

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS
TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO
RUBIALES

JAHIR ALEXANDER TUSSO ESPINEL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2014

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS
TECNOLOGIAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION EN CAMPO
RUBIALES

JAHIR ALEXANDER TUSSO ESPINEL

Trabajo de grado bajo modalidad de monografía, presentado como requisito para
optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director: Ing. JOSE LUIS VELANDIA PATIÑO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

Quiero primeramente agradecer a Dios por todas y cada una de las bendiciones que me ha concedido en mi existencia, por su fortaleza, compañía y guía y dedicar este logro a seres maravillosos que hacen parte de dichas fortunas y para quienes es mi profundo compromiso de crecimiento personal e intelectual, mis princesitas Hikari y Emi, mi esposa bella Sonia, mis padres, y mi hermanita. Los amo mucho!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	12
1. GENERALIDADES	13
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE PACIFIC RUBIALES ENERGY	13
1.2 UBICACIÓN DE CAMPO RUBIALES	14
2. MARCO TEÓRICO	16
2.1 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS.	17
2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA CENTRAL DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN FINAL.....	19
2.3 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN.....	23
3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA EXISTENTE EN CAMPO RUBIALES.....	25
3.1 DESCRIPCIÓN DE PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUA CPF2	26
3.1.1 Celdas de flotación bawer.	27
3.1.2 Filtro automático de lecho vegetal ICCD.	29
3.1.3 Tanques decantadores ICCD.	32
3.2 ÁREAS OCUPADAS POR LAS PLANTAS DE AGUA EN LOS CENTROS DE PRODUCCIÓN DE RUBIALES.....	33
4. ESTUDIO DE MERCADO Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO DE AGUA	35
4.1. CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA.....	35
4.2. EVALUACIÓN TÉCNICA Y PRESELECCIÓN	39
4.2.1 Oferente 1.....	40
4.2.2 Oferente 2.....	40
4.2.3 Oferente 3.....	40
4.2.4 Oferente 4.....	41
4.2.5 Oferente 5.....	41
4.2.6 Oferente 6.....	42
4.2.7 Oferente 7.....	42
4.2.8 Oferente 8.....	42

4.2.9 Oferente 9.....	43
4.2.10 Oferente 10.....	44
4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PRESELECCIONADOS.....	49
4.3.1 Oferente 4.....	50
4.3.2 Oferente 1.....	52
4.3.3 Oferente 6.....	54
4.3.4 Consideraciones adicionales de la evaluación económica.	56
4.3.5 Comparativo de dimensionamiento de los equipos propuestos.	57
5. CONCLUSIONES.....	58
6. RECOMENDACIONES.....	60
BIBLIOGRAFÍA.....	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Rubiales.....	15
Figura 2. Micrografía de una emulsión agua en petróleo crudo.....	17
Figura 3. Proceso de crudo.....	20
Figura 4. Proceso de agua.....	21
Figura 5. Esquema convencional de tratamiento de agua de producción sector hidrocarburos.....	23
Figura 6. Esquema convencional de disposición de agua sector hidrocarburos....	24
Figura 7. Esquema típico de paquete de tratamiento de agua Rubiales.....	27
Figura 8. Esquema unidad de flotación.....	28
Figura 9. Efecto agitadores celda de flotación.....	29
Figura 10. Esquema filtro cascara de nuez.....	30
Figura 11. Efecto adsorción del lecho.....	31
Figura 12. Imagen equipo decantador.....	32
Figura 13. Imagen área ocupada sistemas de tratamiento de agua CPF2 de Rubiales. Capacidad 1950KBWPD.....	33
Figura 14. Esquema configuración de equipos y área ocupada por una planta de tratamiento de agua de 150KBWPD.....	33
Figura 15. Imagen piscinas de pulimento CPF2 de Rubiales requeridas para un manejo de 1950KBWPD.....	34
Figura 16. Comportamiento Gráfico Evaluaciones Técnicas Proponentes.....	48
Figura 17. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 4. ...	50
Figura 18. Imágenes Equipos Tratamiento de Agua Oferente 4.....	51
Figura 19. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 1. ...	52
Figura 20. Imágenes Equipos Tratamiento de Agua Oferente 1.....	53
Figura 21. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 6. ...	54
Figura 22. Diagrama de proceso Propuesta Tratamiento de Agua Oferente 6.	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proceso de crudo	20
Tabla 2. Proceso de agua	22
Tabla 3. Parámetros Técnicos especificados por la operadora	36
Tabla 4. Criterios de evaluación técnica especificados por la operadora	38
Tabla 5. Evaluación Técnica Oferente 9.	46
Tabla 6. Evaluación Técnica Oferente 1	47
Tabla 7. Resumen Evaluaciones Técnicas Proponentes.	48
Tabla 8. Comparativo Económico Equipos Oferente 4 vs Operadora.....	51
Tabla 9. Comparativo Económico Equipos Oferente 1 vs Operadora.....	53
Tabla 10. Comparativo Económico Equipos Oferente 6 vs Operadora.....	55
Tabla 11. Consolidado económico de las propuestas preseleccionadas recibidas.	56
Tabla 12. Comparativo requerimiento de área oferentes habilitados.....	57

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO RUBIALES*

AUTOR: JAHIR ALEXANDER TUSSO ESPINEL**

PALABRAS CLAVES: Tecnologías de Tratamiento de Agua, Agua de Producción, Hidrocarburos, Proceso de Desalinización.

DESCRIPTION

El sistema de tratamiento de agua de producción en campo Rubiales en la actualidad se encuentra esquematizado y estandarizado en la utilización de unidades de flotación y paquetes de filtración para los que existen proveedores únicos. Este sistema aunque ha generado buenos resultados para las especificaciones de proceso de la compañía, ha generado una inminente dependencia comercial, limitación a la búsqueda de nuevas tecnologías, tiempos de construcción prolongados y quizás la consecuencia más importante, la ocupación de gran parte de las áreas hasta hoy licenciadas por la configuración y los tamaños de estos sistemas, ocasionando impacto en las expectativas de crecimiento en producción de las facilidades.

La búsqueda de alternativas beneficia la compañía, por cuanto se ofrece como una excelente oportunidad para explorar en el mercado mundial una oferta tecnológica que pueda beneficiar su proceso de tratamiento de agua de producción no solo en Campo Rubiales, sino en los nuevos campos en los que inicia o consolida su participación.

De igual manera, dentro de las iniciativas de la compañía se encuentran el transformar la forma en como la industria maneja el agua de producción asociada al crudo, que actualmente es un residuo, para que se convierta en un recurso para riego agrícola. Por lo tanto, es necesario asegurar que la caracterización del agua producida, que contiene habitualmente restos de aceites, hidrocarburos, sólidos y otros contaminantes, se modifique y los elementos que contiene el agua de proceso sean eliminados antes de llevar a cabo la desalinización.

* Monografía

**Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: Ing. José Luis Velandia Patiño.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF NEW TECHNOLOGY OF TREATMENT WATER IN FIELD RUBIALES *

AUTOR: JAHIR ALEXANDER TUSSO ESPINEL**

KEYWORDS: Water Treatment Technologies, Production Water, Hydrocarbon, Desalination Process.

DESCRIPCIÓN

The water production treatment system in Rubiales field today is standardized in the use of units flotation and packages of filtration for which there are only a supplier. This system has produced good results for process specifications in the company, although has created an imminent trade dependence, limiting the search for new technologies, long times construction and perhaps the most important consequence, the occupation of most of the areas now licensed by the configuration and size of these systems, this situation are causing impact on growth expectations in production facilities.

The looking for of alternatives is the best option for company, because it provides an excellent opportunity to explore in the world market a technology offering that will benefit water process treatment of production not only in Campo Rubiales, also in the new fields where is common obtain water in the process.

Similarly, a the company initiatives is to transform the way in which the industry manages water associated with production oil, currently a residue, to become a resource for agricultural irrigation. Therefore, it is necessary to ensure the characterization of the produced water, which usually contains traces of oil, hydrocarbons, solids and other contaminants, remove elements containing the process water before carrying out desalination.

* Monography

**Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: Ing. José Luis Velandia Patiño.

INTRODUCCIÓN

Ante las limitaciones de áreas licenciadas ambientalmente en Rubiales y el inminente riesgo para el crecimiento de la infraestructura que permita el incremento y sostenimiento de la producción de crudo y el manejo de agua asociada, se hace necesario la búsqueda de tecnologías y sistemas de tratamiento de agua de producción alternos al hoy día existente en Rubiales que brinden esta opción.

El siguiente informe, presenta los resultados del proceso de investigación y evaluación de alternativas de tratamiento de agua de producción asociada a la deshidratación de crudos pesados, así como la recomendación sugerida para la situación específica de Campo Rubiales Meta, bajo el análisis de factores como el técnico y el económico que pretenden sugerir una buena alternativa de mejora.

La primera parte del informe, resume la creación de Campo Rubiales, Meta, su evolución hasta el día de hoy, y una breve descripción del Proceso de deshidratación del crudo en las centrales de producción final o CPF's.

La segunda parte del informe, presenta una descripción de la tecnología actual utilizada en Campo Rubiales Meta para el tratamiento de agua de producción.

La tercera parte del informe presenta la evaluación de las alternativas de tratamiento de agua de producción a partir de la definición y comparación de criterios técnicos y económicos según el proceso existente en Campo Rubiales.

La última parte del informe presenta las recomendaciones sugeridas para el caso específico de Campo Rubiales, que permitan la mejora no solo a nivel de proceso de tratamiento de agua sino de optimización de áreas licenciadas que posibiliten el sostenimiento de la producción de crudo afectada por el crecimiento en los volúmenes de agua a manejar.

1. GENERALIDADES

1.1 RESEÑA HISTORICA DE PACIFIC RUBIALES ENERGY ¹

Las áreas de los Contratos de Asociación Rubiales y Pirirí fueron inicialmente exploradas por la Compañía Exxon a través de su subsidiaria en Colombia Intercol, las cuales formaban parte del Programa de Exploración denominado "Llanos Heavy Oil" ejecutado entre 1980 y 1983. Intercol reportó acumulaciones significativas de petróleo en Rubiales-1, los Kioskos-1, SM-5 y Pirirí-1. El pozo Rb-1 fue perforado en febrero de 1982 y produjo 450 bopd de 14 °API. En el año de 1983, Intercol decide terminar el Contrato de Rubiales, por considerarlo no-económico.

En 1986 Ecopetrol retoma el área y planea un proyecto de desarrollo, que no se lleva a cabo debido a la caída de los precios del petróleo. Posteriormente Ecopetrol ofrece el área para Contrato de Riesgo Compartido (C.R.C) reteniendo como Reserva Nacional el área de influencia de los pozos Rb-1, Rb-2 y Rb-3, con un radio de 500 metros. La Compañía Tuskar firma el primer contrato de C.R.C., con Ecopetrol y perfora diez (10) pozos dentro de este contrato. El primer pozo perforado por Tuskar fue el pozo Pirirí - 2, que probó un pequeño "play" fallado, con resultados desalentadores, fue clasificado seco. Posteriormente perforó el pozo Rb-4, el cual tuvo una producción inicial de 650 bopd. El pozo Rb-5 fue perforado a 9 km al este del pozo Rb-4, y tuvo una producción inicial de 945 bopd.

¹ Metapetroleum. Corp. Historia y Evolución

En 1988 la Compañía Tethys Petroleum Company, subsidiaria de Tuskar adquirió tres (3) bloques en las áreas de Rubiales, Manacacias y Pirirí. En el campo Rubiales perforó los pozos Rb-5 a Rb-8, siendo el Rb-8 un pozo seco y los demás productores. Los pozos Rb-9 a 12 fueron perforados durante 1990. El pozo Rb-9 tuvo una columna marginal de petróleo de 3 pies y el pozo Rb-10 fue productor. La perforación de los pozos Rb-11 y Rb-12 confirmó la acumulación de petróleo.

