

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES COMO PARTE DE LAS
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6

DANIELA NATALIA CAMARGO DIAZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ DC
2016

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN
POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES COMO PARTE DE LAS
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6

DANIELA NATALIA CAMARGO DIAZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DUQUEIRO BONILLA
Ingeniero Químico

Sub-Director
JOSE LUIS MONDRAGÓN
Ingeniero de Petróleos

Orientador
ALEJANDRO CONTRERAS
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ DC
2016

Nota de aceptación

Alejandro Contreras Garzón

Juan David Rengifo Medina

Nadim Escaño Suarez

Bogotá D.C Noviembre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DIAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Facultad Ingeniería de Petróleos:

Dr. EDGAR DAVID EDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado en primer lugar a Dios porque siempre me acompaña e ilumina cada día para tomar las mejores decisiones, en segundo lugar a mis padres, Sandra Díaz y Carlos Camargo, porque son el motor de mi vida, son quienes me han apoyado durante este proceso, GRACIAS por su amor y por ser lo mejor que hay en mi vida. También quiero agradecer a mis hermanas Paula Camargo y Mery Camargo, porque también pusieron un granito de arena en este proceso con su comprensión y apoyo, los amo con todo mí ser. También se lo quiero dedicar a mi tía Rocío Díaz, por haber sido mi segunda mamá, y compañía en muchos momentos difíciles. Agradezco a mi novio Edsson Márquez por brindarme en muchas ocasiones fuerzas para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecerle a Dios por haberme brindado la oportunidad de llegar a este punto de mi vida acompañada siempre por mi familia. Quiero agradecer a mis papas Carlos Camargo y Sandra Díaz, por hacer de mí una mujer de bien con principios y valores, por todo su amor y apoyo durante cada paso que he dado. A mis hermanas Paula Camargo y Mery Camargo por ser mi compañía y haber aportado su granito de arena en este proceso. A mi novio Edsson Márquez por brindarme en muchas ocasiones fuerzas para seguir adelante. A mi director Duqueiro Bonilla por su dedicación e interés en este proyecto, además de haber aportado todo su conocimiento. A mi co-director José Luis Mondragón por su dedicación e interés al proyecto. A mi orientador Alejandro Contreras Garzón por su apoyo y disposición durante la realización del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1.GENERALIDADES	27
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE	27
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	30
1.3.3 Geología Estructural	35
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6	37
1.4.1 Mecanismo de Producción	38
1.4.2 Número de Pozos	38
1.4.3 Producción Acumulada	39
2. CRUDOS PESADOS	41
2.1 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE UN CRUDO PESADO	43
2.1.1 Composición	43
2.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE UN CRUDO PESADO	44
2.2.1 Densidad	44
2.2.2 Contenido de Azufre	45
2.2.3 Viscosidad	45
2.2.4 Punto de congelación (pour point)	46
2.2.5 Solubilidad	46
2.2.6 Punto de Inflamación	46
2.2.7 Contenido de agua y sedimentos	47
2.3 IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS PESADOS EN LA ACTUALIDAD	47
2.3.1 Reservas Probadas de Crudo Pesado en el Mundo	47
2.3.2 Colombia y el Crudo Pesado	49
2.5 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE BLOQUE CPE-6	51
3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6	53
3.1 EMULSIONES	53
3.2 CONTENIDO DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES (TSS) Y ACEITE EN AGUA (O/W)	54
3.2.1 Sólidos suspendidos totales (TSS)	54
3.2.2 Aceite en agua (O/W)	54

3.2.3 Problemas asociados al contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) y aceite en agua (O/W)	55
3.2 FACILIDADES DEL BLOQUE CPE-6	55
3.2.1 Línea de tratamiento de crudo	56
3.2.2 Línea de tratamiento de agua	57
3.3 EQUIPOS USADOS EN LA FACILIDAD DE PRODUCCION CPE-6	59
3.3.1 Equipos de la Línea de Tratamiento de Crudo	62
3.3.2 Equipos de la Línea de Tratamiento de Agua	65
4. TECNOLOGÍA DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES	70
4.1 FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES	70
4.1.1 Magnetohidrodinámica	70
4.2 ¿CÓMO FUNCIONA EL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES?	71
4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN	74
4.4 ANTECEDENTES DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES	78
4.4.1 Caso Uno	79
4.4.2 Caso Dos	80
4.5 SELECCIÓN DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES:	81
4.6 IMPLEMENTACIÓN DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES EN LAS FACILIDADES DEL BLOQUE CPE-6	82
4.6.1 Prueba en la línea de producción	82
4.5.2 Fases de la prueba del potenciador de separación de fases del Bloque CPE-6	82
5. ANÁLISIS RESULTADOS ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACION DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6	86
5.1 LÍNEA DE CRUDO	87
5.1.1 Análisis general línea de crudo	88
5.1 LÍNEA DE AGUA	92
5.2.1 Análisis general del contenido de aceite en agua (O/W) en la línea de agua	92
5.2.2 Análisis general del contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) en la línea de agua	97
6. ANÁLISIS FINANCIERO	102
7. CONCLUSIONES	109
RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	111

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Bloque CPE-6	29
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de La Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Pozos perforados en el bloque CPE-6	39
Figura 4. Relación gas-petróleo con respecto a la composición química en un crudo pesado.	44
Figura 5. Viscosidad del crudo a diferentes gravedades api vs. temperatura	46
Figura 6. Comparación de volúmenes original de crudos pesados y crudo convencional.	48
Figura 7. Porcentaje de producción de crudo pesado con el tiempo	50
Figura 8. Proyección de producción de crudo en Colombia.	50
Figura 9. Dimensiones y condiciones de diseño de la tea	60
Figura 10. Free water knock out con sus respectivas bota de gas en el Bloque CPE-6	61
Figura 11. Dimensiones y condiciones de diseño de los FWKO's del Bloque CPE-6	61
Figura 12. Partes de un intercambiador de calor	63
Figura 13. Partes de un tratador electrostático	64
Figura 14. Skim tanks o desnatadores	65
Figura 15. Dimensiones y condiciones de diseño de los skim tanks en el Bloque CPE-6	66
Figura 16. Dimensiones y condiciones de diseño de la celda de flotación en el bloque CPE-6	67
Figura 17. Dimensiones y condiciones de diseño de los filtros de cascara de nuez en el bloque CPE-6	68
Figura 18. Consumos de vapor por equipo	68
Figura 19. Potenciador de separación	72
Figura 20. Emulsión entrando al potenciador	72
Figura 21. Ionización y descarga de electrones	73
Figura 22. Separación de la emulsión ionizada por gravedad específica.	73
Figura 23. Corte transversal y en perspectiva de una unidad de procesamiento de fluido.	74
Figura 24. Vista lateral de la carcasa	75
Figura 25. Vista lateral de la carcasa con reductores	75
Figura 26. Vista en perspectiva de un carril magnético	76
Figura 27. Vista externa lateral de la carcasa	76
Figura 28. Vista esquemática del potenciador de separación con el sistema de vía de retorno eléctrico	77
Figura 29. Barra de polo a tierra	78

Figura 30. Selección del potenciador de separación según el caudal	81
Figura 31. Flujo de efectivo para la inyección de química.	107
Figura 32. Flujo de efectivo para los potenciadores de separación de fases.	108

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Producción mensual de barriles de crudo por año.	37
Gráfica 2. Producción acumulada de crudo del bloque CPE-6.	40
Gráfica 3. Producción acumulada de agua del bloque CPE-6.	40
Gráfica 4. Total de reservas de petróleo en el mundo.	41
Gráfica 5. Reservas de hidrocarburos pesados en el mundo.	48
Gráfica 6. Reservas de hidrocarburos pesados en latinoamérica.	49
Gráfica 7. Resultados del porcentaje de BSW en la línea de crudo.	91
Gráfica 8. Resultados generales del contenido de aceite en agua en la línea de agua.	96
Gráfica 9. Resultados generales del contenido de solidos suspendidos totales (TSS) en la línea de agua.	101

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Historia de producción del bloque cpe-6	37
Tabla 2. Producción acumulada bloque cpe-6	40
Tabla 3. Clasificación del petróleo según american petroleum institute (api).	42
Tabla 4. Análisis de elementos del crudo pesado	43
Tabla 5. Densidad de los hidrocarburos	45
Tabla 6. Propiedades físicas y químicas del crudo del bloque cpe-6.	51
Tabla 7. Rango de tolerancia para la inyección de agua del parámetro tss	54
Tabla 8. Rango de tolerancia para la inyección de agua del parámetro o/w	54
Tabla 9. Inyección de química después del múltiple de producción	55
Tabla 10. Parámetros de rebose de los fwkos a y d	56
Tabla 11. Parámetros de las variables en los equipos de la línea de crudo	57
Tabla 12. Inyección de química en la línea de agua	58
Tabla 13. Parámetros de las variables en los equipos de la línea de agua	58
Tabla 14. Inyección de química durante la implementación	86
Tabla 15. Sistema de tratamiento durante el mes de implementación en la línea de crudo	87
Tabla 16. Resultados generales de porcentaje de bsw en la línea de crudo.	88
Tabla 17. Sistema de tratamiento durante el mes de implementación en la línea de agua	92
Tabla 18. Análisis general del contenido de aceite en agua en la línea de agua	93
Tabla 19. Análisis general del contenido de sólidos suspendidos totales en la línea de agua	97
Tabla 20. Costos de inversión para la implementación de un potenciador de separación de fases.	103
Tabla 21. Costos de inversión para la implementación de los potenciadores de	104
Tabla 22. Costos operacionales mensuales de tratamiento de fluidos	104
Tabla 23. Costo de operación inyección de química.	104
Tabla 24. Costo de operaciones mensuales de tratamiento de fluidos	105
Tabla 25. Costos de operación de los potenciadores de separación de fases.	105

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Gravedad API	42
Ecuación 2. Valor presente neto (VPN).	106
Ecuación 3. Conversión de la tasa de interés de oportunidad.	106

LISTA DE ESQUEMAS

	pág.
Esquema 1. Diagrama de operaciones del Bloque CPE-6	59
Esquema 2. Sin potenciadores de separación de fases	83
Esquema 3. Primera fase de la implementación del potenciador de separación de fases	84
Esquema 4. Segunda fase de la implementación del potenciador de separación de fases	85
Esquema 5. Ubicación esquemática del potenciador de separación de la primera fase	85

LISTA DE FICHAS

	pág.
Ficha 1. Caso 1, Loco Hills Sand, Nuevo México.	79
Ficha 2. Caso 2, Wyowing en la cuenca Powder River Basin.	80

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviatura

API	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bls	Barriles
Bls/día	Barriles por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BP	British Petroleum
BWPD	Barriles de agua por día
BSW	Porcentaje de sólidos y agua (<i>Basic Sediment and Water</i>)
CERP	Camino de control de retorno eléctrico
cP	Centipoise
CPF	Instalaciones Centrales de Procesamiento
ET	Tratador electrostático
Ft	Pies
FWKO	Tanque desnatador (<i>Free Water Knock-Out</i>)
GOR	Relación gas-petroleo (<i>Gas Oil Relation</i>)
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
°API	Gravedad API
GSP	Bombeo electrosumergible

Km	Kilómetros
M	Metros
MHD	Magnetohrodinámica
O/W	Aceite en agua
PCP	Bombeo de cavidades progresivas
PPM	Partes por millón
PTB	Libras de sal por cada 1000 barriles de crudo
TEA	Contrato de evaluación técnica
TK	Tanque de cabeza
TSS	Sólidos suspendidos totales
Vol%	Porcentaje en volumen
WT%	Porcentaje en peso

GLOSARIO

AMBIENTE CONTINENTAL. Punto geográfico donde se depositan sedimentos; este ambiente está dominado por erosión. Los ambientes continentales se conforman por fluviales, eólicos, lacustres y glaciares.

AMBIENTE DE TRANSICIÓN. Punto geográfico donde limita la zona continental y la zona marina. La depositación de un ambiente de transición se da aportes tanto continental como marina. Los ambientes de transición pueden ser deltaico, marismas y de playa.

AMBIENTE MARINO. Punto geográfico donde la depositación de sedimentos ocurre gracias al movimiento marino, por medio de ambientes de transición. Los ambientes marinos se conforman de ambientes de talud, ambientes de plataforma y ambientes abismal.

ARCILLA. Material de partículas finas, compuesto de silicatos que se pueden encontrar en tamaños de 1/256mm o menores. Poseen propiedades como plasticidad, cohesión, resistencia a la tensión, entre otras.

ARCILLOLITA. Roca sedimentaria de origen detrítico, clástica resultado de la diagénesis de la arcilla por ambientes lacustres y de transición. Esta compuesta por partículas de arcilla de 0,004mm.

ARENISCA. Roca sedimentaria de origen detrítico, se caracteriza por tener granos minerales de tamaños entre 0.125 a 0.250mm. Esta roca sedimentaria puede tener contenido de feldespato, fragmentos líticos, mica, entre otros, sin embargo está compuesta principalmente por cuarzo. Se presenta en ambientes sedimentarios como lo son marinos, fluviales, o eólicos.

CAMPO. Se conoce como un área limitada en la cual existen pozos petroleros, de estos pozos se extraen hidrocarburos entrampados en el subsuelo.

CARBONO ORGÁNICO TOTAL (TOC). Es un parámetro de las rocas sedimentarias que refleja la riqueza orgánica, dando un indicador de su potencial para generar hidrocarburos.

COALESCENCIA. Es la unión de moléculas que se encuentran en estado coloidal o de pequeñas gotas de una emulsión, hasta forma gotas más grandes.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA. Es una secuencia vertical de bloques de roca ubicados en un lugar determinado. Esta secuencia se muestra de abajo hacia arriba; desde las rocas más antiguas hasta las más jóvenes. Dependiendo del tipo

de roca depositada por secuencia se hace una convención de colores y símbolos que representan cada una de ellas.

CONGLOMERADO. Roca sedimentaria detrítica, se caracteriza porque sus partículas se encuentran entre 2mm a 264mm. Compuesta por fragmentos de cuarzo, rocas metamórficas, sedimentarias o ígneas, estos fragmentos se sostienen gracias a su matriz de arenas y/o cemento químico.

CONTACTO CONCORDANTE. Serie de estratos o unidades litológicas que se depositan de forma paralela en las cuales el estrato de arriba se depositan sin interrupción sobre la de abajo, estos los contactos concordantes pueden ser: abruptos, normales o transicionales.

CONTACTO DISCORDANTE. Serie de estratos o unidades litológicas, las cuales se caracterizan por presentar interrupción en la depositación. Los contactos discordantes pueden ser: erosional, angular, de no conformidad y paraconformidad.

CUENCA. Lugar donde se acumulan sedimentos formando grandes espesores gracias a una depresión en la corteza terrestre generadas por movimiento en las placas tectónicas.

DECANTACIÓN. Es un procedimiento que separa una fase líquida de una sólida, o de dos sustancias líquidas pero inmiscibles.

DESEMULSIFICANTE. Está compuesto de surfactantes, los cuales se encargan de romper las emulsiones mejorando la coalescencia.

ESTRATIGRAFÍA. Es una rama de la geología cual estudia la disposición y características de rocas sedimentarias y estratos litológicos.

FORMACIÓN GEOLÓGICA. Agrupamiento de estratos considerada como unidad de roca lateralmente continúa se caracteriza por la litología y ubicación estratigráfica.

FILTRACIÓN. Es un proceso físico, en el cual se separan los sólidos en suspensión de un líquido por medio de un tamiz o medio poroso.

FLOCULACIÓN. Es un proceso química, en el cual se juntan las sustancias coloidales de una mezcla por medio de la adición de sustancias químicas

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO. Rama de la geología la cual se especializa en analizar aspectos relacionados con yacimientos petrolíferos; localizar estos yacimientos, caracterizar la geometría espacial y determinar las posibles reservas.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL. Es una rama de la geología, la cual se especializa en el estudio de la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que la forman. Interpreta las estructuras generadas a partir de movimientos propios de la dinámica terrestre. Esta rama está relacionada con disciplinas como mecánica de suelos, mecánica de rocas y geotecnia.

GRANITO. Es una roca plutónica, cuyo tamaño de grano varía de 0.1 a 1.2 milímetros (medio) y 1 a 2 milímetros (grueso), posee una estructura granular, cristalina y dura; está conformado por minerales de colores claros como el cuarzo, las ortoclastas, plagioclasas de sodio y micramoscovita.

INFRAYACE. Estrato que yace por debajo de otro estrato superior.

KERÓGENO. Es el responsable de la generación de petróleo, compuesto por 80-90% de materia orgánica insoluble dispersa que posee una roca sedimentaria y que bajo condiciones específicas de presión y temperatura da origen a los hidrocarburos; hay tres tipos de kerógeno, el kerógeno tipo I, el cual contiene alto contenido de carbono e hidrógeno y bajo de oxígeno, este tipo de kerógeno produce generalmente aceite y se forma en ambientes continentales, el kerógeno tipo II y III se caracterizan por el contenido medio de carbono, hidrógeno y oxígeno, este tipo de kerógeno produce por lo general gas, el kerógeno tipo IV da origen generalmente al carbón junto con gas.

INMISCIBLE. Una sustancia se considera inmisible con respecto a otra cuando no se pueden mezclar.

LIMOLITA. Es una roca sedimentaria clástica, la composición de la limolita es variada, sin embargo generalmente se encuentra contenido de óxido de hierro calcita, feldespato, entre otros compuestos. Cuenta con tamaño de granos entre 1/16 y 1/256 milímetros, este tamaño de grano se considera más fino que la arenisca y más grueso que las arcillas.

LUTITA. Es una roca sedimentaria detrítica o clástica, está compuesta principalmente por partículas del tamaño de arcillas y limo. El tamaño de grano es menor a 1/256 milímetros. La lutita presenta colores característicos como negro, cuando contienen alto contenido de materia orgánica, gris, gris azulado, blanco o verde.

MAGNETOHIDRODINÁMICA. Estudia la dinámica de los fluidos conductores de electricidad y los efectos relacionados entre este y un campo magnético

MIGRACIÓN. Es el proceso en el cual se presenta un cambio de posición de los fluidos (petróleo, agua o gas) gracias a un movimiento desde la roca fuente hasta

la roca almacén donde se presenta el entrapamiento gracias a la presencia de una roca sello.

MOLÉCULA. Estructura compuesta de dos átomos o más, unidos por un enlace covalente. Estos átomos comparten sus electrones.

PERMEABILIDAD. Es la medida de la capacidad que tiene un material de permitir el movimiento de fluidos a través de poros. La permeabilidad puede ser primaria o secundaria, la primaria son poros que se encuentran interconectados y la secundaria es cuando el material presenta alguna fractura o procesos de disolución de la roca. Esta propiedad se mide en Darcies.

POROSIDAD. Es la relación existente entre el volumen de poros y el volumen total de la roca o material. También se puede definir como el espacio vacío entre granos definiendo la capacidad que tiene la roca de contener fluidos, a mayor cantidad de poros interconectados mayor va a ser la capacidad del material. La porosidad puede ser total y efectiva.

POZO. Es un hoyo, agujero o excavación, con una profundidad determinada según el objetivo que se desee alcanzar, este comunica el subsuelo con la superficie y que sirve como medio para transportar los fluidos desde subsuelo a superficie.

POZO EXPLORATORIO. Pozo exploratorio es aquel se realiza en áreas donde no se ha perforado, es decir zonas o áreas con un alto porcentaje de incertidumbre; estos pozos pueden ser perforados en campos nuevos o en formaciones productoras de un campo ya existente, este último se hace con el fin de delimitar el yacimiento.

ROCA GENERADORA. Es una roca que posee un alto contenido de materia orgánica las cuales bajo condiciones específicas de presión y temperatura, genera petróleo y/o gas. Las lutitas y calizas son generalmente rocas generadoras, ya que tienen un contenido de materia orgánica promedio entre 1-10% y un TOC de 0,5.

ROCA RESERVORIO. Es una roca que presenta porosidad y permeabilidad, lo cual permite que se puedan almacenar fluidos. Las areniscas son las rocas reservorio más comunes, sin embargo también se pueden encontrar rocas reservorio como carbonatos que gracias a fracturas o disolución pueden llegar a almacenar fluidos.

ROCA SELLO. Es una roca que presenta baja porosidad y permeabilidad, lo cual no deja pasar los fluidos sirviendo como sello, evitando la migración y/o desplazamiento de los fluidos.

