictivo MTS.

NOTA: El proceso tiene 2 formas para drenar los tanques:

- El remanente que queda en el tanque de prueba se puede enviar al skimmer.

- Existe una bomba de recirculación en el proceso, la cual se enciende manualmente y su apagado lo hace por medio del medidor de nivel (metros) y la apaga en 1,20 metros asegurando las condiciones de la bomba¹².

3.1.4.2 Tanque TK-900 y TK - 500

Ilustración 15: TK-900 y TK-500



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

3.1.4.3 Tanque TK-1000-2 (Recibo y Entrega)

Ilustración 16: TK-10000



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

¹² ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Descripción del proceso

Actualmente el tanque recibe y entrega en control manual a 2.400 mts (bomba OFF) y 3.500 mts (Bomba ON) para bombear hacia la estación cretáceos.

3.1.4.4 TANQUE TK-5000

Ilustración 17: TK-5000



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

Descripción del proceso

La estación dispone de (1) tanque de almacenamiento del crudo (TK-5000) para recibir y almacenar el crudo tratado. Actualmente, este tanque se encuentra como respaldo del tanque de recibo y entrega debido a que las facilidades de deshidratación para crudo limpio aún se encuentran en proyecto.

Este tanque suministra la cabeza de succión de las bombas de transferencia y el bombeo a la unidad de medición y posteriormente a la estación Cretáceos¹³.

¹³ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

3.1.5 Bombas de transferencia de crudo

Ilustración 18: Bombas de transferencia de crudo



Fuente: Los autores.

El propósito de esta operación es transferir el crudo que recibe la estación Cebú, hacia la estación Cretáceos.

Tabla 8: Características de la bomba

CARACTERÍSTICAS BOMBA	
MODELO	3196
RPM	3600
CAUDAL (BFPD)	15.000
UNIDADES	2
PRESIÓN DE SUCCIÓN (PSIG)	6
PRESIÓN DE DESCARGA DE OPERACIÓN (PSIG)	250
PRESIÓN DE DESCARGA, NOMINAL (PSIG)	250

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

3.1.6 Sistema de depuración del gas

La estación Cebú cuenta con un depurador “Scrubber” vertical, este equipo trabaja con una presión de 45 psi, y un “Knock out drum” que trabaja con presión atmosférica¹⁴.

¹⁴ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Ilustración 19: Depurador de gas (*Scrubber*)



Fuente: Los autores.

Descripción del proceso

El gas procedente de los separadores fluye por una línea de 6" pasa a través del *scrubber* o depurador por la parte media y sale por la parte superior.

Siguiendo el flujo de salida de la línea de gas del scrubber lo recibe un medidor de orificio con su respectivo registrador de presión, pasando por una válvula autoreguladora de presión a 45 psi (Presión del separador) y posteriormente entra al "knock out drum".

Cuando el gas entra al depurador (*Scrubber*), golpea contra la platina dispersadora, lográndose la liberación de las partículas líquidas las cuales se depositan en el fondo de la vasija, estos líquidos son llevados al exterior cuando se han acumulado lo suficiente para que su nivel sea detectado por un control de nivel, el cual da la orden de abrir la válvula controladora, enviándolos al separador API, (*skimmer*).

Esta vasija cuenta con instrumentos de seguridad como son la válvula de seguridad, adicional a estos equipos un visor y transmisor de nivel magnético que llevan la señal al sistema supervisorio *DELTA V*, donde se programan alarmas que dependen del punto de ajuste deseado¹⁵.

¹⁵ ECOPEPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

3.1.7 Sistema de respaldo intercambiador aire-gas para instrumentos

Ilustración 20: Filtro Peco



Fuente: Los autores

- El filtro Peco maneja solo aire y libera condensado, se utiliza para el “FWKO” y separador de prueba.
- El otro filtro Peco se utiliza para cambio manual aire – gas y lleva gas para el piloto de la tea.

3.1.8 Separador de agua libre y condensado (KNOCK-OUT DRUM)

Ilustración 21: Separador de agua libre y condensado (Knock out drum)



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

Descripción del proceso

El gas proveniente del “Scrubber” entra a este separador “Knock out drum” donde también se recibe la descarga de las líneas de venteo o seguridad de los separadores, es considerado como el último lugar en donde las partículas de líquido se pueden retirar del gas antes de quemarlo en la tea.

Esta vasija cuenta con 4 switch y un visor magnético de nivel, 1 bomba de trasiego que es operada en automático con los switch de ALTO y BAJO nivel, se llevan señales de ON en la bomba y nivel ALTO-ALTO hasta el sistema supervisorio, donde se programan las alarmas que sirven de información y protección¹⁶.

3.1.9 Sistema de relevo

Ilustración 22: Sistema de relevo a “TEA”



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

Descripción del proceso

La tea está provista de una serie de instrumentos de estabilización, una bujía para ignición además un filtro peco que nos ayuda para realimentar el piloto y deshidratar.

La boquilla proporciona una zona de baja presión, la cual asegura la estabilidad de la llama, a altos flujos de salida. El piloto ofrece una buena estabilidad con bajo consumo de gas.

La boquilla está equipada con un protector de brisa que rodea la sección superior del quemador y en la medida en que el viento sopla alrededor de ésta, se crea una

¹⁶ ECOPEPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

zona de baja presión en el lado inferior del protector de brisa, el cual lanza la llama hacia abajo, causando que los gases se quemen sobre la boquilla. El propósito de este protector es resguardarla del impacto de la llama, aumentando la vida útil de la misma.

NOTA: En la actualidad el gas que se está enviando a la tea es el mismo gas producido en la estación y su rata de flujo está en promedio de 350.000 MPCD, pues no se consume proporcionalmente lo que se está quemando¹⁷.

3.1.10 Sistema de compresión de aire

Ilustración 23: Compresores de aire



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

Este sistema es uno de los más críticos en la estación puesto que el aire es utilizado para alimentar los actuadores neumáticos de las válvulas de control que controlan las variables de nivel y presión del proceso general de la batería.

Descripción del proceso

El sistema de manejo de aire lo llevan a cabo 2 compresores reciprocantes que toman el aire atmosférico y lo comprimen gracias a los motores eléctricos que tienen acoplados, estos manejan el funcionamiento en 2 etapas: la primera se comprime a una presión intermedia y se descarga a unos tubos de enfriamiento para removerle el calor de compresión generado en esta etapa, de allí el aire entra a la segunda etapa para comprimirlo y enviarlo al TK- pulmón.

¹⁷ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

Los compresores cuentan con presóstatos que se encuentran calibrados a una presión de alta para apagarlos en 200 PSI y de baja para prender en 90 PSI el compresor No 1 y el No 2 en 70 psi.

Sus condiciones de operación son alternadas ya que poseen sistemas independientes, tiene un sistema de alarmas por alta en 140 psi y por baja 90 psi.

Además de esto, la señal la lleva un transmisor de presión al sistema supervisorio para que el operador pueda ver la variable y su tendencia de funcionamiento, al igual que un sistema de alarmas por alta presión y por baja presión.

En la salida de la descarga de los compresores se encuentran válvulas de seguridad para el caso que haya una sobrepresión, además de unas trampas automáticas que se encargan de sacar el condensado que estos generen.

Adicional al proceso, un tanque pulmón que sirve de respaldo y que su aire ingresa por la parte media y sale de forma ascendente en la parte superior, cuenta con una válvula de seguridad que se encuentra seteada a 200 PSI¹⁸.

3.1.11 Sistema de drenajes

Ilustración 24: Cunetas perimetrales y válvulas de compuerta



Fuente: Los autores.

Descripción del proceso

La recolección de los drenajes de aguas aceitosas está contemplada dentro del proceso en la estación, todos los diques cuentan con cajas de recolección provistas de válvulas que permiten controlar la evacuación de crudo, aguas aceitosas y aguas lluvias.

¹⁸ ECOPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

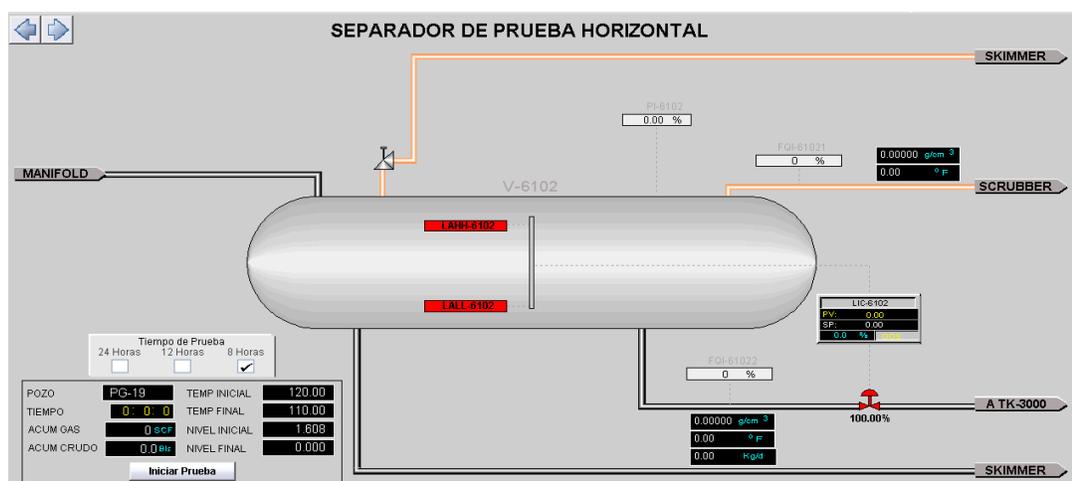
El direccionamiento de las aguas aceitosas va al skimmer y el de aguas lluvias es independiente. El sistema es en lo posible completamente cerrado, el fluido acumulado en el sumidero es retirado por medio de dos bombas centrífugas verticales enviándolo al skimmer, de allí es conducido hacia el manifold de entrada a la estación T-1 con una línea de recirculación al proceso.

En caso de lluvia, el operador debe accionar las compuertas y válvulas de las cajas localizadas en los canales que llevan el agua al sistema anotado. El manejo de aguas lluvias debe ser cuidadoso para evitar la mezcla con trazas de crudo y por ende la contaminación de la fuente receptora.

3.1.12 Sistema supervisorio

Como se definió anteriormente, el sistema se opera bajo el funcionamiento del software *DELTA V*, el cual se encarga de proporcionar al operador un medio eficaz y rápido para supervisar y controlar cualquier variable de control que se encuentre sistematizada en el proceso.¹⁹

Ilustración 25: Interfaz del software DELTA V



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014)

3.2 PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA) CEBÚ

El tratamiento de agua de producción es muy importante en campos maduros donde cada vez se presenta una notable disminución de la energía natural del yacimiento y es ahí donde se hace necesario acudir a la etapa secundaria, con el fin de administrar energía adicional al reservorio por inyección de agua. Algunos

¹⁹ ECOPEPETROL S.A. GDH, Procedimiento operacional de la batería Cebú, 2014.

de los beneficios que se obtienen con el uso de este método, es mantener la presión del yacimiento y el desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.

3.2.1 Descripción general del proceso de inyección de agua.

La planta de inyección tiene como fuente de abastecimiento el volumen de agua de producción tratada en la batería Cebú y el volumen de la batería cretáceos.

El agua de formación de fluidos externos se bombea desde la estación Dina-Cretáceos donde su volumen se encuentra alrededor de 23.000 BWPD por medio de 2 bombas de transferencia a través de una línea de 12”.

Por otro lado, se tienen fluidos de producción procedentes de los campos Cebú, Pijao, Palogrande y Santa Clara (incluyendo Palermo), donde el agua es tratada en un separador trifásico (FWKO), que envía el fluido a otro sistema de tratamiento paralelo, llamado tanques desnatadores “skimming tank”, para separar las pequeñas partículas de crudo por gravedad, a través de un desnatador flotante, para luego ser transferida al Tk-120 de capacidad de 47000 BIs, el volumen de fluido que envían estos campos se encuentra alrededor de los 30.000 BWPD.

Los desnatadores “Skimming” 1 y 2, están conectados también a una línea de 2” de contraflujo, que va desde las bombas alimentadoras (P140/P160/P180), con el propósito de agitar las partículas de crudo que se encuentran en el fondo y obligarlas a ascender para su posterior desnate.

El sistema de filtración está conformado por un filtro F200 marca WEMCO y otro NEWGAS, ambos de cáscara de nuez con capacidad de filtración de 36000 BPD c/u.

El proceso de lavado de filtros se realiza por diferencial de presión de 15 psi medido a la entrada contra la salida de agua de la vasija; ésta cuenta con sus respectivos enclavamientos de permiso para el lavado de cada filtro. Este proceso de lavado se encuentra programado en una rutina del software y se ejecuta manualmente desde la sala de control.

El agua filtrada debe salir con las siguientes características de grasas y aceites menores de 3 ppm, sólidos suspendidos menor a 3 ppm y retención de partículas mayor a 2 micrones.

El agua filtrada llega al TK-320 de 10000 barriles, el cual sirve de succión para las bombas reforzadoras P220A/B/C/D (bombas Booster) del tipo centrífuga con motor eléctrico y capacidad de bombeo de 20000 BPD C/U, a una presión de descarga de 200 psi cada una, que llegan a un cabezal que sirve de succión para

las bombas de inyección United P221A/B/C del tipo multi-etapas con motor eléctrico.

La bomba P221A es de 10 etapas para una capacidad de bombeo de 42.000 barriles, los dos restantes son de 12 etapas para una capacidad de 52000 barriles cada una, a una presión de descarga de 2000 psi. Todas las bombas descargan a un colector que lleva agua a los ramales principales y secundarios y finalmente a los pozos inyectoros.

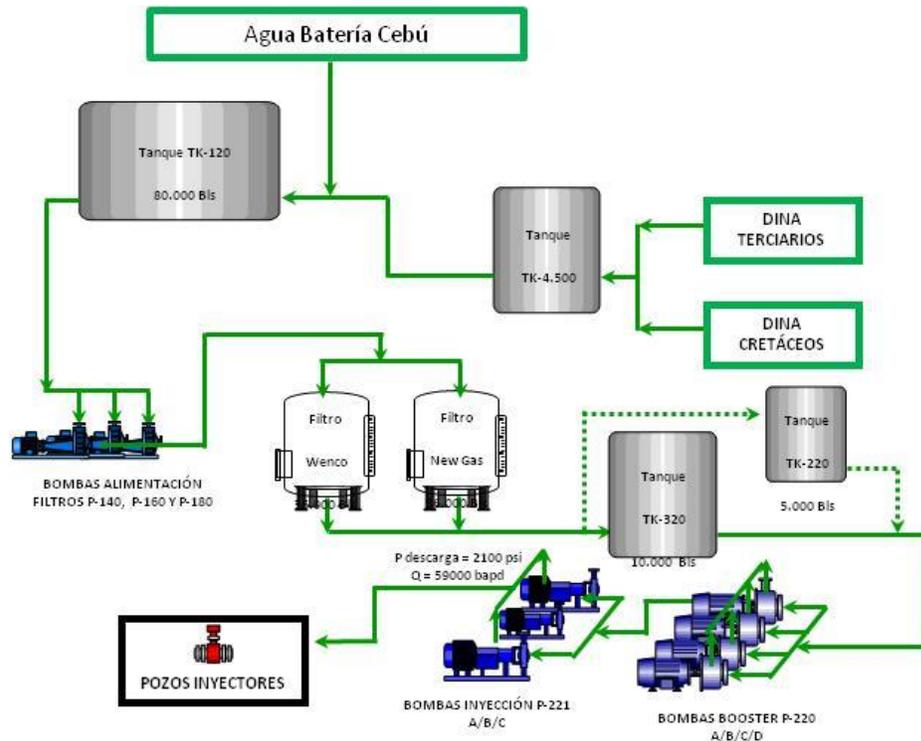
En la actualidad el proceso de inyección de agua maneja presiones que oscilan entre 1800 psi y 2225 psi y se inyecta un promedio de 52.000 BWPD en 24 pozos de los campos Tenay, Pijao, Palogrande, Cebú, Dina Cretáceo y Dina terciarios.²⁰

3.2.2 Facilidades para el tratamiento de agua de producción actual

- Tanques desnatadores (Skimming tank) SK-001, SK-002, de 1200 BBLs C/U.
- Bombas de alimentación (P140/P160/P180). P-140= 35000 BPD a 60 psig, P-160=39000 BPD a 60 psig, P-180 = 42000 BPD a 60 psig.
- Tanque de almacenamiento de agua general 47.000BLS (TK-120).
- Filtro WENCO F-200A.
- Filtro NEW-GAS F-200B.
- Tanque de sólidos SLUDGE TANK (ST-500).
- Lechos de secado y sumidero.
- Bombas reforzadoras (Booster), P-220 A/B/C/D.
- Bombas de inyección united multi-etapas P-221 A/B/C.
- Tanque de refrigeración bombas UNITED (TK-260).
- Generador de emergencia.

²⁰ ECOPELROL S.A. GDH, Sistema PIA, 2016.

Ilustración 26: Diagrama Actual PIA Cebú.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Modelo de red de inyección campo Dina-Cebú-Palogrande, 2010)

A continuación, se dará una descripción de las facilidades presentes en el sistema, información que fue tomada del manual de operación y procedimiento de la planta de inyección de agua.

3.2.2.1 Tanques desnatadores (*Skimming Tank*)

Estos tanques tienen una capacidad de almacenamiento de 1200 barriles cada uno, con una altura de 11(m) y un diámetro de 3.7 (m), Sobre sus techos tienen un respaldo de suministro de gas blanketing que a través de un regulador reductor marca Fisher S-201, con una presión de 15" WC (Pulgadas de columna de agua) para desalojar el oxígeno que pueda existir en su interior (el cual deteriora por corrosión la vasija y la tubería), además cuenta con una válvula de presión y vacío debidamente seteada para protegerlos por sobrepresión.

Ilustración 27: Tanques desnatadores (*Skimming Tank*) SK-001, SK-002



Fuente: Los autores

Los tanques desnatadores (SKIMMING TANK), Reciben el agua procedente del Separador General (FWKO) de la Batería Cebú, a través de una línea de 6", a una presión regulada de 45 psi, un flujo hasta de 47.500 BPD, (Total de campo incluido fluidos externos.) sin embargo en condiciones normales su flujo promedio es de 30-35.000 BPD. La entrada en los desnatadores (Skimming) se hace a través de una bota con una altura conectada a 8 Ft de altura. Puesto que la función principal de los desnatadores es continuar con el proceso de separación agua – crudo, cuentan con una salida para desnatar a los 28 Ft de altura que hoy día se encuentra con ciego instalado y que comunica con la línea de desnate del Tk-120.

Actualmente cuenta con un sistema de desnate flotante a través de una línea de 4" desalojando el crudo al Desnatorador API (skimmer API) mediante manipulación de válvula en la cajilla de residuos aceitosos junto a las bombas de transferencia. La salida de la vasija para desalojar agua hacia el TK-120 de 55.000 BLS a 2 Ft del piso cuenta con una "U" que obliga al fluido a mantenerse en un nivel mínimo de 26 Ft de altura.

Los desnatadores (Skimming) 1 y 2, están conectados también a una línea de 2" de contraflujo, que va desde las bombas alimentadoras (P-140/160/180), con el propósito de agitar las partículas (sedimentación) de crudo que se encuentran en el fondo y obligarlas a ascender para su posterior desnate.²¹

²¹ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operación y procedimiento planta de inyección de agua,2014

3.2.2.2 Tanque de almacenamiento TK-120 de 47.000 BLS

Anteriormente la capacidad de este tanque era de 80.000 BLS y debido al incidente que sufrió este tanque en julio del año 2015, se vio la necesidad de disminuir su capacidad a 47.000 BLS.

Ilustración 28: Tanque de almacenamiento general agua de producción TK-120



Fuente: Los autores

El tanque K-120 con capacidad de almacenamiento de 47.000 BLS de agua sucia de formación, cuenta con un transmisor de nivel HoneyWell por presión diferencial con protocolo HART que mide la altura del tanque de 12 (m), el nivel se monitorea mediante el sistema de control delta V teniendo como rango la altura que depende de mínimo 4 (m) y máximo 9.7 (m), alarmando por alto nivel a 10(m) y alto-alto nivel 10.5 (m) ; la vasija tiene sobre el techo un respaldo de suministro de gas por medio de un regulador reductor marca Fisher S-201, con una presión de 15" WC (Pulgadas de columna de agua) para 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 seteadas a proteger por sobrepresión a 2 oz/in² y por vacío a 0.5 oz/in² , que evita que se colapse. Las dimensiones de estos instrumentos dependen del diseño; la entrada como la salida del agua es por una tubería de 18" de diámetro.

Procedimiento para el desnate del tanque K-120

El TK-120 posee tres (3) salidas con válvulas de 8" cada una, en alturas diferentes para optimizar el desnate: La primera salida se encuentra a los 2.1 (m) de altura, la segunda a los 4.5 (m) y la tercera a los 7.6 (m) de altura. Además el TK120 cuenta con una línea de rebose de 8" a la altura de 11.6 (m).

En cualquiera de estas salidas con válvulas de 8" el procedimiento para el desnate es el mismo que se describe a continuación.

- Se procede a abrir una de las válvulas de desnate, las dos restantes deben permanecer cerradas. Como ejemplo: si vamos a desnatar a la altura de 7.6 metros, únicamente abrimos la válvula de esta línea, mientras las de las salidas que están a los 2.1 y 4.5 metros deben permanecer cerradas.
- Luego Abrir la válvula de 6” que se encuentra en la cajilla o caja receptora de aguas aceitosas que se encuentra junto a las bombas de transferencia de la Batería Cebú. Esta válvula solo debe abrirse parcialmente, a unas 5 vueltas en promedio para evitar que la cajilla se rebose, desnatando así el TK120 hacia el SKIMMER API.
- Una vez realizado el desnate se procede a normalizar cerrando la válvula que abrió en el paso anterior.