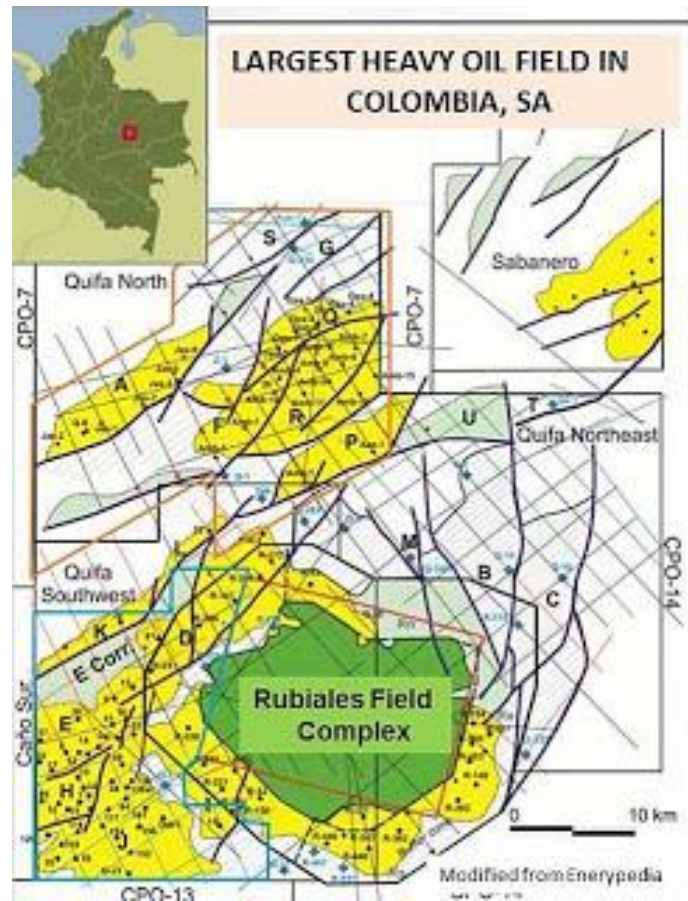
La Compañía COPLEX, subsidiaria de Coplex Resources N.L, entre 1992 y 1997 perforó los pozos Rb-14, Rb-15, Rb-16, Rb-17, Rb-18, Rb-19, Rb-21, Rb-23 y Rb-24. De estos el pozo Rb-14 fue taponado y abandonado, el Rb-18 fue probado sin éxito a causa de problemas mecánicos y el Rb-21 fue probado y cerrado por alta producción de agua. Los pozos Rb-15, Rb-16, Rb-17, Rb-19, Rb-23 y Rb-24 fueron productores de hidrocarburos.

En el año 2001 la compañía Tethys Petroleum Company, perforó los pozos Rb-22 y Rb-25. El Rb-22 se perforó inicialmente como un pozo piloto vertical y posteriormente se procedió a adelantar una perforación horizontal de 883 pies, navegando en las Areniscas Basales. Actualmente se encuentra suspendido temporalmente por problemas de orden mecánico. El Rb-25 fue perforado verticalmente y se obtuvo producción de 480 BOPD.

1.2 UBICACIÓN DE CAMPO RUBIALES

El Campo Rubiales se encuentra ubicado en la región de los Llanos Orientales, en el Departamento del Meta, a 167 Km de Puerto Gaitán en la jurisdicción de este municipio y a 465 Km de Bogotá.

Figura 1. Ubicación Campo Rubiales



Fuente: [www. Nejasayoil.com](http://www.Nejasayoil.com)

2. MARCO TEÓRICO

En los últimos cuatro años PACIFIC RUBIALES ENERGY ha transformado a campo Rubiales, en el campo de producción más grande de Colombia y en uno de los más grandes campos onshore de todo Latinoamérica. Sus importantes desarrollos han demostrado una dinámica producción que anualmente desde el año 2007, aumenta casi al doble con respecto al año anterior.

Campo Rubiales comprende los bloques Rubiales y Pirirí en la cuenca oriental de los llanos y es el mayor contribuidor a la producción de petróleo en Colombia. Este campo representa aproximadamente el 85% del total de la producción de la compañía y es el más grande en Colombia, compuesto de arenas basales, produce crudo pesado de aproximadamente 12.5° API.

El socio estratégico para este activo es Ecopetrol, quien posee un 50% de interés en el bloque Pirirí y 60% en Rubiales.

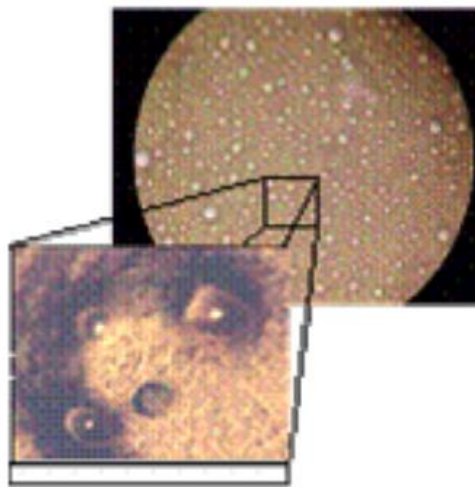
Antes de iniciar con la descripción específica del proceso y la tecnología de tratamiento de agua de producción utilizada en Campo Rubiales es importante entender el principio de la deshidratación del crudo y la formación de emulsiones por lo que a continuación se presenta una breve explicación.

2.1 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS. ²

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Micrografía de una emulsión agua en petróleo crudo.



Fuente: Inf. Téc. FIRP No 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela

² Inf. Téc. FIRP No 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela

¿Dónde y cómo se producen las emulsiones de agua en el petróleo?

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μm .

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la emulsión es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el “gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

2.2 DESCRIPCION DEL PROCESO DE DESHIDRATAACION EN LA CENTRAL DE FACILIDADES DE PRODUCCION FINAL.³

El CPF Central Production Facilities es la facilidad o la instalación central a la cual llegan los fluidos de todos los pozos del campo. En él se realiza el tratamiento y separación del crudo y del agua asociada a la producción.

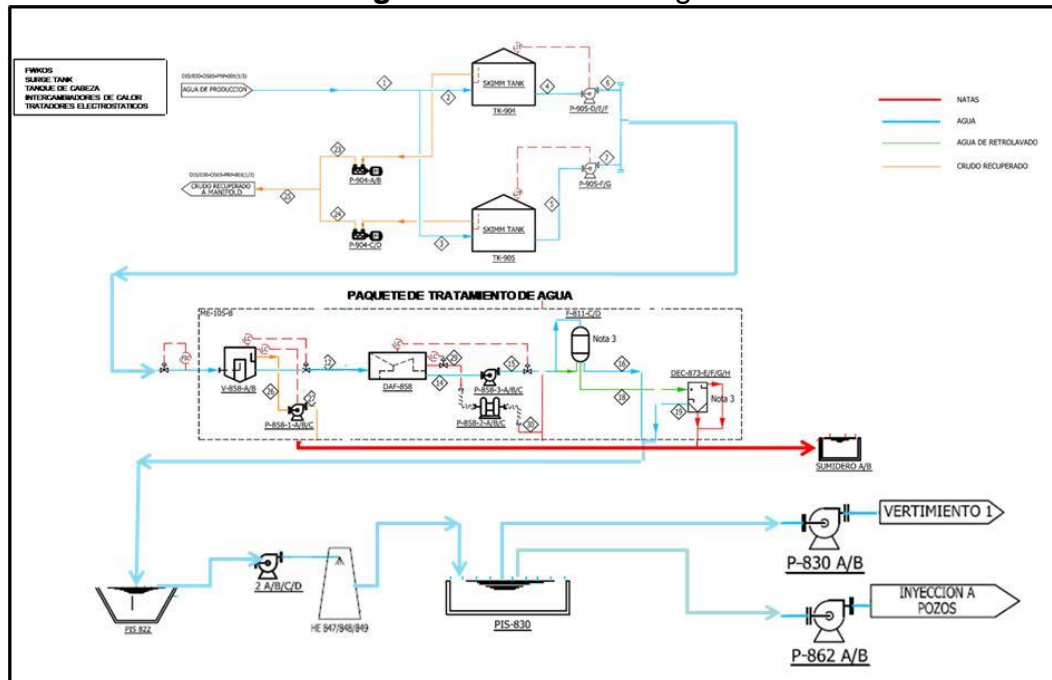
Tiene como objeto el recibir el crudo que viene de los pozos y mediante proceso de separación primaria de agua y deshidratación de crudo poder llevar al crudo bajo la especificación comercial un BSW de 0,05% de agua para poder ser almacenado en los tanques y posteriormente ser despachado mediante la

³ Pacific rubiales energy. Descripción centro de facilidades de producción rubiales.

EQUIPO	FUNCIÓN
BOMBAS DE CRUDO	Transfiere crudo desde tanque de cabeza hasta tanques de almacenamiento
INTERCAMBIADOR DE CALOR CRUDO / CRUDO	Este equipo se encarga de calentar el crudo que entra al tratador y de liberar calor del que sale del mismo
INTERCAMBIADOR DE CALOR VAPOR / CRUDO	Este equipo se encarga de aportar calor al crudo que sale del intercambiador crudo / crudo y entrará al tratador electrostático
TRATADOR ELECTORSTATICO	Este equipo se encarga de deshidratar el crudo hasta dejarlo en especificación 0,05% de agua
TANQUES DE ALMACENAMIENTO	Equipo donde se fiscaliza el crudo en especificación
BOMBAS DE CRUDO DESPACHO A CARGADERO	Equipo utilizado para direccionar crudo hacia cargadero de tracto camiones
BOMBAS DE CRUDO DE TRANSFERENCIA ODL	Equipo empleado para enviar crudo hacia ODL

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Proyectos

Figura 4. Proceso de agua



Fuente: Pacific Rubiales Energy. Proyectos

Tabla 2. Proceso de agua

EQUIPO	FUNCIÓN
SKIMM TANK	Recibe agua de producción, fwko, tk de cabeza, tratador. Agua con 10000 ppm y a 145 °F y entrega agua con 1200 ppm.
BOMBAS DE AGUA 881/905	Este equipo transfiere el agua desde los Skimm hasta los paquetes de tratamiento de agua.
PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUA (CPI, CELDAS DE FLOTACIÓN, FILTRO TIPO LECHO VEGETAL, DECANTADOR	El tratamiento de agua en estos equipos y a través de la utilización de rompedor inverso (celda de flotación), coagulante y floculante en filtración, permiten entrega de agua en cumplimiento de norma, esto es, valores menores a 1 ppm. Agua apta para vertimiento o para inyección.
PISCINA DE AGUA CALIENTE	Recibe el agua del paquete de tratamiento de agua se envía para las torres de enfriamiento y para inyección.