SISTEMA PETROLÍFERO. Es un conjunto de elementos y procesos geológicos básicos para que exista un yacimiento de petróleo y/o gas, los elementos principales que hacen parte del sistema petrolífero son: la roca madre, la migración, la roca almacén, la roca sello y el entrapamiento.

SUPRAYACENTE. Estrato que yace sobre otro estrato inferior.

TRAMPA. Es una estructura tectónica o sedimentaria en la cual el petróleo y/o gas se acumulan, estas estructuras se caracterizan por tener una roca porosa y permeable y una roca impermeable que la suprayace. Las trampas pueden ser estructurales o estratigráficas, las primeras se dan por deformación de los estratos como fallas o pliegues y las segundas se dan por cambios producidos en el tipo de roca, acuíferos o discordancias, entre otras. La forma en la que los fluidos quedan atrapados se da gracias a la densidad, entre más alta sea la densidad los fluidos se van depositando en la parte inferior.

YACIMIENTO. Lugar donde encuentra acumulación de fluidos, este lugar se puede definir como una estructura geológica porosa y permeable que la cual alberga hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. La cantidad o volumen acumulado resulta interesante desde el punto de vista económico, es decir, se establece un valor comercial.

RESUMEN

TÍTULO. Evaluación técnico-financiera de la implementación del potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6

DESCRIPCIÓN

El bloque CPE-6 es operado por la empresa Pacific Rubiales Energy en asociación con Repsol S.A. desde el año 2010, éste bloque produce un crudo de 12 grados API en promedio el cual se encuentra emulsionado con agua y contaminantes. Para la separación de las fases de dicho fluido producido en el bloque cuenta con un CPF que tiene capacidad de tratamiento de 22.000 barriles de fluido por día. Sin embargo, debido a la complejidad de dicho fluido se requiere la dosificación de química en las líneas de producción para obtener el crudo y el agua bajo los requerimientos legales de calidad y de las compañías mencionadas.

La dosificación de química como método de tratamiento del fluido producido en el bloque CPE-6 ha funcionado eficientemente, ya que los requerimientos de calidad son alcanzados satisfactoriamente, aunque a un costo elevado. Por lo tanto ante la propuesta de una alternativa más económica las compañías operadoras del campo deciden realizar la implementación de tal alternativa denominada potenciador de separación de fases. Esta tecnología propone mediante el principio de magnetohidrodinámica separar las fases del fluido producido, lo cual permite realizar el mismo proceso sin inyección de química pero a un costo más bajo.

El presente proyecto expone las generalidades del bloque CPE-6 y sus procesos de tratamiento de fluidos en superficie, con el fin de ser comparados con la eficiencia del potenciador de separación de fases implementado en el CPF del bloque. Para realizar tal comparación se tiene en cuenta información base suministrada por las compañías operadoras.

Finalmente se analiza la viabilidad financiera del proyecto expuesto mediante la metodología del Valor Presente Neto, identificando el escenario más conveniente para las compañías operadoras.

PALABRAS CLAVE:

- Tratamiento fluidos
- Potenciador separación fases
- Facilidades producción
- Bloque CPE-6
- Cuenca Llanos Orientales

INTRODUCCIÓN

El petróleo es obtenido del subsuelo mediante pozos que sirven como medio de comunicación entre la roca porosa y permeable que lo contiene y la superficie. Sin embargo, el crudo no llega en condiciones de entrega, por el contrario llega combinado usualmente en forma de emulsión con agua y otros contaminantes. Por lo tanto las compañías operadoras deben emplear métodos de tratamiento que permitan obtener una calidad de crudo apto para el transporte y venta; y una calidad de agua apta para su disposición o inyección.

Estos métodos de tratamiento son diferentes procesos, los cuales son llevados a cabo en las facilidades de producción de los campos; incluyen diferentes tipos de equipos que son diseñados y seleccionados según lo requiera la complejidad del fluido a tratar. En ocasiones los equipos de las facilidades de producción no logran la calidad deseada tanto de agua como de crudo, por lo tanto se requiere de dosificación de químicos que ayuden a alcanzar los estándares deseados.

El alto costo de la inyección de químicos en las facilidades de producción y la difícil separación de emulsiones en crudos pesados y extra-pesados, representan para las compañías operadoras un OPEX alto, es por esto que se busca una alternativa que cumpla con las mismas funciones que la inyección de química pero que financieramente sea más económica.

El Bloque CPE-6 cuenta con un crudo pesado, la mezcla producida viene con emulsiones complejas y alto porcentaje de BSW, la empresa operadora Pacific Rubiales Energy, debido a la baja en el precio del crudo busca alternativas de bajo costo, que cumplan con los objetivos de entrega de petróleo de alta calidad, bajo los estándares exigidos en Colombia para su entrega. Una solución alternativa es el potenciador de separación de fases suministrado por la empresa Carbon Steel Petroleum.

La implementación del potenciador de separación de fases en el Bloque CPE-6 se desarrolla para determinar si los resultados hacen al equipo una opción técnica y económicamente viable.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y financieramente la implementación del potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir generalidades de crudo pesado
- Describir características del tipo de crudo producido en el Bloque CPE-6
- Describir facilidades de producción del Bloque CPE-6
- Describir la tecnología del potenciador de separación de fases
- Definir las especificaciones del potenciador de separación de fases según caudales manejados
- Implementar el potenciador de separación de fases como parte del sistema de facilidades de producción
- Comparar operación antes y después de la implementación del sistema de Potenciador de Separación de Fases
- Evaluar viabilidad financiera del proyecto por medio de la metodología de Valor Presente Neto (VPN)

1. GENERALIDADES

En este capítulo, se presenta y describe la historia, localización del Bloque CPE-6, marco geológico e historia de producción del mismo.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE

En 1973 la empresa BP Exploration Company inicia la etapa de exploración en el Bloque CPE-6, año en el cual se perforó el primer pozo, conocido como Turpial 1, el cual fue declarado seco, taponado y abandonado, posteriormente BP entrega el Bloque al estado. En el año 2008 se realiza la Ronda Colombia, en esta se le asigna a Pacific E&P (Meta Petroleum Corp) un contrato de evaluación técnica (TEA) en asociación con Talismán Colombia Oil & Gas Ltd, actualmente Repsol.

En el año 2010, Meta Petroleum anunció con la perforación del pozo estratigráfico Guairuro-1 el hallazgo de hidrocarburos, donde los principales objetivos de Exploración eran: C7 de la Formación Carbonera y las arenas basales de la Formación Mirador.

El contrato TEA se da por terminado el 23 de Octubre de 2011 y se da inicio al contrato de exploración y producción (E&P) solicitado por Meta Petroleum Corp firmado el 26 de septiembre de 2011, iniciándose así la explotación el 6 de Octubre del mismo año. Para el año 2013 se llevó a cabo la perforación de CPE-6-1X, realizado entre el 4 de diciembre de 2013 y el 8 de diciembre, este pozo exploratorio arrojó datos positivos sobre la existencia de hidrocarburos.

Entre los años 2011 y 2012 se realizaron campañas de perforación, de las cuales se obtuvieron los siguientes pozos estratigráficos: Hamaca 1, Hamaca-2, Hamaca-3, Hamaca-4, Hamaca-5 y Hamaca-6.

También en el 2013 se perforó CPE6-H2, el pozo inyector CPE6 DW-2 y el pozo horizontal CPE6-8H.

En Noviembre del año 2014, el Campo contaba con 7 pozos, para entonces la primera fase de la construcción de las facilidades de superficie estaba completa. En el 2015 la compañía suspendió la perforación y el desarrollo del Bloque CPE-6, debido al bajo precio del Barril de petróleo¹.

El 17 de diciembre de 2015 Pacific E&P por medio de su filial Meta Petroleum Corp. decide adquirir el otro 50 por ciento del bloque.

¹ PACIFICA RUBIALES ENERGY CORP. Management Discussion and Analysis. Marzo 15, 2015.

En Agosto del 2016 el Bloque se encuentra activo con un área de 600.000 hectáreas de terreno.

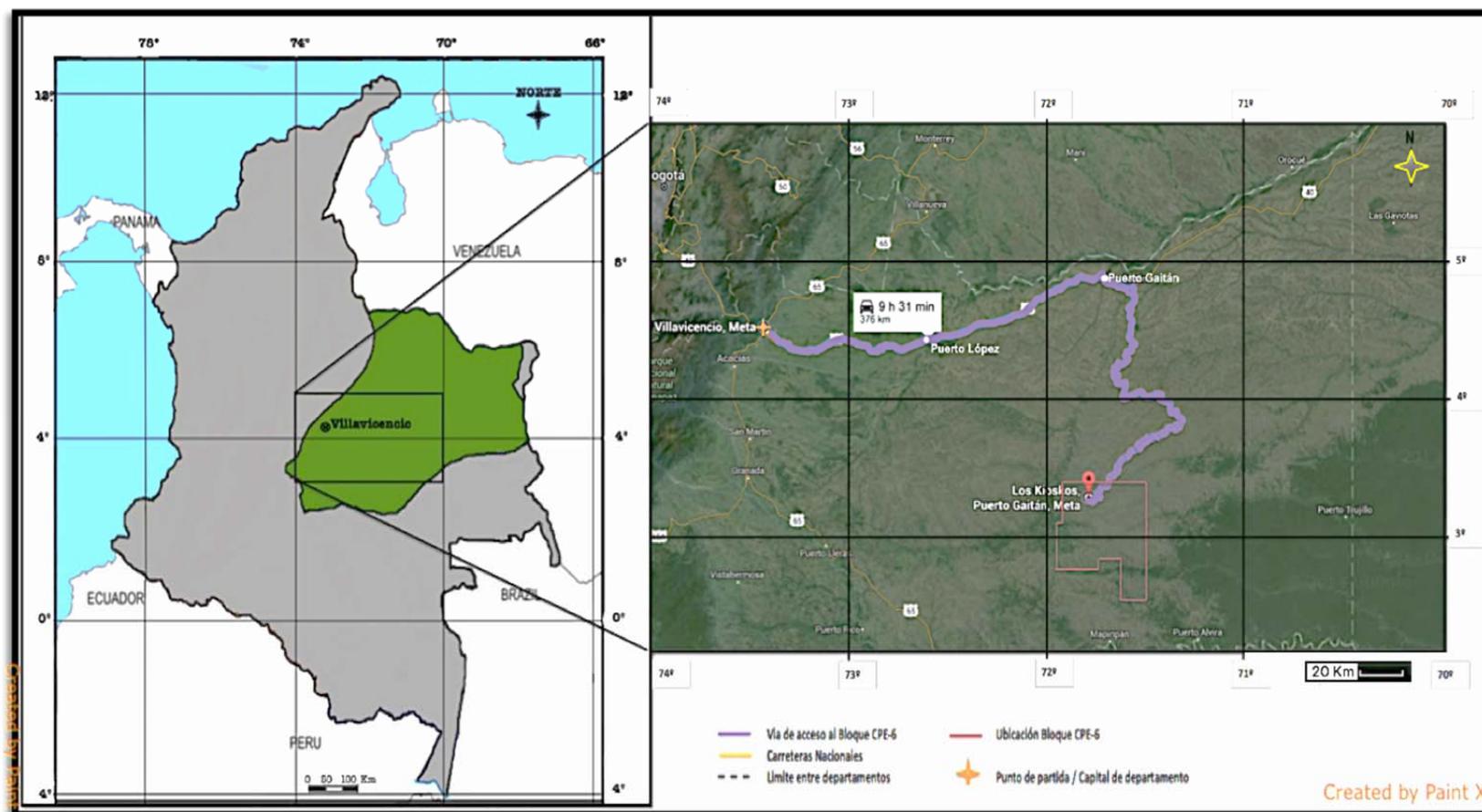
1.2 LOCALIZACIÓN

Según Pacific Rubiales² el área del contrato de exploración y producción del Bloque CPE-6 con un área de 600.000 hectáreas, se encuentra en la parte sur-oriental de Colombia, en la cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Meta, entre los municipios San Martín, Mapiripán y Puerto Gaitán.

Para acceder al bloque CPE-6 se toma como punto de referencia la ciudad de Villavicencio, ciudad capital del departamento del Meta, y allí en dirección sur oriental por la carretera número 40 hacia el municipio de Puerto López, siguiendo la ruta se llega a Puerto Gaitán, en este municipio se toma en dirección sur, llegando a Los Kioskos y finalmente al Bloque, este trayecto dura entre 9 a 10 horas aproximadamente con un recorrido de 342 Km, como se puede observar en la **Figura 1**

² Anónimo, Informe sobre las actividades Exploratorias desarrolladas en el Contrato de Exploración y Producción de Bloque CPE-6, 2013. Pg. 22

Figura 1. Localización del Bloque CPE-6



Fuente. Instituto Nacional de Vías-INVIAS. Mapa de Carreteras del Meta.; Modificado por Autora.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En este segmento, se presenta y describe la columna estratigráfica de bloque CPE-6, la geología estructural y geología del petróleo del mismo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales está compuesta por rocas que van desde el periodo Paleozoico hasta el Plioceno, tal como se muestra en la **Figura 2**.

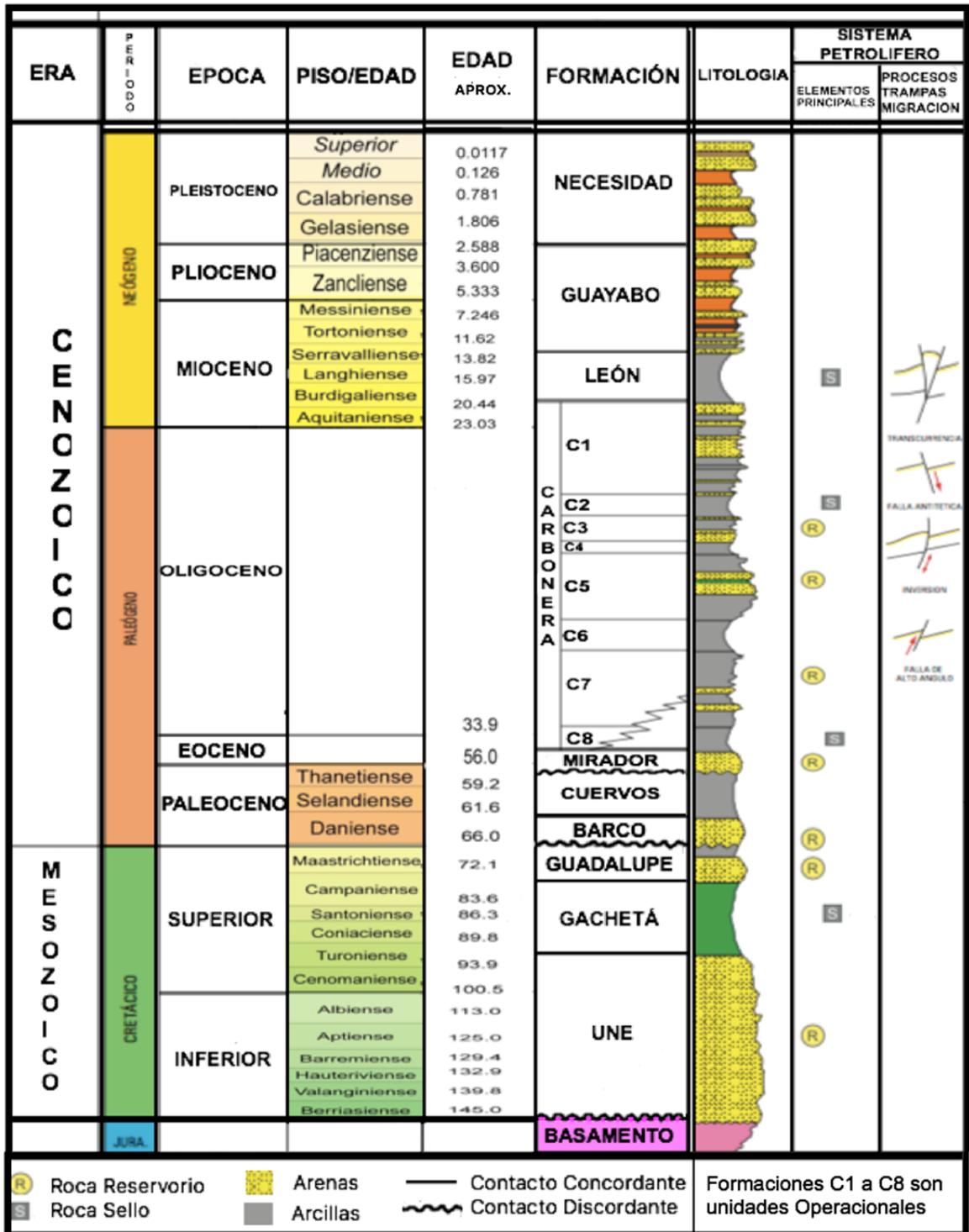
1.3.2 Estratigrafía. La Cuenca de la Llanos Orientales se extiende desde la Cordillera Oriental al Oeste de Colombia hasta el Escudo Guayanés, en unos afloramientos precámbricos al Este.

La secuencia sedimentaria de edad Paleozoico-Pleistoceno sobrepasa los 25.0000 ft en proximidades de la Cordillera Central y disminuye progresivamente en dirección Este-Sureste donde alcanza 2000 – 3000 ft aproximadamente.

1.3.2.1 Formación Une. Según JULIVERT³ la formación Une pertenece a la época Cretácica inferior con edades que van desde el Berriasiano hasta el Turoniano, está conformada por areniscas cuarzosas con intercalaciones mínimas de lutitas y limolitas carbonosas, su espesor llega a alcanzar 350 ft hacia el Noroeste; esta formación se desarrolló en un ambiente de depositación deltáico. La formación infrayace de manera discordante el basamento y suprayace de manera concordante a la Formación Gachetá.

³ JULIVERT, M (1896): Léxico estratigráficos Internacional Vol5. América Latina, Fascículo 4ª Colombia. Primera Parte. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris. p. 406

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. B&M Exploration, 2008. Modificado por Autor.

1.3.2.4 Formación Gachetá. Según JULIVERT⁴ esta formación corresponde a la época del Cretáceo Superior, con edades que van desde el Turoniano hasta el Campaniense, está conformado por una sucesión de lutitas con desarrollos menores de areniscas, presenta a veces porciones mínimas de niveles calcáreos, cuenta con un espesor superior a 600 ft (182.88 m) hacia el noroccidente de la cuenca La depositacion de esta formación fue en un ambiente marino-continental. La formación infrayace de manera concordante a la Formación Une y suprayace de manera concordante a la Formación Guadalupe.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Según JULIVERT⁵ esta formación corresponde a la época del Cretácico Superior, con edades que van desde el Campaniense hasta el Maastrichtiano, está conformada por secuencias de areniscas con intercalaciones de lutitas, en algunas zonas tiene presencia mínimas de carbón. Esta formación está dividida en dos partes; la parte superior y la parte inferior, la primera tiene presencia de areniscas duras y areniscas blanditas, la segunda son principalmente lutitas. El espesor de formación varía de 0 en ft cerca al Escudo Guayanés hasta el piedemonte, en donde presenta un espesor de hasta 600 ft. Su ambiente de depositación fue deltaico marino. La formación infrayace de manera concordante a la Formación Gachetá y suprayace de manera discordante a la Formación Barco.

1.3.2.5 Formación Barco. Según PORTA⁶ esta formación corresponde a la época del Paleoceno, con edad del Daniense, se encuentra constituida por areniscas, lutitas y arcillas intercaladas. Las areniscas son de estratificación cruzada, de tamaño fino a medio. Su espesor varía entre los 100 ft a los 300 ft aproximadamente. El ambiente de depositación de esta formación fue fluvial. La formación infrayace de manera discordante a la Formación Guadalupe y suprayace de forma concordante la Formación Cuervos.

⁴ Ibíd., p. 69.

⁵ Ibíd., p. 69.

⁶ DE PORTA, J. COLOMBIE, (Deuxième Partie) Union Internationale De Sciences Géologiques. Volume V fascicule 4 b. Paris. 1974. P.80.

1.3.2.6 Formación Cuervos. Según PORTA⁷ esta formación corresponde a la época del Paleoceno, con edades que van desde el Daniense hasta el Thaniense, está conformada por lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano fino a medio. Su espesor varía de 803,8 ft – 1600 ft. Su ambiente de depositación es continental. La formación infrayace de manera concordante a la Formación Barco y suprayace de manera discordante a la Formación Mirador.