Nota: la línea de desnate del Tk -120 comunica con la línea de desnate de los tanques desnatadores (SKIMMING TANK), pero en la actualidad ésta se encuentra con ciegos montados, lo que aísla su comunicación.

El Tk-120 se monitorea desde el despliegue “GENERAL PIA 1”, donde se indica el nivel en el gráfico del TK120 y adjunto el valor en (m) de nivel actual, así mismo al dar click en el valor actual se abre el Faceplate respectivo, donde se indica el valor y los settings de alarma, tendencias e históricos respectivos.²²

3.2.2.3 Bombas de alimentación (P140/160/180)

La salida del tanque TK-120 de 18” sirve como cabeza de succión de las bombas centrifugas alimentadoras P140/160/180 con motor eléctrico de 60 HP a 1800 RPM; éste motor cuenta con una gaveta con arrancador estrella-triángulo y protección por sobre corriente a 50 AMP, ubicada en el CCM (Centro de Control de Motores) dentro del cuarto de control.

El motor cuenta también con señales de encendido, selector local-remoto y disparo por sobre corriente que llegan al tablero de control No. 4 y sirve como alarma e histórico de tiempo de funcionamiento.

²² ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operación y procedimiento planta de inyección de agua, 2014.

Ilustración 29: Bombas de alimentación a filtros cascara de nuez



Fuente: Los autores

Tabla 9: Características bombas alimentadoras (P140/160/180)

MOTOR	
MARCA:	U.S ELECTRICAL MOTORS EMERSON
SERVICIO:	ALIMENTAN FILTROS WENCO Y NEW-GAS
MOTOR:	CLASE 1 DIVISION 1
CORRIENTE	71 AMP.
VOLTAJE:	460 V.
TEMPERATURA DE PLACA:	40°C
PRESIÓN SUCCIÓN:	15 PSIG
PRESIÓN DESCARGA:	60 PSIG

Fuente 2: (Ecopetrol-GDH, Manual de operacion y procedimiento planta de inyeccion de agua, 2014)

Cada bomba tiene una capacidad de flujo igual a 36000 BPD a 60 psig sobre un cabezal de descarga de 10"; sin embargo a la fecha de realizar el manual de operación se hicieron algunas mediciones de flujo que arrojaron los siguientes datos por cada bomba: La P140 igual a 35.000 BPD a 60 psig, la P160 igual a 39.000 BPD a 60 psig y la P180 igual a 42.000 BPD a 60 psig. Como las condiciones de operación de los filtros no permiten trabajar a más de 50 psig el

flujo de estas bombas hacia los filtros se encuentra regulado por un Bypass que permite el paso de flujo directamente hacia el TK320 evitando de esta manera que todo su caudal afecte por sobrepresión a los filtros. Por lo anterior se pretende realizar algunas modificaciones a las bombas, además de individualizarlas para cada filtro y en una futura revisión de este manual se incluirán las novedades correspondientes.

El conjunto motor-bomba es operado remotamente desde el sistema de control para efectos de arranque y parada y depende de sus enclavamientos por nivel del tanque de succión TK120 o presión de descarga²³

3.2.2.4 Filtro WENCO F-200A

El agua bombeada se distribuye hacia el sistema de filtración; Existen 2 filtros con cascarilla de Nuez como elemento filtrante, los cuales poseen su respectiva instrumentación y control para realizar sus secuencias.

Ilustración 30: Filtros cáscara de nuez



Fuente 3: Los autores

Estos filtros poseen un sistema de Programación Lógica Controlable (PLC), marca Allan Bradley, donde se realiza la lógica secuencial de lavado. El controlador tiene interconexión con un puerto de comunicación Modbus con el sistema Delta V.

La apertura o nó de las válvulas con actuador neumático se realiza mediante la energización de unas electroválvulas de 3 vías, 2 posiciones con la bobina a 24 VDC y con una presión de aire de 80 psi, ubicadas debajo del tablero local que permite o no la entrada del suministro de aire para accionar el actuador neumático. En el filtro encontramos 4 válvulas mariposas automáticas accionadas mediante

²³ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operación y procedimiento planta de inyección de agua, 2014.

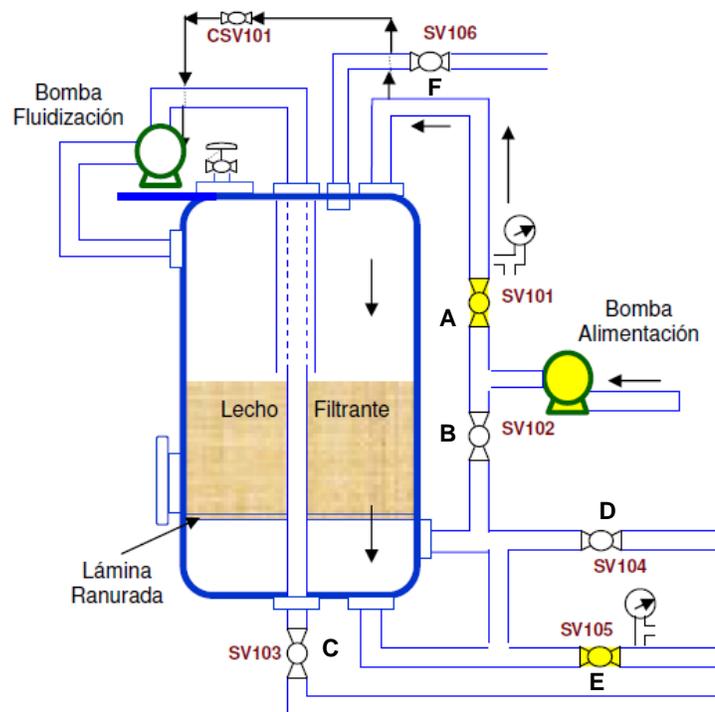
cilindro neumático (actuador) marca automax modelo S150 de 8" y una de modelo S125 de 6", y válvulas mariposas para controlar el filtro, en maniobras donde no falle el suministro de tensión eléctrica o de aire o se requiera para la filtración, y actividades de mantenimiento programado.

Durante el ciclo de filtración normal el flujo pasa a través de la válvula A y entra por un lado de la vasija. El flujo es forzado a pasar a través del medio filtrante, donde los sólidos y aceites son removidos. Algunos gases y aceites libres flotan hasta el nivel superior y son liberados a través de la válvula Fisher. El agua limpia filtrada sale por la válvula E.

El ciclo secuencial de lavado se determina así:

- Por un diferencial de presión entre entrada respecto a la salida mayor a 15 psig
- Manualmente operando en forma local o remota, en cada turno del operador

Ilustración 31: Esquema etapa de filtración



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Filosofía de operación filtros cascara de nuez, 2010)

Secuencia de retrolavado filtro WENCO F 200A

Consiste en 4 etapas una de las cuales se repite:

- Fluidización (se repite)
- Descarga

- Asentamiento
- Normalización

Fluidización: Durante este paso la válvula E y la válvula A se cierran, la válvula B se abre, y la bomba vertical de fluidización ubicada en la superficie superior del filtro arranca. El fluido en la vasija pasa a través de la bomba de fluidización y baja por la boquilla central hasta la pantalla separadora. Esta inyección de fluido pasa a través de la boquilla abre y licua el lecho filtrante. El lecho filtrante circula a través de la bomba, causando una acción de corte que retira los aceites y contaminantes del medio filtrante. El paso tiene una duración de 10 segundos.

Descarga: Se abre la válvula C, la alimentación de agua entra a través de la válvula B hacia arriba sobre la pantalla para remover el lecho, el fluido que contiene sólidos y aceites pasa a través de la pantalla que soporta el lecho y salen por la válvula C. El lecho continúa recirculando a través de la bomba de fluidización, esto previene que cualquier medio salga de la vasija y permite que los contaminantes fluyan por la línea de descarga. Este paso tiene una duración de 15 minutos.

Se repite el paso de Fluidización para asegurar que la pantalla de soporte quede limpia.

Asentamiento: En este paso la regeneración es un ciclo lento que permite a los granulos del medio filtrante asentarse, la válvula C se cierra para detener el ciclo de descarga, entonces la válvula A se abre, la válvula B se cierra y la bomba de Fluidización se apaga permitiendo al medio precipitarse por gravedad. Este paso tiene una duración de 30 segundos.

Normalización: Es el paso final de regeneración del lecho. Es necesario normalizar el filtro para remover el fluido sucio y los contaminantes que permanecen en el fondo de la vasija y la pantalla del lecho. La válvula D se abre y permite la entrada de fluido a Filtración pasando a través del medio filtrante empujando todos los fluidos contaminantes fuera del filtro, debido a que este flujo se introduce en la parte inferior durante la secuencia de retro lavado, el procedimiento estándar de operación es devolver estos fluidos aguas arriba del tanque. Esto reduce el volumen gastado a la descarga del retro lavado de un 30% a 50%, este paso tiene una duración de 3 minutos ajustable (por eficiencia se ha dejado en 300 segundos). Cuando el ciclo de regeneración se cumple, todos los contaminantes son removidos y el medio filtrante es comprimido, el proceso de filtración se reinicia abriendo la válvula E y cerrando la válvula D.²⁴

²⁴ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operación y procedimiento planta de inyección de agua, 2014.

3.2.2.5 Filtro NEW GAS F-200B

De manera similar este filtro cuenta con un tablero de control local, el cual contiene un PLC, de marca Allan Bradley, con una secuencia lógica de lavado.

El controlador tiene interconexión con un puerto de comunicación Modbus con el sistema Delta V.

La apertura o nó, de las válvulas mariposa con un actuador neumático, se realiza mediante la energización de unas electroválvulas de 3 vías, 2 posiciones con bobina de 24VDC y con una presión de aire de 80 psi, ubicadas debajo del tablero local que permite o nó la entrada del aire para accionar el actuador neumático. Así mismo posee 4 válvulas mariposa automáticas accionadas mediante cilindro neumático (actuador) marca PRISMA modelo P30S de 8" y una modelo P26S de 6", además de válvulas mariposa manual para controlar el filtro en actividades donde se presenta ausencia de tensión o de aire o se requiera para la filtración, mantenimiento o reparación de las válvulas automáticas.

Secuencia de retrolavado filtro NEW GAS F-200B

- Filtración
- Retrolavado
- Asentamiento I
- Fluidización I
- Descarga
- Fluidización II
- Asentamiento II
- Normalización²⁵

3.2.2.6 Tanque de almacenamiento de agua filtrada TK-320

La salida de agua filtrada de los filtros WENCO y NEW-GAS se conecta al colector de 8" que llega hasta el tanque de almacenamiento TK-320 con una capacidad de 10000 BLS, cuya altura es de 32".

El TK-320 cuenta con un transmisor de nivel marca Honeywell con protocolo Field Bus, por presión diferencial dada por la altura del tanque. El nivel del tanque se maneja desde la sala de control, teniendo en cuenta el rango limite y máximo de operación entre 15" y 31.8" siendo éste último la altura de rebose o desnate; el desnate de este tanque empieza desde los 31.6" hasta los 31.8".

²⁵ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

Ilustración 32: Tanque de almacenamiento de agua filtrada (TK-320)



Fuente: los autores

Procedimiento para el desnate del TK-320

Verificar la apertura de la válvula de desnate de crudo destinada para el TK-320 y ubicada al pie del dique o muro de contención de los tanques, la cual descarga en el SKIMMER.

- Mantener dos bombas alimentadoras (P-140/160/180) funcionando hasta conseguir el nivel de desnate del TK-320, desde 31.6" a 31.8". Cuando se supere el nivel de 31.8" se debe apagar una bomba alimentadora y volver a encenderla manteniendo los 31.8".
- Verificar en la cajilla ubicada al lado del TK-320 la calidad de fluido que sale; si es relativamente libre de crudo quizás no se requiera desnatar por mucho tiempo. Generalmente 30 minutos de desnate es suficiente, sin embargo todo dependerá de la traza de crudo contenida en el agua.
- Al realizar el desnate del TK-320 el nivel de SKIMMER API subirá, por lo cual será necesario que al menos una bomba P-560 se encuentre en operación para desalojar el crudo hacia el colector general.
- Después de realizar el desnate se procede a normalizar el nivel del TK-320 el cual debe mantenerse entre 25 y 29"pies en condiciones normales. Pará bajar

el nivel, bastara apagar una bomba alimentadora (P-140/160/180), o todas si las condiciones lo requieren.²⁶

3.2.2.7 Tanque de sólidos (Sludge Tank) ST 500

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 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 seteadas a proteger por sobrepresión a 2 oz/in² y por vacío a 0.5 oz/in², que evita que colapse; las dimensiones de estos instrumentos dependen del diseño.

Ilustración 33: Tanque de sólidos ST 500



Fuente: Los autores

El retro lavado de los filtros se realiza a diferentes tiempos y controlado por la altura del nivel del agua almacenada en el Sludge Tank (Tanque de Sólidos) ST500 que dará el permiso para inicio del ciclo de lavado; el tanque se encarga de recibir la descarga del agua sucia y ejerce un control automático de desocupación con el transmisor de nivel ultrasónico marca Sondar ubicado en el techo que se logra por 2 corrientes a saber:

²⁶ ECOPEL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

- La nata de aceite sale por la parte superior del tanque, controlada a una altura de 11 metros (36 FT), la cual se bombea mediante una bomba neumática hacia el Skimmer o Separador API, y se paran las bombas a una altura de 10.5 metros (34.45 FT).
- La salida de agua arriba del cono después de decantar los sólidos por un espacio de 2 horas, programadas en un reloj automático (timer) desde el controlador prenden las bombas de recirculación P520A/B de 146 GPM con descarga de 60 PSI con motor eléctrico de 15 HP que envía agua al tanque de 47.000 barriles (TK120) y para a una altura de 4.88 metros (16 ft).²⁷

3.2.2.8 Lechos de secado y sumidero

El tanque de lodos (Sludge Tank) cuenta con una salida de agua sucia con sólidos en la parte inferior, el cual se le aplica un chorro de agua (sand jet), abriendo la solenoide SOV500 a una presión de 40 psig con el fin de remover las partículas y luego ser drenadas abriendo la válvula motorizada FCV500, este drenaje se realiza con un reloj automático (timer) de 30 minutos programado desde el controlador y se verifica con el nivel desde la pantalla, para descargar a los lechos de secado BA101/102/103 que se encargan de filtrar el agua, que luego pasa al SUMIDERO o tanque subterráneo de concreto el cual cuenta con un interruptor (switch) de nivel alto LSH540 que controla el traslado a través de las bombas P540A/B las cuales descargan en el Skimmer API.

Ilustración 34: Lechos de secado



Fuente: Los autores

En ausencia de los controles automáticos mencionados anteriormente, el ST500 se puede drenar manualmente a través de sus válvulas de 3" instaladas en la salida inferior y las válvulas instaladas en cada uno de los lechos de secado.

²⁷ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

Se recomienda que se utilice inicialmente el primer lecho de secado BA101 mientras los dos siguientes permanecen en stand by (BA102 y BA103); cuando el primero se sature por efecto de los sedimentos se procede a utilizar el siguiente mientras se realiza la limpieza y/o cambio de gravilla y arena al lecho saturado; y así sucesivamente.

3.2.2.9 Bombas reforzadoras (Booster) P220A/B/C/D

La salida de agua filtrada del filtro Wenco F200 y New-gas se conectan por medio de una tubería de 12" a un ramal de succión de 14", que alimenta a 4 bombas centrifugas horizontales reforzadoras (Booster) P220A/B/C/D de capacidad 583 GPM hasta 250 PSI con motor eléctrico de 150 HP, que sirven de reforzadoras a las bombas United de inyección.

Ilustración 35: Bombas reforzadoras (Booster) P220A/B/C/D



Fuente: Los autores

Estas bombas cuentan con un sistema de recirculación gobernado por una válvula tipo Globo de 6" modelo ET 6", con actuador 667 tipo S&D y posicionador Field Bus. Esta válvula es controlada por un transmisor de presión de marca Honeywell con protocolo Field Bus, el cual mantiene la presión de 180 psi.²⁸

3.2.2.10 Bombas de inyección centrifugas horizontales multietapas P221A/B/C.

La descarga de las bombas alimentadoras (Booster) se conectan a un cabezal de 12" que sirve de succión a 3 bombas de inyección P221A/B/C con un flujo cada una de 42000 BPD a 2000 PSI. Su descripción es como sigue:

²⁸ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

Cada conjunto motor-bomba viene con un sistema de pre-lubricación forzada, instrumentos montados sobre el patín e instrumentación asociada a su operación para ejercer control de alarmas y seguridad desde el cuarto de operaciones.²⁹

Ilustración 36: Bombas de inyección centrifugas multietapas P221A/B/C



Fuente: Los autores

3.2.2.11 Separador API (*Skimmer API*)

El separador API o Skimmer es una piscina impermeabilizada en cemento, cuyo propósito es recibir las aguas aceitosas drenadas en varios puntos del proceso.

Ilustración 37: Separador API (Skimmer)



Fuente: Los autores

²⁹ ECOPEPETROL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

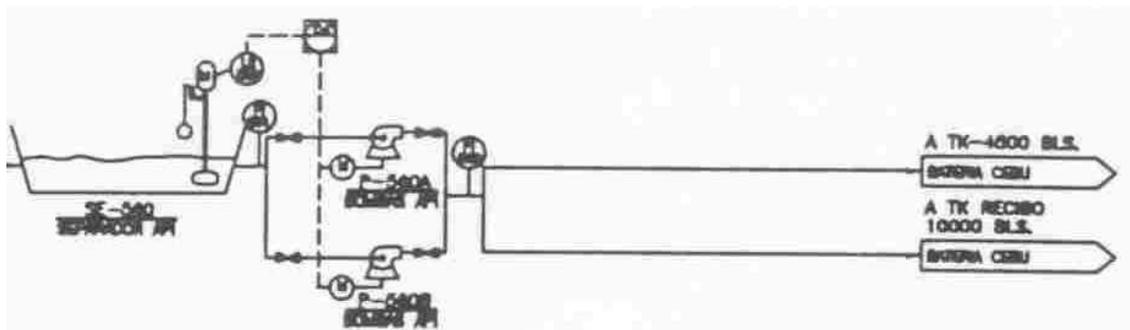
Cuenta con un control de nivel que opera por medio de un interruptor de cerámica (switch) marca Magnetrol con guaya y flotador, para prender y parar automáticamente las bombas centrifugas Goulds por bajo y alto nivel, su monitoreo se realiza desde la sala de control.

Al Separador API de la PIA llegan las aguas provenientes de los drenajes de:

- Cárcamos o cunetas perimetrales de bombas y equipos de la PIA y batería Cebú
- Lechos de secado
- Desnate en tanques de succión
- Condensados del depurador (Scrubbers) gas y aire
- Tanques de almacenamiento de crudo y agua en batería Cebú
- Desnate en tanque TK-120 y tanques desnatadores (skimming tank)
- Normalizado de filtro WENCO
- Crudo recuperado por camión chupa manchas.

Para la recirculación de este tipo de aguas existen dos bombas centrifugas las cuales tienen posibilidad de enviarlas al tanque 10.000 de la batería Cebú, en caso de alguna contingencia, previa coordinación con el respectivo operador, se envía al tanque de prueba de 3.000 Bbls.³⁰

Ilustración 38: Diagrama de separador API (Skimmer) PIA Cebú.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, *Instructivo de operacion del separador API en la PIA Cebú, 2004*)

³⁰ ECOPETROL S.A., GDH, Manual de operaciones y procedimientos planta de inyección de agua, 2014.

4 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN TRATADA EN LA ESTACIÓN CEBÚ

4.1 LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA GDH

La responsabilidad con el medio ambiente y con las comunidades que pertenecen al área de influencia de las actividades que realiza la GDH de Ecopetrol S.A, hace que antes de desarrollar cualquier operación en la zona, se realicen los estudios necesarios para llevarla a cabo y así disminuir al máximo cualquier afectación durante el desarrollo de su operación, es por eso que para utilizar la reinyección de agua como método de recobro, se llevan a cabo algunas técnicas que evitan la contaminación de los acuíferos superficiales, los cuales son utilizados por algunas comunidades para sus actividades diarias. Las siguientes consideraciones técnicas son entre otras, las más importantes:

- “Realizar un modelo hidrogeológico matemático: con el modelo matemático se podrá analizar el comportamiento de las unidades de roca ante diferentes intervalos de inyección de agua durante el tiempo de inyección.
- Analizar la cementación de la capa a inyectar: la buena cementación de una capa garantiza que los fluidos que se inyectan en la capa no migren hacia estratos superiores a través del espacio anular generado entre la formación geológica y la tubería del pozo.
- Analizar la separación hidráulica de las capas en la formación inyectora: la comprobación mediante ensayos de que las capas están aisladas hidráulicamente constituye una condición adicional muy importante que da garantías de que no habrá infiltraciones ascendentes de fluidos inyectados.
- Analizar la geología desde superficie hasta 150 a 400 metros de profundidad: mediante la adquisición de 30 SEV (sondaje eléctrico vertical) en el campo, se procurará encontrar capas de grano más fino que aislen los acuíferos someros que utiliza la población para satisfacer los diferentes usos”³¹

4.2 DIAGNOSTICO CALIDAD DEL AGUA EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO

4.2.1 Calidad agua de producción

Teniendo en cuenta que el agua de producción genera pérdidas económicas para las empresas y problemas ambientales en superficie si no se le da un manejo adecuado, en ocasiones también puede ser útil como método de recuperación

³¹ ANLA, ANLA Campos GDH, resolución 0455, 2013.

mejorada, es por esto que es importante encontrar un sistema que permita manejar el agua de tal forma que los costos y los riesgos ambientales se minimicen y que permita darle el uso adecuado a este recurso.