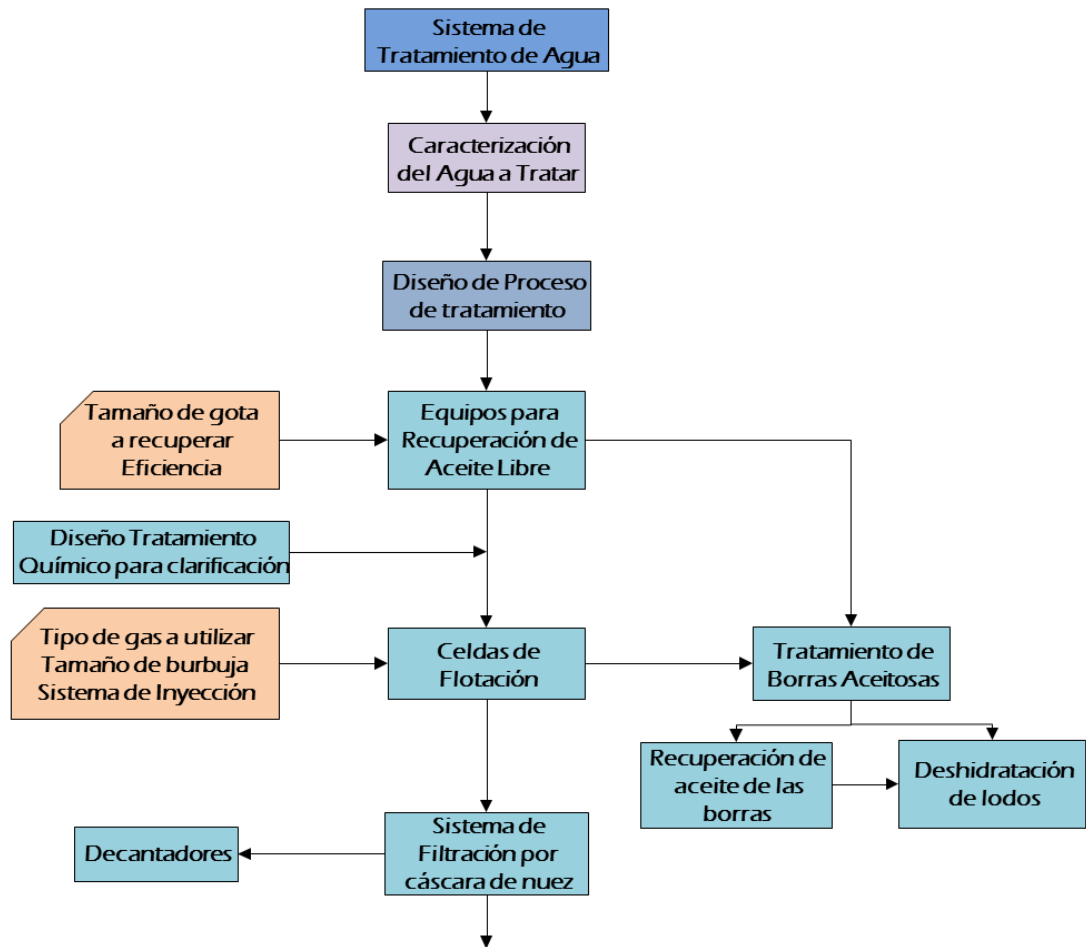
EQUIPO	FUNCIÓN
TORRES DE ENFRIAMIENTO	Recibe agua caliente, la enfría bajando su temperatura para vertimiento a 90°F y 1 ppm de hidrocarburo
BOMBAS DE VERTIMIENTO	Envían agua a 90°F y de 1 ppm de hidrocarburo y cloruros entre 150 y 180 ppm al vertimiento autorizado
BOMBAS DE INYECCIÓN A POZOS	Toman agua de las piscinas de agua caliente e inyectan el agua a los pozos autorizados por la licencia ambiental Temperatura de Fluido: 145 °F Gravedad Específica: 1 Sólidos Suspendidos Totales: 10 PPM pH : 5-9 Hidrocarburos Totales: 0-5 PPM

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Proyectos

2.3 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION⁴

El proceso de tratamiento de agua de producción en el sector hidrocarburos puede resumirse de manera general y práctica, de acuerdo al siguiente mapa conceptual.

Figura 5. Esquema convencional de tratamiento de agua de producción sector hidrocarburos.

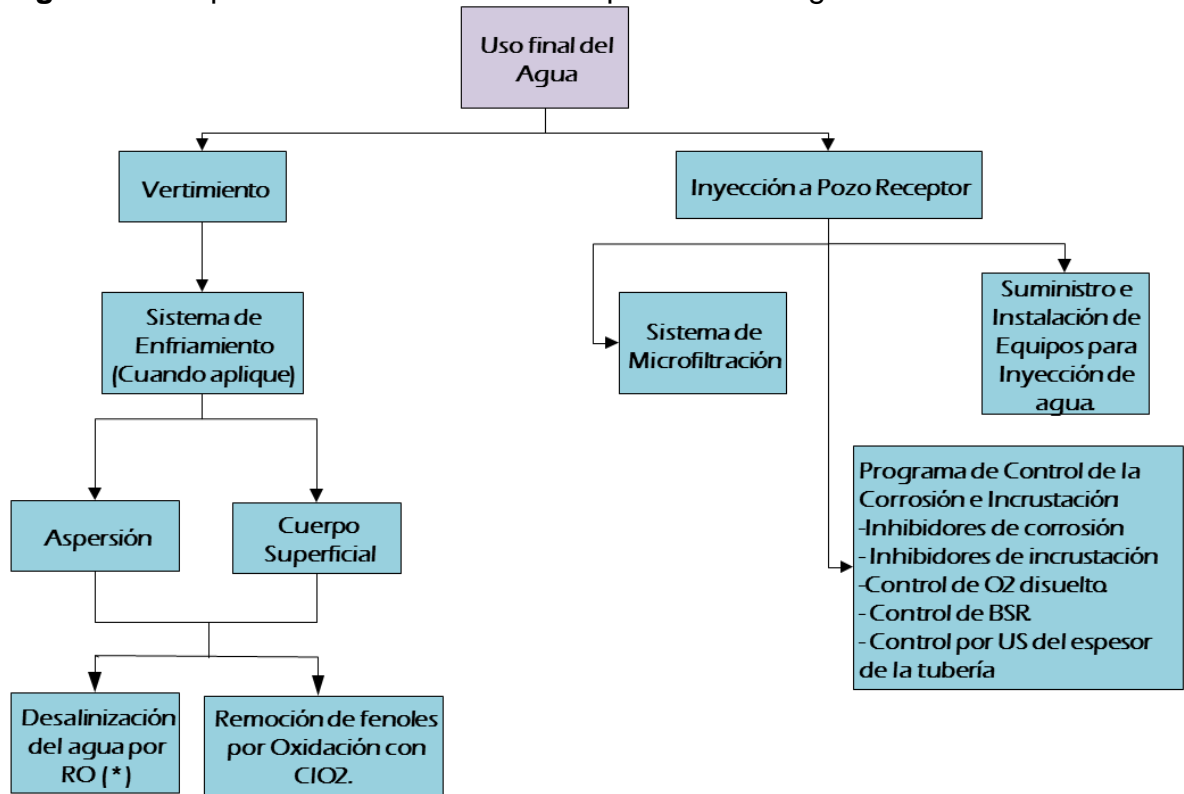


Fuente: VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo.

⁴ VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo

La fase de disposición de agua se puede esquematizar generalmente de la siguiente manera.

Figura 6. Esquema convencional de disposición de agua sector hidrocarburos.



Fuente: VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo.

3. DESCRIPCION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA EXISTENTE EN CAMPO RUBIALES

Haciendo énfasis en que el Fluido de pozo contiene aproximadamente 90% de agua, se hace necesario llevar a cabo un tratamiento de aguas para poder disponerla de nuevo al medio ambiente.

Este tratamiento de agua consiste en el paso de agua producida en todos los equipos de deshidratación de crudo a tanques skim, los cuales reducirán las ppm's de aceite en el agua de 10.000 a 1000, este equipo opera a 145°F, aproximadamente. De este equipo el agua es enviada a unas plantas de tratamiento de agua, estas plantas consisten de una celda de flotación, filtros y decantadores, los cuales reducirán de 1000 a 1ppm los hidrocarburos presentes en el agua. Una vez el agua tiene esta concentración tan baja de hidrocarburos es posible enviarla a una piscina para ser dispuesta a vertimiento o inyección. Es importante mencionar, que a lo largo de todo el proceso, tanques skim, celdas de flotación y decantadores, se tiene la aplicación de productos químicos que contribuyen en la obtención de los valores de remoción de crudo mencionados.

Disposición por Inyección. PAD'S

La filosofía en Rubiales es disponer el agua asociada a la producción de crudo en yacimientos a profundidad superior a los 2000ft, cumpliendo con los ppm requeridos para este tipos de disposición, menor a 5ppm. El agua de inyección es transferida desde los CPF'S por medio de troncales de 20" a 36" dependiendo de la capacidad de inyección definida, por medio de bombas verticales instaladas en

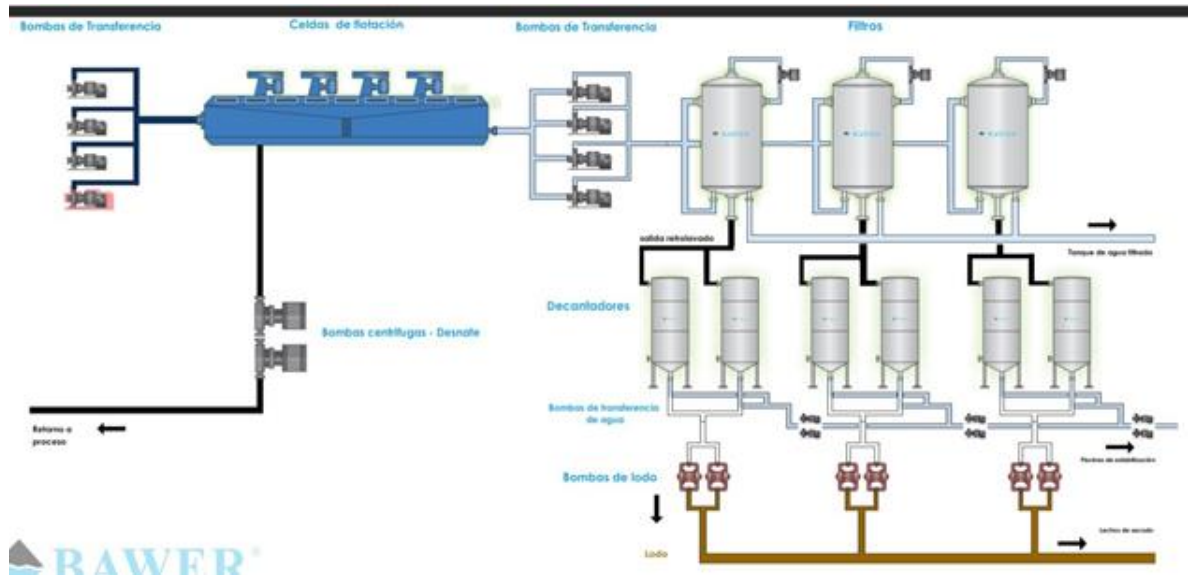
las piscinas de los CPF'S. Se transfiere el agua hasta las unidades de inyección del PAD.

El sistema de inyección está conformado por sistemas de succión (Configuración de tuberías de baja presión, válvulas, sistemas de control y monitoreo) el cual recibe el agua transferida desde las piscinas del CPF y la distribuye al grupo de unidades de inyección, las cuales descargan a altas presiones a un sistema de descarga (Configuración de tuberías, válvulas, accesorios, sistemas de control y monitoreo a altas presiones) el cual transfiere el agua por encima de 1500psig a los pozos inyectoros. El sistema tiene como fin inyectar el agua producida en los pozos. Los sistemas de inyección están configurados para mantener un número determinado de unidades de bombeo en operación y un número confiable de equipos de bombeo como respaldo.

3.1 DESCRIPCION DE PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUA CPF2

A continuación se describe la configuración específica de los denominados paquetes de tratamiento de agua (aguas abajo de los tanques skim) en la segunda central de producción de Campo Rubiales, puesta en marcha durante 2010. Facilidad en la que ha concentrado el crecimiento en la producción Rubiales así como el manejo del agua asociada desde dicha fecha.

Figura 7. Esquema típico de paquete de tratamiento de agua Rubiales.