1.3.2.7 Formación Mirador. Según PORTA⁸ esta formación corresponde a la época del Eoceno, está compuesta por areniscas conglomeradas, las cuales poseen un color pardo claro a blanco, posee algunas capas de lutita micácea. Mirador cuando con un espesor entre 500- 1000 ft, variando a lo largo de la cuenca. Su ambiente de depositación es fluvial. La formación infrayace de manera discordante a la Formación Los Cuervos y suprayace de manera concordante a la Formación Carbonera.

1.3.2.8 Formación Carbonera. Según PORTA⁹ esta formación corresponde al periodo del Paleógeno, está conformada por arcillolitas grises con areniscas, también con pequeñas lechos de lignito en su parte superior e inferior. Esta formación cuenta con cuatro secciones las cuales empiezan con lodolita y terminan con arenisca y lodolita alternadas. La Formación Carbonera tiene un espesor de 1500 ft. Su ambiente de depositación es fluvial continental a marino marginal. La formación infrayace de manera concordante a la Formación Mirador y suprayace de manera concordante a la Formación León.

- **Unidad C-8.** Según JULIVERT¹⁰ esta unidad pertenece al Oligoceno, está conformado por rocas arcillosas, limosas, y de arenisca, en algunas partes presente carbón. Posee un espesor que varía entre los 50 ft a los 400 ft. Su ambiente de depositación entre marino transicional a continental. Esta unidad es la unidad productora del Bloque CPE-6.
- **Unidad C-7.** Según JULIVERT¹¹ esta unidad pertenece al Oligoceno, esta unidad está compuesta por areniscas de grano fino a intermedio. Posee espesores que van de los 250 ft a 280 ft. Su ambiente de depositación es marino somero.
- **Unidad C-5.** Según JULIVERT¹² esta unidad pertenece al Oligoceno Tardío, está compuesta por niveles de arcillolita y arenisca poco consolidada de tamaño medio. Posee un espesor que va desde los 50 ft a los 300 ft. Su ambiente de depositación es marino somero y continental.

⁷ Ibid., p. 85

⁸ Ibid., p.364

⁹ Ibid., p.111.

¹⁰ JULIVERT, Op., p. 70

¹¹ Ibid., p. 70

¹² Ibid., p. 70

- **Unidad Carbonera Intermedio.** Según JULIVERT ¹³ esta unidad pertenece al Oligoceno. Este intervalo está conformado por arenisca gris clara, de grano fino a medio, arcillolitas gris verdosas, en zonas presenta capas de carbón. Su espesor oscila entre 360 ft y 415 ft. El ambiente de depositación de esta unidad es costanero bajo.
- **Unidad C-2.** Según JULIVERT ¹⁴ esta unidad pertenece al Oligoceno, esta unidad está compuesta por lutitas grises verdosas. Posee espesores que oscilan entre 100 ft a 110 ft. Su ambiente de depositación es marino somero.
- **Unidad C-1.** Según JULIVERT ¹⁵ esta unidad pertenece al Mioceno Temprano, está conformada por areniscas grises claras de grano fino a grueso, presenta intercalaciones de lutitas astillosas. Su espesor oscila entre 70 ft a 80 ft. Su ambiente de depositación es costanero bajo.

1.3.2.9 Formación León. Según DE PORTA ¹⁶ esta formación corresponde a la época del Mioceno, con edades que van desde el Burdigaliense hasta el Serravaliense, está conformada por capas gruesas de lutitas grises, con intercalaciones de areniscas. Su espesor va entre un rango de 1980 ft a los 2500 ft. Su ambiente de depositación es marino somero. La formación infrayace de manera concordante a la Formación Carbonera y suprayace de manera concordante a la Formación Guayabo.

¹³ Ibid., p. 70

¹⁴ Ibid., p. 71

¹⁵ Ibid., p. 71

¹⁶ DE PORTA J., op. Cit., p.322

1.3.2.10 Formación Guayabo. Según DE PORTA¹⁷ esta formación se encuentra entre las épocas Mioceno y Plioceno, con edades que van desde Serravallense hasta el Piacenziense, la formación está constituida por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos y areniscas, de finas a gruesas, inclusive presentado niveles de conglomerado, ocasionalmente al tope de la formación presentan niveles carbonosos. La formación posee un espesor entre los 1100 ft a los 1300 ft. La formación hacia el tope tiene un depositación de ambiente marino y en el tope una depositación de ambiente fluvial marino a continental. La formación infrayace de manera concordante a la Formación León y suprayace de manera concordante a la Formación Necesidad.

1.3.3 Geología Estructural. El bloque CPE-6 se encuentra ubicado en la Cuenca asimétrica de los Llanos Orientales la cual, según un informe presentado por Pacific Rubiales¹⁸ posee un margen móvil y uno estable, zona Oeste y zona Este, respectivamente. La cuenca de los Llanos Orientales se estructura como un monoclinal con basculamientos progresivos. La cuenca posee un levantamiento progresivo con dirección de Oeste – Sureste, este cuenta con fallas normales e inversas.

Según el informe de Pacific Rubiales¹⁹ el área donde se encuentra ubicado el Bloque CPE-6 está en la parte oriental de la Cuenca Llanos Orientales en el “Foreland” (Antepaís), al oriente de la zona deformada del Piedemonte, desarrollada al oeste del Escudo de Guayana, en una zona afectada por los esfuerzos distendidos en la presencia de fallas antitéticas, los cuales son perfectas para la acumulación de hidrocarburos.

1.3.4 Geología del Petróleo²⁰. Los Campos que más producen hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales son Caño-Limón y Castilla, adicional a esta producción, también se encuentra la producción de pequeños campos como lo son Rubiales, Apiay, etc. La presencia de hidrocarburos cerca del Bloque CPE-6 está en el Campo Rubiales, el cual aumenta el interés en el Bloque de estudio porque se considera hace parte del mismo sistema petrolífero.

¹⁷ Ibid., p. 258

¹⁸ Anónimo, Informe sobre las actividades Exploratorias desarrolladas en el Contrato de Exploración y Producción de Bloque CPE-6, 2013. p. 9

¹⁹ Anónimo, Informe sobre las actividades Exploratorias desarrolladas en el Contrato de Exploración y Producción de Bloque CPE-6, 2013. p. 10

²⁰ BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTINEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia. 2007 p. 71.

1.3.4.1 Roca generadora. La generación de hidrocarburos en la cuenca se atribuye a la Formación Gachetá, la cual logró alcanzar la madurez térmica con temperaturas por encima de 435 - 445°C²¹. Según la ANH²², la Formación Gachetá cuenta con un contenido de TOC de 1-3%, un kerógeno tipo II y III, predominando el último; el cual favorece la generación de hidrocarburos gaseosos. Con respecto a la reflectancia de vitrinita esta formación arroja valores entre 0,6 a 1,0%, además de contar con un espesor efectivo que va de 150-300 ft.

1.3.4.2 Roca Reservorio²³. En la cuenca se tienen reservorios a lo largo de la secuencia sedimentaria; en el caso del Bloque CPE-6 se ha identificado que las rocas reservorio, corresponden a las arenas de las unidades C-7 y Arenas Basales, pertenecientes a la Formación Carbonera. La unidad C-7 posee porosidades que van desde 17% a 31%, esto con permeabilidades de 50 a 9500 milidarcies y un espesor de 14 a 1.5 ft. La unidad de Arenas Basales, tiene una porosidad que va de 25 a 32%, con permeabilidades de 950 a 10200 milidarcies y un espesor entre 59 ft a 4 ft.

1.3.4.3 Migración²⁴. El crudo almacenado en la Cuenca de Llanos Orientales migró desde el piedemonte hasta su entrapamiento, esta migración ocurrió lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta encontrar las condiciones estructurales y/o estratigráficas ideales para su acumulación. Esta migración sucedió en dos fases; la primera se desarrolló durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante Mioceno Tardío-Plioceno.

1.3.4.4 Roca Sello. La acumulación de hidrocarburos presente en el Bloque CPE-6 tiene como sello las arcillas de la Unidad Carbonera Intermedia, cuyo espesor oscila entre 10 ft a 20 ft.

1.3.4.5 Trampa²⁵ El Bloque CPE-6 tiene trampas estructurales, conformadas por monoclinales ubicado en el bloque levantado de una falla normal. La acumulación del crudo ocurre cuando las arenas del bloque levantado están enfrentado lateralmente con niveles arcillosos, estas arcillas son las que cumplen la labor de sellos laterales efectivos.

²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012. p. 14

²² Ibid., p. 71.

²³ Anónimo, Informe sobre las actividades Exploratorias desarrolladas en el Contrato de Exploración y Producción de Bloque CPE-6, 2013. Pág. 13

²⁴ BARRERO, Op., p. 71.

²⁵ GOMEZ, Yohaney, YORIS, Franklin, RODRIGUEZ, Javier, PORTILLO, Fredy, ARAUJO, Ysidro. Pacific Rubiales Energy. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de Los Llanos Orientales. Bogotá. 2009. p. 2

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6

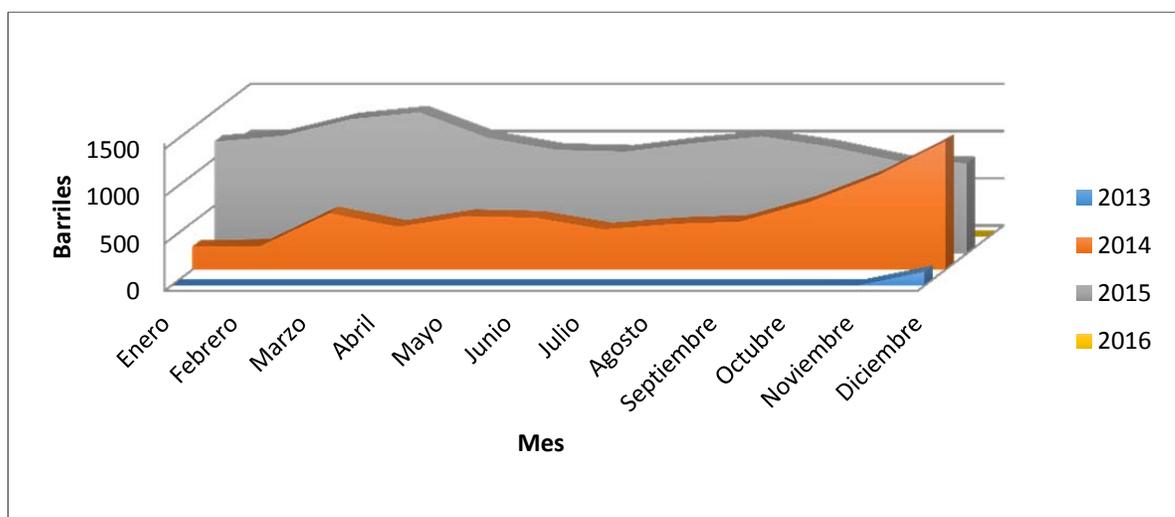
En la **Tabla 1** se encuentra la historia por meses de la producción del Bloque CPE-6, a partir de Diciembre del año 2013, debido que hasta este año se empezó a explotar el Bloque. La toma de estos datos se hizo por medio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En la **Gráfica 1**, se encuentran representados los valores de la **Tabla 1**.

Tabla 1. Historia de Producción del Bloque CPE-6

	2013	2014	2015	2016
Mes	Barriles	Barriles	Barriles	Barriles
Enero	0	247	1.182	966
Febrero	0	253	1.245	1.056
Marzo	0	599	1.421	-
Abril	0	455	1.493	-
Mayo	0	568	1.223	-
Junio	0	551	1.096	-
Julio	0	428	1.078	-
Agosto	0	484	1.167	-
Septiembre	0	510	1.239	-
Octubre	0	714	1.130	-
Noviembre	0	994	977	-
Diciembre	149	1.362	955	-

Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Producción en el Bloque CPE-6, 2016

Gráfica 1. Producción Mensual de Barriles de Crudo por Año



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.4.1 Mecanismo de Producción. El Bloque CPE-6 mantiene presión estable por empuje hidráulico gracias a un acuífero activo que se encuentra en el yacimiento. También se hace inyección de agua debido a que este es un yacimiento sub-presurizado y a la baja gravedad API los pozos no producen naturalmente, por lo cual y de acuerdo con la experiencia del operador (Pacific Rubiales) en campos cercanos con condiciones similares (Quifa y Rubiales), se usa levantamiento artificial con bombas electrosumergibles para pozos horizontales y verticales o de cavidades progresivas para pozos verticales.

1.4.2 Número de Pozos. Actualmente el Bloque CPE-6 tienen 7 pozos activos, 13 abandonados, 5 cerrados y 1 pozo inyector. En el caso de los 5 pozos cerrados se va disponiendo de cada uno según se considere necesario. En la **Figura 3**, se encuentran el número de pozos totales del Bloque CPE-6.

Figura 3. Pozos perforados en el Bloque CPE-6

POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	PROFUNDIDAD TVD (ft)	BOMBAS	TIPO DE POZO	MAX. INCLINACIÓN	ESTADO
GUAIRURO 4	3220	3220	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
GUAIRURO 1	3495	3495	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
GUAIRURO 2	3309	3309	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
GUAIRURO 3 ST	3493	3242	N/A	ESTRATIGRÁFICO	40,60	ABANDONADO
GUAIRURO 5	3332	3332	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
GUAIRURO 6	3306	3239	N/A	ESTRATIGRÁFICO	20,72	ABANDONADO
HAMACA 7	3404	3404	PCP	VERTICAL		CERRADO
HAMACA 1	3460	3460	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
HAMACA 4	3540	3540	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
HAMACA 2	3615	3516	N/A	ESTRATIGRÁFICO	23,67	ABANDONADO
HAMACA 6	3358	3358	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
HAMACA 5	3330	3294	N/A	ESTRATIGRÁFICO	16,52	ABANDONADO
HAMACA 3	3305	3305	N/A	ESTRATIGRÁFICO		ABANDONADO
CPE6 1X	3500	3500	PCP	VERTICAL		ACTIVO
CPE6H-2	3485	3485	PCP	VERTICAL		ACTIVO
CPE6-DW2	3547	3547	N/A	INYECTOR VERTICAL		ACTIVO (INYECCIÓN DE AGUA)
CPE6H-6	3505	3384	N/A	DESVIADO	18,6	ABANDONADO
CPE6-8HST	5380	3347	ESP	HORIZONTAL	90,45	CERRADO
CPE6H-5	3545	3545	PCP	VERTICAL		CERRADO
CPE6-12H	5041	3346	ESP	HORIZONTAL	90	ACTIVO
CPE6H-3	3305	3305	BM	VERTICAL		CERRADO
HAMACA 8	3372	3372	PCP	VERTICAL		CERRADO
HAMACA 20H	4650	3329	ESP	HORIZONTAL	90,50	ACTIVO
HAMACA 22HST2	4282	3355	ESP	HORIZONTAL	90	ACTIVO
HAMACA 13H	4369	3340	ESP	HORIZONTAL	90,83	ACTIVO
HAMACA 16HST2	5500	3328	ESP	HORIZONTAL	90	ACTIVO

Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Información Pozos Bloque CPE-6.

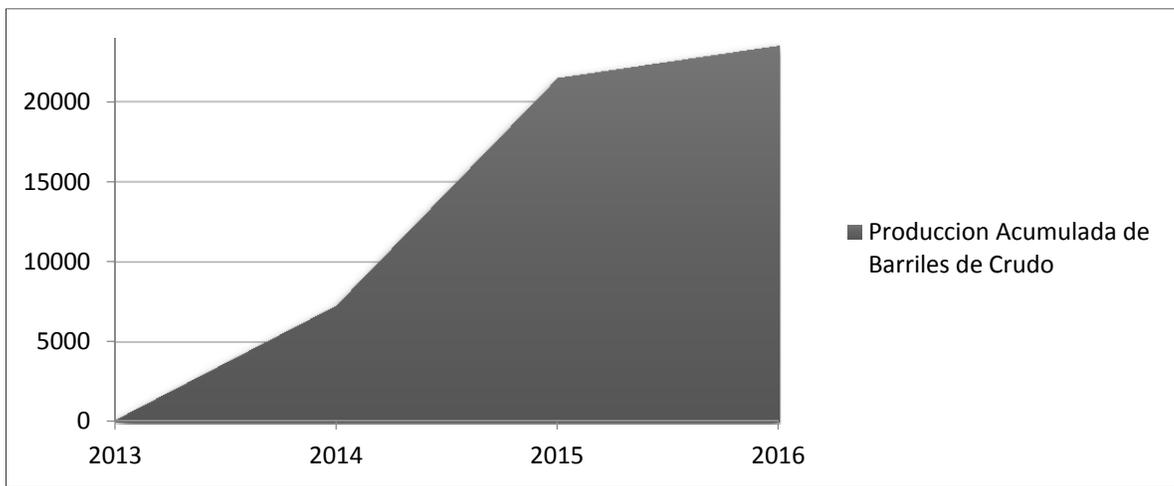
1.4.3 Producción Acumulada. El bloque CPE-6 cuenta con una producción acumulada de fluido de 4.325.568 Barriles para el mes de febrero del 2016, datos actualizados, como se puede ver en la **Tabla 2**, donde se encuentra tabulada también la producción acumulada de crudo y agua. En la **Gráfica 2** y la **Gráfica 3**, se encuentran representados la producción acumulada de crudo y agua, respectivamente.

Tabla 2. Producción Acumulada Bloque CPE-6

Año	Producción Acumulada de Barriles de Crudo	Producción Acumulada de Barriles de Agua	Producción Acumulada Total
2013	149	14.155	14.304
2014	7.311	694.545	716.160
2015	21.518	2.044.210	2.767.584
2016	23.540	2.236.300	4.325.568

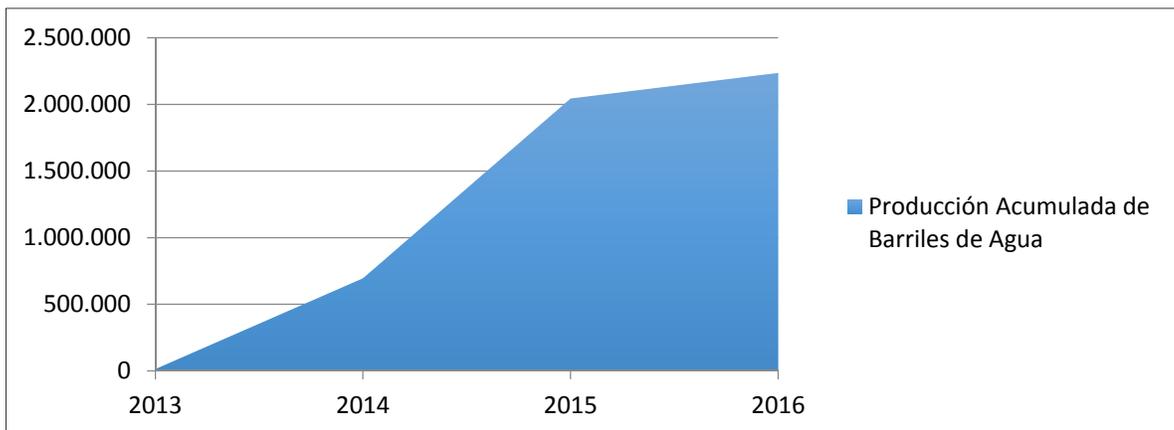
Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos

Gráfica 2. Producción Acumulada de Crudo del Bloque CPE-6.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Modificado por Autora

Gráfica 3. Producción Acumulada de Agua del Bloque CPE-6.