En este caso el agua de producción en la GDH se inyecta a la formación productora, disminuyendo los riesgos ambientales en superficie, pero aumentando los riesgos en las operaciones y los equipos, pues si no se le realiza un excelente tratamiento puede ocasionar daños o deterioro en líneas, vasijas, bombas, accesorios o en la misma formación, por lo tanto es muy importante realizar un buen tratamiento químico y físico al agua en superficie para evitar afectaciones a las facilidades y además alcanzar los parámetros exigidos para utilizar este tipo de agua como método de recobro.

La calidad del agua de producción de los campos de la GDH, se podría decir que es de buena calidad con respecto a las altas concentraciones de sales, minerales y agentes altamente contaminantes que puedan estar presentes en estas aguas, a excepción del campo brisas donde los fluidos producidos presentan concentraciones de hasta 100ppm de ácido sulfhídrico (H₂S), por consiguiente en el tratamiento de estos fluidos en superficie, se debe tener un cuidado especial debido a la alta toxicidad que este ácido presenta.

Tabla 10: Límites permisibles de sólidos suspendidos, grasas y aceites en el sistema de tratamiento e inyección de agua.

PUNTO DE MUESTREO	LÍMITE PERMISIBLE TSS(ppm)	LÍMITE PERMISIBLE O/W (ppm)
SALIDA FWKO TERCARIOS	30	300
TRANSF. TERCARIOS	30	30
SALIDA GB CRETACEOS	30	30
TRANSF. CRETACEOS	30	30
SALIDA FWKO CEBU	30	300
SALIDA SKIMMING TANK 1 CEBU	30	30
SALIDA SKIMMING TANK 2 CEBU	30	30
ENTRADA FILTROS	10	10
SALIDA WEMCO	3	3
SALIDA NEW GAS	3	3
LINEA DE INYECCION	3	3
POZO INYEC. DK.-06	3	3
POZO INYEC. TN-09	3	3
POZO INYEC. PG-27	3	3
POZO INYEC. TN-06	3	3

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

Los valores máximos permitidos para aguas de inyección, son tomados de la Norma NACE (*National Association of Corrosion Engineers*).

Tabla 11: Contenido de sólidos suspendidos, aceites y grasas Batería Cretáceos y Batería PIA Cebú,

Contenido en partes por millón (ppm) de Sólidos suspendidos, aceites y grasas sistema de tratamiento batería Cretáceos y batería PIA Cebú																				
Fecha	TRANSF. DK'S		SALIDA FWKO CEBU		SALIDA SKIMMING TANK 01 Cebú		SALIDA SKIMMING TANK 02 Cebú		ENTRADA FILTROS		SALIDA WEMCO		SALIDA NEW GAS		LINEA DE INYECCION		P.I. DK-06 DESPUES DE FILTRO		PROMEDIO POZOS	
	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW	TSS	OW
21/08/2017	23.00	36.3	38.48	262.5	21.83	33.8	20.35	35.1	17.36	12.7	9.68	2.69	FDS	FDS	9.94	7.14	9.24	6.45	9.59	6.80
22/08/2017	26.00	30.97	27.1	183.3	19.61	19.66	17.76	22.59	13.72	11.74	9.46	0.06	FDS	FDS	11.8	8.11	11.34	8.13	11.55	8.12
23/08/2017	26.25	35.7	43.66	418.6	12.95	16.78	24.05	18.42	15.4	30.94	4.62	2.76	FDS	FDS	6.86	6.89	10.19	7.0	8.53	6.95
24/08/2017	20.8	68.9	38.48	302.0	10.69	18.4	17.76	22.1	16.24	15.8	4.38	3.25	FDS	FDS	5.95	4.58	8.28	4.62	7.12	4.60
25/08/2017	35.5	79.8	36.59	278.0	11.02	19.8	14.21	22.0	26.32	13.96	12.5	7.00	FDS	FDS	15.3	3.68	12.88	4.89	14.07	4.29
26/08/2017	32.75	59.68	39.22	287.1	11.84	22.3	11.10	20.11	24.08	14.2	11.2	8.60	FDS	FDS	13.9	6.33	13.58	7.8	13.72	7.07
27/08/2017	31.75	51.66	40.7	261.9	13.32	23.77	11.47	21.5	24.36	13.11	13.6	6.30	FDS	FDS	12.9	5.12	12.18	6.07	12.53	5.60
28/08/2017	32.25	24.34	51.06	133.8	22.94	25.98	19.98	21.02	18.76	12.43	5.50	7.45	FDS	FDS	11.3	7.56	10.64	8.74	10.99	8.15
29/08/2017	97.25	71.87	42.18	296.6	13.32	22.77	14.06	24.93	15.40	14.59	10.3	5.91	FDS	FDS	13.9	6.10	13.72	7.03	13.79	6.57
30/08/2017	28.25	31.26	37.00	260.5	17.02	19.67	22.20	20.16	14.56	11.99	6.38	3.40	FDS	FDS	12.7	5.23	11.76	6.02	12.25	5.63
31/08/2017	30.00	35.88	41.44	241.7	12.58	21.55	13.32	23.10	15.96	13.72	9.68	5.50	FDS	FDS	11.90	6.77	11.34	7.11	11.62	6.94
Promedio 10 Últimos días	38.38	52.64	43.59	292.6	16.71	24.448	18.63	25.103	20.22	16.52	9.74	5.292	-	-	12.6	6.751	12.52	7.386	12.58	7.07
Promedio mes agosto	26.55	44.85	38.99	271.6	17.74	26.929	19.48	30.474	11.39	13.82	6.42	3.52	-	-	9.36	5.63	9.814	5.724	9.588	5.68
Reinicio de operación FILTRO NEW GAS																				
02/10/2017	16.56	39.85	28.8	258.7	13.44	39.56	16.88	41.25	11.52	14.23	6.24	5.01	6.0	4.6	4.32	4.95	5.28	4.78	4.8	4.87
03/10/2017	-	-	25.92	391	9.60	41.23	10.56	43.38	11.04	20.67	7.44	2.33	4.56	1.1	4.32	1.78	-	-	3.84	-
04/10/2017	-	-	28.56	310.5	13.20	42.1	14.88	46.71	11.52	18.23	4.32	6.41	3.6	5.7	4.56	4.78	-	-	4.08	-
06/10/2017	-	-	28.15	279.5	9.84	48.66	10.08	50.02	11.28	19.2	4.08	6.36	5.76	5.7	4.32	4.96	-	-	3.6	-
07/10/2017	-	-	24.00	399.5	9.36	42.02	10.08	44.76	11.76	22.76	3.36	2.05	8.88	1.9	3.60	2.33	-	-	3.12	-
08/10/2017	-	-	25.68	322.2	9.84	40.17	10.08	41.71	11.28	28.93	7.20	0.16	4.08	1.4	5.00	2.97	-	-	3.94	-
09/10/2017	27.6	83.3	28.87	260.5	11.04	48.55	9.99	42.36	13.92	24.95	6.00	2.03	2.64	1.5	4.56	0.26	12.0	1.23	7.28	0.75
10/10/2017	-	-	29.4	281.4	12.96	40.11	13.92	39.9	6.24	18.11	2.88	0.19	4.56	0.4	3.6	0.33	7.2	1.65	5.12	0.99
11/10/2017	26.88	56.3	24.96	214.1	6.96	24.87	7.68	26.21	8.64	14.56	4.56	5.79	3.84	3.8	4.8	4.42	6.72	6.73	5.28	5.58
12/10/2017	-	-	27.6	210.3	11.07	40.11	11.52	42.29	13.44	13.8	5.04	1.14	1.92	1.1	3.12	0.31	3.36	0.43	3.68	0.37
13/10/2017	-	-	29.8	310.5	9.68	39.2	11.09	42.60	10.32	12.42	6.72	0.97	2.88	0.5	2.64	1.89	8.16	0.78	5.84	1.34
Promedio 10 primeros días de operación filtro NEW GAS	-	-	27.43	294.4	10.64	40.598	11.52	41.926	11	18.9	5.26	2.949	4.43	2.5	4.08	2.635	-	-	4.598	-

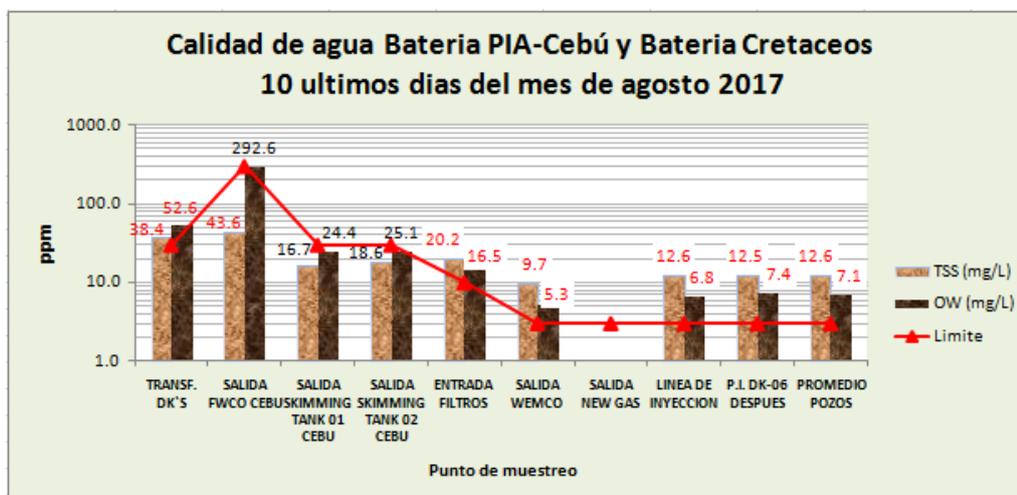
Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

- FDS: Fuera de servicio.

En la tabla 11, se presentan los resultados de sólidos suspendidos, grasas y aceites del sistema de tratamiento que conforman la batería Cretáceos y batería PIA-Cebú, los cuales se promedian para tener una mejor visión del funcionamiento del sistema de tratamiento, específicamente del antes y el después de la puesta en servicio del filtro NEW GAS.

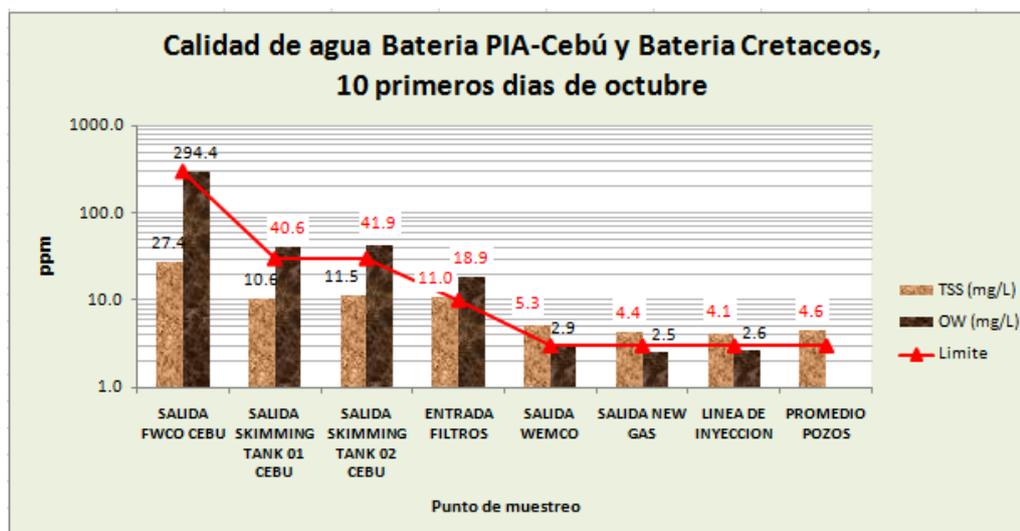
NOTA: Según el archivo Excel “Análisis Calidad AGUA TSS OW FISICOQUIMICOS” el filtro NEW GAS no presenta información desde el 17 de marzo de 2017 por fallas en accesorios del equipo

Ilustración 39: Calidad del agua en el sistema de tratamiento operando un solo filtro.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

Ilustración 40: Calidad del agua en el sistema de producción operando los dos filtros.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

4.2.2 Sólidos suspendidos, grasas y aceites.

Teniendo en cuenta que a la planta de inyección de agua (PIA) Cebú le ingresan aguas de formación de varios campos, esto genera un aumento en el riesgo de deterioro en las facilidades y líneas de la misma, es por esto que a continuación se va a desarrollar un diagnóstico en cada punto del sistema de tratamiento de agua en sólidos suspendidos, grasas y aceites, iniciando en la Batería Dina Cretáceos siguiendo con la batería Cebú y finalmente en la PIA Cebú,

4.2.3 Transferencia de agua desde la Batería Cretáceos a PIA Cebú.

Analizando en la tabla 11, el contenido de sólidos suspendidos, aceites y grasas del agua transferida desde la Batería Cretáceos hacia la PIA Cebú en el mes de agosto de 2017, se observa que en este punto no se cumplió con los límites permisibles expuestos en la tabla 10, que es de 30ppm para los dos parámetros, aunque es de anotar que con respecto a los sólidos suspendidos en este punto de muestreo, se generó un incremento alto el día 29 de agosto y esto hizo que el promedio se viera afectado. Ahora, si se observan las partes por millón en grasas y aceites, se nota que tampoco cumple con el máximo permisible, esto puede darse porque el tratamiento químico no está cumpliendo su objetivo.

Según la empresa encargada de la inyección de químicos en el sistema de tratamiento de fluidos de producción e inyección de la GDH, en este punto se pretende cuidar específicamente la calidad del crudo que puede ser recuperado en los tanques, por lo tanto se inyecta poca cantidad de clarificador que al ser un polímero puede contribuir a la formación de emulsiones y es lo que se intenta evitar, aunque la calidad del agua que se transfiere hacia PIA Cebú no sea la mejor, sin embargo, se pretende mantener la calidad del agua en un rango cercano a su límite permitido y realizar un tratamiento químico más efectivo en la planta de inyección de agua (PIA).

4.2.4 Transferencia de agua desde la Batería Cebú a PIA Cebú

En la batería Cebú según la tabla 11, el Separador trifásico horizontal (FWKO) está presentando fallas en el límite permisible de sólidos suspendidos (30ppm), donde se obtuvieron 43.6 ppm de este parámetro, según estos resultados se evidencia que la química que se inyecta en el colector (Manifold) antes de ingresar los fluidos al separador, no está cumpliendo con los resultados esperados.

Este resultado puede darse por lo expuesto en el punto anterior, donde se le da prioridad al cuidado de la calidad del crudo, así el agua transferida hacia PIA Cebú no cumpla los límites permitidos en este punto. Sin embargo se recomienda llevar un reporte riguroso cada día, con el ánimo de dar solución a posibles fallas que se puedan presentar en este punto.

4.2.5 Calidad del agua en la PIA Cebú

Durante el desarrollo del trabajo de grado, en la PIA Cebú se dieron situaciones con respecto a la operación en algunas de sus facilidades disponibles para el tratamiento de aguas de producción, específicamente en los filtros de cáscara de nuez. Al inicio de la investigación (Julio de 2017) el filtro NEW GAS se encontraba fuera de servicio desde el mes de marzo de 2017, debido a una falla en algunos de sus accesorios, situación que llevó a afectar la calidad del agua de inyección, posteriormente a inicios del mes de octubre del mismo año se puso en servicio este filtro, trayendo con esto la normal operación de la planta de inyección y por ende mejorando la calidad del agua de inyección.

Debido a estas situaciones, a continuación se desarrolla un análisis de calidad de agua de inyección, del antes y después de la puesta en servicio del filtro NEW GAS.

4.2.5.1 Calidad del agua de inyección operando únicamente el filtro WENCO

Durante el tiempo que estuvo el filtro NEW GAS fuera de servicio, la PIA Cebú no cumplió con el objetivo final que era alcanzar los límites permisibles de calidad para aguas de inyección, estos resultados se evidencian en la ilustración 41, donde se observa que la calidad del agua de inyección no fue la mejor.

En el caso de la operación del filtro WENCO el agua a su entrada no cumplía con el límite permisible de máximo 10ppm de sólidos suspendidos, grasas y aceites, debido a esto y otros factores el agua a la salida tampoco cumplía con la calidad esperada de máximo 3ppm de ambos parámetros, esto pudo darse porque el retrolavado del filtro no se estaba realizando de una manera correcta (programada), también pudo darse porque el tratamiento químico que se le inyectaba no estaba actuando de la mejor manera o por sobre carga de operación, debido a que este filtro estaba filtrando un poco más de la mitad del agua a inyectar, aproximadamente 30.000 BPD, el resto de agua (24.000 BPD) se desviaba directamente desde el tanque TK-120 al TK-320, esto debido a que el filtro NEW GAS no estaba operando, Tema que es importante revisar y que seguramente será recomendado como mejoramiento en los procesos de la PIA Cebú.

Según la ilustración 39, en el mes de agosto los tanques desnatadores (skimming) fueron los únicos donde se cumplieron los límites de calidad en ese punto.

4.2.5.2 Calidad del agua de inyección operando los dos filtros

Como se observa en la ilustración 40, con el reinicio de la operación del filtro NEW GAS la calidad del agua de inyección mejoró ostensiblemente, aunque en los tanques desnatadores (*Skimming*) el contenido en grasas y aceites

aumentó, generado posiblemente por las fallas que presentan los desnatadores flotantes, equipo al que se le realiza un diagnóstico de falla más adelante en el capítulo 6.

Aunque en los otros puntos de muestreo de la PIA el límite se rebasa, se observa que es por muy poco y con el ánimo de intentar alcanzar estos límites y evitar posibles afectaciones en las vasijas, bombas, accesorios y líneas, más adelante en el capítulo 6, se realiza una serie de diagnósticos de falla de los equipos que están presentando algún tipo de afectación en su operación.

4.2.6 Calidad del agua de inyección

Como se expuso anteriormente la calidad del agua de inyección, cuando no operaban los dos filtros en conjunto, no se estaba cumpliendo con la calidad del agua, resultados que se observan en la ilustración 39, actualmente los dos filtros están operando por lo que la calidad del agua de inyección mejoro visiblemente.

Es importante mencionar que los pozos de inyección cuentan con un sistema tipo patín en cabeza de pozo el cual permite realizar un último filtrado al agua antes de ser inyectada a la formación, sin embargo, si no se obtiene agua de buena calidad en la PIA Cebú, el filtro podría saturarse y no cumplir con su función.

En el plan de manejo de agua de inyección de Ecopetrol-GDH se deben cumplir con los valores mínimos en sólidos suspendidos, grasas y aceites expuestos en la tabla 10, para evitar posibles daños en la formación receptora de la inyección.

4.2.6.1 Posibles problemas operacionales por mala calidad del agua de inyección

Los parámetros que más cobran importancia en la calidad del agua de inyección son los sólidos suspendidos, grasas y aceites, debido a que pueden ocasionar efectos dañinos en la formación o en las líneas de conducción, las aguas de inyección con alto contenido en sólidos suspendidos como las arenas o arcillas pueden generar un taponamiento en la cara de la formación receptora, disminuyendo la tasa de inyección y por ende incrementando la presión de inyección, estos factores podrían generar una fractura en la formación, donde al inicio puede ser corta pero a medida que se inyecta a mayor presión crece en longitud y en altura, cuando la fractura inducida aumenta su longitud vertical por diferentes capas, se puede perder el barrido vertical, y si la fractura crece de manera horizontal, el agua se canaliza y se pierde el barrido en ésta dirección, resultando muy difícil la recuperación del perfil de inyección. Otro problema generado por la mala calidad del agua de inyección, es el posible colapso de la tubería que transporta el agua hacia el pozo inyector, debido a las incrustaciones que se puedan generar. Las grasas y aceites tienen una tendencia muy común a generar emulsiones, generando una disminución de la permeabilidad efectiva en el yacimiento.

Tabla 12: Resultados análisis fisicoquímico en el sistema de tratamiento Batería Cretáceos y Batería PIA Cebú.

PUNTO DE MUESTREO		TEMP	O2 disuelto	CO2 disuelto	H ₂ S disuelto	FE Total Disuelto	Alcalinidad	Dureza total	Dureza cálcica	Dureza magnésica	Bario	Cloruros	Conductividad	Hierro total	Sólidos susp. totales	Sólidos dis. totales	Grasas y aceites	PH
Unidades		°F	ppm	ppm	mg/L	mg/L		ppm	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	µS/cm	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	Unid
SALIDA GB CRETACEOS	10/08/17		0	50	1.0	12.0	530	1070	710	360	24	4920	20.8	0.7	2.5	91		7.40
TRANSF. CRETACEOS	10/08/17		0	50	1.0	10.0	400	860	550	310	23	4180	36.9	0.5	4	375		7.48
SALIDA FWKO CEBU	10/08/17	120	0	50	0.5	10.0	590	1380	1230	150	13	5590	114.7	6.83	103	-	630.15	6.47
SALIDA SKIMMING TANK 01 CB	10/08/17	115.0	0	50	0.5	2	610	1370	1200	170	11	5380	135.1	5.09	45	-	31.93	6.61
SALIDA SKIMMING TANK 02 CB	10/08/17	110.0	0	50	0.5	2	590	1380	1210	170	11	5830	114.5	6.01	59	-	37.47	6.60
ENTRADA FILTROS	10/08/17	114	0	40	5.0	2	610	1300	1100	200	11	5560	117.4	2.21	35	60	8.17	6.80
SALIDA WEMCO	10/08/17	109.3	0	55	5.0	2	530	1390	1320	70	16	5490	100.2	1.05	30	47	1.19	6.65
SALIDA NEW GAS	10/08/17																	
LINEA DE INYECCION	10/08/17		0	40	5.0	2	510	1370	1300	70	22	5290	115.8	1.30	88	131	5.27	6.54
POZO INYEC. DK-06	10/08/17		0	50	5.0	2	490	1200	1170	30	21	5190	86.6	1.35	80	152	4.87	6.62

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

4.2.7 Análisis fisicoquímico

Además del análisis de sólidos suspendidos, grasas y aceites se deben ejercer continuos monitoreo y controles de otros parámetros fisicoquímicos sobre el sistema de transferencia y de inyección de agua, realizando pruebas diarias, semanales y mensuales, estos análisis de agua se realizan en el laboratorio ubicado en las instalaciones de campo Dina, donde se efectúan análisis tradicionales en agua “muerta” o en aguas de tanques de almacenamiento.