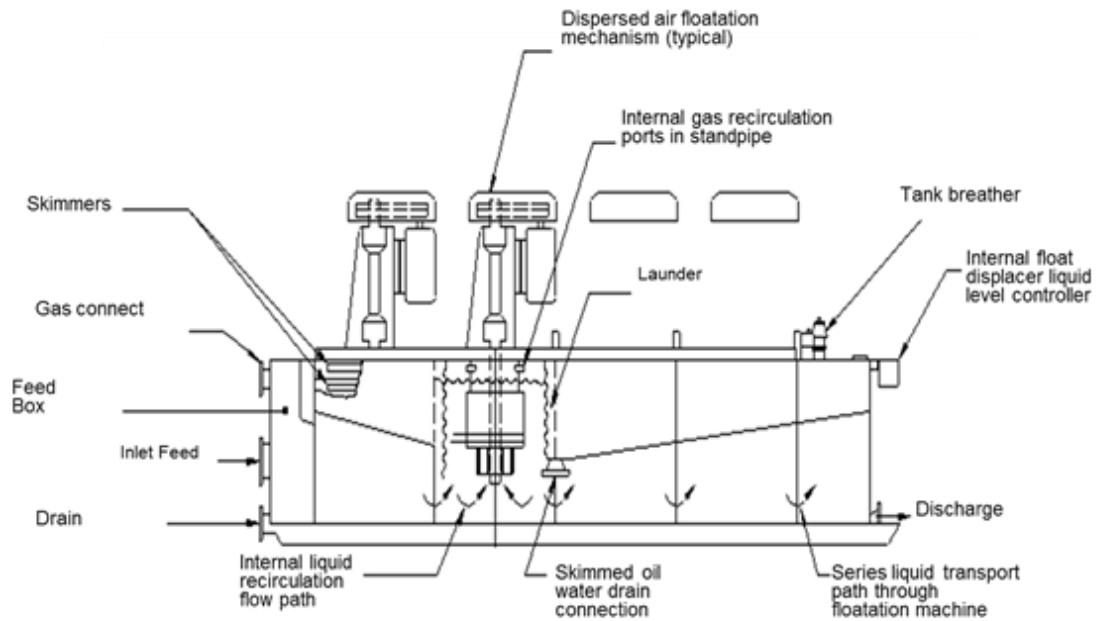


Fuente: Bawer.

3.1.1 Celdas de flotacion bawer. Principios de Funcionamiento:

- Las unidades de flotación funcionan por inducción de burbujas de aire ó gas en el agua de entrada.
- El producto químico que se inyecta anterior a la celda de flotación ayuda a que el aceite se adhiera a las burbujas de aire que suben hasta la zona donde son evacuadas de la celda a través de un sistema rotativo de desnate.

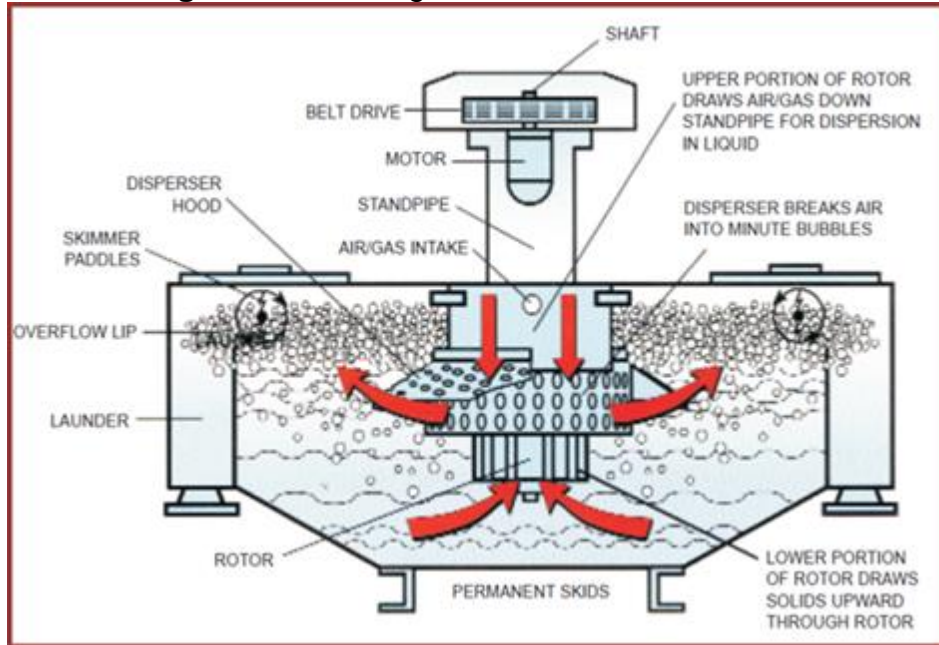
Figura 8. Esquema unidad de flotación.



Fuente: Cameron.

- Cada compartimiento posee un conjunto motor- agitador para crear un vórtice para direccionar las burbujas a la parte baja del tubo para inyectarlas en el agua, luego fuerza el agua enriquecida con aire para hacerla subir a la parte de arriba arrastrando la mayor cantidad de aceite posible.

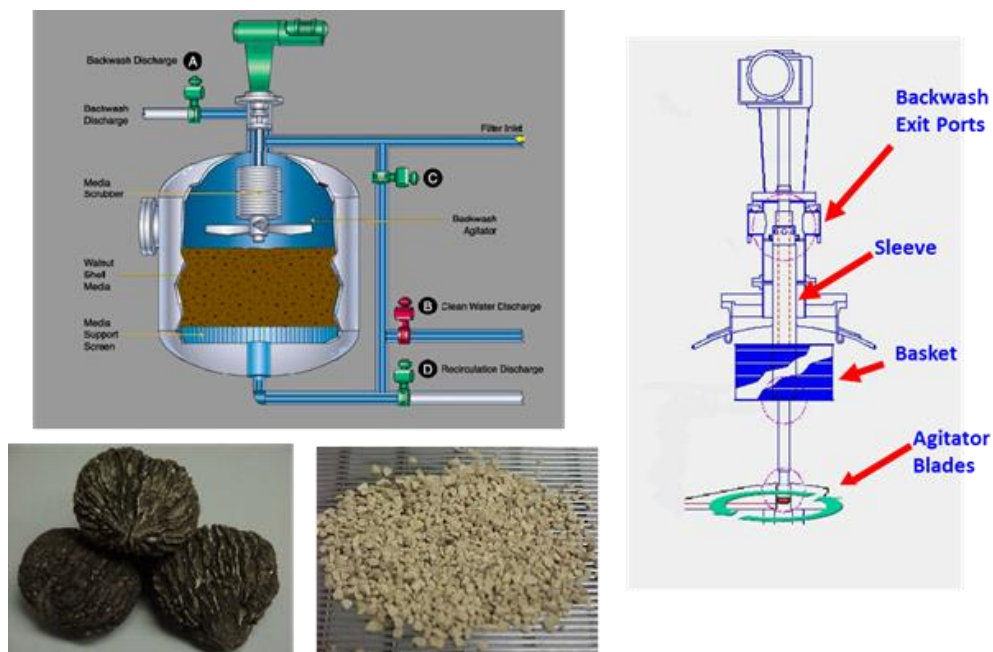
Figura 9. Efecto agitadores celda de flotación.



Fuente: Cameron.

3.1.2 Filtro automático de lecho vegetal ICCD. La etapa de pulimento se desarrolla en el Filtro Automático de lecho vegetal, el cual cuenta con un sistema de alta eficiencia en la regeneración del lecho, manteniendo su propiedad de adsorción.

Figura 10. Esquema filtro cascara de nuez.



Fuente: Cameron.

Características generales:

- Tanques diseñados (Norma ASME secc. VIII) de acuerdo a la velocidad de filtración.
- Condiciones de Diseño del Filtro:

$$Q = 50000 \text{ BWPD } c/u$$

$$P_d = 80 \text{ psi}$$

$$MAWP = 92,3 \text{ psi (cuerpo)}$$

$$P_h = 104 \text{ psi}$$

$$P_o = 40 - 60 \text{ psi}$$

$$P_{sv} = 80 \text{ psi}$$

$$P_{sh} = 80 \text{ psi}$$

$K_f = 13 \text{ gpm/ft}^2$

$D = 3,6 \text{ mts}$

$H = 2,44 \text{ mts}$ (Entre costuras)

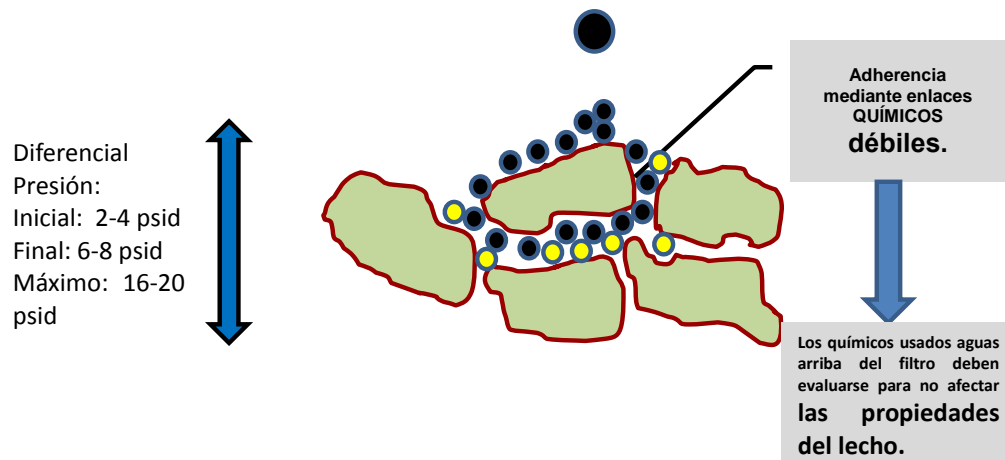
$D_p = 16 \text{ psid}$ (max permitida ent-sal)

$TSS = 80 \text{ mg/lit}$ (max permitido entrada)

$O/W = 80 \text{ ppm}$ (max permitido entrada)

- Como lecho filtrante se utiliza la cáscara de nuez, que es un producto resultado de la molienda tipo industrial de la palma africana, la cual es seleccionada para asegurar un óptimo desempeño. Se utiliza este lecho por sus propiedades oleofílicas y de adsorción que atrapan los aceites y sólidos del agua.

Figura 11. Efecto adsorción del lecho.



Fuente: ICCD.

3.1.3 Tanques decantadores ICCD. Para manejar el agua de retrolavado, se cuenta con los tanques Decantadores Automatizados, los cuales combinan el tiempo de residencia y la acción de químicos para separar lodos, crudo y agua clarificada.

Características generales:

- Capacidad para alojar el volumen de retrolavado 2600 Barriles por cada retrolavado de tres filtros de 50K c/u.
- Posibilidad de Proceso estático para separación de fases (Lodos, natas y borras y agua).
- Geometría del tanque vertical y con fondo cónico, para facilitar la separación de fases y su posterior disposición

Figura 12. Imagen equipo decantador.



Fuente: ICCD

3.2 AREAS OCUPADAS POR LAS PLANTAS DE AGUA EN LOS CENTROS DE PRODUCCION DE RUBIALES

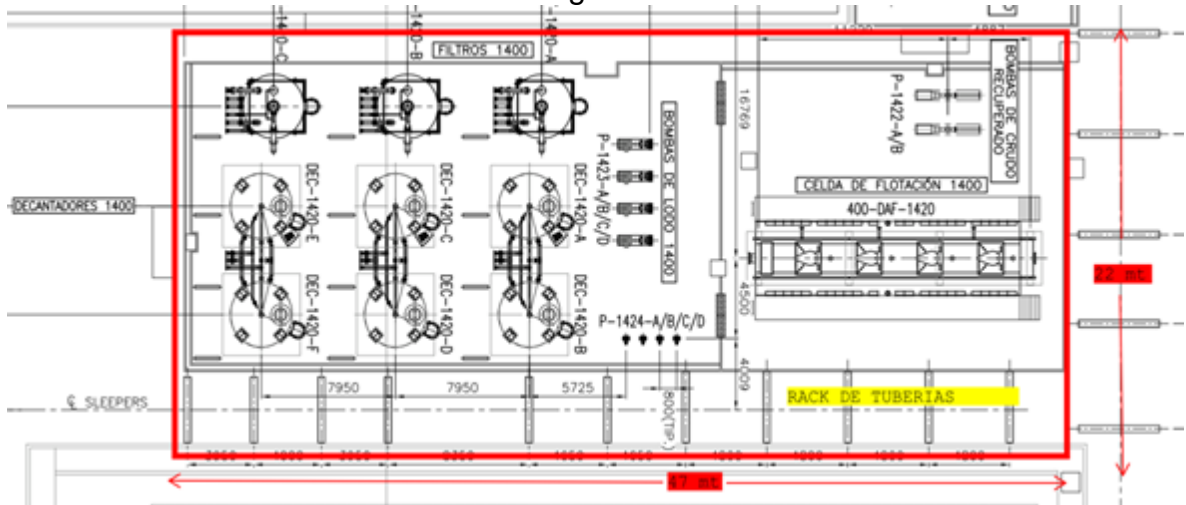
Luego de conocer el proceso de tratamiento de agua de producción en campo Rubiales es posible tener una idea de la extensión de terreno destinada a estas facilidades en cada uno de los centros de producción. De allí, que esta sea una de las razones importantes y necesarias de la búsqueda de una tecnología, que permita sin demandar mayores áreas, asegurar el crecimiento en la capacidad de tratamiento de agua asociada a los volúmenes de crudo producidos por la compañía. En la actualidad para el caso de Rubiales, las áreas licenciadas para construcción de facilidades están casi copadas y el corte de agua acelera su aumento. Hoy como referente, la ocupación en metros cuadrados para el tratamiento de 450KBWPD es de aproximadamente 8000 m².