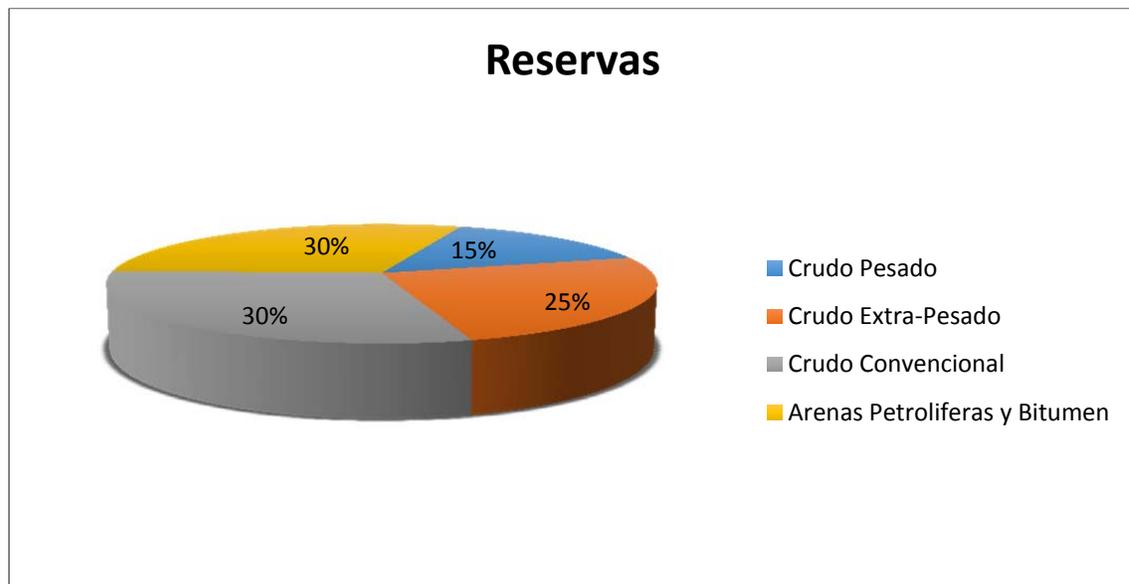
Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Modificado por Autor

2. CRUDOS PESADOS

Con el transcurrir del tiempo, la declinación de las reservas de crudo liviano en el mundo ha llevado a la industria petrolera a buscar opciones innovadoras de exploración, explotación y producción de hidrocarburos con el objetivo de extraer el recurso no renovable de manera económica y rentable²⁶. En un principio la explotación de crudo no requería mayor inversión en comparación con la actualidad, lo anterior llevó a que las compañías petroleras se inclinarán por la selección de yacimientos de hidrocarburos livianos, gracias a su facilidad de producción y tratamiento. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la declinación de este tipo de reservas conllevó a la necesidad de explotar las reservas de crudo pesado y extra pesado que se habían dejado de lado, a causa de su complejidad.

Según ALBOUDWAREJ²⁷ en la actualidad más del 70% de las reservas del mundo son de crudo pesado, extra pesado y bitumen como se puede observar en la **Gráfica 4**, este porcentaje (%) representa entre 9 y 13 trillones de barriles de petróleo. Este tipo de hidrocarburos constituyen retos técnicos y económicos para su extracción y tratamiento, por ende, es necesario contar con maquinaria y equipos de alta tecnología para llevar a cabo los procesos anteriormente mencionados.

Gráfica 4. Total de reservas de petróleo en el mundo



²⁶ MARTINEZ, Juan Carlos, MORALES, Producción En Frio De Crudos Pesados Con Arenas (CHOPS), MEXICO, 2011. Pag.1

²⁷ Ibid., Pag.1

Fuente. ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado. Oilfield Revision Otoño, 2006. Modificado por Autora

Con el crecimiento de la demanda energética y la declinación de las reservas de crudo liviano, se ha suscitado el interés en reservas de crudo pesado y extrapesado, en primer lugar gracias a una extracción rentable de los mismos y en segundo lugar porque existe abundancia de estos.

Es de vital importancia identificar el crudo que se produce en un campo ya que esta es la base para el diseño de las facilidades de producción, por ende, existe una clasificación según API (*American Petroleum Institute*), esta clasificación se relaciona con la gravedad específica del crudo, como se puede observar en la **Tabla 3**, según los grados API se relaciona el tipo de crudo. Crudos con grados API de 30°-40° se consideran livianos, de 22°-29,9° API son medianos, de 10°-21,9° API son pesados y <10° API son extrapesados.

Tabla 3. Clasificación del petróleo según American Petroleum Institute (API).

Clasificación de Crudo según API	
Tipo	Grados API
Liviano	30°-40°
Mediano	22°-29,9°
Pesado	10°-21,9°
Extrapesado	<10°

Fuente. American Petroleum Institute, modificado por autor

Con relación a la **Tabla 3**, para determinar si un crudo es liviano, mediano, pesado o extrapesado, utilizamos la **Ecuación 1**, en la cual se usa la gravedad específica del crudo, la cual se obtiene por pruebas de laboratorio.

Ecuación 1. Gravedad API

$$^{\circ} API = \frac{141,5}{Sp.Gr\ 60/60\ ^{\circ}F} - 131,5$$

Fuente. GARY, James, HANDWERK, Glenn. Refino del petróleo. Editorial Reverte. Modificador por autor

Los crudos pesados se caracterizan por tener altas densidades y viscosidades, metales pesados, bajas relaciones gas-petróleo (GOR), altos contenidos de carbonos y sulfuro, y pequeñas porciones de hidrógeno, es decir, química y físicamente más complejos que un crudo liviano. Debido a las características

mencionadas anteriormente los procesos de transporte, producción, tratamiento y refinación de hidrocarburos se vuelven más costosos.

2.1 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE UN CRUDO PESADO

2.1.1 Composición. Según McCain²⁸ determinar la composición química de un crudo es imposible ya que pueden existir miles de componentes en él; por tal razón la determinación de una composición química, comienza por los elementos más livianos hasta los más pesados los cuales son clasificados como C7+.

Como se ha mencionado, los crudos pesados contienen bajas cantidades de hidrocarburos livianos, un amplio rango de componentes químicos, largas cadenas y alto contenido de azufre y otros tipos de metales. La **Tabla 4**, ilustra la composición química de un crudo pesado según la proporción en porcentaje de cada uno de sus elementos.

Tabla 4. Análisis de Elementos del Crudo Pesado

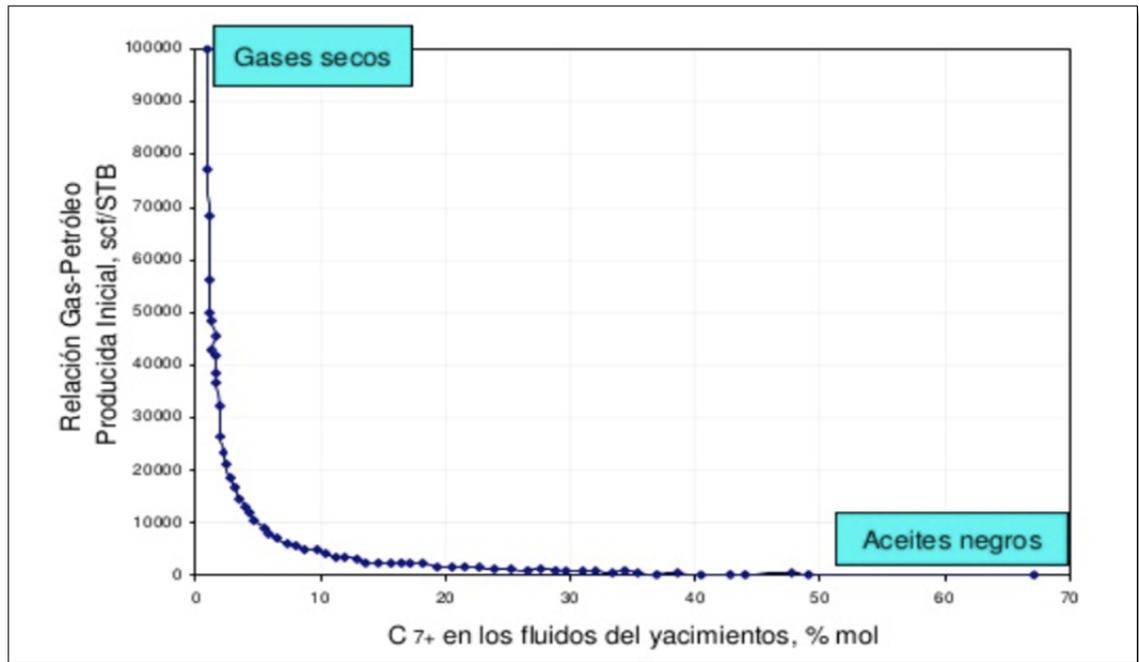
Elemento	Porcentaje (%)
Carbón	84-87
Hidrógeno	8-11
Nitrógeno	0.2-0.4
Sulfuros	3-5
Oxígeno	1-2
Cenizas	0,05-0,015
Otros	0,01-0,05

Fuente. RAMIREZ, Jonathan, RINCON, Jenny, RODRIGUEZ, Liz. Análisis de Exploración y Desarrollo de los Bloques CPE-1 a CPE-8 de Crudos Pesado con Implementación De Métodos De Producción En Frío En La Cuenca De Los Llanos Orientales De Colombia. Fundación Universidad de América. 2010.

Para caracterizar un crudo, también es importante tener en cuenta su relación gas petróleo (GOR), la cual da un indicio de la proporción de componentes livianos del mismo. Por lo tanto es posible inferir que un crudo con una relación gas petróleo alta esté compuesto de elementos livianos. En la **Figura 4**, se puede observar una relación inversamente proporcional entre el GOR y los componentes pesados del crudo.

²⁸ MACCAIN, William, Properties of Petroleum Fluids, Pag. 258

Figura 4. Relación gas-petróleo con respecto a la composición química en un Crudo Pesado.



Fuente. ESCOBAR, Freddy, Fundamntos Ingenieria de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana, 1era Edicion.

2.2 CARACTERIZACIÓN BASICA DE UN CRUDO PESADO

El valor económico del petróleo depende de las características físico-químicas del mismo, es decir, de la densidad, la viscosidad, el contenido de azufre, BS&W y salinidad, por consiguiente es importante la caracterización del crudo. A continuación se detallará cada una de las características.

2.2.1 Densidad. Característica propia de los fluidos, se encuentre en estado gaseoso o líquido. En el caso del crudo, la densidad indica que tipo de crudo es, esto se infiere debido a si tiene una densidad baja, tendrá destilados de mejor calidad, es decir, mayor valor económico. La densidad está directamente relacionada con la gravedad API. En términos de hidrocarburos pesados, se entiende que entre mayor sea el número de carbonos mayor cohesión habrá debido a las fuerzas intermoleculares, aumentando su densidad²⁹.

Según la **Tabla 5**, se considera un hidrocarburo pesado cuando cuenta con una densidad de $1.0 - 0.92 \text{ g/cm}^3$, es decir, $10^0 - 21.9^0$ API.

²⁹ ANONIMO, Ingeniería Energética General. Artículo. 2013

Tabla 5. Densidad de los Hidrocarburos

Aceite Crudo	Densidad (g/cm)	Densidad API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0-0,92	10-21,9
Mediano	0,92-0,87	22-31,9
Ligero	0,87-0,83	>40

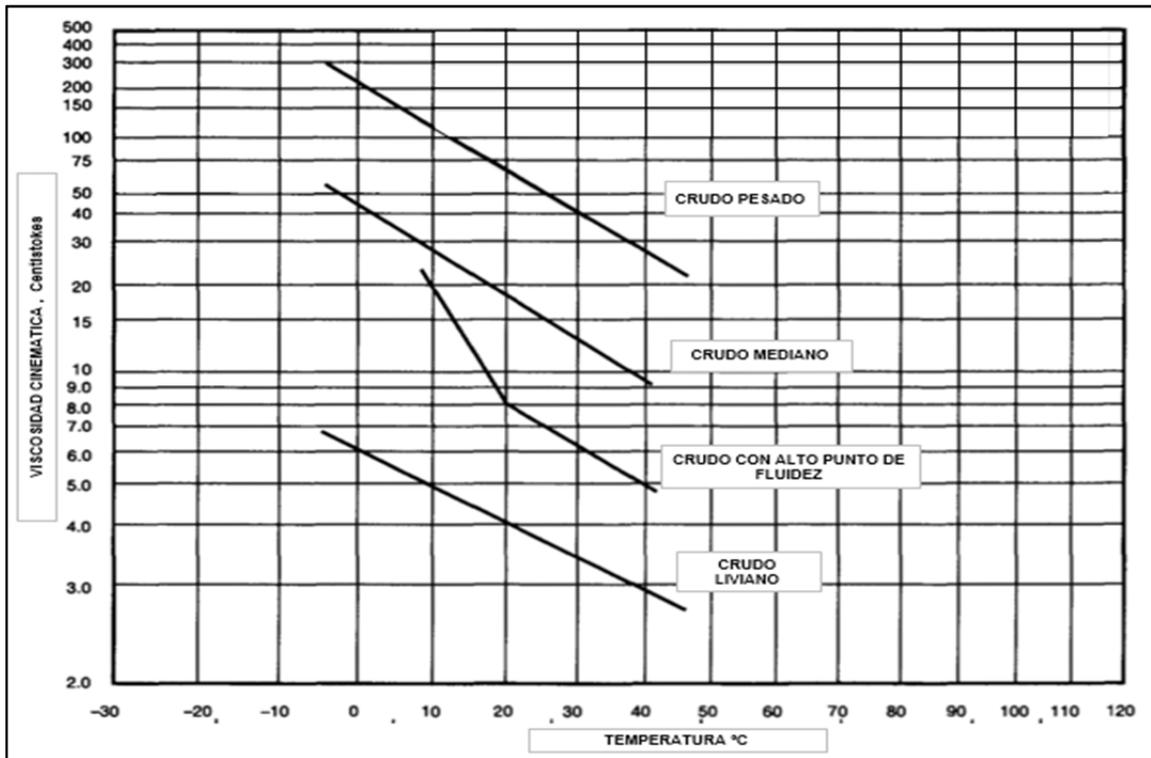
Fuente. Instituto Mexicano Del Petróleo, Tipos de Crudo. 2014

2.2.2 Contenido de Azufre. El contenido de azufre³⁰ de un crudo es un factor determinante al momento de su refinación, un considerable contenido de azufre puede generar corrosión en los equipos, y genera emisiones a la atmósfera. Por lo general este elemento está contenido en las fracciones más pesadas del aceite, y es necesario por estándares de calidad ambientales removerlo mediante procesos industriales que aumentan los costos en la operación. Se considera un crudo dulce cuando su contenido de azufre es < 0,5%; cuando se supera el 0,5% se considera un crudo ácido. La norma ASTM D-4294 es usada para la determinación del contenido de azufre en el crudo.

2.2.3 Viscosidad. Propiedad a resistirse internamente al flujo de un fluido, esto se debe básicamente a la frotación entre las moléculas. La viscosidad depende de la composición química del crudo; a mayor cantidad de moléculas pesadas mayor será la viscosidad. Normalmente para determinarla se hace por medio de la viscosidad cinemática, la cual se mide como el tiempo que toma el líquido en descender en condiciones de gravedad a través de una restricción calibrada. en la **Figura 5**, se tienen diferentes tipos de crudo, cada uno es sometido al mismo aumento de temperatura y todos presentan disminución de la viscosidad. El valor de la viscosidad varía considerablemente sí es calentado el aceite, disminuyendo su valor de viscosidad.

³⁰ THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION, Introducción a la Refinación Del Petróleo y Producción de Gasolina y Diesel Con Contenido Ultra bajo de Azufre. 2011.

Figura 5. Viscosidad del Crudo a diferentes Gravedades API Vs. Temperatura



Fuente. ARNOLD, Ken, STEWART, Mauricie, Surface Production Operations. 2008. Modificado por Autor.

2.2.4 Punto de congelación (pour point)³¹. Temperatura en la cual un hidrocarburo se solidifica, es decir, es un indicador de la mínima temperatura a la cual el crudo puede ser bombeado o almacenado en estado líquido. A mayor peso molecular su punto de congelación aumenta. Se puede presentar precipitación de parafinas cuando hay una disminución en la temperatura del crudo.

2.2.5 Solubilidad³². Los hidrocarburos son solubles entre sí, aquellos que cuentan con un número significativo de moléculas pueden llegar a ser miscibles con los de menor peso molecular hasta que se sature, haciendo que se precipiten las partículas orgánicas presentes en el hidrocarburo como las parafinas y asfaltenos.

2.2.6 Punto de Inflamación³³. Se conoce como la temperatura en la cual los vapores presentes en el crudo generan chispa. Este indicador ayuda a condicionar los riesgos presentes de una explosión. Se tiene en cuenta para hidrocarburos con alto contenido de moléculas volátiles.

³¹ Cámara Argentina de Gas Natural Comprimido, Hidrocarburos. Disponible en : <http://www.gnc.org.ar/downloads/Hidrocarburos.pdf>

³² Ibid., p. 12.

³³ Ibid., p. 13.

2.2.7 Contenido de agua y sedimentos³⁴. Esta propiedad es de suma importancia en la producción de campos petroleros, consiste en el porcentaje de agua libre y sedimentos (limo y arena) que se encuentran en el crudo, depende esencialmente de las características del yacimiento y los mecanismos de producción del mismo. El agua es usualmente encontrada en emulsión con contenido de sales disueltas.

Determinar el porcentaje de BS&W ayuda a cuantificar la producción de agua de formación con respecto a la cantidad de crudo, si el corte de agua es alto, representa un problema operativo, por la disposición de la misma. El agua de formación debe ser tratada para lograr los estándares de calidad ambientales permitidos para su disposición o inyección.

2.3 IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS PESADOS EN LA ACTUALIDAD

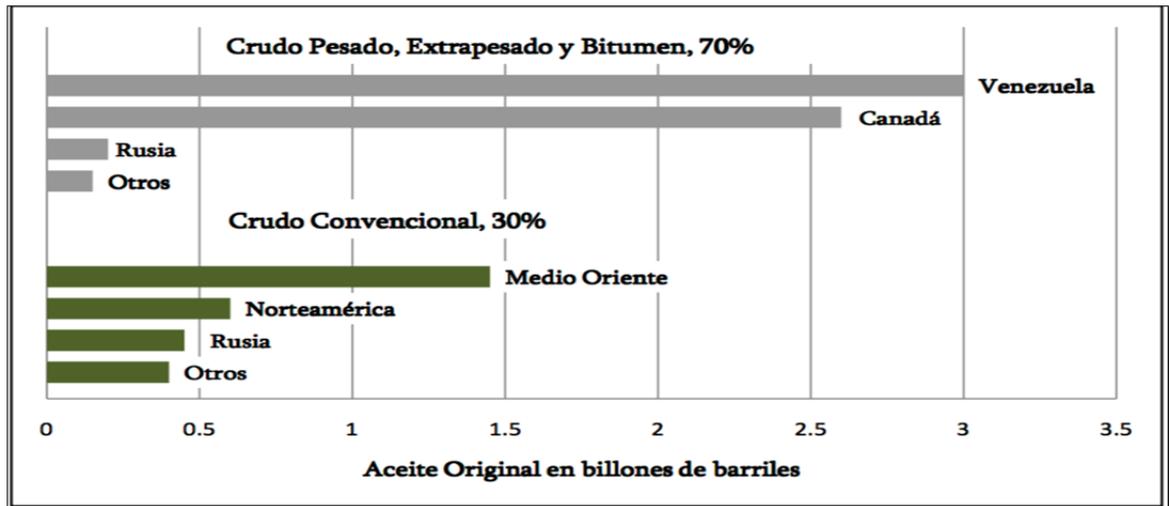
A futuro, la explotación de hidrocarburos pesados aumentará su importancia debido al número de reservas que existen en el mundo. Además de poder extraerse de manera rentable gracias a los grandes avances tecnológicos. Pero sin lugar a dudas la mayor ventaja que se obtiene de la extracción de hidrocarburos pesados en comparación a los crudos livianos es la manera en que los yacimientos de crudos pesados tienen una tasa de producción constante durante largos períodos de tiempo.

2.3.1 Reservas Probadas de Crudo Pesado en el Mundo. En el mundo existen diferentes países productores que cuentan con reservas de crudos pesados, como lo son Venezuela, Canadá y Estados Unidos. Las dos reservas más grandes de hidrocarburos pesados se encuentran en primer lugar en el Cinturón de Aceite Pesado Canadiense, ubicado en Canadá y en segundo lugar La Faja del Orinoco, ubicado en Venezuela. Estas dos reservas suman entre 3.5 y 4 trillones de barriles *insitu*³⁵. En la Figura 6, se muestra la comparación de volúmenes originales en barriles. Medio Oriente es quién lidera el grupo de reservas de crudo convencional, le sigue Norteamérica. Sin embargo estas reservas van en declive y ahora están tomando fuerza los crudos pesados y extrapesados, en este grupo los países que están situados al tope de la lista como se ha mencionado son Canadá y Venezuela.