El análisis de estos parámetros se realiza con el fin de detectar posibles afectaciones que se puedan generar a líneas, vasijas, bombas, accesorios, o a la formación receptora en el caso de los pozos de inyección de agua, y además, para observar el comportamiento del yacimiento.

A continuación se realizará una breve descripción de los parámetros a los que se les hacen seguimiento por parte de Ecopetrol-GDH. Además en la tabla 12, se muestran los resultados de la última prueba realizada a todo el sistema de tratamiento de la GDH.

4.2.7.1 PH

Es una medida de la concentración de iones hidrogeno disueltos en la muestra, a menudo el agua de formación presenta un PH entre 4 y 8, y en casos donde el agua presenta contenidos de ácidos disueltos como el sulfuro de hidrogeno (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂), el PH del agua tiende a disminuir, por consiguiente si el agua de formación cuenta con un bajo PH la tendencia a generar corrosividad aumenta.

4.2.7.2 Temperatura.

Es una de las medidas físicas más importantes, debido a que afecta varios parámetros como: la tendencia a la depositación de carbonatos y sulfatos, el PH, la gravedad específica, los gases disueltos en el agua. La medición se debe realizar en campo (In situ) debido a que la temperatura cambia muy rápidamente a medida que pasa el tiempo.

4.2.7.3 Sólidos en suspensión

Se define como la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado y se da en mg/L. El agua de producción contiene sólidos en suspensión que pueden generar taponamiento en la formación receptora en el caso del agua que se inyecta, generando entre otras consecuencias, el aumento de la presión de inyección, creando una disminución en los caudales de inyección ocasionado por el taponamiento en la cara de la formación receptora.

4.2.7.4 Sólidos disueltos totales (TSS)

Se define como la cantidad de residuo de la evaporación, o como la suma de los cationes y aniones encontrados en el análisis.

4.2.7.5 Contenido de grasas y aceites (O/W)

Está definido como la cantidad de aceites finamente dispersos en el agua producida. Este parámetro es muy importante en el proceso de tratamiento del agua de formación, porque puede generar algunos problemas como la tendencia a formar emulsiones en los pozos de inyección. En el utópico caso de verter el agua con altos contenidos de grasas y aceites en la superficie, podría generarse alta contaminación en los ecosistemas.

4.2.7.6 Alcalinidad

La alcalinidad de un agua determina la capacidad para neutralizar ácidos. Está originada por los iones carbonato y bicarbonato, y se mide con el fin de determinar la cantidad de iones presentes en la muestra de agua de producción. Su medición se realiza por diferentes métodos, donde el más común es por titulación con una solución estándar de ácido sulfúrico.

4.2.7.7 Gases.

Los gases asociados al agua de formación se generan en condiciones donde el PH se encuentra entre 5 y 9, y es importante el monitoreo de estos gases debido a que son los causantes de corrosión y taponamiento en todo el sistema, los de especial cuidado son el sulfuro de hidrogeno (H_2S) el cual puede ser muy venenoso en altas concentraciones, entre otros están el dióxido de carbono (CO_2) y el Oxígeno (O_2).

4.2.7.7.1 Sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Este ácido se encuentra naturalmente en el petróleo, gas natural, gases volcánicos y manantiales de aguas termales, y en contacto con el hierro se genera el sulfuro de hierro el cual es uno de los mayores causantes de la corrosión. Este gas es inflamable, incoloro, toxico, odorífero: presenta un olor a materia orgánica en descomposición.

4.2.7.7.2 Dióxido de carbono (CO_2).

Es un gas incoloro, poco reactivo y relativamente soluble, que en exceso en aguas de producción, acelera la corrosión en los pozos. Este gas en el yacimiento es responsable de diluir la caliza en el agua, aumentando la dureza y la alcalinidad del agua, también es utilizado en procesos de recobro mejorado.

4.2.7.7.3 Oxígeno disuelto (O_2).

Debido a su carácter oxidante juega un papel importante en la solubilidad o precipitación de iones que presentan una forma insoluble; es el parámetro más importante en el control de la calidad de las aguas superficiales.

4.2.7.8 Cationes (iones de carga positiva).

4.2.7.8.1 Calcio (Ca⁺⁺).

Suele ser uno de los cationes mayoritarios en las aguas de producción, generando sales solubles con aniones como el sulfato y el cloruro, uno de los problemas que este genera, es la formación severa de escamas y sólidos suspendidos.

4.2.7.8.2 Bario (Ba⁺⁺).

Es un elemento metálico altamente reactivo, de color plateado, inodoro y se oxida con mucha facilidad. Su presencia en aguas de producción se debe al contenido de barita en las diferentes formaciones, y su alto contenido genera problemas por incrustaciones en las líneas de conducción o dentro de la formación al combinarse con los sulfatos.

4.2.7.8.3 Magnesio (Mg⁺⁺).

Se genera por la disolución de rocas carbonatadas como dolomitas y calizas magnesianas, y se encuentra en concentraciones menores que el calcio, aunque sus sales son más solubles y difíciles de precipitar. Contribuye a la dureza del agua y a la presencia de PH alcalinos. Algunos problemas asociados son la formación de escamas y el taponamiento de la formación.

4.2.7.8.4 Hierro (Fe⁺⁺, Fe⁺⁺⁺)

Su presencia acelera la corrosión en las líneas de conducción y genera depósitos e incrustaciones, puede encontrarse en forma de Fe⁺⁺ (ferroso) aunque puede presentarse como Fe⁺⁺⁺ (férrico).

4.2.7.9 Aniones (iones de carga negativa)

4.2.7.9.1 Cloro (Cl⁻)

Es uno de los aniones que más producen las salmueras, siendo el NaCl el mayor productor, y para determinar su concentración se debe medir de la salinidad de la muestra de agua de producción. Uno de los problemas que este ion genera es la alta corrosividad en todo el sistema.

4.2.7.9.2 Sulfato (SO₄⁼)

Su origen se debe al lavado de terrenos formados en ambiente marino, de la oxidación de sulfuros presentados en rocas ígneas y sedimentarias, de descomposiciones orgánicas, entre otras, sin embargo el aporte más significativo se debe a la disolución de yeso y anhidrita. Genera problemas de incrustaciones las cuales se comportan como alimento para las bacterias sulfato-reductoras, culpables de la formación del ácido sulfhídrico en el yacimiento.

5 BALANCE VOLUMÉTRICO DEL AGUA TRATADA EN LA PIA CEBÚ

Este balance se realiza con el fin de verificar si existe alguna pérdida de agua en el sistema de tratamiento de la PIA Cebú, conociendo previamente que el agua proviene únicamente de los campos productores expuestos en la tabla 13, y que el agua de inyección es la monitoreada a la salida de la PIA Cebú, la cual posteriormente es distribuida a los campos y pozos inyectores.

En la ilustración 43, se presenta el sistema de tratamiento de fluidos actual, el cual se compone principalmente por la batería cretáceos y la batería PIA Cebú, además, se muestra el número de pozos de cada campo que aportan agua de producción, para su tratamiento en la PIA Cebú y el número de pozos destinados para la inyección.

5.1 BALANCE VOLUMÉTRICO

La importancia del balance volumétrico es verificar si en el sistema de tratamiento de la PIA Cebú, se cumple con la ley de la conservación de la materia, en este caso el concepto establece que en un sistema donde no existe almacenamiento, la masa de las sustancias que entran al sistema debe ser igual a la masa a la salida del mismo, este principio se cumple en sistemas donde los fluidos en cuestión mantienen su densidad constante (fluido incompresible), en este caso debería cumplirse ya que el agua presenta estas características.

5.1.1 Principio de conservación de la masa

Según Cengel, la transferencia neta de masa hacia o desde el volumen de control durante un intervalo de tiempo Δt es igual al cambio neto (incremento o disminución) en la masa total dentro del volumen de control durante Δt . Es decir,

Ecuación 1: Principio de conservación de la materia

$$\left(\begin{array}{c} \text{Masa total que entra} \\ \text{al VC durante } \Delta t \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Masa total que sale} \\ \text{del VC durante } \Delta t \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Cambio neto de masa} \\ \text{dentro del VC durante } \Delta t \end{array} \right)$$

Fuente: (CENGEL, 2012)

En este caso, como el fluido con el que se hace el balance es agua (fluido incompresible), la ecuación de balance de materia se puede escribir en términos de volúmenes.

Ecuación 2: Flujo incompresible

$$\sum_{\text{Entrada}} \text{Volumen} = \sum_{\text{Salida}} \text{Volumen}$$

Fuente: (CENGEL, 2012)

A continuación se presentan los volúmenes de agua producidos por cada campo, los cuales son enviados hacia la PIA Cebú para su tratamiento, y los volúmenes de agua de inyección por cada campo.

Tabla 13: Volúmenes de agua producida e inyectada por campos, GDH.

Campos	Producción (BLS)	Inyección (BLS)
BRISAS	77762	No inyecta
CEBÚ	78673.7	311587
DINA CRETACEOS	463996.58	716480
DINA TERCIARIOS ECP	80121.23	22032
PALERMO	8952.3	No inyecta
PALOGRANDE-HONDA	1282.24	No inyecta
TENAY	59086.58	8971
PALOGRANDE-MONSERRATE	456616.85	461613
PIJAO	133219.99	73750
SANTA CLARA	196137.38	No inyecta
TEMPRANILLO NORTE	26752.12	No inyecta
TEMPRANILLO	9162.79	No inyecta
TOTAL	1591763.76	1594433

Fuente: (Ecopetrol-GDH, Forma 9 y 20 Julio de 2017. Reporte de inyección 2017)

Para términos de entender mejor el sistema, la ecuación de balance volumétrico en este caso queda de la siguiente forma:

Ecuación 3: Balance volumétrico en la planta de inyección de agua (PIA) Cebú

$$\left(\begin{array}{c} \text{Volumen agua de} \\ \text{produccion en campos} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Volumen agua de inyeccion} \\ \text{que sale de PIA Cebú} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Volumen perdido} \\ \text{en el sistema} \end{array} \right)$$

Fuente: Los autores

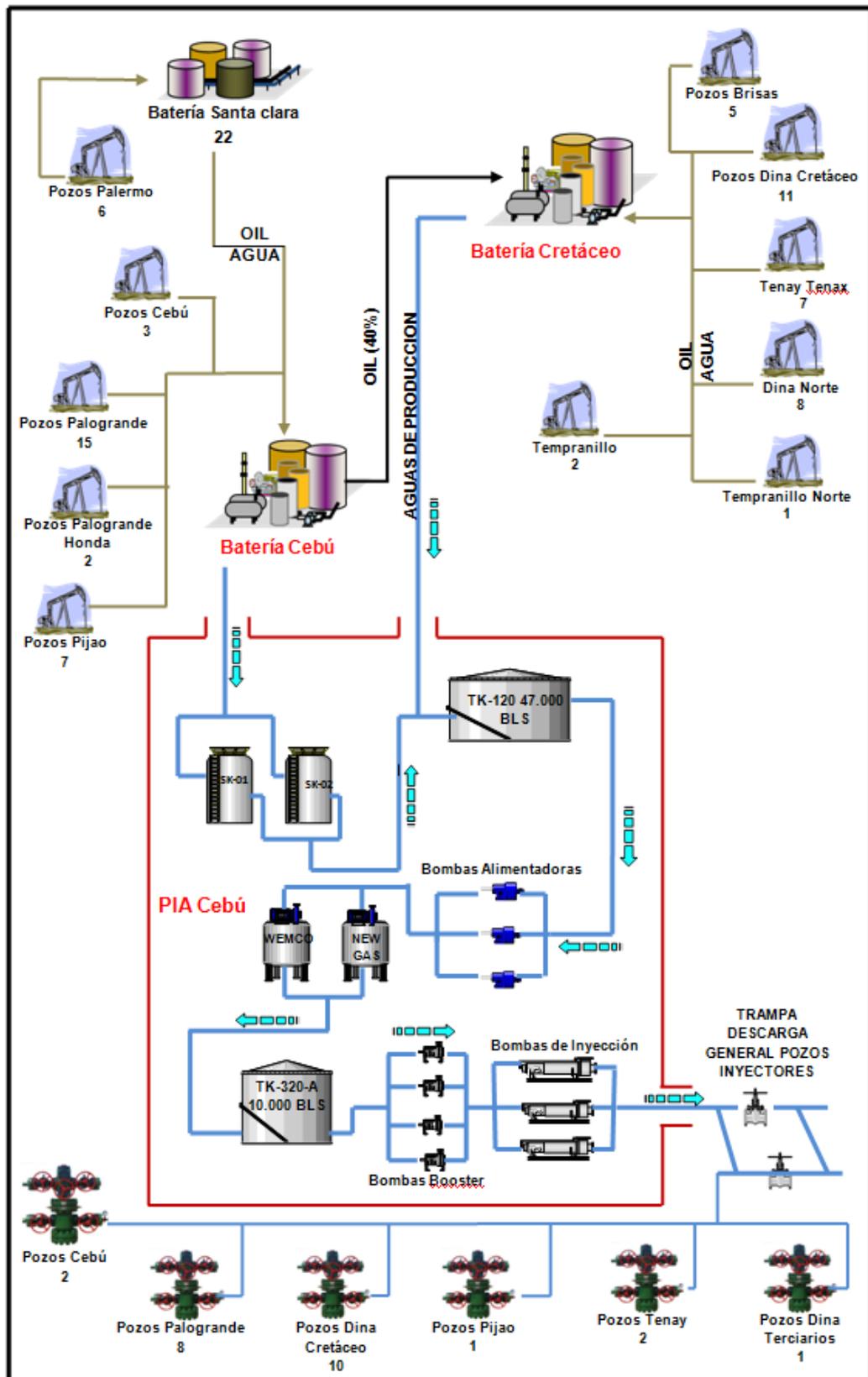
$$1591763 - 1594433 = -2670 \text{ Bls de agua}$$

Es importante mencionar que para este balance general no se tuvo en cuenta el volumen de fluido almacenado en las tuberías debido a que el flujo en el sistema es constante, por consiguiente este volumen también se considera constante.

Según los resultados, el desbalance que presenta el sistema es de -2670 BLS de agua, lo que dejaría pensar que se está inyectando mayor cantidad de agua que la producida, pero como se explicó anteriormente, a la planta de inyección le ingresa únicamente el agua de los campos productores señalados en la tabla 11, lo que significa según los operadores de la PIA Cebú, que ese volumen adicional puede ser generado por fallas en la medición.

Finalmente podemos concluir que no existe un desbalance considerable, pues de acuerdo al gran volumen que maneja mensualmente este sistema de tratamiento, el resultado en general es bueno. Se recomienda tomar las acciones necesarias con respecto a la medición, con el fin de generar una información más exacta y confiable.

Ilustración 41: Diagrama de las corrientes del sistema de distribución de fluidos actual.



Fuente: Los autores

6 DIAGNOSTICO FALLAS OPERACIONALES EN FACILIDADES DE LA BATERÍA PIA-CEBÚ.

El desnate eficiente en los tanques, es uno de los procesos más importantes que tiene la planta de inyección de agua (PIA), pues se pretende evitar al máximo la saturación de los filtros con sólidos y grasas, con el fin de lograr que el agua filtrada, cumpla con los requerimientos ambientales exigidos para su disposición como recobro secundario.

En este capítulo se le realiza un diagnóstico de falla a cada facilidad de la Batería PIA-Cebú, que según sus operadores, está presentando algún tipo de inconsistencia o falla, circunstancia que se podrá evidenciar durante todo el desarrollo del mismo capítulo, donde al final de cada diagnóstico, se genera la respectiva propuesta de mejoramiento, con el fin de superar estas debilidades y hacer que la operación de este sistema de tratamiento sea más eficiente.

6.1 DESNATE DE TANQUES EN LA PIA-CEBÚ.

El desnate de aguas de producción en la PIA Cebú consiste en un sistema cerrado diseñado para evitar el contacto del oxígeno con el agua de formación. Este sistema es de gran beneficio, porque ayuda a eliminar al máximo los contaminantes que el agua de formación posee, prolongando la vida útil de las líneas y facilidades en la PIA.

El desnate actual en la PIA Cebú se realiza en cuatro tanques, los dos primeros son los tanques desnatadores (Skimming Tank) con capacidad de 1200 BLS cada uno, donde se recibe el agua separada de la Batería Cebú, cada uno cuenta con un equipo de desnate flotante y el desnate por rebose se encuentra sellado.

El segundo, es el tanque TK-120 con capacidad de 47000 BLS, el cual recibe el agua de producción de la batería Cretáceos y de los dos tanques desnatadores (Skimming Tank), este tanque cuenta con tres salidas para desnate por reboce y una salida para los dos desnatadores flotantes.

Ilustración 42: Líneas de desnate tanque TK 120, PIA Cebú.



Fuente: Los autores

En el tanque TK-320 con capacidad de 5000 BIs se realiza el último desnate del sistema, donde se recibe el agua filtrada proveniente de los dos filtros de cáscara de nuez, este tanque cuenta únicamente con desnate por reboce.

Según los operadores de la batería PIA-Cebú, el desnate se realiza según el nivel de los tanques por un tiempo estimado de entre 1 a 2 horas, el sistema cuenta con dos válvulas para tal fin.

Ilustración 43: Cajilla de aguas aceitosas, válvulas para desnate tanques SK-01, SK-02 y TK 120



Fuente: Los autores

6.1.1 Análisis de falla desnatador flotante

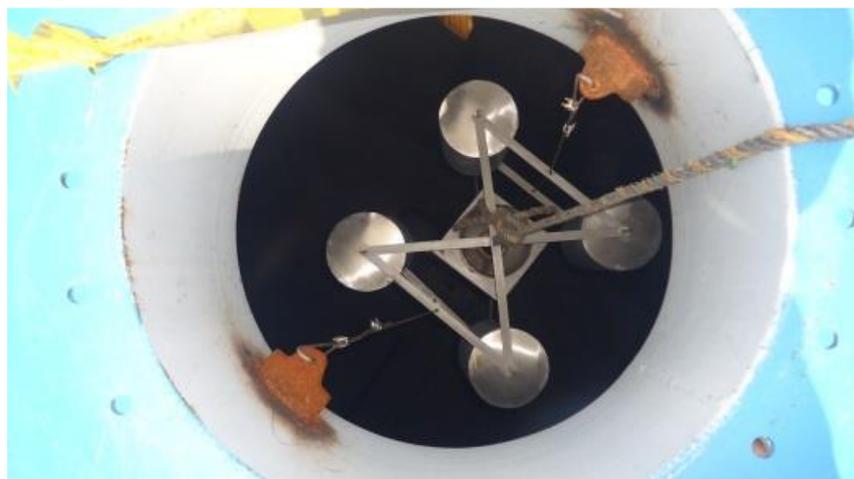
6.1.1.1 Historial de operación

Según documentación de montaje y calibración del desnatador flotante, en el mes de marzo del año 2016, se adquirieron los equipos a la compañía Continental Energy, y se inicia el proceso de instalación y calibración de los desnatadores, se instaló el primer desnatador en el tanque TK 120, donde se instalaron todos los accesorios y equipos del sistema. La calibración del equipo presentó inconvenientes debido a la demora de entrega en servicio del tanque TK-120, por lo que la empresa proveedora no pudo calibrar el equipo, sin embargo realizó una capacitación al personal del laboratorio de Ecopetrol-GDH para que una vez iniciara la operación del tanque TK-120, ellos realizaran la respectiva calibración y puesta en marcha del equipo.

Posteriormente se adecuaron las facilidades de drenaje para permitir que fluya por gravedad ya que presentaba un taponamiento hidráulico con aire. Se desmontó la pieza de 4" y se adecuaron unos equipos toma muestras para desairear o inyectar agua y así retirar las burbujas de aire.

Una vez se adecuó la facilidad para desairear, se procede a instalar pesas en material de hierro sobre los flotadores para permitir que se sumergiera el embudo recolector de la nata de crudo en la parte superior del líquido contenido en el Tanque TK 120 (Antiguo Tanque 80000). Con ayuda del personal de Laboratorio, Operadores de la PIA Cebú y con las Cuadrillas de Facilidades se logra que uno de los desnatadores inicie el drenaje de la nata de crudo hacia el Skimmer de la Batería.³²

Ilustración 44: Desnatador flotante instalado en el tanque TK-120, con capacidad de 47000 BLS



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Compra, montaje y calibración desnatadores flotantes tanque K120, 2016)

6.1.1.2 Características

Cada sistema consta de:

- Cuatro flotadores, estructura y colector en acero inoxidable.
- Manguera flexible de 3" y conectores rápidos en acero inoxidable.
- Lastres para manguera.
- Anillo para fijación de guayas en el manhole de techo.