Figura 13. Imagen área ocupada sistemas de tratamiento de agua CPF2 de Rubiales. Capacidad 1950KBWPD.



Fuente: Autor

Figura 14. Esquema configuración de equipos y área ocupada por una planta de tratamiento de agua de 150KBWPD.



Fuente: Pacific Rubiales Energy. Proyectos.

Figura 15. Imagen piscinas de pulimento CPF2 de Rubiales requeridas para un manejo de 1950KBWPD.



Fuente: Autor

4. ESTUDIO DE MERCADO Y EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO DE AGUA

4.1. CRITERIOS DE EVALUACION TÉCNICA

Con el propósito de poder establecer acercamiento con los posibles proponentes de tecnologías de tratamiento de agua y asegurar que las alternativas tecnológicas propuestas puedan ser aplicables a las condiciones del fluido manejado en Campo Rubiales, se definen las variables, los rangos y los parámetros de cumplimiento técnico requeridos por el operador como documento base de la oferta, es decir el data sheet para el proceso de tratamiento de agua de Rubiales.

De la misma manera, se definen los criterios bajo los cuales se analizarían las ofertas y se generaría la preselección. Para la definición de estos requerimientos se constituye un grupo multidisciplinario de la operadora con amplio conocimiento en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de los sistemas de tratamiento de agua. A continuación el consolidado generado como data sheet y como criterios de evaluación:

Tabla 3. Parámetros Técnicos especificados por la operadora

Criterios de Evaluación Técnica Nueva Tecnología					
Entradas de Proceso / Por METAPETROLEUM					
Se presentan los valores del proceso a tener en cuenta a la entrada y a la salida del Sistema de tratamiento de agua o nueva tecnología a ofrecer, los valores "a la entrada" son aguas abajo provenientes de un TK Skimm					
PARAMETROS	Método Medición	Unidades	Minimo	Normal	Maximo
Fluido			OIL WATER SEPARATION		
Densidad	Densímetro	g/cc	0,9942		
pH	pHmetro	H+	7,415		
Viscosidad Agua + Aceite		Cp	0,6		
Densidad Agua		lb/ft3	61,05		
Densidad Crudo		lb/ft3	59,3		
Densidad Total		lb/ft3	61,48		
Temperatura	Inmersión Digital 2550	°F	141	145	155
Presión operación		Psig	Atm	Atm	Atm
Flujo		BPD	150000	Nota 1	Nota 1
Sólidos Suspendidos Totales mg/l a la Entrada	Gravimetría	mg/l	400	500	600
Sólidos Suspendidos Totales mg/l a la Salida	Gravimetría	mg/l	0,5	0,8	1
Concentración Grasas y/o Aceites a la Entrada	Espectrofotométrico	mg/l	700	1000	2000
Concentración Grasas y/o Aceites a la Salida	Espectrofotométrico	mg/l	0,5	0,8	1
Cloruros mg/l	Volumétrico	mg/l	180		
Tamaño partícula (aceite + sólido)		micron	150		
Propiedades del Crudo	Ver informe adjunto - crude assay Crudo despacho campo rubiales				
Parámetros Fluidos actuales generados en el tratamiento actual					
	Propiedades /Parámetros	Disposición Final del fluido			
Agua tratada filtración	Ver archivo adjunto	Piscina de pulimento			
Crudo recuperado (Celdas)	Libre de sólidos	Manifold			
Crudo recuperado (Filtros)	Mínimo contenido de agua	Planta de tratamiento lodos			
Parámetros Aire Comprimido Planta Campo Rubiales					
			Operación	Diseño	
Aire Instrumentos	Temperatura	°F	120	138	
	presión	Psig	100	125	
	flujo masico	lb/h	638	766	
	flujo volumetrico	SCFM	140	167	
	Densidad	lb/ft3	0,534		
Aire Planta	Temperatura	°F	120	138	
	presión	Psig	125	145	
	flujo masico	lb/h	11670	14000	
	flujo volumetrico	SCFM	2550	3060	
	Densidad	lb/ft3	0,627		

Datos Diseño Mecanico Equipos Nueva Tecnología	
Descripcion	Caracteristica
Tipo Unidad	Nota: 1
Transportable en una Sola Unidad (Sobre Skid)	Nota: 1
Sistema Separación	Nota: 1
Recuperación Aceite	Bombas Centrifugas
Transferencia - Recuperacion Agua Producción	Bombas Centrifugas
Área mínima para presentar ubicación y arreglo general de equipos	Se adjunta esquema de la configuración actual en campo (22 mt x 47 mt)
Codigos Aplicables	
Descripcion	Codigo
Welding	AWS
Piping	B31.3
Vessel	ASME SECTION V III
Structural Steel	ASTM
Experiencia - Instalación equipos Capacidad mínima de 150KBWPD	
Sistemas instalados de 150KBWPD	Confirmar cantidad de equipos instalados. Ubicación de equipos o laboratorio para visita
Servicio Tecnico	Especificar sede del servicio tecnico (Nacional / Internacional)
Mantenimiento	Especificar listado de piezas o repuestos con tiempos de adquisición
SALIDAS A CARGO DEL PROVEEDOR	
Documentos minimos esperados por el oferente para evaluación	
Descripcion	Documentos
Como salidas a cargo del proveedor se los equipos se solicita los siguientes valores y variables las cuales deben ser parte de la Data de los equipos que son medibles, almacenables; las cuales haran parte de la evaluación tecnica y de desempeño de los equipos	PFD's
	P&ID's
	Arreglo general equipos
	Plon Plan
	Listado de Cargas
	Balance Energetico
	Listado general de repuestos para mantenimiento y/o operación
	Listado de equipos
	Filosofía de Control
	Topologia de control
	Listado de señales
	Filosofía del esquema de tratamiento
	Balance de efluentes
Cantidad estimada de otros consumibles	

Nota 1: A ser propuesto por los invitados al proceso.

Autor: Pacific Rubiales Energy. Jahir Alexander Tusso Espinel – Grupo Multidisciplinario.

Tabla 4. Criterios de evaluación técnica especificados por la operadora

Item	Aspecto a evaluar
1.	Eficiencia de remoción de grasas (Salida de celdas < 100 ppm, Salida de filtros < 1 ppm)
2.	Espacio utilizado para la instalación de los equipos (47 m X 22 m)
3.	Tiempo de suministro e instalación de los equipos (160 días)
4.	Compatibilidad con los equipos instalados
5.	Capacidad de manejo de fluidos (Mínimo 150 kbfpd)
6.	Simplicidad del proceso (Número de operadores requeridos, cantidad de equipos requeridos, sistemas auxiliares asociados, cantidad de consumibles)
7.	Representación exclusiva de la tecnología a implementar
8.	Eficiencia energética
9.	Servicio técnico (Capacidad técnica y tiempos de respuesta)
10.	Tiempo de estabilización del proceso. (30 días)
11.	Transportabilidad (Peso y dimensiones)
12.	Garantía de los equipos (> 10 años para estáticos y > 5 años para rotativos)
13.	Repuestos de arranque y por 2 años de operación (tiempo de respuesta durante la operación < 3 meses)
14.	Experiencia suministro de equipos de tratamiento de agua / crudo pesado
15.	Garantía de calidad del equipo (18 meses a partir del suministro y un año a partir de la puesta en servicio)

Autor: Pacific Rubiales Energy. Jahir Alexander Tusso Espinel – Grupo Multidisciplinario.

Con esta especificación técnica y a través de un proceso de participación abierto realizado bajo los procedimientos, protocolos y plataformas comerciales de la operadora de Rubiales, se adelanta la exploración del mercado.

Es importante mencionar que adicional a la especificación de proceso requerida y a los criterios de evaluación descrita en la tabla anterior, se solicitó que los proponentes presenten alternativas integrales, es decir, no se tendrán en cuenta para el proceso, aquellas ofertas que presenten sistemas parciales de tratamiento, el objetivo es evaluar sistemas diferentes al actual, compuesto por dos compañías.

Con estas premisas para el proceso, se recibe información técnica de diez (10) compañías listadas a continuación:

- Consorcio Tejada-Ruiz Fajardo ingenieros.
- Cameron
- Valrex
- Siemens
- Aluvia
- Bawer
- ICCD
- Diprotec
- Ramguz
- Mycelx

4.2. EVALUACIÓN TÉCNICA Y PRESELECCIÓN

Con el propósito de mantener la reserva de información técnicos de cada una de las compañías participantes en este proceso, a partir de este punto del documento no se mencionaran los nombres de las empresas sino serán referidas como oferentes. De igual forma es importante mencionar, que el orden a continuación presentado, no corresponde al orden listado arriba de participantes.

A continuación una breve descripción técnica de las ofertas recibidas:

4.2.1 Oferente 1. Garantizan los valores para sólidos suspendidos totales a la salida, sin embargo los valores de entrada son menores a los requeridos por PRE. No presenta decantadores, pero presenta un paquete de filtros de pulimento. Presenta una celda de flotación de 150KBPD tecnología IGF, 3 Filtros de cascara de nuez, 8 unidades de pulimento de agua. Brindan el servicio de modernización de los equipos e instrumentación, asistencia para mantenimiento con equipo mecánico y capacitación de personal. Los diferentes equipos han sido implementados en diversos proyectos los cuales enlista en la presentación enviada.

4.2.2 Oferente 2. Tecnología de coalescencia y LUCID. Los equipos que presenta son: equipo lucid, filtros y coalescedor. Piden desarrollar un piloto de 35 BPD. Acorde a la información suministrada garantizan los valores para sólidos suspendidos totales y grasas y aceites a la salida.

4.2.3 Oferente 3. Requieren una caracterización adicional del fluido y prueba piloto para garantizar un mayor rendimiento. Los equipos que presenta son un coalescedor ReGen (tecnología de filtración y retrolavado) y filtros de pulimento. Garantizan los valores requeridos a la salida para los TSS y para las grasas y aceites. Los equipos definidos para el proceso de 150KBWPD son 5 Coalescedores patentado MyCelx divididos en 2 skids y 5 trenes de filtros de pulimento divididos en 3 skids cada tren con 3 filtros. Los diferentes equipos han sido implementados en diversos proyectos los cuales enlista en la presentación enviada.

4.2.4 Oferente 4. Celda de flotación IGF de 150 KBPD puede llegar hasta 171 KBPD, incluye 4 motores de 30 HP para los rotores de los depuradores y 2 motores de 0.25 HP para los skimmer; filtro de cáscara de nuez de 150 KBPD puede llegar hasta 157 KBPD, incluye dos motores de 60 HP para los agitadores, ciclo de retrolavado el cual toma aprox. 31 min y requiere 55 KBPD de flujo para el retrolavado, los filtros podrían necesitar filtros adicionales; 2 trenes de 3 tanques decantadores; Un skid de 2 bombas centrifugas de alimentación hacia los filtros de cáscara de nuez de 150K BWPD @ 70 psi (250 HP); 3 bombas neumáticas de diafragma de 7500 BPD @ 40 ft. Se debe tener en cuenta el desequilibrio de flujo entre las celdas de flotación y los filtros de cáscara de nuez durante el retrolavado: Durante el retrolavado, la velocidad de flujo a los filtros de cáscara de nuez se reduce a aproximadamente 1/3 de la tasa de flujo de la operación normal. La velocidad de flujo de las celdas de flotación debe permanecer estable.