³⁴ MORALES, Marcelo Rene. Mejoramiento del Sistema de Medición de Pozos y BS&W en las Plataformas del Bloque 16 de Repsol. 2013

³⁵ MARTINEZ, Juan Carlos, MORALES, Producción En Frio De Crudos Pesados Con Arenas (CHOPS), MEXICO, 2011. Pag.18 tesis

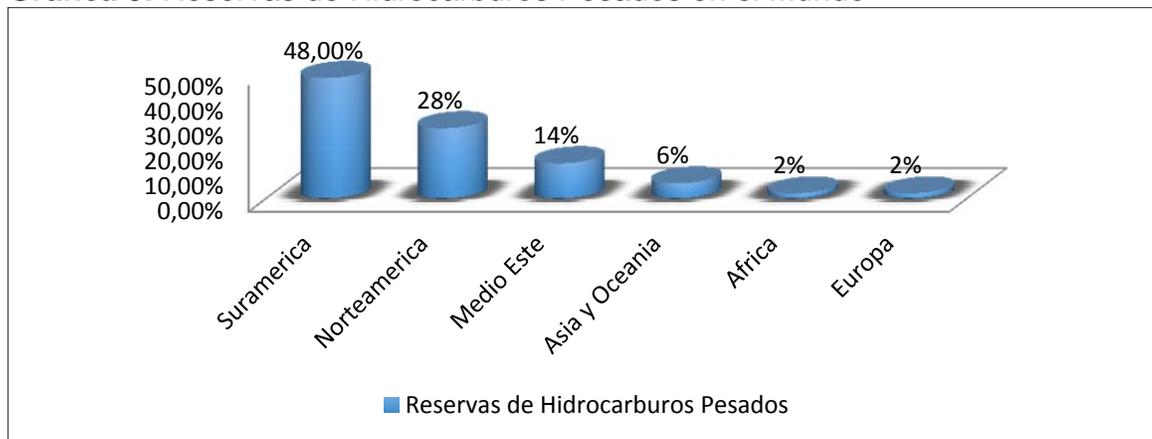
Figura 6. Comparación De Volúmenes Original de Crudos Pesados y Crudo Convencional.



Fuente. MARTINEZ, Juan Carlos, MORALES, Producción En Frio De Crudos Pesados Con Arenas (CHOPS), MEXICO, 2011. Pag.19 tesis

Latinoamérica es la región que lidera el ranking con mayor número de reservas en hidrocarburos pesados con un 48%, como se muestra en la **Gráfica 5**, seguida por Norteamérica, con un 28%; estos equivalen a 2 billones de barriles equivalentes de petróleo y 1,2 billones de barriles equivalentes, respectivamente³⁶.

Gráfica 5. Reservas de Hidrocarburos Pesados en el Mundo

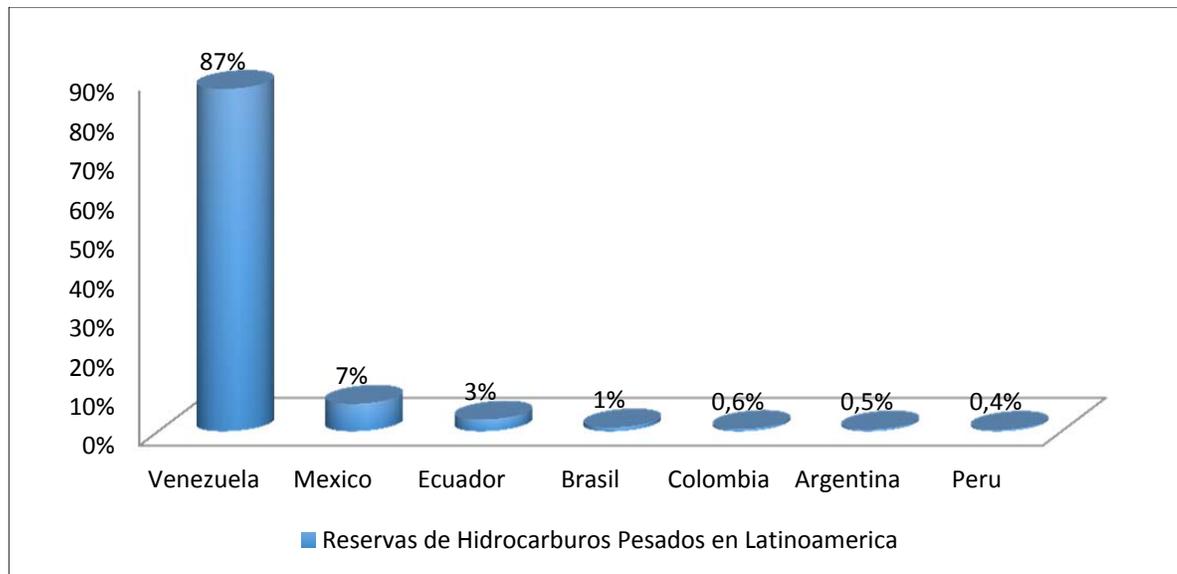


Fuente. LANGER, José Luis. Crudos Pesados: El reto Para Colombia. CAMPETROL. Obtenido en: <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/> Modificado por Autora.

³⁶ LANGER, José Luis. Crudos Pesados: El reto Para Colombia. CAMPETROL. Obtenido en : <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/>

Venezuela es el país en Latinoamérica con mayor número de reservas en hidrocarburos pesados; posee un 87% (1,7 billones de barriles equivalente) de las reservas, le sigue México con un 7%, como se muestra en la **Gráfica 6**, el país con menor reservas es Perú; el cual posee un 0,4 %. Colombia ocupa el quinto puesto con 0,6% (0,02 billones de barriles equivalentes).

Gráfica 6. Reservas de Hidrocarburos Pesados en Latinoamérica



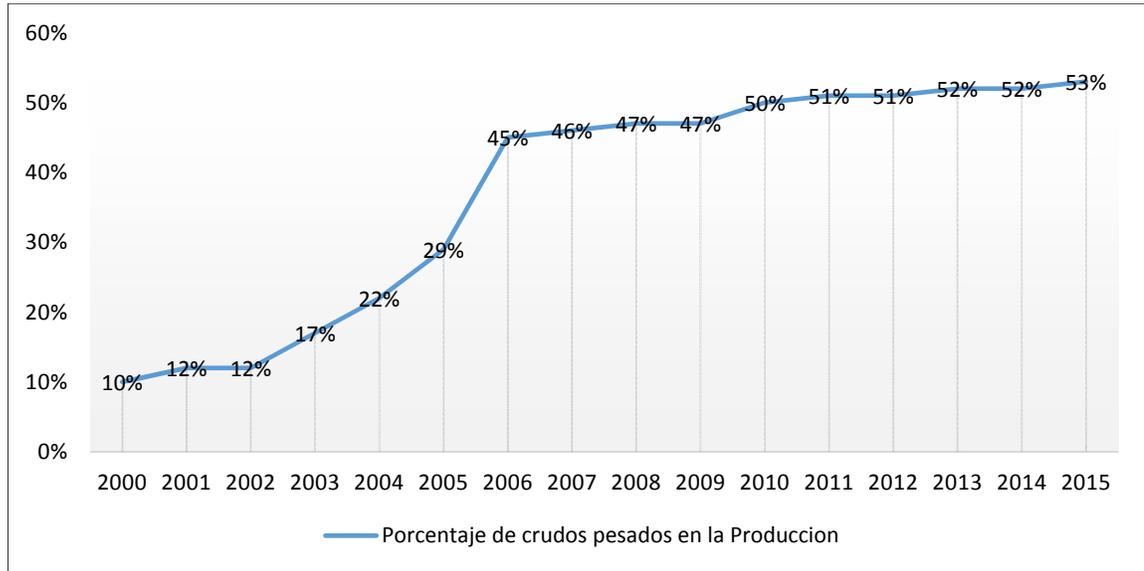
Fuente. LANGER, José Luis. Crudos Pesados: El reto Para Colombia. CAMPETROL. Obtenido en: <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/> Modificado por Autora.

2.3.2 Colombia y el Crudo Pesado. Se sabe que los hidrocarburos pesados cuentan con características químicas y físicas, las cuales hacen necesarios tratamientos químicos y térmicos para su explotación, producción y tratamiento. Colombia se enfrenta a un desafío con respecto a la tecnología, infraestructura y talento humano para hacer posible y beneficiosa la extracción de este tipo de crudo.

Colombia ha tenido una participación en la explotación de crudos pesados, pero esta tomó forma en el 2003, con la creación de la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH), con ella creció notablemente la extracción del hidrocarburo. En la **Figura 7**, como se puede observar, en el 2000, 2001 y 2003 la extracción de crudos pesados en Colombia oscila en un promedio de 11% aproximadamente, una vez creada la ANH, la extracción aumentó de manera exponencial, llegando a un promedio de 49% de extracción anual de hidrocarburos³⁷ entre el 2006 y el 2015.

³⁷ LANGER, José Luis. Crudos Pesados: El reto Para Colombia. CAMPETROL. Obtenido en : <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/> Artículo

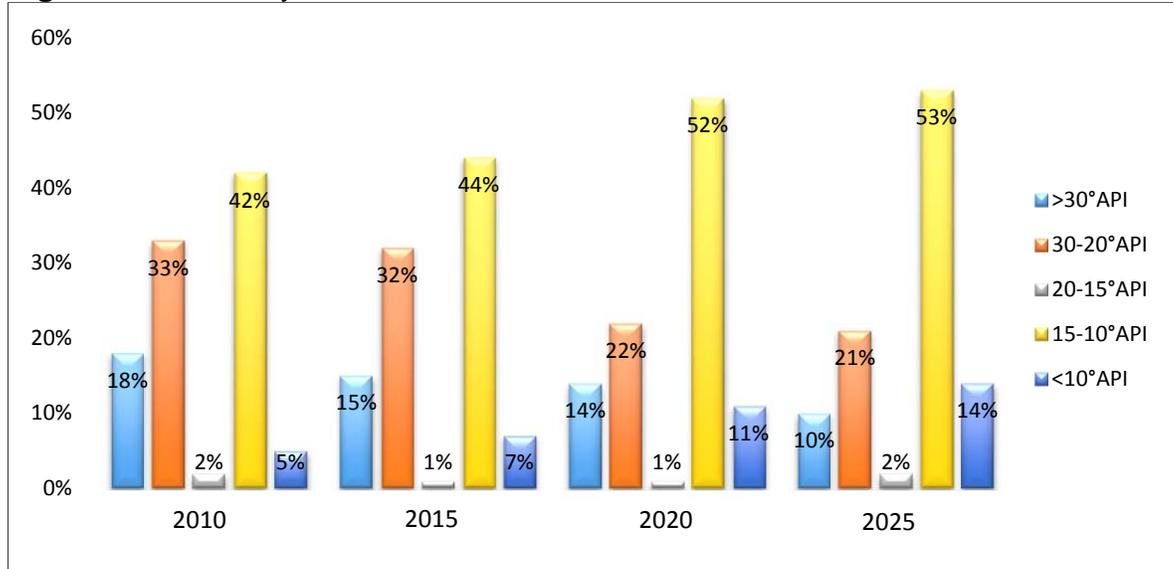
Figura 7. Porcentaje de Producción de Crudo Pesado Con el Tiempo



Fuente. ECOPETROL, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2015

En la **Figura 8**, se encuentra una proyección a 10 años realizada por Ecopetrol, donde la producción de crudos pesados aumentará entre un 52 % a 69%, a diferencia de la producción de crudos livianos, la cual desciende entre 15% y 10%. El aumento de la producción de hidrocarburos pesados proyectado se debe a la extracción en las Cuencas de Los Llanos Orientales, Magdalena Medio y Putumayo.

Figura 8. Proyección de Producción de Crudo en Colombia.



Fuente. ECOPETROL, Proyecto Polar. 2015

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE BLOQUE CPE-6

El crudo producido en el Bloque CPE-6 es por su gravedad un crudo de tipo pesado, cuenta con una gravedad específica de 0,9718 a 60°F, además de tener una gravedad de 12,8 API en promedio. El análisis PVT del pozo Hamaca 01, Hamaca 02 y Hamaca 03, se encuentra a continuación en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Propiedades Físicas y Químicas del Crudo del Bloque CPE-6

ANÁLISIS PVT - CRUDO MUERTO				
HAMACA 01	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	CRUDO HIDRATADO			
	Agua y Sedimentos	ASTM D-4007	Vol%	95
	CRUDO DESHIDRATADO			
	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	Gravedad API @60°F	ASTM D-1298		10,2
	Punto de chispa	ASTM D-93A	°C	154
	Punto de fluidez	ASTM D-97	°C	9
	Vanadio	ASTM D-5863A	ppm	260
	Níquel	ASTM D-5863A	ppm	61
	Contenido de sal	ASTM D-3230	PTB	56,4
	Asfáltenos	IP -143	wt%	8,3
	Contenido de parafina	UOP- 46	wt%	1,2
	Viscosidad @°F	ASTM D-482	cP	7.042,4
	Viscosidad @122°F	ASTM D-482	cP	2.047,3
Viscosidad @210°F	ASTM D-482	cP	79,4	
Número de ácido total	D-664	mg KOH/g	0,50	
HAMACA 03	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	CRUDO HIDRATADO			
	Agua y Sedimentos	ASTM D-4007	Vol%	94
	CRUDO DESHIDRATADO			
	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	Gravedad API @60°F	ASTM D-1298		9,4
	Punto de chispa	ASTM D-93A	°C	**
	Punto de fluidez	ASTM D-97	°C	**
	Vanadio	ASTM D-5863A	ppm	273
	Níquel	ASTM D-5863A	ppm	5
	Contenido de sal	ASTM D-3230	PTB	44
Asfáltenos	IP -143	wt%	10,5	
Contenido de parafina	UOP- 46	wt%	1	

Tabla 6. (Continuación)

ANÁLISIS PVT - CRUDO MUERTO				
	Viscosidad @ 100°F	ASTM D-482	cP	11.892,9
	Viscosidad @ 122°F	ASTM D-482	cP	3,313,3
	Viscosidad @ 210°F	ASTM D-482	cP	109,2
	Número de ácido total	D-664	mg KOH/g	1,08
HAMACA 05	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	CRUDO HIDRATADO			
	Agua y Sedimentos	ASTM D-4007	Vol%	93
	CRUDO DESHIDRATADO			
	NOMBRE DE LA PRUEBA	NÚMERO	UNIDAD	RESULTADO
	Gravedad API @60°F	ASTM D-1298		9,8
	Punto de chispa	ASTM D-93A	°C	95
	Punto de fluidez	ASTM D-97	°C	18
	Vanadio	ASTM D-5863A	ppm	252
	Níquel	ASTM D-5863A	ppm	30
	Contenido de sal	ASTM D-3230	PTB	76,9
	Asfáltenos	IP -143	wt%	7,6
	Contenido de parafina	UOP- 46	wt%	1,0
	Viscosidad @ 100°F	ASTM D-482	cP	23.183,80
	Viscosidad @ 122°F	ASTM D-482	cP	4.552,2
Viscosidad @ 210°F	ASTM D-482	cP	3,313,3	
Número de ácido total	D-664	mg KOH/g	1,79	

El crudo producido en el Bloque CPE-6 es un hidrocarburo pesado, gracias a su API promedio, la cual es de 12 °API. Su punto de chispa oscila de 95°C a 150°C, además de contar con un punto de fluidez, el cual varía de 9°C a 8°C.

El crudo tiene un contenido de vanadio y níquel en promedio de, 260 ppm y 32 ppm respectivamente. Además de esto contiene grandes cantidad de porcentaje de BSW, ya que tiene un corte de agua de 94%.

El contenido de sal presente en la mezcla producida es de 59,1 PTB promedio, adicional a esto tiene un contenido promedio de parafina y asfáltenos de 1wt% y 9wt%, respectivamente.

3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6

El presente capítulo consiste en la descripción de los componentes, equipos y elementos empleados en el tratamiento del crudo y agua de producción pertenecientes al Bloque CPE-6.

3.1 EMULSIONES

Los fluidos de producción, provenientes del subsuelo, llegan mezclados a la superficie en forma de emulsiones; Las emulsiones se forman debido a la agitación de dos fluidos inmiscibles en presencia de un agente emulsificante, este último es de gran importancia debido a que a mayor presencia de emulsificante más compleja será la separación de las fases. Para la remoción del contenido de agua asociada a la producción de crudo, se necesitan tratamientos químicos y/o mecánicos.

A su vez, la separación de la mezcla agua petróleo también se ve afectada por la estabilidad de la emulsión, ya que a mayor estabilidad mayor complejidad en la separación. Dicha estabilidad depende de los siguientes factores: La diferencia de densidad de cada fase, el tamaño de las partículas de agua dispersas, la viscosidad, la tensión interfacial y la concentración y presencia de agentes emulsificantes.

Aunque el agua y el petróleo se encuentran combinados en forma de emulsión, cada fluido posee una densidad propia de sus características, tal diferencia es inversamente proporcional a la estabilidad de la emulsión. Por lo tanto entre más diferentes sean las densidades del agua y el petróleo más sencillo será la separación de los mismos.

El tamaño de las partículas de agua dispersas también afecta la rata con la que se mueven las gotas de agua en la fase continua, a mayor tamaño de partículas más rápido se asentarán las fases. La existencia de un agente emulsificante disminuye la tensión interfacial, haciendo que la separación de las partículas de agua dispersas en la fase continua puedan separarse más fácilmente. A mayor cantidad de emulsificante más difícil será la remoción de las gotas de agua.

La separación de las fases agua-crudo en el Bloque CPE-6 se da por medio de tratamientos mecánicos y químicos, teniendo en cuenta las características de crudo producido en el Bloque, detallados en el Capítulo 2.

3.2 CONTENIDO DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES (TSS) Y ACEITE EN AGUA (O/W)

3.2.1 Sólidos suspendidos totales (TSS). En la producción de hidrocarburos es normal que contenga material orgánico e inorgánico, es decir, arcillas, arenas, bacterias, o partículas de hierro o manganeso, los cuales generan corrosión, este material se conoce como sólidos suspendidos totales (TSS). Estos sólidos suspendidos también se conocen como filtrables y se caracterizan por tener un diámetro promedio de partícula, el cual oscila entre 10 y 100 micras. A esta variable se le atribuye la turbidez que tenga el agua, entre más oscuro mayor TSS se contiene, por ende, mayor probabilidad de taponamiento en la inyección del agua.

Equipos primarios, como; el skim tank, FWKO's, entre otros, se encargan de eliminar hasta en un 60% el contenido de TSS asociada a la producción de agua³⁸. En la **Tabla 7**, se puede observar el rango de tolerancia, en el cual se encuentra el valor establecido del parámetro de TSS para la inyección de agua como recobro mejorado.

Tabla 7. Rango de tolerancia para la inyección de agua del parámetro TSS

Parámetro	Rango de Tolerancia
TSS	0,5 - 2,5 ppm

Fuente. Occidental de Colombia, 2004

3.2.2 Aceite en agua (O/W). El agua de producción, además de contener sólidos suspendidos totales (TSS), también contiene una variable conocida como aceite en agua (O/W), esta variable es transportada con el agua, en forma de pequeñas emulsiones a través de la línea de agua. Estas emulsiones son más complejas de tratar ya que son inversas, para esto se usan equipos especializados que utilizan los siguientes principios físicos: la decantación, la filtración, la floculación etc. En la **Tabla 8**, se puede observar el rango de tolerancia, en el cual se debe encontrar el O/W para la inyección del agua.

Tabla 8. Rango de tolerancia para la inyección de agua del parámetro O/W

Parámetro	Rango de Tolerancia
O/W	< 5 ppm

Fuente. Occidental de Colombia, 2004

³⁸ PERENCO COLOMBIA, Programa de capacitación personal de producción Modulo 2: Circuito del agua. 2000

3.2.3 Problemas asociados al contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) y aceite en agua (O/W). La presencia de aceite y sólidos en la corriente agua generan problemas, algunos de ellos se mencionan a continuación: Aumento en la presión de inyección por taponamiento, cierres en los pozos inyectoros por daños en la formación, altos costos operativos por inyección de química, deterioro de los equipos de inyección, mayor consumo energético debido al aumento en la presión de inyección, disminución en los tiempos de retrovalado de los filtros, disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades debido a la acumulación de arenas en los equipos.