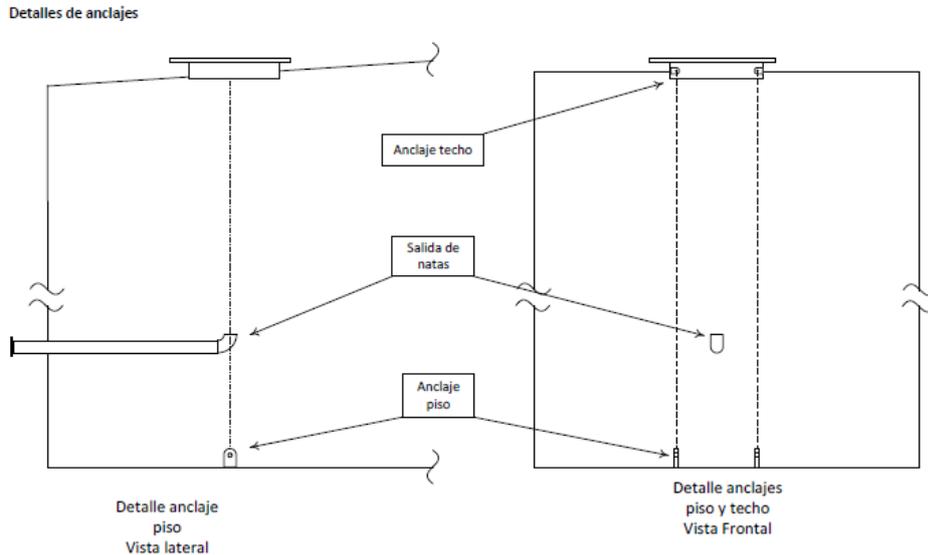
6.1.1.3 Funcionamiento:

Este equipo funciona mediante un sistema de flotación que es controlado por dos guayas ancladas desde el piso hasta el techo del tanque, haciendo que el mecanismo se mueva únicamente de manera vertical según el nivel del fluido, permite ser calibrado según las condiciones de proceso y las características de cada tanque, la unidad cuenta con un colector tipo "embudo" conectado a una manguera de 2 1/2" con el fin de transportar las grasas flotantes presentes en el tanque hacia el sistema de tratamiento de aguas aceitosas. El desnate se realiza manualmente cada vez que el operador lo crea pertinente, pues el

³² ECOPETROL S.A., GDH, Compra, montaje y calibración desnatadores flotantes tanque K-120 PIA Cebú, 2017.

equipo no posee un controlador automático que le indique en qué momento debe iniciar el desnate.

Ilustración 45: Sistema de anclajes desnatador flotante



Fuente 4: (Ecopetrol-GDH, ING-PTE-128-0 Desnates, 2016)

6.1.2 Problemas operacionales del desnatador flotante.

Según las percepciones de los operadores de la PIA Cebú, el sistema de desnate flotante que actualmente poseen los tanques no está funcionando de la manera correcta, aunque se obtienen buenos parámetros de ingreso a los filtros en ppm en grasas y aceites, el equipo está presentando algunas fallas que hacen que el desnate no sea eficiente.

Desde el inicio de su operación el equipo presentó fallas en su funcionamiento debido a que no fue calibrado por la compañía proveedora, y se asume que la calibración realizada por el personal asignado no fue muy efectiva, esto se evidencia al abrir la válvula del desnate donde se observa que el proceso no funciona de la mejor manera, debido a que fluye gran cantidad de agua con poca cantidad de crudo, y según el objetivo del sistema de desnate flotante el flujo debería ser al contrario, mayor cantidad de crudo y en menor proporción el agua.

Otra falla que presenta el equipo según los operadores de la PIA Cebú, como ya se explicó anteriormente, este sistema de desnate flotante, cuenta con una manguera para conducir el crudo desnatado, sin embargo cuando el nivel del fluido en el tanque es muy bajo, el desnatador baja y hace que la manguera se enrolle generando una disminución en el caudal de desalojo.

6.1.3 Desventajas desnatador flotante actualmente en servicio

- El equipo no cuenta con un medidor de nivel que le permita saber cuándo debe iniciar y terminar el desnate
- No es posible operarlo desde la sala de control.
- Desde su instalación no ha funcionado de manera óptima.
- El desnate no es controlado.

6.2 SALIDA DE OPERACIÓN POR MANTENIMIENTO DEL SEPARADOR TRIFÁSICO GENERAL (FWKO)

Ilustración 46: Separador trifásico general de la Batería Cebú



Fuente: Los Autores

Este separador es el más grande que actualmente tiene la estación cebú, con una capacidad de 47.000 BFPD, donde su objetivo principal es separar los fluidos provenientes de los pozos de producción de los campos Cebú, Palgrande, Pijao, Palermo y Santa Clara en sus respectivas fases.

6.2.1 Historial de operación.

Desde su instalación en el año 2010 aproximadamente, a este equipo no se le realizaba un mantenimiento general hasta el año 2015 cuando presentó una serie de fallas que llevaron a parar su operación y a realizarle el mantenimiento respectivo.

Según los operadores de la batería PIA - Cebú, cuando el equipo empezó a dar las primeras alertas de falla, se evidenció una disminución en su capacidad de separación, hasta llegar al punto de disminuirse en casi la mitad.

Debido a esta falla y al volumen que en ese momento manejaba la estación, fue necesario el cambio de separador y realizar un mantenimiento general al separador principal.

Se realizó el cambio del separador general por un separador trifásico horizontal de menor capacidad, tratando que durante el proceso de cambio no se afectara la operación en la estación.

6.2.2 Diagnóstico de falla del separador principal de la estación Cebú.

Teniendo en cuenta que no existe documentación de historial de operación y de las posibles reparaciones que haya tenido el equipo, que permita realizar un mejor diagnóstico de las causas de la falla, se realizó una breve investigación con los operadores de la estación, definiendo cuales fueron las causas de la falla y sus primeras señales.

Este equipo salió de operación debido a la excesiva acumulación de sólidos (arena) en su interior, disminuyendo su capacidad de separación a la mitad, según los operadores de la Batería PIA-Cebú, desde el inicio de operación de la Batería Cebú, a este equipo no se le realizaba un mantenimiento general con el fin de prevenir este tipo de fallas, además, este separador no cuenta con un mecanismo que le permita el desalojo constante de este material.

Estas fueron las principales causas que llevaron a parar su operación en el año 2015 y que hasta el momento lo tienen fuera de servicio, se espera que en los próximos meses empiece a operar de nuevo, pues su etapa de mantenimiento ya termino.

6.3 DIQUE DE LOS TANQUES DESNATADORES (SKIMMING TANK)

Durante el recorrido por las instalaciones de la batería PIA-Cebú, se observó que los dos tanques desnatadores SK-01 y SK-02 (Skimming Tank), no cuentan con un dique que evite posibles afectaciones al subsuelo en caso de derrames o que se extiendan los fluidos hacia otras áreas.

Como es conocido, estos tanques contienen en mayor proporción agua de producción y su principal función es permitir la separación por gravedad de las pocas natas de crudo que no fueron separadas inicialmente en el separador general (FWKO), es importante que exista la protección del dique para evitar en casos de derrames la contaminación que pueden provocar estas aguas de producción en las áreas aledañas a los tanques.

Ilustración 47: Tanques desnatadores SK-01 y SK-02 (Skimming Tank)



Fuente: Los autores

Con el ánimo de evitar daños al ambiente y afectaciones a los activos de Ecopetrol, o alguna posible sanción que se pueda presentar en caso de existir derrame de los fluidos almacenados en estos tanques, a continuación, se presentan algunos artículos del decreto 283 de 1990 que reglamenta el manejo de estos fluidos, artículos que se deben tener en cuenta para dar una pronta solución a este tema.

6.3.1 “Decreto 283 de 1990

Por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo y el transporte de petróleo crudo por carro-tanques.

C. MUROS DE RETENCIÓN.

Artículo 20. Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Este deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta 60cms. y la máxima será de dos 2 metros. Estos muros en su exterior podrán protegerse con grama o pastos de poco crecimiento.

Artículo 21. Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará, como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que en caso de máximo derrame del tanque, quedará en éste un nivel liquido igual a la altura del muro de retención, si el recinto de retención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de

mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques.

Artículo 22. El recinto deberá estar provisto de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula o brazo basculante ubicado en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o combustibles que se derramen en una emergencia.

Artículo 23. Los tanques descansarán sobre bases firmes, sea de hormigón o de material resistente, seleccionado y compactado. En este último caso, entre el fondo del tanque y la base, se colocará una capa de arena impregnada de emulsión asfáltica.

Artículo 24. Se prohíbe en el interior de los recintos el empleo permanente de mangueras flexibles. Su utilización se limitará a operaciones esporádicas de corta duración. Las motobombas de trasiego deberán estar situadas en el exterior de los recintos.

Artículo 25. Todas las tuberías y accesorios, dentro y fuera de los recintos o muros de retención, serán de acero-carbón. Las que se instalen dentro deberán diseñarse para resistir altas temperaturas.”³³

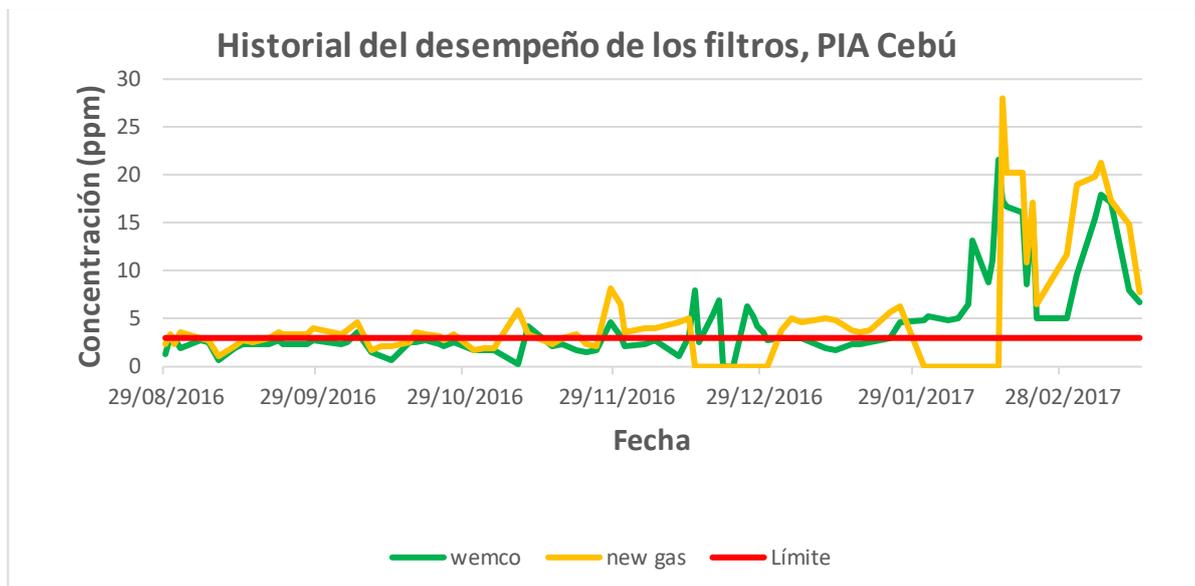
6.4 FILTROS CÁSCARA DE NÚEZ DE LA PIA – CEBÚ

6.4.1 Historial de operación

Con base a la información proporcionada por el archivo de laboratorio de Ecopetrol, se identificó que existe un punto crítico en este equipo, durante el proceso de tratamiento de agua de inyección, el cual no siempre cumplía con el objetivo de concentración de grasas y sólidos, quienes deben ser menores o iguales a 3 ppm, si bien en este momento solo está en funcionamiento uno de ellos (*WEMCO*), debido a que el *New Gas* se encuentra en mantenimiento, anteriormente seguía presentando dificultades con el límite de concentración permitido, como se muestra en la ilustración 49.

³³ ANLA, Normativa ambiental, decreto 0283, 1990.

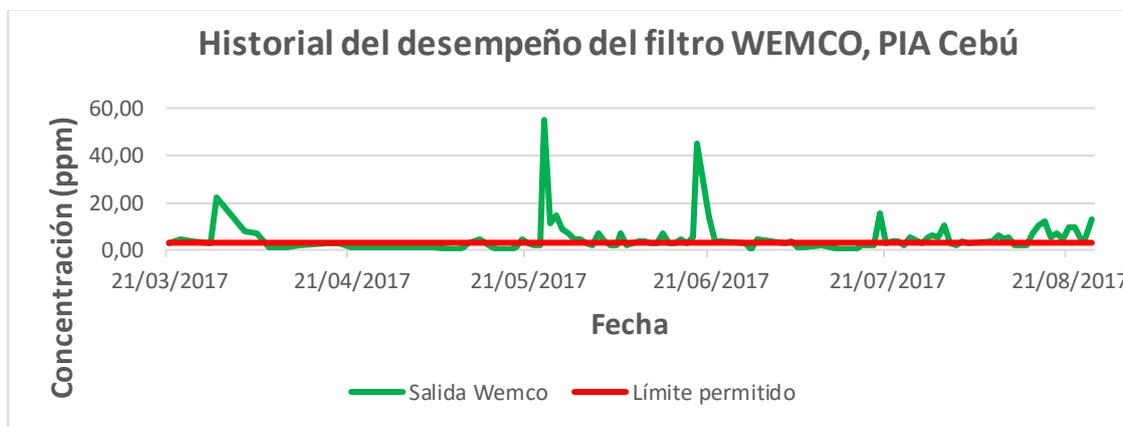
Ilustración 48. Historial de desempeño de los filtros en la PIA Cebú, antes de la salida de operación del filtro NEW GAS



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

Posteriormente, la planta siguió su funcionamiento con un solo filtro (*WEMCO*), por lo cual, ante la ausencia del otro filtro, la capacidad de agua tratada para disposición de inyección, se redujo drásticamente a la mitad (36000 BWPD), el volumen restante sería desviado (By-pass) directamente al tanque de cabeza de inyección (TK-320). Esta situación generó que los parámetros de calidad se vieran seriamente afectados con las condiciones de operación manejadas, se puede revisar el histórico de calidad del agua a la salida del filtro *WEMCO*, desde la fecha en que empezó a trabajar de manera solitaria (ver ilustración 50), lo cual, al analizarse, se puede inferir claramente que también posee problemas en lograr la meta de concentración, lo cual era de esperarse, debido a que la mitad del agua sale del sistema sin ser tratada.

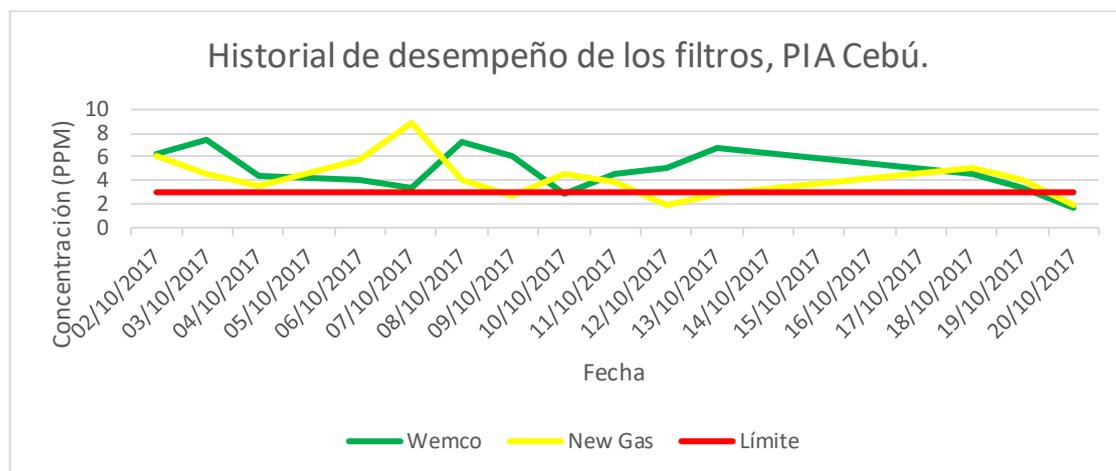
Ilustración 49. Historial del desempeño del filtro WENCO operando en solitario.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

Actualmente el filtro *New Gas* se reparó y entró en funcionamiento nuevamente, lo cual permitió el tratamiento total del volumen de agua de inyección, dejándolo con parámetros de mayor calidad a lo que se venía trabajando este año. Si bien se hace visible su gran mejoría al operar en conjunto los dos filtros, no se alcanza con el objetivo de mantener la concentración por debajo del límite, como se puede observar en la ilustración 51.

Ilustración 50. Desempeño de los filtros, luego de poner en servicio el filtro NEW GAS.



Fuente: (Ecopetrol-GDH, Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS, 2017)

6.4.2 Diagnóstico de falla

Cabe resaltar que el *New Gas*, salió de operación debido a que la tarjeta controladora del PLC (controlador lógico), presento fallas en su sistema. Otra de las posibles razones que pudieron generar la salida de operación de este filtro, fue el tiempo en que éste permanecía inactivo, pues causó que el lecho filtrante se empastará, debido a la no remoción de las impurezas durante el desuso de este equipo, no se tiene registro del causante de este percance, sin embargo, a continuación, se muestran posibles escenarios que podrían generar la mala calidad del agua a la salida de los filtros.

6.4.3 Posibles causantes de la baja calidad del agua y acciones a remediar

A razón de lo anterior, se pueden plantear hipótesis del posible origen de la problemática, estas podrían estar alrededor de operaciones simples, tales como los tiempos de retro-lavado, aplicación de química, además del uso de agua "sucia" para el uso de las secuencias de retro-lavado. Por este motivo, se analizan los diferentes casos de posibles hipótesis de los orígenes del problema y se plantean potenciales acciones de cómo solucionar dicha dificultad.

En primer punto y por simplicidad, se puede inferir a los tiempos de retro-lavado, debido a la colmatación o saturación de los lechos de filtrado,

generando que el proceso de filtración pierda eficiencia al momento de realizarse, esto podría ser causado por la demora en producirse la secuencia de retro-lavado, lo que podría generar una saturación que sea cada vez más difícil de remover, provocando el empastamiento de la cascarilla de nuez, sin embargo, este problema se podría remediar mediante la aplicación de química, específicamente un detergente, el cual liberaría la cascarilla, generando un lavado óptimo.

Adicional a lo anterior, se podría revisar el impacto que generaría realizar las secuencias del retro-lavado mediante la aplicación de agua limpia, y no con agua sin tratar, como se ha venido trabajando; se podría probar mediante la adaptación de una válvula que permita el paso ascendente del agua limpia, la cual levantaría la cascarilla y removería las impurezas de ellas, asimismo, aplicando química que lo facilite, este proceso se podría realizar durante un periodo de prueba y evaluar los resultados.

6.5 SEPARADOR API (SKIMMER)

6.5.1 Historial de operación

Al inspeccionar las instalaciones, se notó que el separador API (*Skimmer*), no estaba cumpliendo con sus funciones normales de separación, la cual se basa en el principio de diferencia de densidades, para esto se deben tener dos bombas en funcionamiento, una para transporte de crudo y la otra para impulsar el agua hasta su tratamiento, en este caso, el equipo que existe en la PIA Cebú, solo posee una que se encuentra sobre cargada y no trabaja de manera adecuada, debido a que la otra bomba que existía sufrió un percance que logró que se retirara de funcionamiento. Esto generó que el *skimmer* reduzca sus funciones a una simple piscina de almacenamiento y no consiga transportar los fluidos separados.

Ilustración 51: Área de desnate (*Skimmer API*)



Fuente: Los autores

6.5.2 Diagnóstico de falla

Una de las hipótesis, es que a raíz de la cantidad de sedimentos y hojas que han llegado a depositarse en el equipo por acción del viento, la bomba falle por

taponamiento o abrasión. Esto provoca que el desnatador (*skimmer*) reduzca su función a una simple piscina de almacenamiento.

Ilustración 52: Bomba averiada



Fuente: Los autores

Se revisó en la literatura y se encontraron parámetros de diseño óptimo para un separador API, en lo cual recomiendan y hacen hincapié en tener en cuenta el caudal de operación, pues según éste, así mismo será su tamaño, entonces se recomienda utilizar el caudal máximo para diseño, si se cuenta con otros equipos API conectados directamente al sistema de drenaje, si no es así, diseñarlo con el caudal promedio, también se habla de revisar la gravedad API del crudo que se maneja, debido a que si el crudo tiene una gravedad API menor a 10°API, no será eficiente su separación por acción de su densidad. Son factores que podrían observarse y generar una respuesta positiva en el equipo.

6.6 LECHOS DE SECADO Y TANQUE DE SÓLIDOS (SLUDGE TANK)

6.6.1 Historial de operación

Inicialmente, los lechos eran de un material distinto al que hay actualmente (arena y gravilla), se realizó el cambio debido a su costoso mantenimiento, a la fecha, y luego de este cambio, el equipo ha respondido de buena manera, sin embargo, presenta grandes trazas de aceite en sus desechos, crudo que puede ser aprovechado como producción, minimizando el impacto negativo al ambiente.

Ilustración 53: Lechos de secado



Fuente: Los autores

6.6.2 Falla operacional

Se notó que, a los lechos de secado, llega gran cantidad de crudo, el cual no debería estar ahí, esta situación provoca pérdidas de volúmenes considerables de crudo que pudiesen ser aprovechados.