4.2.5 Oferente 5. No especifican ningún equipo o combinación de equipos para los criterios de evaluación enviados por PRE. Presentan alternativas de tratamiento como sistema de filtración y coalescencia: Agua de producción a la entrada hasta 250 F, 2000 ppm de grasas y aceites y 200 TSS. Agua tratada a la salida hasta 250 F, < 5 ppm de grasa y aceites y < 3 ppm TSS. Es realizado en dos etapas, primero se da una remoción de sólidos suspendidos para después pasar a una etapa de recuperación de aceite.

Sistema de osmosis inversa requiere grandes presiones, 600 psig.

Sistema de laguna y humedales requiere disponer de una gran área.

4.2.6 Oferente 6.Garantizan los valores para sólidos suspendidos totales a la salida, sin embargo los valores de entrada son menores a los requeridos por PRE. En el proceso propuesto incluyen: un separador primario, celdas de flotación IGF, spectrum micro media filter, recopur softener SAC y equipo de osmosis inversa. La pieza clave mencionada por el oferente en su esquema de proceso es el spectrum micro media filter, el cual garantiza partículas de aceite menores a 1 ppm y TSS menor a 0.2 ppm, removiendo el 98% de las partículas mayores a 2 micrómetros. El recopur es un sistema avanzado de intercambio iónico el cual brinda mayor volumen de recuperación de agua, elimina pretratamientos químicos, reduce los tiempos de limpieza de las membranas de osmosis inversa; el tamaño en volumen es mucho menor a otros intercambiadores iónicos convencionales.

4.2.7 Oferente 7.Equipos empleados: tanque desnatador, celda de flotación, bombas centrifugas, filtros de cáscara de nuez, tanque decantador, filtros de cabeza, filtros de cartucho. También envían las patentes que tienen de sus equipos. Equipos de flotación probados en el proceso de campo.

4.2.8 Oferente 8.Sistema compuesto por unidad de flotación y filtros. Ventajas ofrecidas por el proponente:

1. Menor cantidad de equipos, mejorando operabilidad y mantenimiento
 2. Control centralizado
 3. Mejoramiento en el retiro independiente de flujos de recuperación de crudo y borras, bajando cargas químicas hacia el filtro y disminuyendo su saturación que redundan en menos retrolavados.
 4. Menor costo en construcción y materiales de interconexión
 5. Disminución del consumo de aire de instrumentos
 6. Mejora eficiencia en la aplicación de químico
- Ahorro en energía permanente de operación del 10%
7. Igual energía de operación ocasional

8. Dos veces mayor disponibilidad de equipos de stand by
9. Ahorro del 36% en área requerida de la planta
10. Equipos de fabricación y representación nacional
11. Construcción de equipos y ensamble en talleres propios
12. Tiempos de entrega de hasta 90 días
13. Asistencia técnica inmediata
14. Disminución en costos de equipos

Sistema de filtración operativo en facilidades de producción de campo Rubiales.

4.2.9 Oferente 9. Sistema compuesto por unidad de flotación y sistema de filtración. Ofrece las siguientes innovaciones:

1. Generador de burbuja de doble efecto.
2. Divisor de flujo de entrada.
3. Remoción de aceites en caja de entrada.
4. Desnatador de paletas angulares.
5. Levantador de flujo.
6. Deflector para mezcla y entrada tangencial en decantador.
7. Sistema de desnatado en decantador.

Esta incluido en esta distribución un equipo adicional al proceso básico (Smart tank) el cual es opcional, con capacidad de 3000 BBLs, con las siguientes ventajas:

Incrementa la eficiencia de recuperación, manejo de mayores concentraciones, disminuye la cantidad de sólidos suspendidos, lo cual, reduce la carga de los equipos aguas abajo del Smart tank, es mecánicamente confiable (No tiene partes móviles), adaptable a otras tecnologías existentes.

Ventajas ofrecidas por el proponente:

1. El diseño y tecnología elaborada y avalada por la compañía "CJ HENSLEY ENGINEERING, LLC" ODESSA TEXAS mejorando las eficiencias de operaciones.
2. Menores costos de operación, mantenimiento y consumo de energía
3. Minimización de consumo de químicos
4. Fabricación del 100% de los equipos localmente, servicio post venta 24 horas, suministro de repuesto originales inmediatos.

4.2.10 Oferente 10. El proponente cuenta con las siguientes opciones para el proceso de tratamiento:

1. Separación Primaria:

- a. Pro Spin Hydrocyclone (Usualmente usado en offshore y aplicaciones donde se disponga de alta presión, eficiencia entre 85-95% con tamaño de gota >12-25 micrones, típica calidad de salida 25-100 ppm).
- b. Pro plate CPI/ ProSkim Vertical Skimmer: Mejor eficiencia en separación para procesos con presiones menores a 50 psig. Calidad típica de salida 50-150 ppm.

2. Separación secundaria:

- a. Pro Float IGF: Capacidad entre 10,000-100,000 BWPD, con una eficiencia típica de hasta 80%. Disponible en multiceldas horizontales y celda única vertical.

3. Separación terciaria: Pro Shell nutshell media filter: Eficiencia de renovación 95% de crudo y sólidos más grandes de 5 micrones. Con adición de químicos puede exceder el 98% de remoción para tamaños mayores a 3 micrones.

Teniendo en cuenta los requerimientos de proceso previamente referidos para la evaluación de las 10 ofertas recibidas, y con los 15 criterios definidos como fundamentos para la calificación a los que se asigna un peso específico por criterio de importancia (3 a 5) y para el que se genera un valor promedio de calificación (1 a 5), resultado de la media de la valoración y criterio del profesional del grupo interdisciplinario que apoya esta fase de preselección técnica. Se establece como juicio para la preselección, un resultado total sobre los 15 considerandos un valor total igual o mayor a 75% sobre 100%.

A continuación ejemplos de puntuaciones de las ofertas evaluadas:

Tabla 5. Evaluación Técnica Oferente 9.

EMPRESA: OFERENTE 9		TECNOLOGIA:		FECHA
RESPONSABLE:				HORA
FUNCIONARIO EVALUADOR:			RUIZ FAJARDO	
	Aspectos	Peso	Puntuación	Total
1.	Eficiencia de remoción de grasas (Salida de celdas < 100 ppm, Salida de filtros < 1 ppm)	5	3,3	16,6666667
2.	Espacio utilizado para la instalación de los equipos (47 m X 22 m)	5	2,4	12
3.	Tiempo de suministro e instalación de los equipos (160 días)	4	3,2	12,8
4.	Compatibilidad con los equipos instalados	4	3,0	12
5.	Capacidad de manejo de fluidos (Mínimo 150 kbfpd)	5	3,8	19,1666667
6.	Simplicidad del proceso (Número de operadores requeridos, cantidad de equipos requeridos, sistemas auxiliares asociados, cantidad de consumibles)	4	2,5	10
7.	Representación exclusiva de la tecnología a implementar	2	2,0	4
8.	Eficiencia energética	3	1,6	4,8
9.	Servicio técnico (Capacidad técnica y tiempos de respuesta)	3	2,5	7,5
10.	Tiempo de estabilización del proceso. (30 días)	3	2,2	6,5
11.	Transportabilidad (Peso y dimensiones)	3	3,25	9,75
12.	Garantía de los equipos (> 10 años para estáticos y > 5 años para rotativos)	4	2	8
13.	Repuestos de arranque y por 2 años de operación (tiempo de respuesta durante la operación < 3 meses)	3	2,7	8
14.	Experiencia suministro de equipos de tratamiento de agua / crudo pesado	3	2,7	8
15.	Garantía de calidad del equipo (18 meses a partir del suministro y un año a partir de la puesta en servicio)	3	1,4	4,2
				143,383333
				Porcentaje 53,10%
NOTAS: Puntuación máxima 5 mínima 1				
OBSERVACIONES: Aprobacion de proceso mayor a 75%				

Fuente: Autor

Tabla 6. Evaluación Técnica Oferente 1

EMPRESA: OFERENTE 1		TECNOLOGIA:		FECHA
RESPONSABLE:				HORA
FUNCIONARIO EVALUADOR:			DEPENDENCIA	
	Aspectos	Peso	Puntuación	Total
1.	Eficiencia de remoción de grasas (Salida de celdas < 100 ppm, Salida de filtros < 1 ppm)	5	4,3	21,7
2.	Espacio utilizado para la instalación de los equipos (47 m X 22 m)	5	3,0	15,0
3.	Tiempo de suministro e instalación de los equipos (160 días)	4	2,0	8,0
4.	Compatibilidad con los equipos instalados	4	4,0	16,0
5.	Capacidad de manejo de fluidos (Mínimo 150 kbfpd)	5	4,7	23,3
6.	Simplicidad del proceso (Número de operadores requeridos, cantidad de equipos requeridos, sistemas auxiliares asociados, cantidad de consumibles)	4	3,7	14,7
7.	Representación exclusiva de la tecnología a implementar	2	3,8	7,7
8.	Eficiencia energética	3	3,7	11,0
9.	Servicio técnico (Capacidad técnica y tiempos de respuesta)	3	3,7	11,0
10.	Tiempo de estabilización del proceso. (30 días)	3	3,5	10,5
11.	Transportabilidad (Peso y dimensiones)	3	3,7	11,0
12.	Garantía de los equipos (> 10 años para estáticos y > 5 años para rotativos)	4	3,5	14,0
13.	Repuestos de arranque y por 2 años de operación (tiempo de respuesta durante la operación < 3 meses)	3	3,6	10,8
14.	Experiencia suministro de equipos de tratamiento de agua / crudo pesado	3	4,0	12,0
15.	Garantía de calidad del equipo (18 meses a partir del suministro y un año a partir de la puesta en servicio)	3	3,8	11,4
				198,0
			Porcentaje	73,35%
NOTAS: Puntuación máxima 5 mínima 1				
OBSERVACIONES: Aprobacion de proceso mayor a 75%				

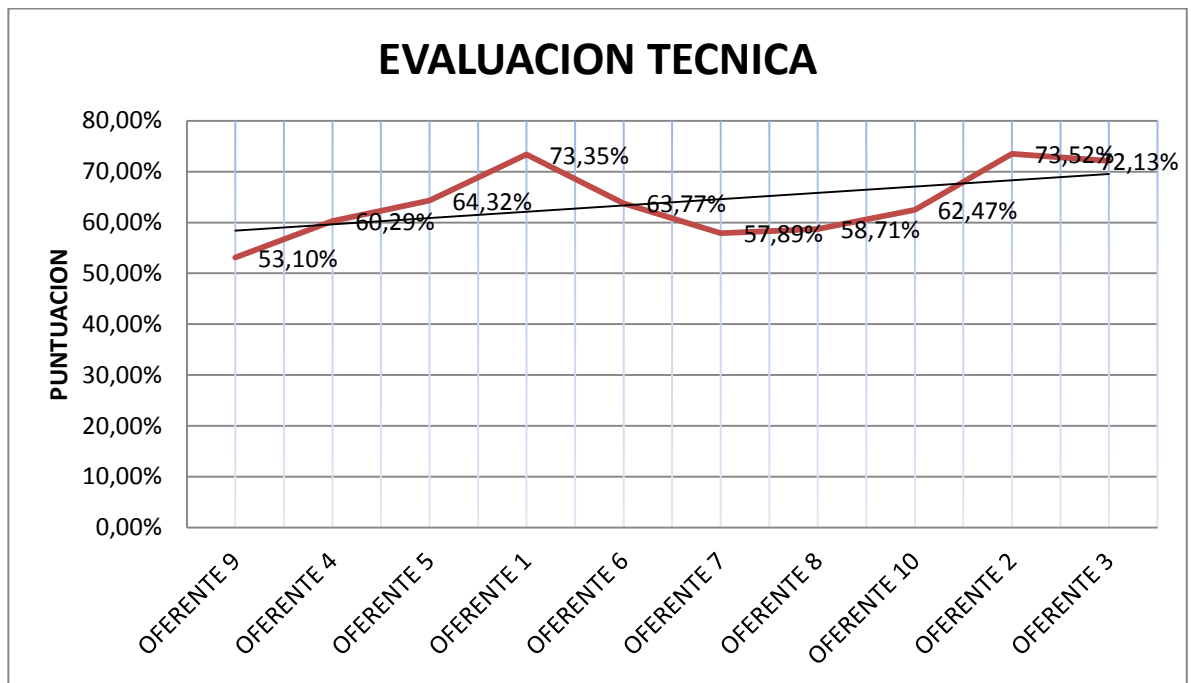
Autor: Jahir Alexander Tusso Espinel

Tabla 7. Resumen Evaluaciones Técnicas Proponentes.