3.2 FACILIDADES DEL BLOQUE CPE-6

La facilidad del Bloque CPE-6 cuenta con una producción de 22.000 BFPD que proviene de 7 pozos activos, esta producción es bombeada a la facilidad desde el múltiple de producción, donde al fluido producido se le inyecta rompedores inversos para mejorar la separación de las fases, posteriormente se transporta a un desarenador para remover las partículas de gran tamaño por medio de fuerza centrífuga; Finalmente es conducido a seis FWKOs (Free Water Knock-Out), los cuales tienen una capacidad de 740 Bbls cada uno, de igual manera los FWKOs cuentan con una bota de gas, para deshacerse de la fase gaseosa; una vez los gases ingresan a la bota de gas, se transportan hacia la tea para su quemado.

El fluido entra a los FWKOs con un porcentaje promedio (%) de BSW de 94% y de los mismos salen dos líneas, una de ellas contiene aceite con un porcentaje promedio de BSW de 14 % y una línea de agua con una relación O/W entre 200-300 ppm. Para llevar a cabo esta parte del proceso se aplican antiespumantes para evitar la generación de burbujas. A partir de los FWKOs la facilidad se divide en dos líneas de tratamiento, la línea de tratamiento de crudo y la línea de tratamiento de agua.

En la **Tabla 9**, se observa la inyección de química en la línea de producción antes de la entrada a los FWKO's.

Tabla 9. Inyección de química después del múltiple de producción

QUÍMICA	INYECCIÓN DE QUÍMICA PPM
ROMPEDOR DIRECTO	1
ANTIESPUMANTE	9
ROMPEDOR INVERSO	0,5

Fuente. Inyección de químicos Bloque CPE-6, Pacific Rubiales Energy, 2015. Modificado por autor.

En la **Tabla 10**, se observan los parámetros de rebose de los FWKO's A y D, con sus temperaturas de operación.

Tabla 10. Parámetros de rebose de los FWKOs A y D

EQUIPO	TEMPERATURA DEL CRUDO(°F)	TEMPERATURA DEL AGUA (°F)	TSS (PPM)	O/W (PPM)	% BSW
FWKO A	157	173	162	557	14
FWKO D	159	175	166	622	10

Fuente. Inyección de químicos Bloque CPE-6, Pacific Rubiales Energy, 2015. Modificado por autor.

3.2.1 Línea de tratamiento de crudo. La fase de petróleo proveniente de los FWKO's es bombeada con un 14 % de BSW, es decir, con un porcentaje de sólidos y agua de un 14%, para disminuir este porcentaje, el crudo es bombeado a través de una serie de equipos en los cuales se aplican tratamientos físicos y químicos al crudo mejorando su calidad.

En primer lugar, el hidrocarburo pasa por dos tanques de cabeza, cuyo objetivo es garantizar una cabeza positiva en la succión de las bombas, adicionalmente se le inyecta rompedor directo al fluido. Por cuestiones de seguridad los tanques de almacenamiento vienen conectados a los tanques de cabeza para poder recircular el fluido, en caso de contingencia.

Posteriormente el crudo es bombeado a dos intercambiadores de calor, el primero un intercambiador de tubo y coraza, que calienta el petróleo proveniente del tanque de cabeza, con la energía del crudo proveniente de los equipos de desalado con el fin de recuperar temperatura. Tal intercambiador funciona como un economizador, ya que calienta el crudo utilizando calor del crudo tratado. El segundo intercambiador se encarga de calentar el crudo, por medio del vapor proveniente de las calderas, el objetivo de esta operación es disminuir la viscosidad mejorando la separación.

El crudo procedente de los intercambiadores es conducido a los tratadores electrostáticos (ET), los cuales por medio de campos eléctricos remueven el agua presente en el crudo obteniendo un % de BSW de 0,5 % en promedio.

El crudo deshidratado se mezcla con agua fresca antes de entrar a los equipos de desalado, con el fin de disolver las sales presentes en el crudo; Posteriormente los desaladores se encargan de retirar el agua y con ella las sales que se encontraban disueltas en el petróleo.

Finalmente el crudo deshidratado y desalado es bombeado a los tanques de almacenamiento, donde se mantiene a una presión superior a la atmosférica para

que su viscosidad permanezca baja evitando el uso de bombas de gran capacidad.

El CPF del Bloque CPE-6 cuenta con una unidad de caja API, encargada de la recolección de drenajes atmosféricos y de las operaciones de drenado de los tanques; El crudo obtenido de dicha caja API, se vuelve a procesar y el agua se bombea a la línea de tratamiento para su posterior inyección.

En la **Tabla 11**, se observa el porcentaje promedio de BSW que se tiene a la salida de los equipos en la línea de crudo; cada equipo cuenta con una temperatura de operación distinta.

Tabla 11. Parámetros de las variables en los equipos de la línea de crudo

EQUIPO	TEMPERATURA °F	% BSW
TANQUES DE CABEZA	175	10
TRATADOR ELECTROSTÁTICO	240	2
DESALADORES	225	0,9

Fuente. Inyección de químicos Bloque CPE-6, Pacific Rubiales Energy, 2015. Modificado por autor.

3.2.2 Línea de tratamiento de agua. El agua de los FWKO's es bombeada hacia el skim tank con un contenido entre 200 y 300 ppm de O/W, para poder disminuir este contenido, el fluido pasa por una serie de equipos en los cuales se aplican tratamientos químicos y físicos mejorando la calidad del agua, para su posterior reinyección.

El agua en primer lugar es bombeada hacia el Skim Tank, el cual está diseñado para reducir el contenido de crudo presente en el agua de producción, usando químicos, como rompedores inversos y clarificadores con el objetivo de hacer efectiva la separación de la emulsión. Los desnatadores además de recibir flujo de los FWKO's también reciben flujo de la caja API, los desaladores, decantadores, y tratadores electrostáticos. El crudo arrastrado por el agua se separa y colecta en la parte superior de los skim tanks para ser enviados a reproceso en el cabezal de los FWKO's, mientras que el agua tratada es bombeada a las celdas de flotación.

La siguiente parte del proceso como se mencionó anteriormente, es enviar el fluido a las celdas de flotación, donde el contenido de aceite en el agua se reduce gracias a una inyección de aire inducido haciendo que el crudo pueda coalescer y cree una capa de nata en la parte superior, la cual es enviada a reproceso en la línea de crudo. Al pasar por las celdas de flotación el agua tratada sale con un rango de 6 a 18 ppm O/W.

Finalmente el agua tratada es bombeada a los filtros de cáscara de nuez, donde los residuos de aceite o crudo son retenidos por el material filtrante. Los filtros

cuentan con una bomba de retrolavado, una vez saturado el filtro, estas bombas usan el agua de proceso para remover el aceite y sólidos retenidos y enviarlos al equipo de decantación, logrando una relación O/W al requerimiento estándar de 1 ppm para su almacenamiento en tanques.

El agua tratada que se encuentra almacenada en los tanques es llevada a las bombas de inyección con ayuda de bombas booster; las cuales aumentan la cabeza disponible en la succión de las bombas principales. Las bombas booster además de lo anterior mencionado, también cuentan con salidas de agua tratada para la operación de drenaje de sólidos en el equipo de decantación y desarenamiento. El agua restante del proceso es enviada a la línea que alimenta al pozo inyector.

El cabezal del pozo inyector cuenta con un medidor de calidad del agua para medir el pH y contenido de oxígeno, con el objetivo de controlar la cantidad de químicos. También es importante la inyección de biocidas en la línea con el fin de evitar la aparición de bacterias en la corriente de agua.

En la **Tabla 12**, se encuentra la dosificación de químicos en la línea de agua

Tabla 12. Inyección de química en la línea de agua

QUÍMICA	INYECCION DE QUIMICA PPM
ROMPEDOR INVERSO ANTES DE SKIM TANK	0,7
ROMPEDOR INVERSO ANTES DE CELDA IAF	0,6

Fuente. Inyección de químicos Bloque CPE-6, Pacific Rubiales Energy, 2015. Modificado por autor.

En la **Tabla 13**, se encuentran las variables de salida de los equipos en la línea de agua.

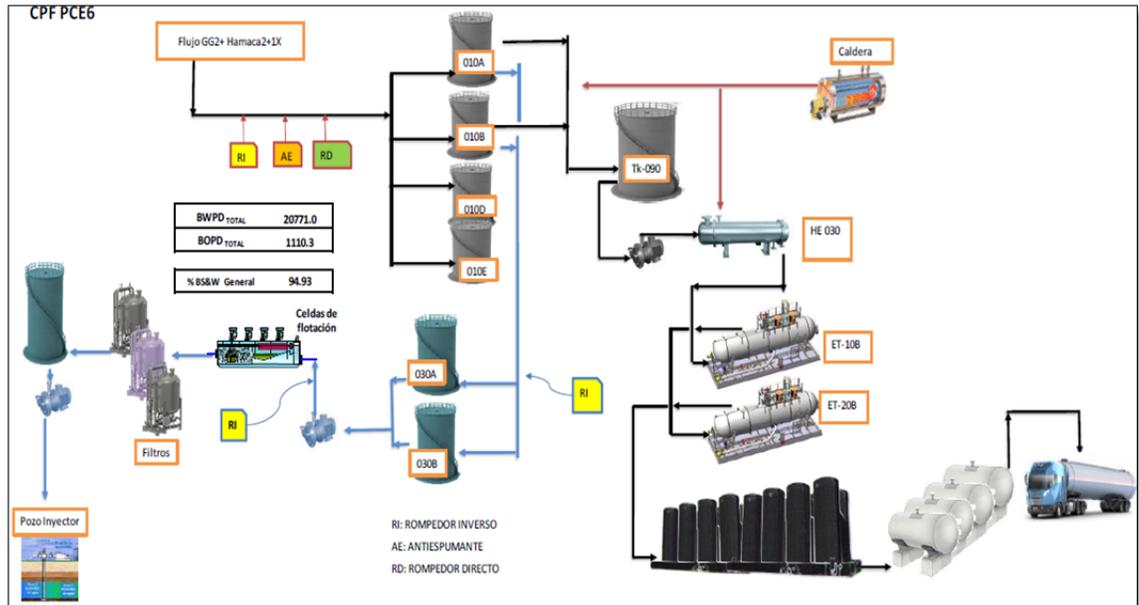
Tabla 13. Parámetros de las variables en los equipos de la línea de agua

EQUIPOS	TEMPERATURA °F	O/W PPM	TSS PPM
SKIM TANK	150	112	125
CELDAS IAF	150	119	124
FILTROS	-	32	8
TANQUES DE INYECCIÓN	-	17	10

Fuente. Inyección de químicos Bloque CPE-6, Pacific Rubiales Energy, 2015. Modificado por autor.

En el **Esquema 1**, se observa un diagrama general de operaciones del CPF del Bloque CPE-6.

Esquema 1. Diagrama de operaciones del Bloque CPE-6



FUENTE. Pacific Rubiales Energy

3.3. EQUIPOS USADOS EN LA FACILIDAD DE PRODUCCION CPE-6

Para cumplir con los procesos explicados con anterioridad, el CPF requiere de los siguientes elementos.

Múltiple de producción o manifold. Es un sistema de válvulas y tuberías que permite unir los fluidos de producción de los 7 pozos activos en el Bloque CPE-6 sin interrumpir su flujo, posteriormente los transporta hasta el CPF. Este sistema también tiene la capacidad de aislar la producción de cada pozo; lo anterior con el fin de poder analizar las características que tiene el fluido proveniente de cada uno de los pozos³⁹.

Bota de Gas. En la **Figura 10** se pueden observar las botas de gas utilizadas en el bloque CPE-6; estos equipos tienen como objetivo retirar el gas de la mezcla producida, dichas botas de gas son externas, y se pueden observar con sus

³⁹ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), Por el cual se ordena la celebración de una audiencia pública ambiental, se realiza un cobro y se toman otras determinaciones, AUTO N° 2049. 2013

respectivos FWKOs. Una vez extraída la fase gaseosa se dirige a una tea para su quema.

Tea. Equipo que tiene como función disponer de manera segura el gas producido que llega a la facilidad desde los pozos. En la **Figura 9**, se pueden observar las dimensiones y condición de diseño de la misma.

Figura 9. Dimensiones y condiciones de diseño de la tea

Tea			
Dimensiones	Diámetro Tip	2	in
	Diámetro Stack	6	in
	Altura	50	ft
Flujos	Gas	1	MMSCFD
Temperatura operación		145-160	°F
Máxima radiación		500	Btu/h-ft ²
Mach No.		0,492	-
Velocidad del viento max.		30	ft/s
Densidad del gas		0,048	Lb/ft ³

Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

FWKO (Free Water Knock-Out). Equipo diseñado para separar el agua libre y emulsionada que se encuentra en el crudo. Esto es posible gracias a un sistema de dispersión, el cual distribuye uniformemente el crudo a lo largo del tanque. Una vez sale el fluido del aspersor, el crudo se calienta por medio de un serpentín, facilitando la separación de las fases agua-crudo. El agua que es separada se envía a los skim tanks para seguir su tratamiento y el crudo de rebose se bombea a los tanques de cabeza.

El crudo de rebose abandona los FWKO's con un porcentaje de BSW que varía entre 14% y 16% con un tiempo de retención entre 10 a 20 minutos. La separación mecánica dentro del FWKO ocurre gracias a la diferencia de densidades de los fluidos. En los FWKO's se remueve la presencia de agua libre, sin embargo es más efectiva la remoción de las emulsiones con inyección de químicos antes de la entrada del flujo al separador⁴⁰. En la **Figura 10**, se pueden ver los FWKOs del Bloque CPE-6.

⁴⁰ Oilfield Processing of Petroleum Crude Oil, Francis S.Manning, Richard E. Thompson.

Figura 10. Free Water Knock Out con sus respectivas Bota de Gas en el Bloque CPE-6



Fuente. Carbon Steel Petroleum. Bloque CPE-6. 2015

En la **Figura 11**, se puede observar las dimensiones y condiciones de diseño de los Free Water Knock-Out pertenecientes al Bloque CPE-6

Figura 11. Dimensiones y condiciones de diseño de los FWKO's del Bloque CPE-6

Tanque FWKO			
Dimensiones de FWKO	Diámetro	11	ft
	Altura	42	ft
	Cap. Nominal	710	Bbls
Flujos	Crudo	1250-5000	BOPD
	Agua	1250-5000	BWPD
	% BSW entrada	20-80	%
	% BSW salida	10-30	%
Temperatura de Operación		160	°F
Tiempo de Retención del Crudo		2-8	h
Tiempo de Retención del Agua		1-3	h
Gravedad API de Crudo (60/60)		13.5	°API
Gravedad Específica Crudo @ T Operación		0,94	-
Gravedad Específica Agua @ T Operación		0,98	-

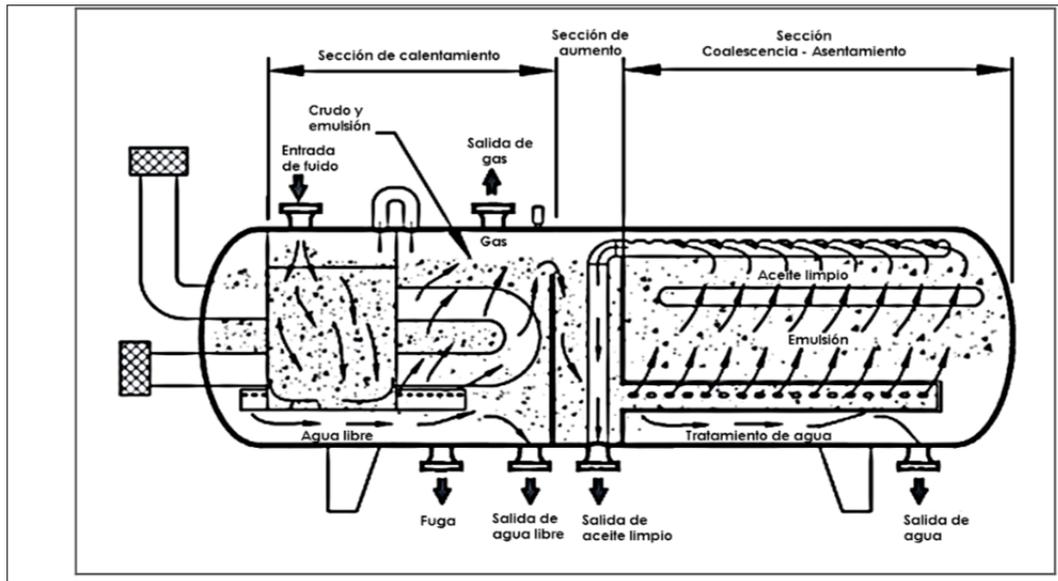
Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

3.3.1 Equipos de la Línea de Tratamiento de Crudo

- **Tanque de Cabeza.** Equipo de la línea de crudo que mantiene una cabeza positiva en las bombas de transferencia de crudo para evitar la cavitación de las mismas. También suministra calor por medio de un serpentín, este suministro de calor disminuye el consumo energético por bombeo del crudo.
- **Intercambiadores de calor:**
 - **Intercambiador de calor Crudo/Crudo.** Equipo que tiene como función el calentamiento del crudo proveniente del tanque de cabeza, este calentamiento ocurre gracias al flujo en contra corriente del petróleo caliente tratado proveniente del desalador, éste fluye a través de un intercambiador de tipo tubo y coraza. Por esta razón se considera que este equipo es un economizador de energía, pues no requiere de una fuente extra de calentamiento. Este proceso se realiza con el objetivo de incrementar la eficiencia de separación de las emulsiones. El diseño del intercambiador está hecho para que funcione eficientemente por medio de canales que se encuentran en la pared del equipo para distribuir mejor la energía que se traspasa de un fluido a otro⁴¹. El intercambiador crudo/crudo tiene como finalidad recuperar el calor perdido durante el proceso de deshidratación del petróleo, con el fin de aumentar la eficiencia de separación de la emulsión.
 - **Intercambiador de Calor Crudo/Vapor.** De igual manera el Bloque CPE-6 cuenta con otro intercambiador de calor. El proceso ocurre entre una corriente de vapor y una corriente de crudo sin tratar. Este equipo se encuentra después del intercambiador crudo/crudo y su función es calentar el crudo sin tratar, reduciendo su viscosidad, ya que los tratadores electrostáticos necesitan de esta para realizar el tratamiento de manera efectiva. La corriente de vapor encargada de ceder calor al crudo sin tratar, proviene de las calderas. En la **Figura 12**, se puede detallar un ejemplo de un intercambiador de calor.

⁴¹ RECAIR, Funcionamiento de un Intercambiador de Calor. Obtenido en: <http://www.recair.es/tags/funcionamiento-del-intercambiador-de-calor/>

Figura 12. Partes de un Intercambiador de Calor

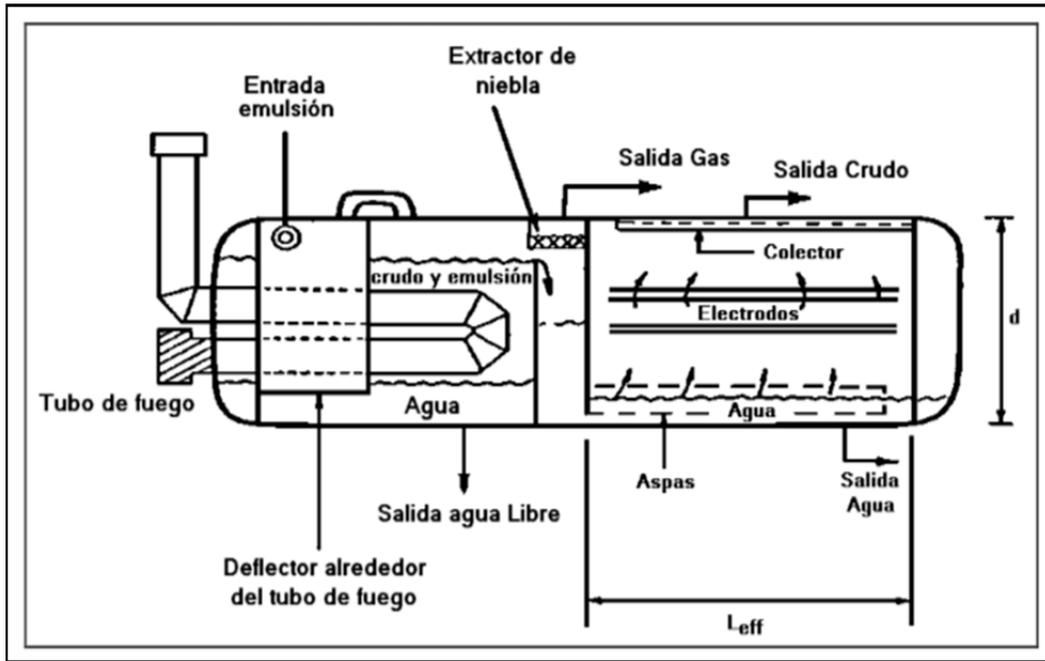


Fuente. Surface production operations. Arnold, Ken y Stewart, Maurice, 2008.