6.6.3 Posibles causas de la falla y propuesta a remediar

Esto podría ser ocasionado por no tener un sistema de desnate óptimo, ya que al momento de realizarse la operación de remoción de sólidos en el tanque, siguen pasando grasas hacia los lechos de secado, lo que indica que el sistema para el desnate puede estar presentando fallas, el cual podría estar por encima o debajo del nivel del fluido a desnatar, la razón de esto sería causado a que al ser un sistema de desnate flotante, la manguera que proporciona la salida, no esté ubicada correctamente por acción de no tener calibrada la densidad del fluido en la que flota (crudo), esto ocasiona que su peso sea muy liviano y salga totalmente a superficie o por el contrario sea muy pesado y se sumerja demasiado y no desnate de manera eficaz, lo anterior podría contrarrestarse por medio de una calibración óptima de este sistema, reduciendo así, efectivamente el volumen de crudo que pase hacia los lechos de secado.

Otra hipótesis del problema, es que pueda que la inter-fase entre la zona de crudo y agua no esté muy bien definida, lo que puede causar que el sistema de desnate succione una región de fluido que no debería. Para ayudar a definir esta inter-fase, se puede aplicar química, específicamente un rompedor directo, el cual ayudará a romper la tensión inter-facial y, por consiguiente, definirá la sección de cambio de fluido, superando este percance y consiguiendo un desnate eficiente.

7 PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO BATERÍA PIA CEBÚ

Teniendo en cuenta el diagnóstico de funcionamiento realizado a cada facilidad de la Batería PIA-Cebú expuesto en el capítulo 6, en este capítulo se desarrolla una serie de propuestas que intentan superar las debilidades encontradas, con el objetivo de mejorar la operación de la planta en general.

Las siguientes facilidades son las que presentan alguna oportunidad de mejoramiento y a las cuales se les realiza la respectiva propuesta con el ánimo de optimizar su operación.

7.1 PLANTA DE INYECCION DE AGUA (PIA) CEBÚ

7.1.1 Desnatador flotante

Teniendo en cuenta que éste equipo actualmente presenta algunas debilidades en su operación, tanto en los dos tanques desnatadores (Skimming tank), como en el tanque TK-120, donde según lo expuesto en el capítulo 6, la calibración estos se encuentran mal calibrados desde su instalación.

7.1.1.1 Calibración

El desnatador flotante actual funciona bajo el principio de diferencia de densidad, donde se pretende que la boca del embudo recolector de las natas de crudo, se instale en la interfase entre los dos fluidos, lo que permite que durante el desnate del tanque, fluyan en mayor proporción las grasas flotantes.

Como ya se explicó en el diagnóstico realizado en el capítulo 6, la calibración del equipo no fue realizada por la empresa proveedora, sino por los operadores de la PIA Cebú, la cual consistió en colocar unas pesas en material de hierro sobre los flotadores, para permitir que el embudo recolector se sumergiera, instalándose en la interfase entre los dos fluidos.

De acuerdo a las percepciones de los operadores, actualmente el equipo no está funcionando de la mejor manera, por lo tanto, se propone realizar de nuevo la calibración del equipo y observar si mejora su operación.

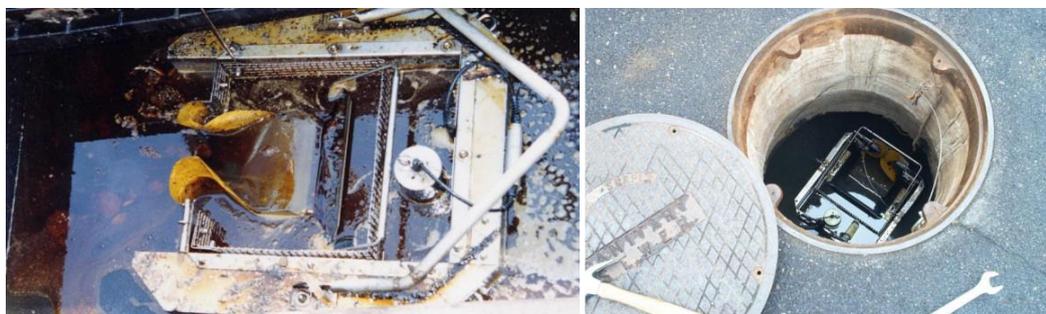
Con el ánimo de plantear alternativas de mejoramiento en éste punto del proceso, a continuación se propone una nueva tecnología que podría ser implementada inicialmente en el tanque TK-320, el cual no cuenta con desnate flotante, y según los resultados obtenidos, se podría ver la viabilidad de instalarlos en los tanques desnatadores (skimming tank) y el tanque TK-120.

7.1.1.2 Automatic Weir Skimmer (AWS)

Es un sistema de desnate de aceite, automático, inteligente y autónomo, el cual elimina la mayor cantidad de aceite libre y flotante de las aguas de producción. El skimmer flotante Auto Weir automáticamente detecta, acopla, acumula y

descarga el aceite; posee un PLC que controla la operación básica, supervisa las condiciones e inicia el mantenimiento preventivo.

Ilustración 54: Equipo desnatador Auto Weir #800AWS



Fuente: (Skimoil, 2017)

Las demás especificaciones del equipo desnatador se presentan en el capítulo 8, y los datos de contacto del fabricante en el Anexo G.

El equipo Auto Weir #800AWS, inicialmente se podría implementar en el tanque TK-320, el cual almacena el agua ya filtrada, donde a pesar de los esfuerzos que se realizan durante el proceso, para disminuir las grasas hasta éste punto, siempre se obtiene una pequeña cantidad de crudo flotante, por consiguiente, ésta tecnología ayudaría en gran medida a cumplir con los límites permitidos, para disponer éstas aguas como recobro secundario. Actualmente el TK-320 solo cuenta con desnate fijo, el cual no se realiza de forma eficiente, debido a unas fisuras que presenta en la parte superior, cerca de las salidas del desnate fijo.

7.1.2 Filtros cáscara de nuez.

Como se denotaron las posibles razones que originaron fallas en los filtros de cáscara de nuez en el capítulo seis, a continuación, se generan propuestas para mitigar estas afectaciones al sistema.

Inicialmente se propone realizar variaciones en las frecuencias del retro-lavado de los lechos filtrantes, específicamente, acortando el tiempo entre cada secuencia, esto con el fin de reducir la colmatación del material filtrante (cascarilla de nuez), y que a medida que se emplee, sea mucho más simple su limpieza. No obstante, adicional a ésta técnica, se puede emplear ocasionalmente un material de apoyo, como un detergente, el cual facilite el lavado de la cascarilla y evite su empastamiento, generado por la saturación de aceite durante el filtrado, lo que alargaría la vida útil del lecho filtrante y obteniendo un agua filtrada de mejor calidad.

Asimismo, es pertinente revisar el impacto que generaría emplear agua limpia en las secuencias del retro-lavado, puesto que normalmente se ha venido trabajando con agua sin filtrar, lo que podría generar una disminución en la colmatación de este lecho filtrante, recomendación que se podría probar mediante la adaptación de una válvula, que permita el paso ascendente del

agua limpia, lo que permitiría levantar la cascarilla y en consecuencia a esto, removería las impurezas que vienen asociadas a las mismas, otra opción es inyectar la química mencionada anteriormente, para así generar un mejor resultado en la limpieza del filtro.

Finalmente, cabe resaltar que el éxito de éstas propuestas se vería potenciado si se aplican en conjunto, esto admitiría un mejor desempeño de las técnicas de lavado, reduciendo la concentración de grasas y sólidos notablemente, lo que repercutiría directamente en la calidad del agua a la salida del filtro, ayudando así, a cumplir con el límite de concentración de impurezas presente en el agua de inyección.

7.1.3 Separador API (Skimmer).

De acuerdo a la hipótesis planteada en el capítulo 6, prioritariamente se propone adecuar la bomba existente y adquirir una segunda, ya que al tener las dos, el sistema estaría completo para empezar a funcionar como separador, debido a que cada una podría transportar por separado su respectivo fluido (agua o petróleo).

Por otro lado, es imprescindible aislar el *skimmer*, de tal manera que esté libre de objetos, tales como hojas o diferentes elementos, que puedan llegar a ingresar al separador y posteriormente causándole daños a las bombas que trabajan para transportar los fluidos a otras secciones del sistema, tal como ha venido sucediendo, esto permitiría tener un mayor cuidado con los equipos que lo componen (dos bombas), librándolas así de un posible taponamiento, abrasión u otro posible daño como ha ocurrido anteriormente.

Adicional a esto, es importante hacerle seguimiento y mejorar el proceso realizado en el tanque de sólidos, debido a que gran cantidad de sedimentos y sólidos están pasando al separador, trayendo como consecuencia lo anteriormente explicado.

No obstante, se propone ver la posibilidad de rediseñar un nuevo separador API, utilizando para su construcción y montaje, lo último en tecnología y diseño, debido a que la compañía pretende ampliar la capacidad de la PIA, generado por la campaña de perforación que se tendrá a corto plazo, resultando en un aumento de los fluidos a tratar, y conllevando a disminuir los reprocesos y optimizando el sistema.

7.1.4 Lechos de secado y tanques de sólidos

Como en todo sistema, cada una de las partes debe funcionar bien para un óptimo resultado global, ya que siempre vienen interconectados, situación que no es ajena y sucede en los lechos de secado y el tanque de sólidos, dado a que los sólidos pasan por último, a los lechos de secado, sin embargo, ésta operación se está viendo afectada, por causa de los sólidos que están pasando con un volumen considerable de crudo, el cual pudiese ser aprovechado, esto en consecuencia, indica que el sistema de desnate no está funcionando de

manera apropiada, lo que da pie y oportunidad para revisar objetivamente dicho sistema.

7.2 BATERÍA CEBÚ

7.2.1 Separador trifásico general (FWKO)

De acuerdo al diagnóstico realizado a éste separador en el capítulo 6, y con el ánimo de evitar futuras fallas por ésta misma causa, se propone instalar unos acoples con sus respectivas líneas, para el desalojo de las arenas que se puedan acumular durante su operación, el equipo cuenta con un sistema de válvulas en la parte inferior, las cuales podrían ser utilizadas para éste propósito.

Ilustración 55: Propuesta drenaje de sólidos en el separador principal Batería Cebú.



Fuente: Los autores

Esta propuesta ya estaba en los planes de mejoramiento de las facilidades de la Batería Cebú, sin embargo, se quiere hacer énfasis en la importancia que tiene el desarrollo de ésta mejora, para la futura operación del separador, pues a corto plazo el volumen de tratamiento de fluidos aumentará, a causa de la campaña de perforación y la conversión de algunos pozos que tiene la GDH. Éste aumento en la producción de fluidos, puede ocasionar mayor producción de sólidos, los cuales traerían serias afectaciones a los separadores, debido a que no cuentan con un sistema adecuado para desalojar éste material.

Antes de realizar estos cambios, es importante saber por dónde se va a conducir la mezcla de arena y agua, se investigó cuáles serían las posibles opciones y se llegó a la conclusión de drenarlos por tubería hasta la cajilla de residuos aceitosos destinada para el desnate de tanques, el cual tendría la función de drenar las aguas aceitosas de los tanques, y el material sólido proveniente de los separadores hasta el desnatador API (Skimmer) de la batería.

8 NUEVAS TECNOLOGÍAS

En la industria del petróleo, el desarrollo de nuevas tecnologías está generando reducciones de costos muy significativos a largo plazo, es por esto que las empresas que utilizan estas tecnologías, estarán a la vanguardia de la transformación de la industria, asegurando su prosperidad en un mercado tan volátil como el petrolero.

Observando los diferentes procesos que tiene la Batería PIA Cebú, se identificó de manera especial el desnate de tanques como un proceso que no se realiza de forma efectiva y a la vanguardia de los últimos avances de la industria del petróleo. Es por esto que se realizó una exhaustiva investigación para lograr identificar los últimos avances tecnológicos en este tema y así proponer la mejor opción.

Según el diagnóstico realizado en el capítulo 6, el desnate del tanque TK-320 no se está llevando a cabo, debido a que cuenta únicamente con desnate por rebose y esta operación actualmente se realiza muy pocas veces al mes, pues el tanque presenta unas fisuras en la parte alta, ocasionando goteos de crudo cuando se desnata. Debido a esta situación se investigó una nueva tecnología de desnate flotante que pueda ser aplicada en este tanque, de modo que mejore la calidad del agua de inyección y por ende traiga a largo plazo los mejores beneficios para Ecopetrol.

En el caso de aplicarse esta tecnología en el tanque TK-320, y de acuerdo a la experiencia en su operación, a futuro se podría ver la posibilidad de implementar este desnatador flotante en los demás tanques destinados para este fin, mejorando la recuperación de crudo y optimizando la operación de la mayoría de facilidades en la PIA Cebú.

8.1 AUTOMATIC WEIR SKIMMER (AWS)

De las diferentes opciones encontradas, se obtuvieron desnatadores con el mismo principio que presentan los actuales equipos con los que cuenta la PIA Cebú, y otros desnatadores que no son muy viables, para el trabajo que se requiere, por consiguiente, se decidió por el Automatic Weir Skimmer (AWS) fabricado por la compañía estadounidense SkimOIL, Inc. el cual es un sistema de desnate (*skimmer*) de aceite, automático, inteligente y autónomo. Con accesorios como: bombas, controles y sistema de monitoreo que lo hacen un equipo muy completo.

El modelo # 800AWS elimina el 100% de los aceites libres y flotantes de las aguas residuales, en este caso, las de producción petrolera. El skimmer flotante Auto-weir automáticamente detectará, acoplará, acumulará y descargará el aceite. Lo que hace que el skimmer flotante Auto-weir sea

automático, es un PLC que controla la operación básica, supervisa las condiciones e inicia el mantenimiento preventivo.³⁴

Ilustración 56: Equipo desnatador flotante Automatic weir skimmer # 800AWS



Fuente: (Skimoil, 2017)

Todas las funciones se pueden personalizar para operaciones específicas del sitio, incluida la presentación de informes para los requisitos de cumplimiento

8.1.1 Aplicaciones

Ilustración 57: Equipo desnatador Auto-Weir #800AWS.



Fuente: (Skimoil, 2017)

El Auto-Skimmer elimina aceites flotantes de pozos, tanques, tanques de recolección de aguas pluviales o sumideros. Perfecto para la eliminación de aceite flotante de fuente no puntual, como la supervisión de pozos, derivaciones, escorrentía de pistas, jardines de mantenimiento, aplicaciones de minería y separadores API o cualquier superficie de aguas tranquilas. Las

³⁴ SkimOil, Automatic weir oil skimmer, www.skimoil.com/automatic-weir-oil-skimmer. 2017.

condiciones de operación pueden monitorearse remotamente, lo que hace que este skimmer de aceite sea ideal para ubicaciones inaccesibles.

8.1.2 Automatización y ciclo operativo

8.1.2.1 Ciclo de desnate (Skimming)

Un ciclo típico de desnate para un sumidero de aguas pluviales comenzará con un aumento en el nivel del agua del tanque que indica la lluvia. El desnate continuará durante un período de tiempo predeterminado para hacer un ciclo de toda la superficie y eliminar los aceites que salen de la suspensión. Si el # 800AWS detecta que se ha recogido una cantidad suficiente de aceite en el ciclo de eliminación, el aceite se descargará. El skimmer de aceite flotante se detendrá cuando se haya eliminado cierta cantidad de aceite.

8.1.2.2 Capacidad de desnate (Skim)

El sistema crea un flujo de agua superficial y de aceites flotantes en el skimmer de aceite, atrayendo material flotante de toda la superficie. El aceite flotante se acumula en el cuerpo del skimmer y el agua del transportador se devuelve a la fuente a través de las rejillas de ventilación en la parte inferior del skimmer. El desnate es continuo siempre que se indique la acumulación de aceite. Los galones por minuto (gpm) tanto del descremado como del aceite de descarga son variables.

El desnatado tiene una atracción superficial de 360 grados, por lo que el posicionamiento del skimmer en el sumidero depende más de las consideraciones de acceso y los patrones de turbulencia.

8.1.2.3 Automatización

Todas las funciones se controlan con un sistema de programación lógica controlable (PLC). Los parámetros operativos se configuran de fábrica para uso típico, pero se modifican fácilmente para la optimización de una instalación específica. Además de personalizar las operaciones, el PLC controlará las funciones del skimmer de aceite, asesorará sobre fallos; como la necesidad de eliminar los ripsos o la falla de la bomba, e incluso puede informar sobre los ciclos de recuperación de aceite para ayudar con los informes de cumplimiento. El Auto-Skimmer puede estar vinculado a controles centrales o funcionar de manera independiente.³⁵

8.1.3 Aceite descargado

El sistema evalúa la acumulación de aceite y realiza la descarga cuando haya una cantidad suficiente de aceite recolectado. Un ciclo de descarga de aceite iniciará otro ciclo de recolección con la suposición de que aún no se ha eliminado todo el aceite de flotación libre. Solo cuando un ciclo de eliminación

³⁵ SkimOil, Automatic weir oil skimmer, www.skimoil.com/automatic-weir-oil-skimmer. 2017.

de aceite se haya completado sin la necesidad de una desconexión, el sistema se desactiva y espera la siguiente señal de activación de "inicio".

8.1.4 Bombas e instrumentación

El sistema utiliza dos bombas, una para desnate de aceite y la otra para descarga de aceite. Las bombas se seleccionan para adaptarse al entorno del cliente. El controlador skimmer de aceite reacciona a los cambios en los niveles de líquido en el skimmer. Esta información le informa al controlador si se está produciendo un "desnate", y cuando se acumuló suficiente aceite para realizar la descarga de aceite. Un detector de nivel ultrasónico detecta los niveles de líquido en el skimmer. Este detector nunca toca el agua o el aceite y, por lo tanto, no se adhiere al aceite viejo, como lo hacen los interruptores de flotador. La información sobre la operación de eliminación de aceite también se pasa al PLC para que los problemas menores se puedan corregir automáticamente sin la necesidad de intervención.

8.1.5 Consideraciones operativas

8.1.5.1 Capacidad

La capacidad del skimmer para limpiar una superficie dada, variará según el tipo de aceite en la superficie. Como ejemplo, el skimmer de aceite flotante limpiará 150 pies cuadrados de superficie en aproximadamente una hora. Esta área será recolectada y todo el petróleo, ya sea una lámina de crudo o recolectado en pequeñas islas, será procesado.

8.1.5.2 Turbulencia

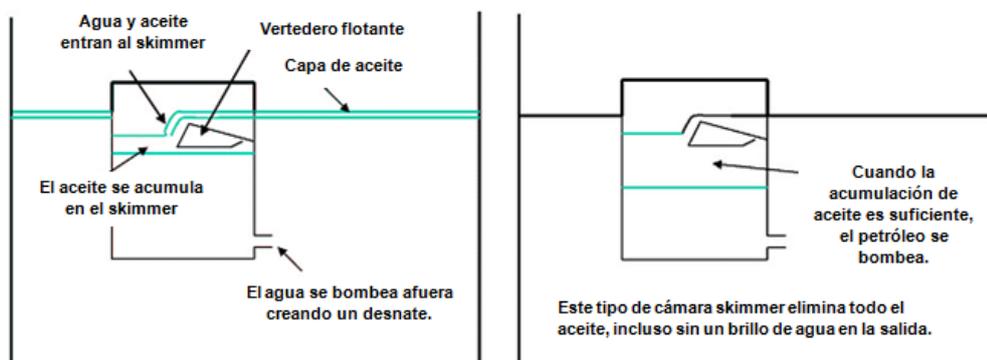
Las señales del skimmer están "promediadas" a fin de detectar señales falsas causadas por la turbulencia y el peso del skimmer es lo suficientemente grande como para no ser lanzada alrededor. Sin embargo, la turbulencia (y los vientos cruzados) deben minimizarse tanto como sea posible ya que la turbulencia impide la capacidad de las gotitas de petróleo para flotar a la superficie. Esto puede empujar el material flotante a un lado del sumidero donde se mantendrá alejado del skimmer. El skimmer flotante está programado para funcionar dos horas después de que el nivel de líquido haya disminuido para reducir el efecto de la turbulencia. ³⁶

8.1.5.3 Mantenimiento

Con la excepción de la eliminación de escombros (botellas, latas, etc.) aplicable en industrias diferentes a la petrolera, el sistema de skimmer de aceite flotante debe estar prácticamente libre de mantenimiento. Las bombas se han seleccionado debido a su capacidad para ejecutarse casi indefinidamente en esta aplicación, sin embargo, es aconsejable limpiar los componentes anualmente.

³⁶ SkimOil, Automatic weir oil skimmer, www.skimoil.com/automatic-weir-oil-skimmer. 2017.

Ilustración 58: Principio de operación Auto-Weir Skimmer



Fuente: (Skimoil, 2017), modificado por los autores.

La serie desnatador inteligente "Smart Skimmer" expulsa aceite y agua (y escombros en algunos casos) y acumula el aceite en el cuerpo del skimmer. Cuando la acumulación de aceite es suficientemente profunda, se bombea. Este skimmer puede suministrar aceite sin agua, incluso si roza el brillo. Es extremadamente versátil y se puede adaptar a prácticamente cualquier condición de agua aceitosa. Las partes móviles están limitadas a un interruptor de acumulación de aceite y a un vertedero flotante con bisagras.

Tabla 14: Especificaciones generales *Automatic Weir Skimmer #800AWS*

Especificaciones del Skimmer	
Construcción	Acero inoxidable
Dimensiones	24" x 24" x 24"
Peso	65 libras (seco)
La cabeza del desnatador (Skimmer) tiene sensores de flotador internos, cesta de desechos y boquilla de chorro.	
Especificaciones de la bomba	
Bomba de agua	Gould NPE 316L
Construcción	acero inoxidable
Capacidad	75 gpm
Cabeza	39 pies
Presiones de trabajo	125 psi
Temperaturas máximas	212°F
Motor	TEFC, 60 Hz; 1/2 hp; monofásica, 110v
Caja de control: lógica: computadora 386 integrada; Nema 4.	
Fuente de alimentación: un circuito de 110 voltios, 20 amperios para las bombas One 110 volt; Circuito de 5 amp para la caja de control.	