		PROPONENTE									
		OFERENTE 9	OFERENTE 4	OFERENTE 5	OFERENTE 1	OFERENTE 6	OFERENTE 7	OFERENTE 8	OFERENTE 10	OFERENTE 2	OFERENTE 3
TECNOLOGIA		PRESENTA SMART TANK. TANQUE MUY GRANDE	WEMCO DEPURATOR HYDROMATION 340	FILTRACION Y COALESCENCIA HRT(HYDROCARBON RECOVERY TECHNOLOGY)	PRIMARY, SECONDARY (IGF), WSF	SPECTRUM MICROMEDIA FILTER	NO PRESENTA NADA NUEVO A LO INSTALADO EN CAMPO	PRESENTA UN DECANTADOR QUE UNE LOS 6 PARA 150.000	TORR (COALESCING) API ABOVE 16	TECNOLOGIA COALESCENCIA + LUCID	TECNOLOGIA COALESCEDORES
EVALUACION		Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación	Puntuación
		53,10%	60,29%	64,32%	73,35%	63,77%	57,89%	58,71%	62,47%	73,52%	72,13%

Fuente: Autor

Figura 16. Comportamiento Gráfico Evaluaciones Técnicas Proponentes.



Fuente: Autor

Con base en los resultados obtenidos de la evaluación y ante lo fallido del objetivo de alcanzar oferentes con puntuaciones por encima de 75%, pero con la expectativa de búsqueda de alternativas tecnológicas de tratamiento de agua que

puedan representar valor agregado para la compañía, se opta por sustituir el criterio de juicio para la preselección, clasificando las compañías con puntuación por encima de 60%.

De acuerdo a esto, las compañías oferentes preseleccionadas técnicamente en su orden son:

- OFERENTE 2 – 73,52%
- OFERENTE 1 – 73,35%
- OFERENTE 3 – 72,13%
- OFERENTE 5 – 64,32%
- OFERENTE 6 – 63,77%
- OFERENTE 10 – 62,47%
- OFERENTE 4 – 60,29%

Como generalidad en las propuestas técnicas recibidas y preseleccionadas se observan filosofías muy similares a la existente en Rubiales, que pueden considerarse mas que una nueva tecnología, una optimización del sistema clásico compuesto por unidades de flotación y lechos filtrantes.

4.3. EVALUACION ECONOMICA DE PRESELECCIONADOS

Cumplida la etapa de evaluación técnica y con un grupo preseleccionado, se solicita a estos proponentes una oferta económica a fin de efectuar un análisis frente al sistema existente. Esta es una de las premisas importantes a considerar, el cual perdería relevancia siempre y cuando el factor espacio requerido sea significativo a la configuración actual. Desafortunadamente para este proceso, solo tres compañías presentan su ofrecimiento económico. A continuación lo más relevante de cada compañía, su revisión de dimensiones y sus costos:

4.3.1 Oferente 4

- Presenta una celda de flotación de 150KBPD, celda de flotación presurizada (opcional) de 150KBWPD, 1 Filtro horizontal de 150 KBWPD, 6 decantadores de 750 bls, con sus respectivos patines de bombas.
- El filtro es una limitante por ser un solo equipo y no presentar un equipo de respaldo en el arreglo.
- En la configuración de equipos instalados en campo no hay un ahorro significativo en el espacio.
- El filtro en un arreglo operativo diferente, podría presentar una buena opción por la integración de los sistemas de control que elimina muchas fallas de comunicación.

Figura 17. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 4.

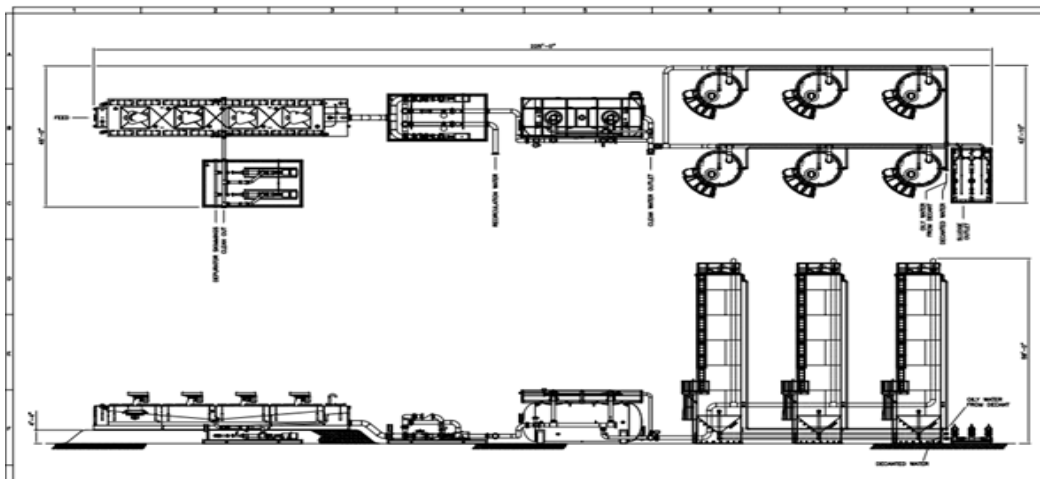


Figura 18. Imágenes Equipos Tratamiento de Agua Oferente 4.



Opcional wemco Depurator presurizado



Hidromation nutshell filter

Fuente: Oferente 4.

Tabla 8. Comparativo Económico Equipos Oferente 4 vs Operadora.

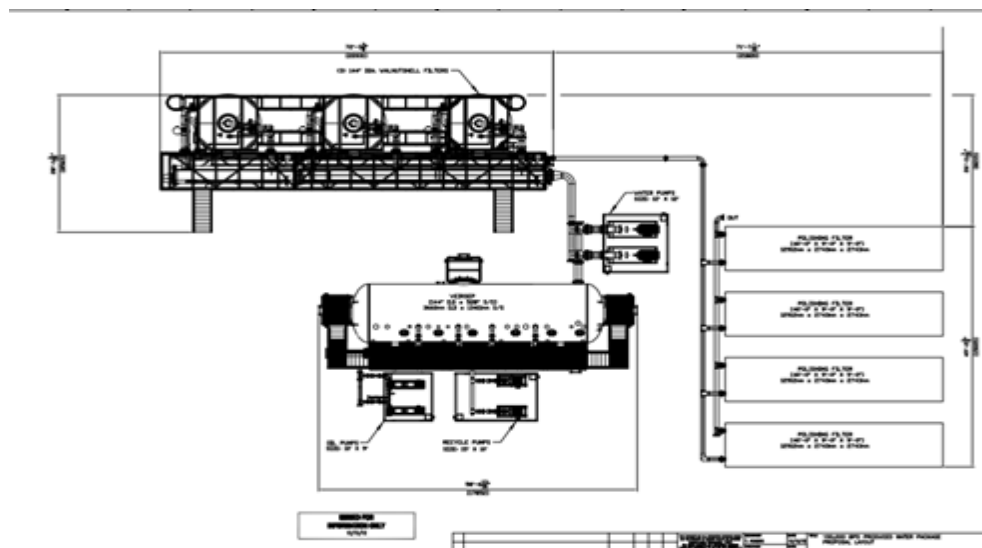
COMPARATIVO EQUIPOS PRE VS OFERENTE 4							
	UNIDAD	BPD	PRECIO US	EFICIENCIA	US/BARRIL CELDA PRES	VARIACION	OBSERVACION
CELDA EXWORKS	1	150.000	\$ 1.035.700	80%	8,63	100	INCLUYE BOMBAS
CELDA EXWORKS	1	170.000	\$ 1.858.064	90%	12,14	40,71%	INCLUYE BOMBAS
FILTRO DDP	3	150.000	\$ 1.498.536	80%	12,49		INCLUYE BOMBAS
FILTRO EXWORKS	1	150.000	\$ 2.091.080	90%	15,49	24,04%	INCLUYE BOMBAS
DECANTADORES DDP	6	3.000	\$ 695.432	80%	289,76		INCLUYE BOMBAS
DECANTADORES EXW	6	4.500	\$ 2.780.276	90%	686,49	136,91%	INCLUYE BOMBAS
TOTAL EQUIPOS PRE			\$ 3.229.669				
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 4			\$ 6.729.420			108,36%	

Fuente: Autor.

4.3.2 Oferente 1.

- Presenta una celda de flotación de 150KBPD, 3 Filtros de 150 KBPD, 4 unidades de pulimento de agua, con sus respectivos patines de bombas. El arreglo presenta equipos adicionales (FILTROS DE PULIMENTO) respecto al esquema actual de tratamiento de agua.
- El filtro propuesto para el proceso, utiliza un sistema de aire para el retro lavado, que disminuye el agua del proceso, puede influir positivamente en el consumo energético.

Figura 19. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 1.



Fuente: Oferente 1.

Figura 20. Imágenes Equipos Tratamiento de Agua Oferente 1



Fuente: Oferente 1.

Tabla 9. Comparativo Económico Equipos Oferente 1 vs Operadora.

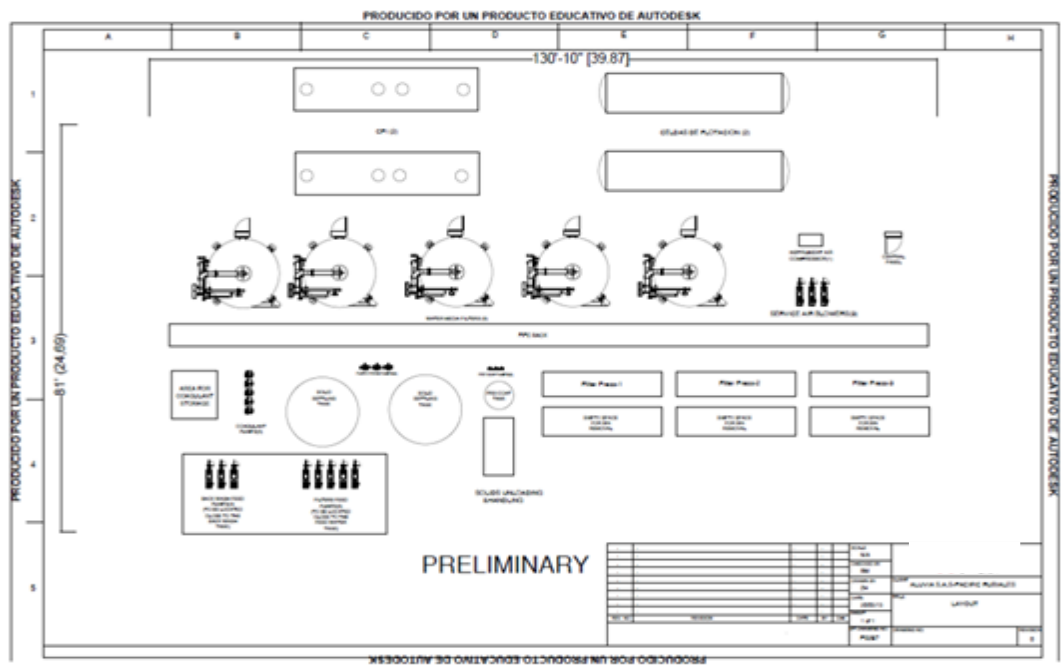
COMPARATIVO EQUIPOS PRE VS OFERENTE 1							
	UNIDAD	BPD	PRECIO US	EFICIENCIA	US/BARRIL	VARIACION	OBSERVACION
CELDA EXWORKS	1	150.000	\$ 1.035.700	80%	8,63		INCLUYE BOMBAS
CELDA EXWORKS	1	150.000	\$ 1.263.000	90%	9,36	8,397%	INCLUYE BOMBAS
CELDA FOB	1	150.000	\$ 1.299.000	90%	9,62	11,487%	
FILTRO DDP	3	150.000	\$ 1.498.536	80%	12,49		INCLUYE BOMBAS
FILTRO EXWORKS	3	150.000	\$ 3.424.000	90%	25,36	103,10%	INCLUYE BOMBAS
FILTRO FOB	3	150.000	\$ 3.521.000	90%	26,08	108,86%	
DECANTADORES DDP	6	3.000	\$ 695.432	80%	289,76		INCLUYE BOMBAS
UNIDADES DE PULIMENTO DE AGUA	4	3000	\$ 2.780.276	90%	1.029,73	255,37%	INCLUYE BOMBAS
TOTAL EQUIPOS PRE			\$ 3.229.669				
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 1			\$ 7.467.276			131,21%	

Fuente: Autor.