- **Tratador electrostático (ET).** Los tratadores electrostáticos funcionan como un separador horizontal, la emulsión entra a la primera sección del tratador por la parte superior, atravesando los tubos de fuego y posteriormente pasa a la segunda sección donde se aplica un campo eléctrico por medio de dos o más electrodos, uno de ellos está sujeto a la base y los otros suspendidos por un material aislante, a estos electrodos suspendidos se les aplica un potencial eléctrico por medio de un sistema eléctrico, el rango de voltaje promedio usado va desde 10000 a 35000 VAC. Con el potencial eléctrico se crea un diferencial el cual hace que aumente la velocidad de las partículas conductivas, estas partículas se van uniendo por coalescencia y van aumentando de tamaño, de esta manera se logra separar las fases, en la **Figura 13**, se puede ver un ejemplo de un tratador electrostático. Cabe resaltar que la intensidad del campo electrostático se controla por medio del voltaje que se aplica y por el espacio que hay entre cada electrodo⁴².

⁴² STEWART Maurice, ARNOLD Ken, Emulsions And Oil Treating Equipment: Selection, Sizing and Troubleshooting. Pg. 26, 2008 Editorial Gulf Professional Publishing.

Figura 13. Partes de un Tratador Electrostático



Fuente. Surface production operations. Arnold, Ken y Stewart, Maurice, 2008.

- **Desaladores.** En el proceso de desalado se extraen sales del crudo con el fin de minimizar daños por incrustación, corrosión ácida y/o ensuciamiento de los equipos.⁴³ Para llevar a cabo la desalación de crudo, se emulsiona el crudo con agua fresca a una temperatura aproximada de 250°F. El contenido de sodio presente en el crudo se disuelve en el agua y las fases acuosas y orgánica se separan por adición de químicos o también por la inducción de un campo eléctrico, usando potenciales desde 16.000 a 35.000 voltios para provocar la unión de las partículas, los equipos de desalado buscan producir la menor cantidad de agua residual en comparación con otros equipos. Con este procedimiento se reduce el contenido de sal en un 90%⁴⁴.
- **Tanques de almacenamiento.** Son tanques que almacenan el crudo tratado y enfriado a lo largo del proceso, los tanques poseen serpentines cuyo objetivo es el de mantener al crudo tratado con fluidez. Como se mencionó anteriormente estos equipos están conectados a los TK, en caso que se necesite dar cabeza a las bombas o también para que recircule el crudo en situación de contingencia. El petróleo obtiene el BSW deseado, por normatividad se entrega con un BSW < 0,5%.

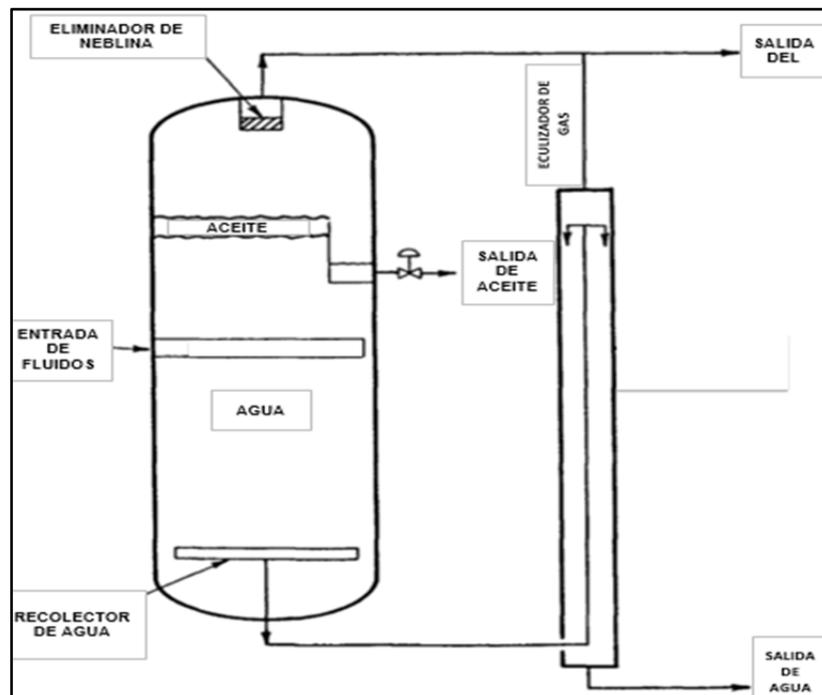
⁴³ WAUQUIER, J P, El refinado del petróleo: Petróleo crudo, Productos Petrolíferos, Esquemas de fabricación. Ediciones Díaz de Santos, 2004. Pg 363

⁴⁴ GARY, J.H. HANDWERK, G.E. Refino del petróleo. Editorial Reverté, S.A. 1980 pg. 39

3.3.2 Equipos de la Línea de Tratamiento de Agua

- **Skim tanks o Desnatadores.** Equipos primarios de la línea de tratamiento de agua, separan el petróleo residual que contiene el agua proveniente de los FWKOs, tratamiento electrostático, desalado, y otros procesos secundarios como los decantadores, lechos de secado y la caja API. Se diseñan para obtener una separación de las fases teniendo tiempos de residencia considerables, aumentando la coalescencia y separación por gravedad. En el Bloque CPE-6 se encuentran desnatadores verticales, estos poseen espaciadores en la entrada y en la salida ayudan a distribuir el flujo, los espaciadores en la entrada llevan el flujo debajo de la interfase crudo-agua. En la zona que se encuentra entre los espaciadores de entrada y el colector de agua, ocurre una coalescencia y efecto de boyanza causando que las gotas de aceite suban en contra de la corriente del agua, de esta manera el crudo queda desnatado. El crudo desnatado es llevado a tratamiento en los FWKO's. Las líneas de alimentación de los desnatadores cuentan con puntos de inyección de química, los cuales permiten adicionar floculantes para la recuperación del crudo residual. En la **Figura 14**, se puede ver un desnatador o skim tank vertical.⁴⁵

Figura 14. Skim Tanks o Desnatadores



⁴⁵ STEWART Mauricie, ARNOLD Ken, Surface Production Operations, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Vol 1. Second edition

Fuente. Surface production operations. Arnold, Ken y Stewart, Maurice, 2008. En la **Figura 15**, se observa las dimensiones y condiciones de diseño de los skim tanks pertenecientes al Bloque CPE-6

Figura 15. Dimensiones y condiciones de diseño de los Skim Tanks en el Bloque CPE-6

Tanque FWKO			
Dimensiones de Tanque Skim	Diámetro	11	ft
	Altura	36	ft
	Cap. Nominal	610	Bbls
Flujos	Agua	12500	BWPD
	Crudo a la entrada	6000	ppm
	Crudo a la salida	200	ppm
Temperatura de Operación		150-160	°F
Tiempo de Retención del Agua		1	h

Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

- **Celda de Flotación (AIF)**⁴⁶. El Bloque CPE-6 cuenta con celdas de flotación por aire inducido, estas celdas retiran los residuos de aceite y sólidos suspendidos en el agua. Este método genera y dispersa burbujas de aire en el agua por medio de equipos motorizados, las burbujas de aire se adhieren a las gotas de aceite y sólidos de bajo peso llevándolos a la superficie del agua, es usual la dosificación de química como desesulfurantes o coagulantes para un mejor desempeño⁴⁷.

El agua tratada es llevada a los filtros de coalescencia, sin embargo, debido a que la eficiencia por el paso de agua es baja en las celdas, se recircula hasta un 50% del agua con el fin aumentar la eficiencia de este punto operativo.

En la **Figura 16**, se observa las dimensiones y condiciones de diseño de la celda de flotación perteneciente al Bloque CPE-6.

⁴⁶ FORERO, J, E, DIAZ, J. Diseño de un sistema de flotación para tratamiento de agua industriales. ECOPETROL. DIC. 1999. Pg. 69 Obtenido en: <http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v1n5/v1n5a06.pdf>

⁴⁷ STEWART Maurice, ARNOLD Ken, Surface Production Operations, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Vol 1. Second edition

Figura 16. Dimensiones y condiciones de diseño de la Celda de flotación en el Bloque CPE-6

Celda de Flotación			
Dimensiones de la Celda	Largo	30	ft
	Altura	7	ft
	Ancho	3,5	ft
Flujo	Agua	25000	BWPD
	Crudo a la entrada	200	ppm
	Crudo a la salida	20-50	ppm
Temperatura de Operación		150-160	°F
Tiempo de Retención del Agua		5	min
Gravedad Específica crudo @ T operación		0,94	-
Gravedad Específica Agua @ T Operación		0,98	-

Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

- **Filtros de Cáscara de Nuez.** Separan los sólidos y aceite residual del agua que proviene de las celdas de flotación, el equipo por medio de elementos fibrosos como la cáscara de nuez para atrapar las gotas de aceite y generar coalescencia. Los filtros cuentan con un sistema de ciclo de retrolavado automático. En el Bloque se encuentran dos filtros de cáscara de nuez, uno operando y el otro en stand-by haciendo el proceso de retrolavado y estabilización del lecho. El líquido utilizado en el retrolavado se desecha⁴⁸.

El retrolavado se hace por medio de una bomba puesta sobre el equipo, la cual toma el agua almacenada en el filtro haciendo que recircule por el lecho para que este se vuelva fluido y se deshaga de los residuos de aceite y sólidos, finalmente este flujo de aceites y sólidos se bombea a los decantadores.

En la **Figura 17**, se observan las dimensiones y condiciones de diseño de los filtros de cáscara de nuez pertenecientes al Bloque CPE-6.

⁴⁸ STEWART Mauricie, ARNOLD Ken, Surface Production Operations, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Vol 1. Second edition

Figura 17. Dimensiones y condiciones de diseño de los Filtros de cascara de Nuez en el Bloque CPE-6

Filtros Cáscara de Nuez			
Dimensiones de la Celda	Diámetro	7	ft
	Altura	8	ft
Flujo	Agua	30000	BWPD
	Crudo a la entrada	20-50	ppm
	Crudo a la salida	<6	ppm
Temperatura Operación		145-160	°F
Presión de Operación		70	psig
Gravedad Específica Crudo @ T Operación		0,94	-
Gravedad Específica Agua @ T Operación		0,98	-

Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

- **Bombas.** Equipos empleados para movilizar los fluidos dentro del proceso. Algunas de las bombas en el Bloque CPE-6 deben operar con dos fases, es importante que estas bombas tengan la capacidad de realizar el cambio de fluido sin inconveniente. El campo utiliza bombas de desplazamiento positivo ya que hay un amplio rango de viscosidad de los fluidos. Sin embargo en la línea de agua se usan bombas centrífugas, debido al bombeo de un solo fluido con una viscosidad baja en comparación a la línea de crudo.
- **Calderas.** En el proceso de deshidratación del crudo es necesaria la generación de vapor, el vapor ayuda a calentar los tanques de almacenamiento para mantener la fluidez del producto en la línea de crudo. En la **Figura 18**, se observa los consumos de vapor que la caldera produce para cada equipo.

Figura 18. Consumos de Vapor por equipo

Calderas			
Consumo de vapor	FWKO (6)	6618196	BTU/h
	Intercambiador de Calor	22664742	BTU/h
	Almacenamiento (16)	337930	BTU/h
	Contingencia	21121	BTU/h
Consumo Total		29631769	BTU/h
Capacidad		885	BHP

Fuente. Pacific Rubiales Energy, Dimensionamiento de equipos mayores del Bloque CPE-6, 2014

- **Caja API.** Equipo que recibe los drenajes de las líneas, permitiendo la separación de las dos corrientes, agua y crudo. La corriente de agua es bombeada a los skim tanks para su tratamiento y la corriente de crudo es enviada a los cabezales de los FWKO's para su deshidratación y desalado.
- **Tanque de Contingencia.** Recibe el crudo sin especificación, bombeándolo al cabezal de los FWKO's para su tratamiento. Al igual que los tanques de cabeza, este cuenta con serpentines para mantener la temperatura del crudo con el fin de conservar la fluidez y evitar taponamientos.
- **Decantadores.** Los sólidos recibidos del desarenador, filtros de cáscara de nuez, tratadores electrostáticos y desalador, son bombeados al decantador con el fin de separar los sólidos del agua. Para remover estos sólidos se utiliza un sandjet enviándolos a los lechos de secados. El agua que sale de este proceso es enviada a los desnatadores para seguir su tratamiento.

4. TECNOLOGÍA DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES

4.1 FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES

El potenciador de separación es un equipo que disgrega mezclas de fluidos, es decir, tiene la capacidad de separar una mezcla de agua, aceite y contaminantes, la base para la separación de las fases está en la ionización de las moléculas de las mismas fases aprovechando su densidad específica. El equipo tiene como fundamento físico los principios de magnetohidrodinamismo o MHD (Magnetohydrodynamics).

El potenciador de separación es una tecnología que utiliza la electricidad que es generada por MHD, a unos transductores de energía, induciendo frecuencias que rompen los enlaces moleculares creando electrones libres los cuales son removidos del fluido y enviados a una barra enterrada como polo a tierra. Las diferentes moléculas de los fluidos son ahora cargadas positivamente, es decir, ionizadas, facilitando una separación física rápida tanto en el Gun Barrel como en los Free Water Knock Out (FWKO).

4.1.1 Magnetohidrodinámica. La magnetohidrodinámica o MHD, es una ciencia que relaciona los fluidos que son buenos conductores de electricidad, en especial aquellos en los cuales el movimiento de las partículas aumenta cuando se le aplica un campo magnético. El campo magnético es producido por corrientes eléctricas ya sean externas o inducidas por el fluido; externas cuando la corriente es aplicada de manera ajena al fluido.

Como se mencionó anteriormente el principio físico del potenciador de separación de fases es la magnetohidrodinámica, generalmente equipos basados en este principio físico son usados para generar electricidad conectando un circuito de carga a electrodos que se encuentran en contacto con el fluido en movimiento ó inversamente por aplicar un potencial eléctrico a través de dichos electrodos, es decir, el equipo funcionaría como una bomba que propulsa el fluido a través del tubo o conducto.

El proceso de ionización del fluido implica la disociación de átomos, teniendo en cuenta que a mayor temperatura de los electrones libres, mayor será el nivel de ionización y por lo tanto mayor es la conductividad eléctrica del fluido.

4.2 ¿CÓMO FUNCIONA EL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES?

El potenciador de separación de fases por medio de su sistema, ioniza los fluidos producidos haciendo una separación de estos, el sistema se instala en las líneas de producción de superficie. Logra separar las emulsiones básicas y complejas que se presentan en la mezcla, es decir, es compatible con todo tipo de fluido. El sistema implementado en campos logró aumentar la eficiencia de producción, como también aumenta la consistencia y la recuperación de crudo y agua.

El proceso comienza con el paso de la mezcla al interior del sistema, el movimiento del fluido activa al potenciador; el cual está diseñado para ser energizado por la fuerza del fluido. Cuando la producción inicia el potenciador empieza a emitir frecuencias en el fluido haciendo que se rompan los enlaces moleculares entre el crudo, agua y los contaminantes, en el desarrollo del proceso se van creando electrones libres siendo estos descargados posteriormente por un polo a tierra. Al quedar libre de electrones, los fluidos permanecen totalmente ionizados y separados, debido a su carga positiva.

El sistema de separación usa un procesador magnético el cual tiene alojado internamente un dispositivo, este dispositivo tiene una forma alargada en la cual hay un núcleo rodeado por varios imanes en combinación con un retorno de corriente eléctrica, esta pluralidad de imanes están puestos en la parte exterior del primer alojamiento, es decir, la tubería que alberga el fluido principal, también se le conoce como un camino de control de retorno eléctrico (CERP), este camino está hecho de un material conductor ya sea cobre o hierro, dentro del primer alojamiento está situado el segundo alojamiento; este se encuentra conectado electrónicamente a la base hasta un potencial eléctrico menor, es decir, un polo a tierra para deshacerse de los electrones libres generados por la separación de las fases. Los imanes generan un campo magnético afectando la configuración electrónica de la mezcla de fluidos almacenados en el primer alojamiento.

El procesador como se mencionó anteriormente, cuenta con dos alojamientos; el primero es el que almacena el fluido a tratar, y el segundo aloja un segundo fluido, en este caso un gas inerte. El segundo alojamiento entra en contacto con el polo a tierra.

El uso de este equipo ayuda al mejoramiento de la calidad de los fluidos simultáneamente reduce costos, tiempo de proceso e impacto ambiental. Como resultado del proceso, cada fluido es separado gracias a su gravedad específica, usualmente después de poner en operación al equipo se ven los siguientes resultados: Rápida separación, mejoramiento de la calidad del crudo y del agua.

Este tipo de resultados se logran en un menor tiempo, con menor número de equipos y tratamientos químicos convencionales. El sistema separa emulsiones

simples a lo largo de las tuberías y tanques, una vez pasen por él; los fluidos no se vuelven a mezclar, sin embargo las emulsiones más complejas se separan mejor después de viajar a través del potenciador.

El potenciador de separación cuenta con las siguientes características: Compatible con todos los tamaños de línea de flujo comunes, es de fácil instalación, no requiere una fuente de energía externa. La solución del potenciador de separación es duradera, no importa el tipo de fluido que se trate, los beneficios se consiguen en menos tiempo y sin la adición de una cantidad considerable de química. En la **Figura 19**, se observa un potenciador de separación de 4", las mismas dimensiones y especificaciones del equipo implementado en el Bloque CPE-6.

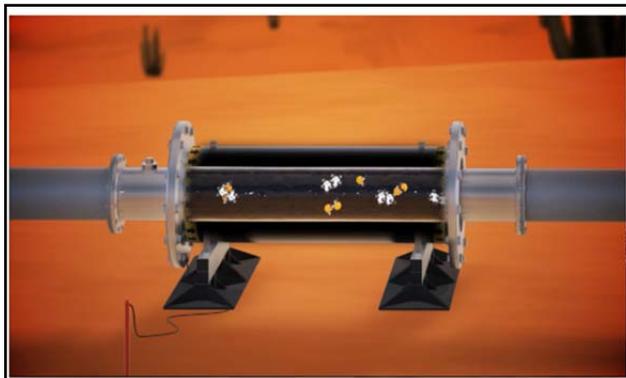
Figura 19. Potenciador de separación



Fuente. Eco1st. Separation Enhancer. Foto tomada en campo, 2015.

En la **Figura 20**, se observa la entrada de la emulsión al potenciador de separación, el movimiento del fluido dentro del equipo energiza el sistema activándolo para iniciar la ionización.

Figura 20. Emulsión entrando al potenciador



Fuente. Eco1st. Separation Enhancer [video]. EEUU: Eco1st, 2014

En la **Figura 21**, se observa el proceso de ionización de las partículas; al ser tratadas dos fases o más, cada una de ellas está cargada eléctricamente de forma diferente, cuando pasan por el sistema se extraen todos los electrones de las fases cargándolos de manera positiva. Las fases cargadas positivamente empiezan a repelerse unas a otras. Finalmente se observa la carga negativa salir por medio del polo a tierra.

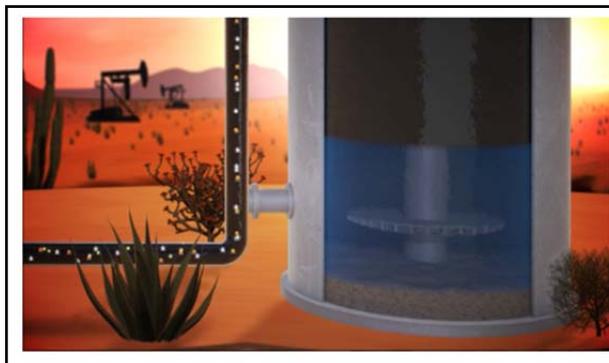
Figura 21. Ionización y descarga de electrones



Fuente. Eco1st. Separation Enhancer [video]. EEUU: Eco1st, 2014

En la **Figura 22**, se observa la salida de las fases una vez tratadas por el potenciador de separación de fases, dirigiéndose hacia los tanques de separación por gravedad.

Figura 22. Separación de la emulsión ionizada por gravedad específica.