Fuente: (Skimoil, 2017), modificado por los autores.

8.1.6 Costos de inversión

La cotización del equipo desnatador se realizó por medio de correo electrónico con la empresa estadounidense SkimOil Inc. Donde se da un valor aproximado del equipo.

Tabla 15: Costos de inversión equipo desnatador Automatic Weir Skimmer.

Equipo a adquirir	Bombas	Costos por unidad (COP)	Valor (USD)
Automatic Weir Skimmer # 800AWS	Si	64.000.000	21000
	No	55.000.000	18000

Fuente: (Skimoil, Costos aproximados Automatic Weir Skimmer, 2017)

Los costos son aproximados y se sugiere contactar al proveedor para intercambiar mayor información, sobre especificaciones de la unidad requerida y así obtener un valor más aproximado. Esto se debe a que según el proveedor, la unidad es diseñada a medida y personalizada para cada aplicación.

El costo en pesos colombianos se calculó con un valor del dólar de \$3,054.38 para el día 3 de noviembre de 2017.

En el anexo G, se muestran los datos de contacto de la empresa fabricante.

8.2 PROTOTIPO DE INYECCIÓN DE AIRE

Inicialmente se observó un equipo adicional, el cual podría ayudar de gran manera a disminuir la concentración de impurezas en el agua a la entrada de los filtros, aliviando así, el trabajo de los mismos, lo que causaría un mejoramiento en la ventana operativa de ellos, auxiliando a estos equipos en su objetivo de mantenerse por debajo del límite de la concentración de sólidos y grasas.

Este equipo, es conocido como celdas de flotación, consiste en una serie de vasijas interconectadas, las cuales en la parte inferior tienen adaptadas unas bombas, éstas succionan un gas (generalmente aire) con el fin de generar un colchón de burbujas que durante su camino ascendente creen contacto con las impurezas, para así llevarlas a superficie, de modo que se pueda remover de manera más fácil.

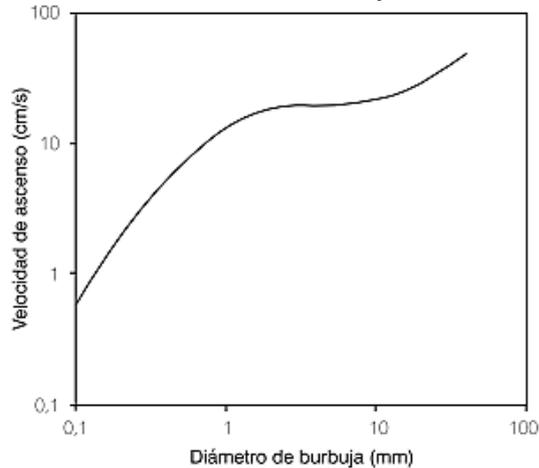
Según *Strickland, 1980; Sander, 1994*, La flotación consta de varias etapas para que el proceso se lleve a cabo:

- 1) Generación y distribución de micro-burbujas en el agua por tratar.
- 2) Colisión entre las microburbujas y las partículas suspendidas en el agua.
- 3) Contacto inter-facial del sistema partícula/burbuja.
- 4) Arrastre de otras partículas que se encuentran en la trayectoria de los aglomerados que ya se han formado.
- 5) Ascenso del aglomerado a la superficie donde debe removerse.

En el caso de la flotación, la uniformidad está ligada al diámetro de burbuja que se genere dentro del agua a tratar, es por eso que el tamaño de burbuja incide directamente en la eficiencia del proceso, pues si hay presencia de microburbujas y densidad numérica, aumentan la probabilidad de colisión y una posterior adhesión de la partícula a la burbuja. Como se observa en la siguiente

ilustración, las burbujas menores a 100 μm tienen velocidad de ascenso de algunos centímetros por segundo, a diferencia de burbujas más grandes (milímetros de diámetro), las cuales pueden ser de 10 a 30 veces más veloces.

Ilustración 59: Velocidad de ascenso de burbujas de aire en medio acuoso



Fuente: (J.E. Forero, 1999)

Existen dos tipos de sistemas o métodos de flotación, estos varían en algunas características, las celdas de flotación estándar pueden presentar dos técnicas diferentes para retirar las impurezas del agua residual, estas son: Por medio de aire disuelto (DAF) y Por medio de aire inducido (IAF).

8.2.1 Sistema de flotación por aire disuelto (DAF)

En la flotación por aire disuelto (DAF) se produce una dispersión de finas burbujas de aire al reducir drásticamente la presión de una corriente saturada con aire. Este proceso requiere compresor, una cámara presurizada con sistema de recirculación para forzar el aire que va a disolverse hasta saturar la fase acuosa. La corriente, rica en aire disuelto, es llevada a la piscina de tratamiento, allí se provoca una disminución controlada de presión para que el aire liberado genere microburbujas. En un proceso DAF los valores típicos del tamaño de burbuja generado oscilan entre 10 y 100 μm . Este proceso es bastante costoso pues se requiere el compresor que genere en el aire una presión de 44,1 PSI a 58,8 PSI, por encima de la presión de la corriente de agua. Además, se necesita la cámara presurizada con recirculación y un sistema para controlar la presión al liberar la corriente de agua saturada.

8.2.2 Sistema de flotación por aire inducido (IAF)

La flotación por aire inducido (IAF) ha sido utilizada extensivamente para el tratamiento de aguas de producción. Esta técnica utiliza equipos motorizados que inducen el gas dentro de la fase acuosa, como los aireadores, flotadores mecánicos que consisten de un impeler movido por motor, que succiona agua y ésta a su vez succiona el aire del ambiente. A la salida del impeler, unas pequeñas perforaciones producen las burbujas. En este proceso, los valores típicos de tamaño de burbuja generado son superiores a 1.000 μm . Debido a

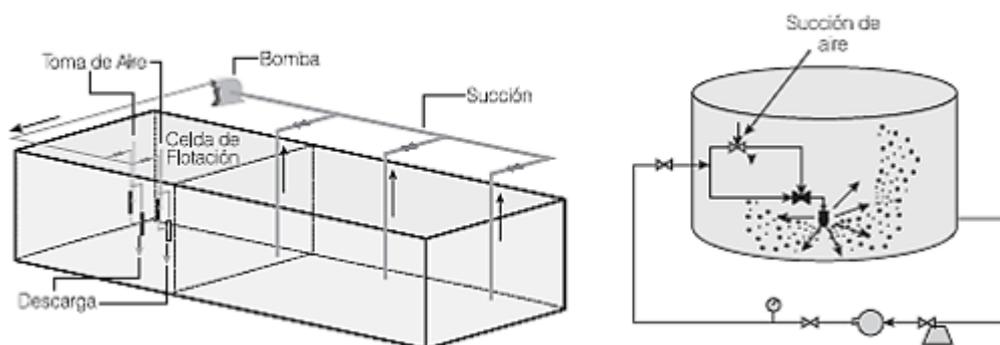
los grandes tamaños de burbuja, se incrementa la cantidad de aire que se debe inyectar para que el proceso sea eficiente. Este sistema requiere, además, grandes difusores para tener influencia sobre toda el agua por tratar.

Si bien estas son las técnicas convencionales, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), desarrolló un nuevo diseño, el cual integra las mejores características de las dos metodologías, tanto en la parte técnica como en la económica. Este diseño está basado en la inyección de aire atmosférico utilizando agua como fluido motriz, el contacto aire-agua se realiza por medio de boquillas inyectoras como en el caso del diseño DAF, pero de manera económica como en el IAF.

El principio de funcionamiento de este sistema radica en recircular parte del agua por tratar, para esto se debe utilizar un sistema de bombeo para enviar el fluido al vénturi abierto a la atmósfera. Al producirse el cambio de velocidad dentro del vénturi, se produce un vacío que induce el aire hacia la salida de éste, mezclándolo con el agua en forma de micro-burbujas, éstas se pueden distribuir por la piscina o tanque, por medio de un arreglo de tuberías que van por dentro del recipiente.

Su eficiencia reside en el incremento sustancial del área de contacto inter-facial como reacción a la creación de gran cantidad de burbujas de tamaño entre 150 y 250 μm . Esta tecnología resulta una herramienta integral, debido a su flexibilidad para adaptación de algunas funciones adicionales, tales como la instalación de un brazo mecánico para el despojo de sustancias contaminantes, aplicación de química para tratamientos, aireación, entre otros procesos para generar un tratamiento integral y óptimo.

Ilustración 60: Diseño de celda de flotación y sistema de flotación circular



Fuente: (J.E. Forero, 1999)

Ilustración 61: Arreglo de boquillas de doble succión

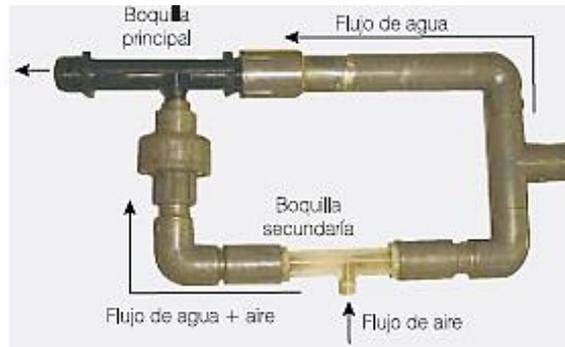
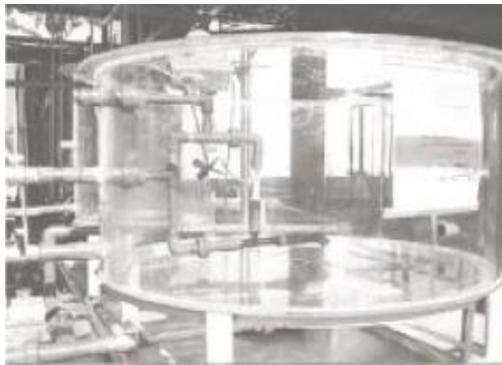


Ilustración 62: Prototipo circular



Fuente: (J.E. Forero, 1999)

Esta tecnología podría ser útil para la PIA en su labor de disminuir los niveles de concentración de impurezas en el agua, sin embargo, también podría ser aplicado a los tanques por individual, esto bajo la premisa del mismo principio, a través de la instalación de una bomba que proporcione la inyección de aire, el cual pasaría por pequeñas aberturas en el impeler, lo que generaría las burbujas que se encargarían de transportar las impurezas desde la base, hasta la parte superior del tanque, en donde sería apropiado removerlas, ya sea mediante acción mecánica o un sistema de drenaje.

9 FUTUROS CAMBIOS EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

Como resultado de la próxima campaña de perforación y conversión de algunos pozos por parte de la GDH de Ecopetrol, la producción e inyección de agua aumentará considerablemente, donde actualmente se producen y se inyectan aproximadamente 50.000 BLS de agua por día, y con esta campaña se calcula que aumentará a 80.000 BLS por día, lo que significa que se deben realizar una serie de cambios para ampliar la capacidad de tratamiento de los fluidos de producción y por consiguiente la capacidad del sistema de inyección de agua y por ende, su eficiencia.

Con el ánimo de mejorar las operaciones de inyección de agua, la GDH empezará a implementar en los próximos meses, nuevas tecnologías que conlleven a salvaguardar la integridad de los activos de Ecopetrol y por ende optimizar el sistema de inyección.

El sistema de marraneo es de las tecnologías que próximamente se aplicarán para el cuidado y mantenimiento de las líneas principales de inyección de agua. Para una mejor comprensión de esta tecnología a continuación se presentan las bases teóricas.

9.1 MARRANEO

9.1.1 Definición

Los “pigs”, o como también se le llaman en el lenguaje coloquial, “marranos” (traducción al español), son dispositivos mecánicos que se insertan y viajan en el interior de la tubería o ducto, con el propósito de generar una limpieza interior o una inspección de integridad a la tubería ³⁷, para el caso de la última, se utilizan dos herramientas de inspección, las cuales generalmente son: La MFL (Magnetic Flux Leakage) y la Ut (Ultrasonic, ambas por sus siglas en inglés). La limpieza se hace por medio del empuje de fluidos a través de la tubería, muchas veces asistido con cepillos raspadores, quienes facilitan la operación.

Estos dispositivos son sólidos o semisólidos, generalmente están fabricados en materiales como el silicio, el cual le da alta resistencia y a la vez flexibilidad, así mismo, ayuda a que los marranos resistan temperaturas hasta de 200°C, sin expansión o degradación significativa, permitiéndole limpiar aún con presencia de vapor, si así se requiere³⁸.

³⁷OLGA, User's Manual V4.0, 2000.

³⁸ hps-pigging, 2005.

Ilustración 63: Marrano



Fuente: Inlineservices, 2006.

A lo largo de la trayectoria de utilización de esta herramienta, se ha probado su eficiencia para la limpieza de líneas en diferentes industrias, tales como: La minera, refinерías, centrales eléctricas, plantas químicas, y diferentes líneas utilizadas en la industria de los hidrocarburos, principalmente poliductos, gasoductos, oleoductos, líneas de agua y de vapor.

9.1.2 Corrida de marranos

Se le llama así, a la acción de transportar la herramienta (marrano), a través de la tubería, con el fin de limpiar de incrustaciones cristalinas, parafinas, asfáltenos y corrosión, además de determinar la integridad del ducto.

La formación de incrustaciones minerales se puede dar por medio de cambios en las condiciones generales de transporte, tales como la presión, la temperatura, el Ph, liberación de gas o el contacto con agua incompatible; esta última juega un papel crítico, debido a que las incrustaciones sólo se presentan si existe producción de agua.

Estas incrustaciones, se presentan en la tubería como una capa dura, la cual está adherida a la pared del interior del ducto, lo que genera una reducción considerable del área de flujo del mismo, como consecuencia, la declinación de la inyección o capacidad de transporte.

Ilustración 64. Incrustación cristalina



Fuente 5: Inlineservices, 2006

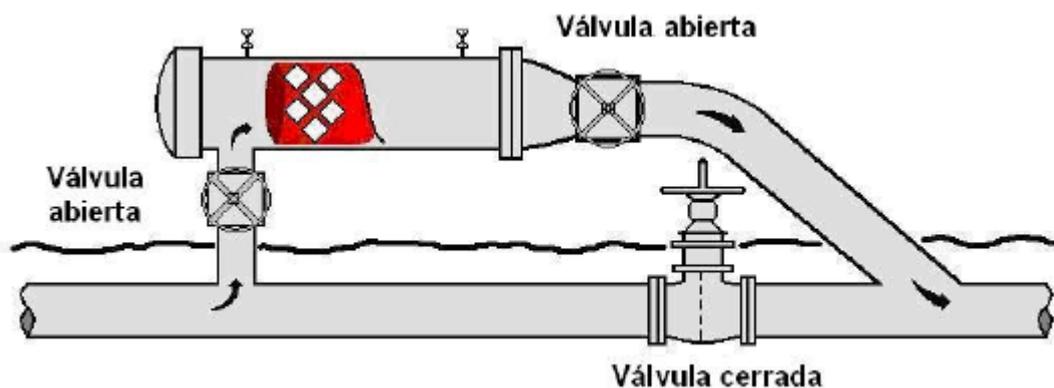
Para lograr la remoción de estas formaciones, se deben cumplir ciertos parámetros: Deben ser operaciones rápidas, sin dañar la tubería y prevenir futuras precipitaciones³⁹.

(Estudio numérico de la corrida de marranos para el mantenimiento de la producción de oleoductos. Fragoso, Elvis, 2007).

9.1.3 Procedimiento de corrida de marranos

La sección en la cual ingresa el marrano se llama lanzador, el cual es un barril de diámetro superior al del resto del ducto, quien seguidamente tiene un reductor acoplado al resto de la línea. Su tamaño permite realizar inserciones del marrano manualmente, para asegurar el sistema se cierra una compuerta. Cabe resaltar que el diámetro interior del ducto es igual al diámetro exterior del marrano, esto con el fin de asegurar un buen sello y barrido eficiente de las incrustaciones.

Ilustración 65. Procedimiento de lanzamiento del marrano.



Fuente 6: Westernfilterco, 2005

El marrano es impulsado con ayuda de un fluido a presión, este puede ser aire o líquido, aunque generalmente se utiliza el fluido que la tubería transporta. Si la tubería que se intenta limpiar posee alguna conexión con otras tuberías, se deben cerrar las válvulas de aquellos ramales, con el fin de definir una trayectoria específica para el marrano sin temor a posibles desvíos.

El marrano puede viajar a través de la tubería, la cual puede presentar inclinaciones y hasta curvas de 90°, que forman curvas en tipo "S" o en "U", las cuales se pueden ver superadas con incremento de presiones relativamente bajas⁴⁰.

³⁹ FRAGOSO, ELVIS, estudio numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción de oleoductos. 2007

⁴⁰ hps-pigging, 2005.

Ilustración 67. Curva tipo U

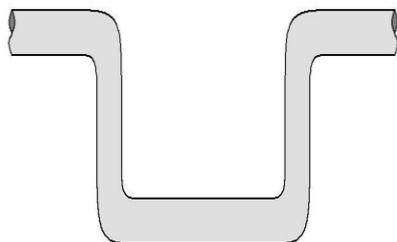
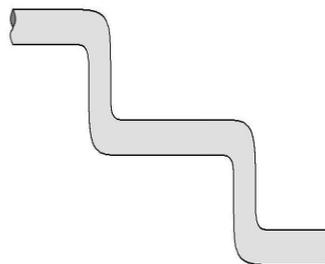


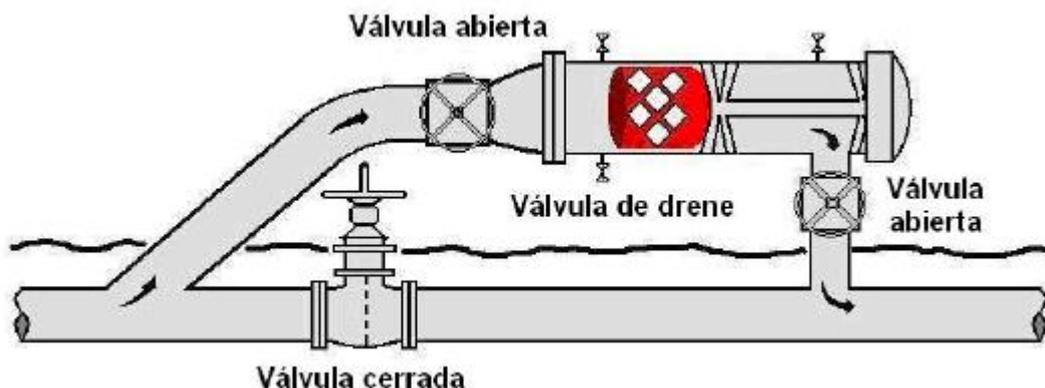
Ilustración 66. Curva tipo S



Fuente 7: Definir fuente

Finalmente, donde termina el ducto (receptor), en donde se recibe el marrano, se utiliza el mismo diseño de barril, con el objetivo de realizar un retiro fácil de la herramienta, este extremo es similar al de despacho (lanzador).

Ilustración 68. Diagrama de recepción del marrano.



Fuente 8: Westernfilter,

9.1.4 Tipos de marranos

9.1.4.1 Marranos convencionales

Estos marranos pueden ser clasificados en dos tipos, esto en base a su función: Los limpiadores y los selladores.

9.1.4.2 Marranos limpiadores

Estos se utilizan para retirar las incrustaciones o residuos sólidos adheridos a la pared de la tubería, generalmente estos residuos son parafinas. Además de lo anterior, el marrano puede ser utilizado en conjunto con químicos, con el objetivo de atacar puntos de corrosión y quitar microbios, lo que aumenta la eficiencia de la operación y baja el costo de la misma.

Generalmente están provistos de cepillos u hojas que ayudan a hacer eficaz la limpieza, éstos raspan la pared interior de la tubería y ayudan a remover los

sólidos. En caso de que alguno de ellos sufra un daño, es fácilmente removible y reemplazable, lo que lo hace práctico y económico.

El material de la copa y el disco es normalmente fabricado de un material de poliuretano que da abrasión y resistencia a la ruptura, pero está limitado en el rango de temperatura generado por la fricción, en caso de que se necesite para temperaturas más elevadas, se utiliza neopreno y otros elastómeros.

9.1.4.3 Marranos selladores

Se usan durante la prueba hidrostática de tuberías para llenar la línea de agua y posteriormente drenarla, además de esto, proporcionan un buen sello para barrer líquidos de la línea o proporcionar una interface entre dos productos diferentes dentro de la tubería. Estos marranos pueden ser esferas, de casquete sólido de poliuretano, de tipo cilíndrico con copas o discos selladores.

Así mismo, dentro de estas dos categorías, se pueden seguir clasificando entre sus diferentes tipos, estos son: Los marranos de acero (cilíndricos), esferas, de espuma y casquete sólido⁴¹.

Ilustración 69. Tipos de marranos selladores.