4.3.3 Oferente 6.

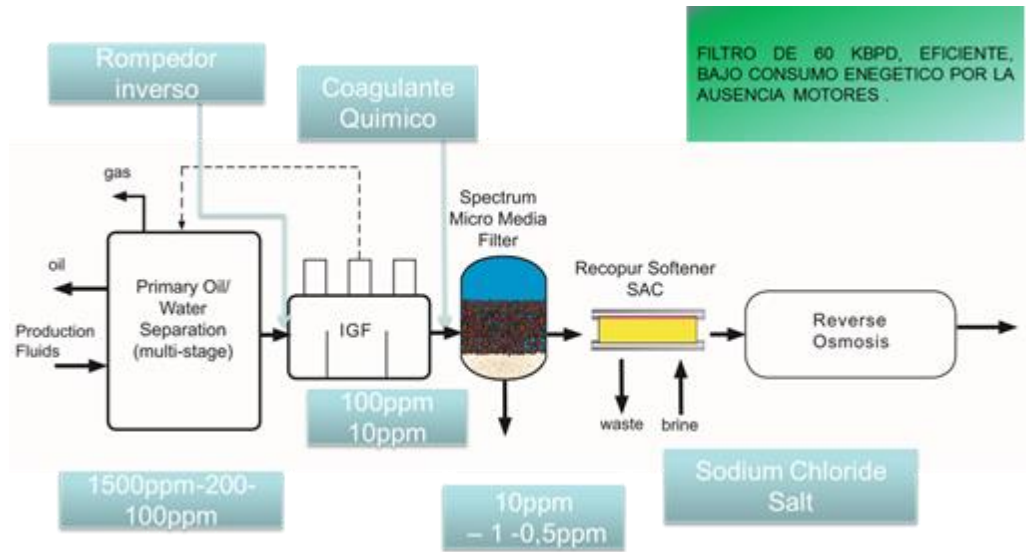
- El proceso está diseñado para trabajar con separadores de platinas corrugadas, sin ello no se garantiza por parte del proveedor los resultados de agua para inyección o vertimiento. La eficiencia de remoción de grasa y sólida del tanque Skim, (aguas arriba del proceso) no amerita la utilización del CPI.

Figura 21. Configuración Propuesta Equipos Tratamiento de Agua Oferente 6.



Fuente: Oferente 6.

Figura 22. Diagrama de proceso Propuesta Tratamiento de Agua Oferente 6.



Fuente: Oferente 6.

Tabla 10. Comparativo Económico Equipos Oferente 6 vs Operadora.

COMPARATIVO EQUIPOS PRE VS OFERENTE 6							
	UNIDAD	BPD	PRECIO US	EFICIENCIA	US/BARRIL	VARIACION	OBSERVACION
SEPARADORES DE PLACA CORRUGADA	2	150.000	\$ 590.000	90%	4,37		
CELDA EXWORKS	1	150.000	\$ 1.035.700	80%	8,63		INCLUYE BOMBAS
CELDA EXWORKS	2	190.000	\$ 1.775.000	90%	10,38	20,27%	INCLUYE BOMBAS
FILTRO DDP	3	150.000	\$ 1.498.536	80%	12,49		INCLUYE BOMBAS
FILTRO SISTEMA DE RETROLAVADO EXWORKS	1	150.000	\$ 1.917.408	90%	14,20	13,74%	INCLUYE BOMBAS
DECANTADORES DDP	6	3.000	\$ 695.432	80%	289,76		INCLUYE BOMBAS
SISTEMA PURIF AGUA PRODUCIDA EXWORKS	4	4.500	\$ 4.243.698	90%	1.047,83	261,61%	INCLUYE BOMBAS
TOTAL EQUIPOS PRE			\$ 3.229.669				
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 6			\$ 7.936.106			145,73%	

Fuente: Autor.

Tabla 11. Consolidado económico de las propuestas preseleccionadas recibidas.

COMPARATIVO EQUIPOS PRE - OFERENTES EN PROCESO						
	PRECIO US	% EFICIENCIA	CAPACIDAD	VARIACION /EQUIPOS	TOTAL PRE US BARRIL	% VARIACION PRECIO BARRIL
TOTAL EQUIPOS PRE	\$ 3.229.669	80	150000	1	27	0
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 4	\$ 6.729.420	90	150000	108,36%	50	85
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 1	\$ 7.467.276	90	150000	131,21%	55	106
TOTAL EQUIPOS OFERENTE 6	\$ 7.936.106	90	150000	145,73%	59	118

Fuente: Autor.

4.3.4 Consideraciones adicionales de la evaluación económica. Es importante mencionar que estos costos corresponden netamente a suministro de equipos, no esta contemplado el montaje asociado en ninguno de sus requerimientos, es decir facilidades civiles, eléctricas, mecánicas ni de instrumentación y control.

Para el consumo energético, considerando las cargas asociadas a los sistemas ofertados en el que hay igual o mayor número de equipos eléctricos y una similitud marcada en las potencias a la de los equipos existentes en campo, se decide excluir de este análisis esta variable por cuanto no representa un factor de mayor relevancia.

El consumo de química es una variable no considerada por cuanto la analogía de la filosofía y de los equipos propuestos al proceso existente, permiten establecer como una constante el uso de productos y dosificaciones con los que actualmente la operadora asegura el proceso integral de deshidratación de su crudo.

4.3.5 Comparativo de dimensionamiento de los equipos propuestos.

Cumplida la evaluación técnica, y recibida la oferta económica de tres oferentes, se procede a adelantar la revisión del posible arreglo propuesto por cada compañía a fin de determinar el valor agregado que pueda obtenerse en términos de disminución de área requerida para el tratamiento de 150KBWPD.

A continuación el comparativo frente al requerimiento existente:

Tabla 12. Comparativo requerimiento de área oferentes habilitados.

ITEM	ESPACIO PRE	AREA OFERENTE 4	AREA OFERENTE 1	AREA OFERENTE 6
ANCHO m	22	14	21,6	24
LARGO m	47	68	43	39,87
AREA m2	1034	952	928,8	956,88
DIFERENCIA m2	-	-82	-105,2	-77,12
DIFERENCIA %	-	-7,930367505	-10,17408124	-7,458413926

Fuente: Autor.

El análisis del requerimiento de área de los oferentes no considera equipos adicionales y ha sido establecido con base a los esquemas incluidos en las ofertas.

5. CONCLUSIONES

- Se cumplió con el objetivo general de inquirir en el mercado nacional e internacional acerca de alternativas técnicas para el tratamiento de agua de proceso en el sector de hidrocarburos pesados. Si bien, no se encontraron variedad de opciones y el predominio estuvo en el sistema convencional como el instalado, se abren opciones hacia nuevas alternativas a probar a generar optimizaciones y configuraciones más eficientes.
- La evolución en la filosofía de tratamiento de agua de producción es limitada, el esquema predominante sigue siendo el convencional, regido por la utilización de unidades de flotación y sistemas de filtración con lecho con propiedades oleofílicas.
- De las 10 propuestas técnicas recibidas se preseleccionaron de acuerdo a los criterios establecidos 7 compañías, la razón por la que las 3 ofertas restantes no fueron habilitadas para continuar en el proceso radica en los esquemas de área requeridos para el tratamiento de 150KBWPD, criterio definitivo para el proceso.
- La comparación de áreas requeridas para el manejo de 150KBWPD con las opciones de mercado encontradas y habilitadas en el proceso, si bien presenta una leve disminución, esta, no mayor al 11% en el mejor de los casos, no es suficiente por cuanto los costos para este mismo caso superan en un 30% de incremento en costos y este es un factor determinante por cuanto las inversiones de la operadora están controladas por la proximidad de la finalización del periodo de concesión del campo y estas deben asegurar su recuperación.
- Con base a las evaluaciones técnicas enfocadas en el análisis de capacidades de tratamiento, espacios físicos, consumo energético y costos de inversión, se puede concluir que los equipos que se encuentran

actualmente instalados en comparación con lo ofertado, ofrecen la mejor relación.

- La configuración existente de los sistemas de tratamiento de agua de Rubiales, en el que se cuenta con la unificación de dos compañías, participantes en este proceso, pero no preseleccionados individualmente a causa de sus propuestas integrales, se constituye de momento en la mejor alternativa para asegurar la caracterización del fluido a disponer en Rubiales por vertimiento y/o inyección.
- Los arreglos para plantas de tratamiento con capacidades de flujo mayores a 150KBWPD, no son comerciales, constituyen un riesgo demasiado alto para el proceso en su calidad de efluente como en la operación por el impacto ante cualquier contingencia, en especial en la unidad de flotación.
- El mecanismo seguido para la solicitud de la oferta económica hacia los proveedores esta sujeto a mejora, la expectativa generada en el mercado decayó y la participación desafortunadamente se limitó para la recta definitiva del proceso.
- La mayoría de las ofertas presentadas si bien muestran algunas modificaciones a los equipos convencionales, no presentan desarrollos de fondo en factores que pueden llegar a representar aumento en la eficiencia de los equipos. Es el caso de las celdas de flotación en la que un aspecto importante que beneficiaría rendimiento y capacidad de flujo en los mismos equipos esta en el sistema de agitación. Es posible que con un desarrollo optimizado pueda lograrse un objetivo más relevante.

RECOMENDACIONES

- La tecnologías utilizadas actualmente representan la mejor relación costo/beneficio/capacidad. De esto se deriva una gran oportunidad de mejorar y optimizar el proceso, revisando la eficiencia de las celdas, ajustar las curvas de las bombas, tiempos de retro lavado, verificar que los tanques estén trabajando de acuerdo a su filosofía de operación.
- En la búsqueda de mejoras del proceso de tratamiento de agua de producción y la reducción de áreas requeridas para las facilidades, es importante considerar la optimización aguas arriba de los paquetes de agua (celda – filtros), es decir desde los tanques skim. Una oportunidad por desarrollar puede ser mejorar el proceso de separación en este tanque mediante la utilización de tecnologías de inyección de microburbujas que podrían generar una calidad de fluido en especificación que podría pensarse sea conducida directamente a un sistema de filtración obviando las unidades de flotación. Pero esto puede ser objeto de un nuevo estudio.
- Para los futuros desarrollos y ante lo evidenciado en este proceso de búsqueda de tecnologías en el que se continúa con configuraciones que demandan áreas de ocupación importantes, es necesario desde ingeniería, generar propuestas que permitan la optimización máxima del espacio sin dejar de considerar aspectos fundamentales como constructibilidad y operatividad.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDEREZ J.M. Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1984).
- LAYRISSE I., CHIRINOS M.L., ESLAVA M., MENDEZ F. Deshidratación y desalación de crudos pesados y extrapesados mediante separadores electrostáticos. VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Dic. 3-6, Caracas (1984).
- MARFISI Shirley y SALAGER Jean. Deshidratación de crudo. Principios y tecnología, Inf. Téc. FIRP N° S853PP, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (2004).
- PEREZ, Martha Ilce y CALDERON, Zuly. Orientaciones practicas para la elaboración exitosa de trabajos de grado de ingeniería. División de publicaciones UIS. Universidad Industrial de Santander. 2010. Bucaramanga 191p.