Fuente 9: Girardind, 2005

9.1.4.4 Marranos de gel

Es una serie de sistemas de gel líquido que se ha desarrollado para el uso en operaciones en tuberías, o durante el inicio de un programa de mantenimiento

⁴¹ Girardind, 2005

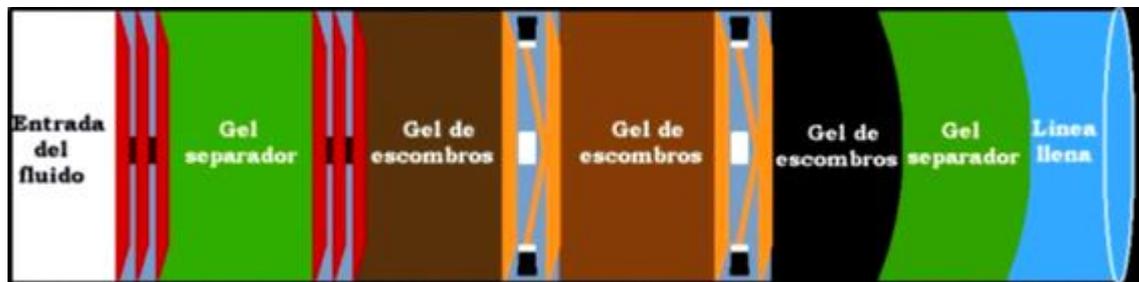
continuo. En su gran mayoría, estos geles son basados en agua, no obstante, tienen un rango de químicos, solventes, e incluso ácidos que pueden estar presentes dentro de la mezcla de geles.

Actualmente se conocen cuatro tipos de gel que se aplican en la tubería: Los de bacheo o separadores, recogedor de ripios, gel de hidrocarburo y deshidratador⁴². Estos se pueden bombear como si fuera un líquido muy viscoso, se pueden usar en lugar de marranos convencionales, sin embargo, cuando se usan en conjunto, los de gel pueden mejorar el desarrollo de la operación mientras reducen el riesgo de que el equipo se obstruya.

Generalmente este tipo de marranos se utilizan para lo siguiente:

- Separación de productos
- Remoción de escombros.
- Línea rellena e hidropueba
- Desagüe y secado
- Retirar condensados de las líneas de gas
- Aplicación de inhibidores
- Tratamiento químico especial
- Remover marranos atascados

Ilustración 70. Configuración de una operación de marrano de gel.



Fuente 10: piggingassnppsa, 2005

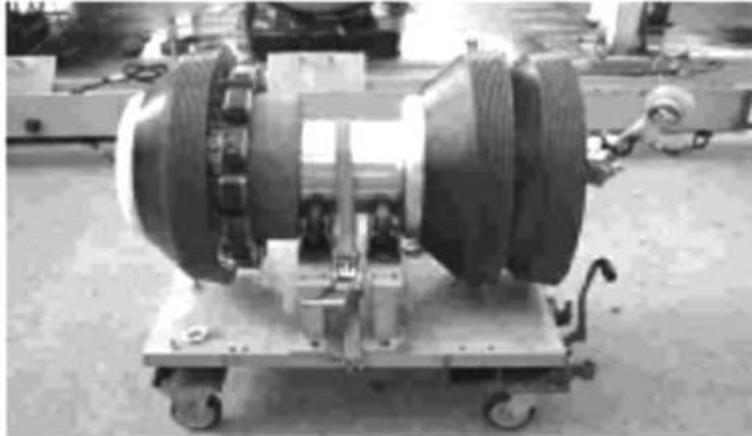
9.1.4.5 Marrano como herramienta de inspección

Adicional a las funciones anteriores, el marrano puede también ayudar en la operación a inspeccionar la integridad o condiciones de la tubería, a medida que avanza la tecnología, se desarrollan marranos que pueden medir el diámetro interno de la tubería, esta herramienta pasa a través de la tubería como un marrano de limpieza convencional, con las mismas funciones de él, no obstante, también detecta abolladuras mediante sensores que miden la distorsión y detectan la deformación, estos sensores se ubican al interior de la copa de medición, la cual registra datos cada 2 milímetros⁴³.

⁴² Piggingassnppsa, 2005.

⁴³ Inspection tools with high reliability for the safety of trunk lines including tight bends, 2005.

Ilustración 71. Marrano medidor de diámetro



Fuente 11: Piggingassnppsa, 2005.

9.1.5 Selección del marrano

Después de definir las directrices de operación y objetivos del proyecto de limpieza, se debe hacer una selección del marrano para perfeccionar la eficacia de la operación en la corrida de la herramienta. El marrano y su configuración a elegir, se debe determinar mediante algunos criterios que incluyen tópicos como:

- **El propósito:** Se debe tener en cuenta la dureza, situación y volumen de la sustancia que se pretende quitar, además del tiempo de acumulación, ubicación y el tipo de información que se obtendrá de la corrida de la herramienta.
- **Los volúmenes de la línea:** Los volúmenes presentes en la línea durante la corrida del marrano, la disponibilidad contra la tendencia de presión requerida y la velocidad de avance, además del tipo de fluido contenido dentro del ducto.
- **Características de la tubería:** Tomar en cuenta los diámetros límites (máximos y mínimos), distancia máxima de viaje, ángulos de curvaturas, conexiones y perfiles de elevación.

Generalmente se utilizan modelos bidireccionales que se operan mecánicamente por medio de señales eléctricas, al seleccionar el marrano, no se puede dejar de lado el parámetro de temperatura de operación, esto con el fin de asegurarse que el material del marrano sea óptimo y resistente a estas condiciones⁴⁴.

⁴⁴ Piggingassnppsa, 2005.

Ilustración 72. Marranos bidireccionales.



Fuente 12: Piggingassnppsa, 2005.

10 CONCLUSIONES

- Se determinó la necesidad de revisar el funcionamiento del equipo de desnate flotante en los tanques desnatadores.
- Se observó la necesidad de adquirir otro filtro que sirva como respaldo (back up) a los dos ya existentes.
- Se debe garantizar que los tanques desnatadores (Skimming Tank), estén rodeados por un muro de retención de fluidos (Dique).
- Se determinó la necesidad de implementar un desarenador en los separadores trifásicos de la Batería Cebú.
- Es necesario implementar nuevas tecnologías que permitan garantizar que la concentración de grasas y sólidos en el agua de inyección, permanezca por debajo de los límites establecidos.

11 RECOMENDACIONES

- Realizar un programa de limpieza de la cascarilla de nuez ó reposición si ésta (la actual) se encuentra degradada, que es utilizada en los filtros, inyectando el detergente industrial utilizado por la empresa, de modo que no se afecte la integridad de la cascarilla y se logre evitar el empastamiento del lecho filtrante, esto con el fin de alargar la vida útil de la cascarilla y obtener una mejor calidad del agua de inyección.
- Verificar el tamaño de la cascarilla de nuez con respecto al tamaño de la malla utilizada en los filtros, con el fin de evitar posibles afectaciones en el proceso de retro-lavado de los mismos.
- Revisar el impacto que generaría realizar las secuencias del retro-lavado mediante la aplicación de agua limpia, y nó con agua de producción sin filtrar, como se ha venido trabajando; se podría probar mediante la adaptación de una línea que permita realizar el retro-lavado con agua filtrada proveniente del tanque TK-320, la cual levantaría la cascarilla y removería las impurezas de ellas, este proceso se podría realizar durante un periodo de prueba y evaluar los resultados.
- Conseguir una bomba y adecuar la existente, para que se puedan transportar los fluidos situados en el skimmer, esto con el fin de lograr que el skimmer funcione de acuerdo a su principio original y la separación de los fluidos sea más eficiente. así mismo se recomienda, aislar esta zona de forma que no le ingresen objetos ajenos al proceso que puedan taponar o averiar las bombas.
- Calibrar el equipo de desnate utilizado en los diferentes tanques de la planta, de forma que quede óptimo para las características del fluido que se maneja, esto permitirá que el flotador se mantenga en una ubicación ideal para realizar el drenaje del crudo.
- Aplicar química en el tanque de sólidos, específicamente un rompedor directo, el cual ayudará a romper la tensión inter-facial entre los dos fluidos, logrando definir con mayor precisión el contacto entre los mismos, consiguiendo un desnate eficiente, lo que disminuirá considerablemente el volumen de aceite desaprovechado que llega a los lechos de secado.
- Realizar un nuevo diseño del separador API (Skimmer), que cumpla con todas las especificaciones técnicas, con el fin de garantizar la óptima separación de fluidos, evitando reprocesos como los que se presentan actualmente en la planta.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. (2007). *Agencia nacional de hidrocarburos*. Recuperado el 15 de septiembre de 2017, de ANH:
<http://ronda2010.anh.gov.co/imagenes/docs/70fig3.gif>

ANH. (2017). *Agencia nacional de hidrocarburos*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2017, de ANH:
<http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

B&M Exploration Ltda, 2. (2014). *Agencia nacional de hidrocarburos (ANH)*. Recuperado el 10 de Octubre de 2017, de (ANH):
<http://ronda2010.anh.gov.co/imagenes/docs/70fig2.gif>

CENGEL, Y. A. (2012). *Termodinamica* (Septima edición ed.). (P. E. Vazquez, Ed.) Mexico D.F, Mexico: McGrawHill.

Craig, F. F. (1982). Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. En F. F. Jr., *Aspectos de ingeniería de la inyección de agua*.

Ecopetrol-GDH. (2017). *Analisis Calidad AGUA TSS-OW FISICOQUIMICOS*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2016). *Bateria Cebú*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2016). *Compra, montaje y calibracion desnatadores flotantes tanque K120*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2017). *Datos tecnicos de yacimiento*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2010). *Filosofia de operacion filtros cascara de nuez*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2017). *Forma 9 y 20 Julio de 2017. Reporte de inyección 2017*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2016). *ING-PTE-128-0 Desnates*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2004). *Instructivo de operacion del separador API en la PIA Cebú*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2014). *Manual de operacion y procedimiento planta de inyeccion de agua*. Neiva.

Ecopetrol-GDH. (2010). *Modelo de red de inyeccion campo Dina-Cebú-Palgrande*. Neiva.

- Ecopetrol-GDH. (2017). *Presentacion Huila integrado-CPH*. Neiva.
- Ecopetrol-GDH. (2014). *Procedimiento operacional de la bateria Cebú*. Neiva.
- Ecopetrol-GDH. (2017). *Reporte de cuadrilla de inyeccion, Julio 31*. Neiva.
- Escobar, F. H. (2006). *Aspectos fundamentales del recobro mejorado* (Primera edición ed.). Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyeccion de agua y gas en yacimientos petroliferos* (Segunda edicion ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro data.
- J.E. Forero, J. V. (1999). Diseño de un nuevo sistema de flotacion para tratamiento de aguas industriales. *CT&F-Ciencia Tecnología y futuro* , 69.
- Schlumberger. (s.f.). *Schlumberger*. Recuperado el 2 de Octubre de 2017, de Oilfield Glossary:
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection_pattern.aspx
- Skimoil. (4 de Octubre de 2017). Costos aproximados Automatic Weir Skimmer. Carrboro, Carolina del norte, Estados Unidos.
- Skimoil. (2017). *skimoil*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2017, de <http://www.skimoil.com/automatic-weir-oil-skimmer.html>

ANEXOS

ANEXO A: SECUENCIAS DE RETROLAVADO FILTRO WENCO F-200A

A= Abierta C= Cerrada

Ciclo/Válvulas	A	B	C	D	E	F	Bomba de fluidización	Tiempo
Filtración	A	C	C	C	A	A		18-24 Hrs
Aislamiento filtro	C	A	C	C	C	C		10 seg.
Fluidización 1	C	A	C	C	C	C	ON	10 seg.
Descarga	C	A	A	C	C	C	ON	15 min.
Fluidización 2	C	A	C	C	C	C	ON	10 seg.
Asentamiento	A	C	C	C	C	C		30 seg.
Normalización	A	C	C	A	C	C		300 seg.

Fuente 13: Filosofía de operación filtros cascara de nuez, Archivo general Ecopetrol S.A

ANEXO B: SECUENCIAS DE VÁLVULAS DE RETROLAVADO FILTRO NEW GAS F-200B

A= Abierta C= Cerrada

Ciclo/Válvulas	SV1	SV2	SV3	SV4	SV5	SV6	SVL	Bomba de fluidización	Tiempo
Filtración	A	C	C	C	A	A	C		1440 min
Asentamiento I	C	A	C	C	C	C	C		10 seg.
Fluidización I	C	A	C	C	C	C	A	ON	10 seg.
Descarga	C	A	A	C	C	C	A	ON	15 min.
Fluidización II	C	A	C	C	C	C	A	ON	10 seg.
Asentamiento II	A	C	C	C	C	C	C		30 seg.
Normalización	A	C	C	A	C	C	C		300 seg.

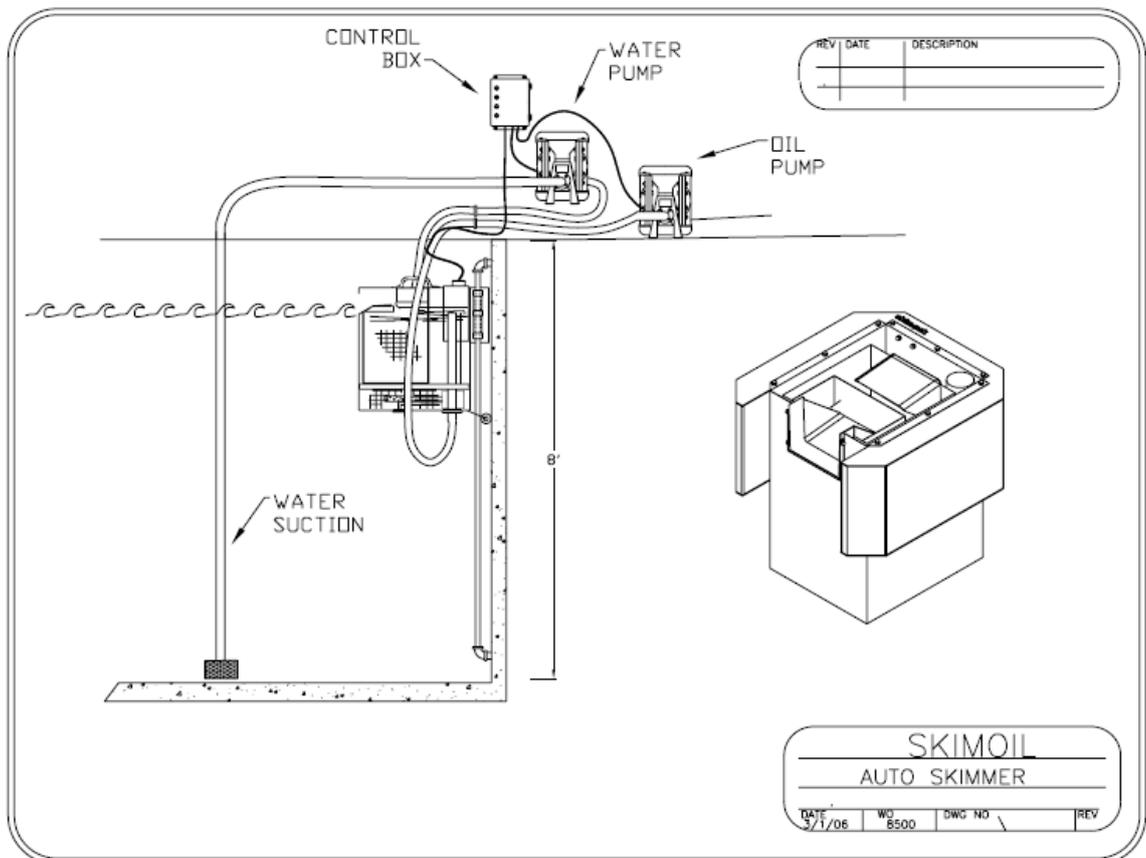
Fuente 14: Filosofía de operación filtros cascara de nuez, Archivo general Ecopetrol S.

ANEXO C: CARACTERÍSTICAS BOMBAS UNITED P221A/B/C

MARCA:	UNITED CENTRIFUGAL PUMPS
SERVICIO:	INYECCION DE AGUA
TAG No.:	P221/A/B/C
CAPACIDAD:	923 USGPM
TEMPERATURA OPERACIÓN NORMAL:	80°F
PRESION SUCCION:	150 PSIG
PRESION DESCARGA:	2100 PSIG

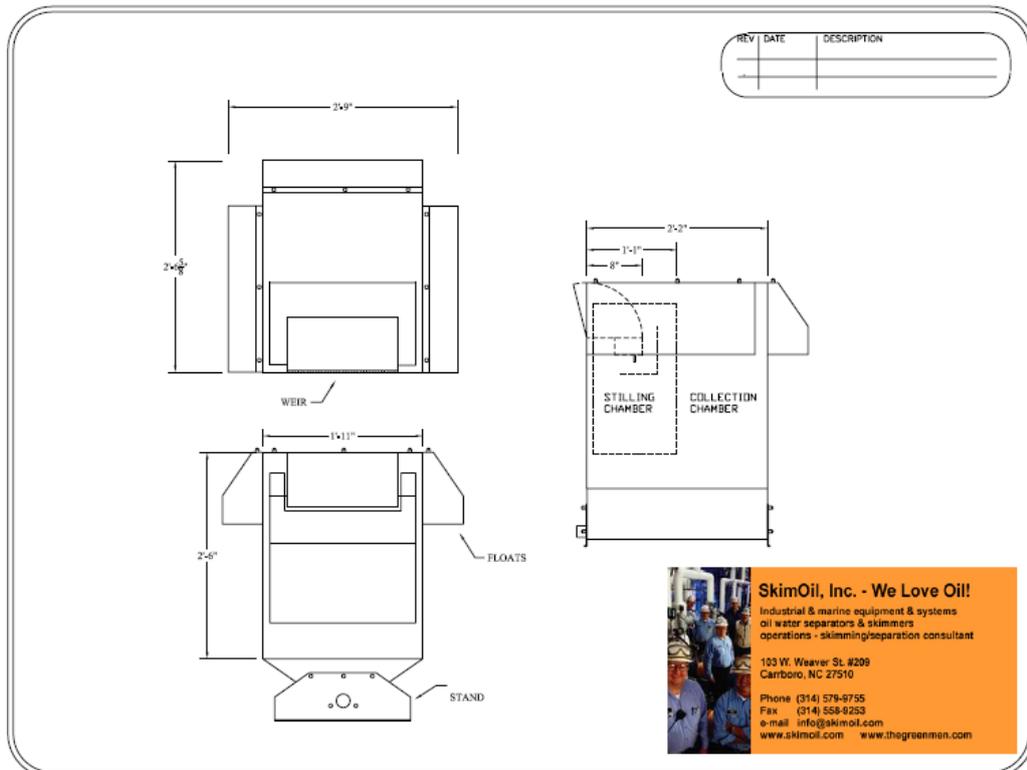
Fuente 15: Manual de operación y procedimiento PIA-CEBÚ, Archivo general Ecopetrol S.A. GDH

ANEXO D: DIAGRAMA DE ACCESORIOS AUTOMATIC WEIR #800AWS



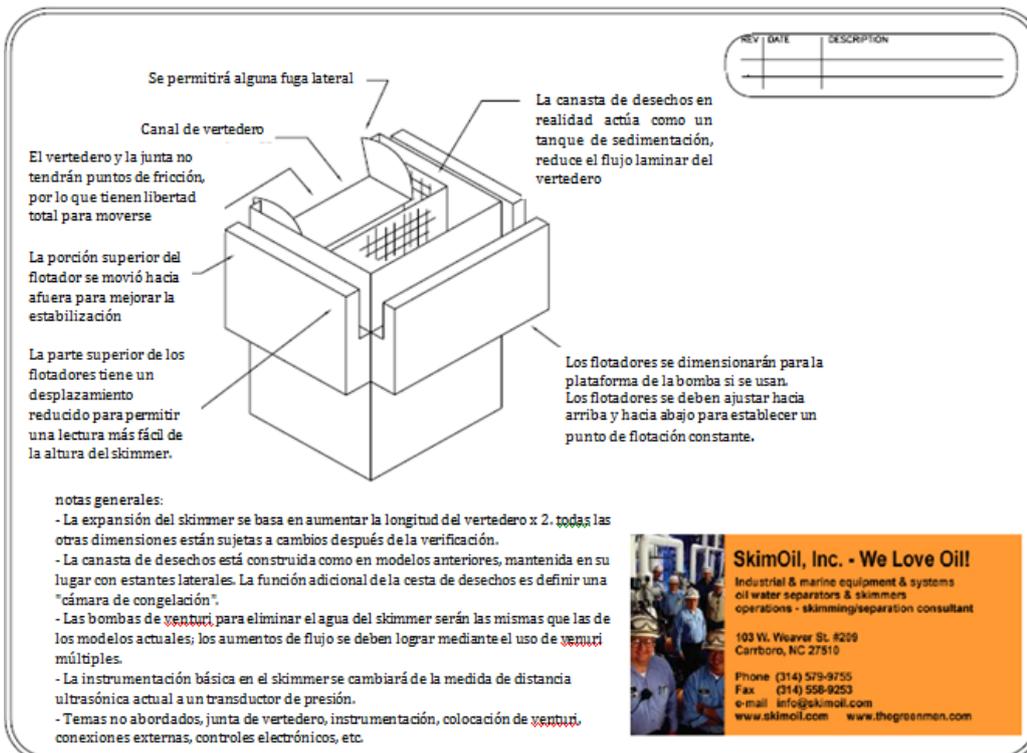
Fuente 16: Pagina web www.SkimOil.com

ANEXO E: DIMENSIONES AUTO-SKIMMER #800AWS



Fuente 17: Pagina web www.SkimOil.com, pdf "papermillskimmer".

ANEXO F: DESCRIPCIÓN UNIDAD DE DESNATE AUTO-WEIR SKIMMER # 800AWS



Fuente 18: Pdf Pagina web www.SkimOil.com, modificado por los autores.

**ANEXO G: DATOS DE CONTACTO EMPRESA FABRICANTE,
DESNATADOR AUTO-WEIR SKIMMER # 800AWS**

Roscoe J. McWilliams
SkimOIL Inc. / Separator Systems
Carrboro, NC -- USA
ph (314) 579-9755 fx (314) 558-9253
e-mail: Roscoe@skimOIL.com
website: www.skimOIL.com