Fuente. Eco1st. Separation Enhancer [video]. EEUU: Eco1st, 2014

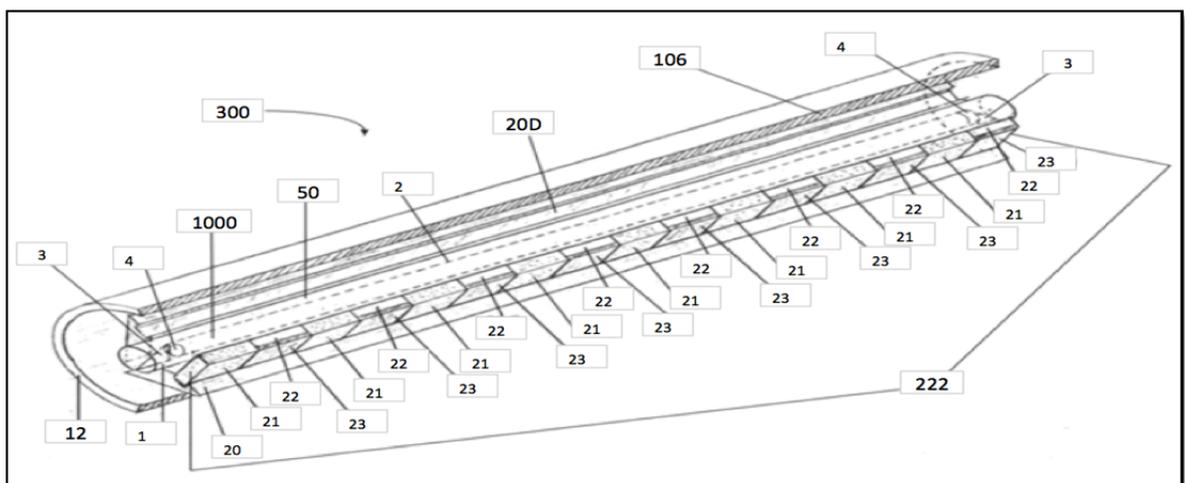
4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN

A continuación se describirán y mostrarán los elementos que hacen parte del potenciador de separación, las ilustraciones mostradas no son a escala, se realizaron con el fin de dar claridad a sus partes.

En la **Figura 23**, se muestra el procesador de fluidos con un corte transversal, esta imagen revela la pluralidad de imanes que genera el campo magnético, enumerados desde 21-23. Este procesador cuenta con dos alojamientos; el primer alojamiento (1) es aquel que alberga el fluido a tratar, este alojamiento puede estar hecho de cualquier material no magnético, conductivo como cobre, acero, aluminio, inclusive polímero. El segundo alojamiento se encuentra contenido en el primer alojamiento (1) de manera concéntrica, hecho de un material conductor no magnético.

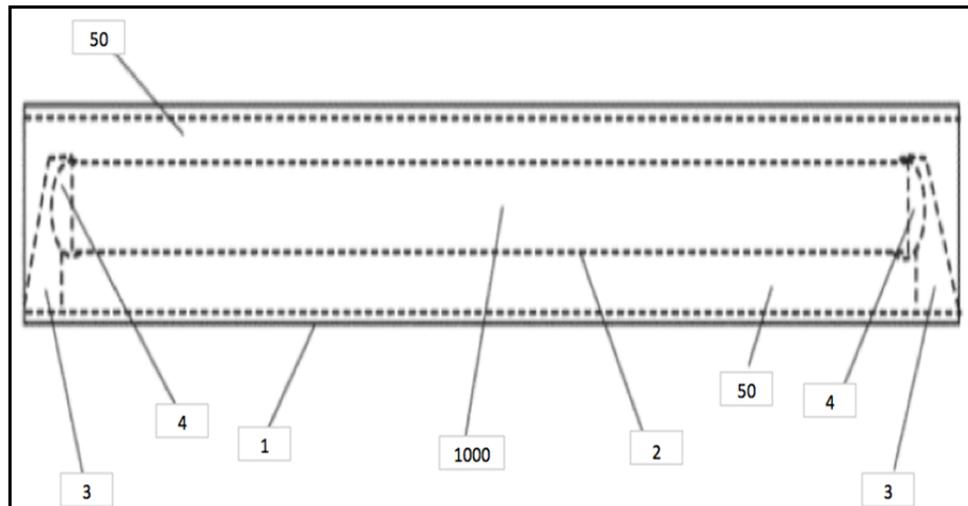
El segundo alojamiento (2) es un tubo hueco con tapas en los extremos (4), estas sellan el alojamiento creando una cámara hueca, manteniendo en estado de confinamiento el gas inerte, las características del gas confinado son: que no reaccione con ningún material, que sea de bajo costo y no conductor, en este caso se usó argón, al usar un fluido o gas con estas características se garantiza que no exista un efecto de fluctuación de electrones. La parte externa del segundo alojamiento (2) está hecha de materiales no corrosivos como cobre o acero inoxidable con el fin de evitar la corrosión que se puede producir por el flujo de fluido principal en contacto con la parte externa de este tubo.

Figura 23. Corte transversal y en perspectiva de una unidad de procesamiento de fluido.



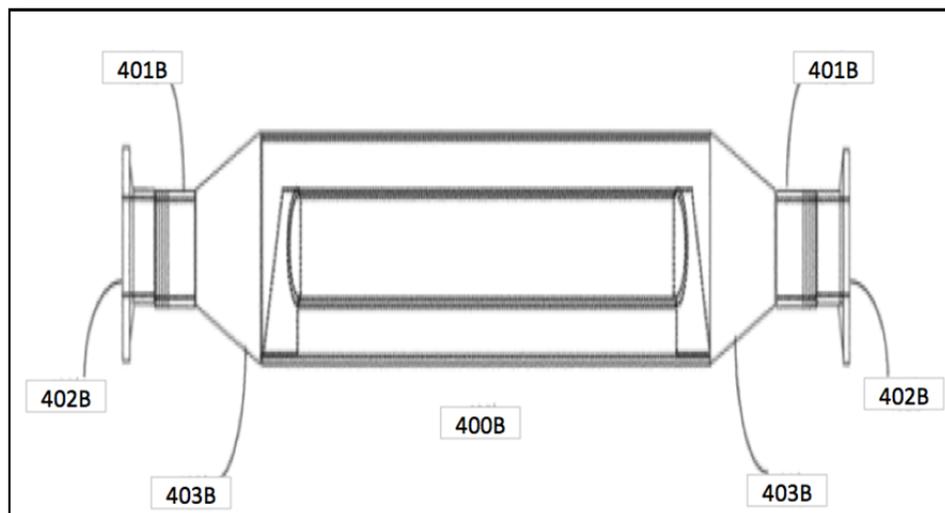
En la **Figura 24**, se observa una vista lateral de la carcasa, en esta se muestra un soporte (3) el cual une el primer alojamiento (1) y el segundo alojamiento (2), este soporte conecta eléctricamente a estos dos tubos con el fin de crear el polo a tierra que se discutirá más adelante, el material del soporte debe ser conductor no magnético.

Figura 24. Vista lateral de la carcasa



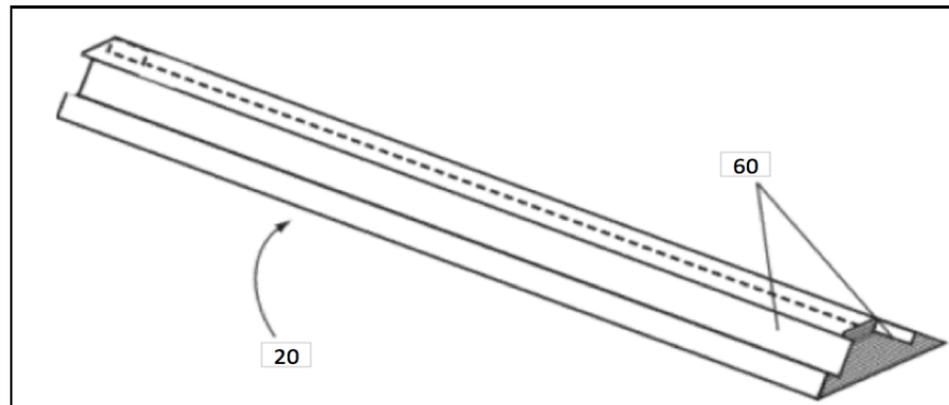
En la **Figura 25**, se observa la misma vista lateral de la figura 26, pero esta incluye reductores los cuales son accesorios numerados del 401b-403b

Figura 25. Vista lateral de la carcasa con reductores



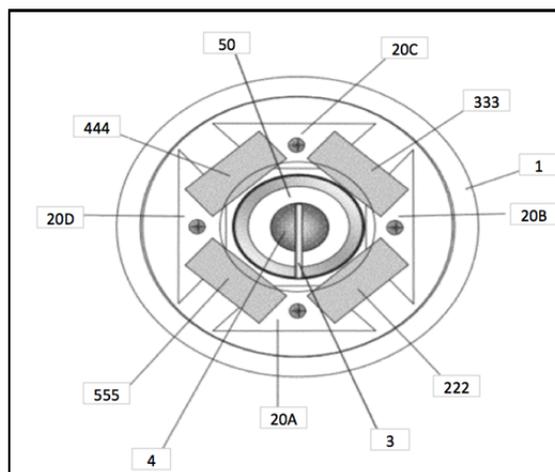
En la **Figura 26**, se observa un carril magnético, esta estructura es utilizada para crear el campo magnético por medio de los imanes. Las ranuras (20) y (60) se usan para la disposición de los imanes y su organización en ellas, dependiendo de campo magnético necesario o requerido por la operación.

Figura 26. Vista en perspectiva de un carril magnético



En la **Figura 27**, se observa la configuración lateral del potenciador de separación, la pluralidad de imanes son enumerados de la siguiente manera (555), (444), (333) y (222), también vemos la vista lateral de los carriles magnéticos (20A-20D) que sostienen a los imanes. Del segundo alojamiento (2) se observa el soporte conductor (3). Cabe resaltar que la imagen es para fin descriptivo, la forma de los imanes es curva en la realidad.

Figura 27. Vista externa lateral de la carcasa

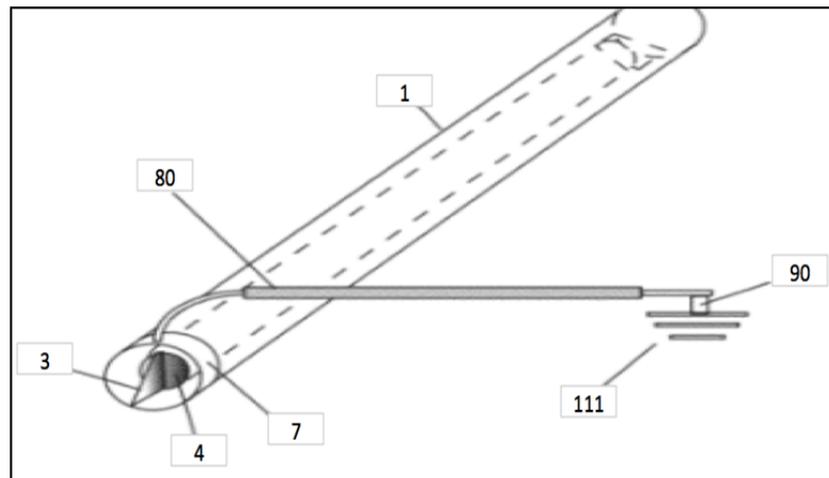


La **Figura 28**, muestra al potenciador de separación con el sistema de retorno eléctrico (80), dicho retorno es un cable de material conductor (cobre), y va desde el primer alojamiento (1) hasta una ubicación que tenga menor potencial eléctrico, en este caso, la tierra, por medio de este retorno se hace la descarga de electrones obtenida de la separación de las fases, evitando una sobrecarga.

La unión entre el retorno eléctrico (80) y el primer alojamiento (1) se hace mediante una cinta conductora de cobre (7) y soldándolos para que haya una efectiva unión entre ellos.

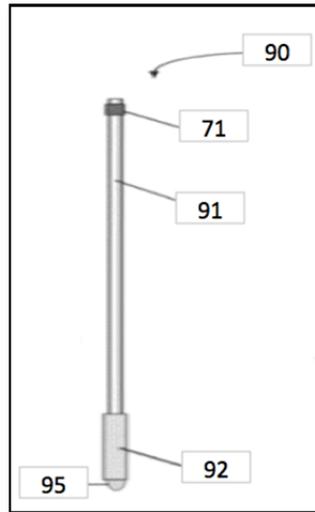
Una barra conductora de tamaño 1,40 cms une al retorno eléctrico (80) con la tierra (111), para la unión de estos elementos se usan abrazaderas o inclusive la cinta conductora de cobre (7).

Figura 28. Vista esquemática del potenciador de separación con el sistema de vía de retorno eléctrico



En la **Figura 29**, observamos el polo a tierra (90), hecho de cobre, este cuenta con un medio conductor (91) el cual al final del polo a tierra se encuentra recubierto de zinc (71) como también en su base una superficie exterior (92) la cual va situada cerca del extremo cónico (95).

Figura 29. Barra de polo a tierra



4.4 ANTECEDENTES DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES

El potenciador de separación de fases, es un sistema patentado en EE.UU por la compañía ECO1ST, el cual tiene como misión el cuidado del medio ambiente. Dicha compañía patenta, diseña y elabora sistemas para la industria petrolera inclinada hacia la parte ambiental del mismo, aparte de proveer una optimización de los procesos.

El potenciador de separación de fases es un sistema que separa la mezcla de fluidos (gas, aceite y agua), por medio de los principios de ionización electroquímica. Estos principios llevan a separar los enlaces existentes entre las moléculas, cargándolos positivamente, al ser cargados de esta manera, las mismas moléculas se repelen y no vuelven a unirse.

Este nuevo método, ha sido probado en varios campos de Estados Unidos y Canadá, se detallará algunos de los retos que ha tenido el Separation Enhancer.

4.4.1 Caso Uno. En la **Ficha 1**, se describe el primer caso en el cual el potenciador de separación de fases se instaló, se detalla la problemática del campo y la solución dada por el potenciador de separación de fases.

Ficha 1. Caso 1, Loco Hills Sand, Nuevo México.

POTENCIADOR DE SEPARACIÓN									
	<p>En la localidad de Loco Hills Sand, Nuevo Mexico se encuentra un campo que recibe hasta 3000 BPD de agua de producción, el campo cuenta con unas facilidades de producción convencionales.</p> <p>El proceso en superficie necesitaba de calor, químicos, gravedad y tiempo de retención suficientes para la separación efectiva de las fases, éste proceso les llevaba aproximadamente cuatro semanas para tener un contenido de BSW de 2.5%.</p>								
									
	<table border="1"> <tr> <td>Localidad</td> <td>Loco Hills Sand - Nuevo Mexico</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Operación</td> <td>Yacimiento de Petroleo y agua</td> </tr> <tr> <td>Promedio de Barriles/Dia</td> <td>3000 Bbls</td> </tr> <tr> <td>Tamaño de la Unidad</td> <td>4" Potenciador de Separación</td> </tr> </table>	Localidad	Loco Hills Sand - Nuevo Mexico	Tipo de Operación	Yacimiento de Petroleo y agua	Promedio de Barriles/Dia	3000 Bbls	Tamaño de la Unidad	4" Potenciador de Separación
Localidad	Loco Hills Sand - Nuevo Mexico								
Tipo de Operación	Yacimiento de Petroleo y agua								
Promedio de Barriles/Dia	3000 Bbls								
Tamaño de la Unidad	4" Potenciador de Separación								
RETO	SOLUCIÓN								
<p>Reducción de costos operaciones y tiempos de retención. Equipos, químicos, calor, energía, tiempo y trabajo</p>	<p>El potenciador de separación redujo los tiempos de retención en un 50% . Aumentó la producción entre un 80%-100%, además disminuyó los costos asociados la energía y la operación.</p>								
<p>Reducir el %BSW por debajo del 2,5%</p>	<p>El potenciador de separación disminuyó el BSW% a 0,04%, además de aumentar el valor del petróleo en un 2,1%</p>								
CONCLUSIÓN									
<p>El potenciador de separación mejora la calidad y volumen de petróleo en el campo de Loco Hills sand, además de reducir los tiempos de retención, energía y química que era necesaria en el sistema tradicional de separación.</p>									

Fuente. Eco1st, 2011

4.4.2 Caso Dos. En la **Ficha 2**, se describe el segundo caso en el cual el potenciador de separación de fases se instaló, se detalla la problemática del campo y la solución dada por el potenciador de separación de fases.

Ficha 2. Caso 2, Wyowing en la Cuenca Powder River Basin.

POTENCIADOR DE SEPARACIÓN									
	<p>En la localidad de Wyowing, en la cuenca Powder River Basin, existe una base de tratamiento de agua producida, la cual recibe en promedio 3000 BPD. La facilidad cuenta con un sistema que recolecta el agua, la cual posteriormente es llevada a unos shakers, para remover los sólidos. Luego el agua se bombea a un tanque de batería el cual consiste en un gun barrel y un tanque de separación, donde se deja la producción con determinado tiempo de retención. Finalmente el agua es llevada a través de un sistema de filtración de 10 micrones, antes de ser inyectada a un pozo de disposición.</p>								
									
	<table border="1"> <tr> <td>Localidad</td> <td>Wyowing - Poder River Basin</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Operación</td> <td>Yacimiento de agua</td> </tr> <tr> <td>Promedio de Barriles/Día</td> <td>3000 Bbls</td> </tr> <tr> <td>Tamaño de la Unidad</td> <td>4^a Potenciador de Separación</td> </tr> </table>	Localidad	Wyowing - Poder River Basin	Tipo de Operación	Yacimiento de agua	Promedio de Barriles/Día	3000 Bbls	Tamaño de la Unidad	4 ^a Potenciador de Separación
Localidad	Wyowing - Poder River Basin								
Tipo de Operación	Yacimiento de agua								
Promedio de Barriles/Día	3000 Bbls								
Tamaño de la Unidad	4 ^a Potenciador de Separación								
RETO	SOLUCIÓN								
<p>Este sitio fue incapaz de extraer y recuperar porcentajes variables de aceite antes de la descarga. el propietario quería mejorar la calidad del agua de vertimiento para reducir o eliminar las multas asociadas.</p>	<p>El personal de operacion informó después de 60 días de implementación del equipo, que el Potenciador de Separación aumentó la producción en un 31%. El tiempo de retención en el tanque de sedimentación también se redujó drásticamente . El aumento de 31 % se atribuye a un promedio de 80 barriles</p>								
<p>Propietario buscaba una alternativa de separación para mejorar la eficiencia y aumentar la producción del campo.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento de la producción de 80 barriles por mes tiempo de retención 2. Mejora de la capacidad de control de producción y consistencia 3.Reducir BS & W , menos del 1% 								
CONCLUSIÓN									
<p>Con la implemetación del potenciador de separación en el campo, se presentó un incremento en la producción y la eficiencia a niveles nunca antes alcanzados. El equipo permitió que el campo produjera calidad y altos volúmenes de petróleo, en menos tiempo.</p>									

Fuente. Eco1st, 2011

4.5 SELECCIÓN DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES

Para la selección del equipo, se tuvo en cuenta el caudal de producción para el mes de noviembre del 2015 de 22.000 BFPD. Carbon Steel Petroleum, la cual es una empresa prestadora de servicios petroleros, brinda soluciones para el tratamiento de mezclas de fluidos; cuenta con un catálogo para la selección del potenciador de separación de fases que mejor se adapte a la línea de flujo según el caudal. Existen 7 diferentes tamaños de potenciadores de separación, los hay de 2", 3", 4", 6", 8", 10" y 12". Cada uno de estos potenciadores se diferencia por la capacidad de caudales y por sus dimensiones, sin embargo el material, diseño y funcionamiento es el mismo.

Para determinar el potenciador de separación apropiado, se debe primero establecer la ubicación ideal para él, se recomienda instalar el equipo después del manifold o múltiple de producción, para garantizar desde el principio una buena separación de las fases. El equipo desde el principio de la operación ioniza las moléculas de los fluidos, mejorando la separación de las emulsiones, teniendo esto claro, en el caso del Bloque CPE-6, se decidió hacer la instalación entre la bota de gas y los FWKO's por la facilidad de instalación.

En la **Figura 30**, se observan las medidas y rangos de caudal de cada potenciador de separación según el diámetro; cada uno de estos diámetros cuenta con un caudal bajo y uno alto para mayor precisión en la selección del equipo.

Figura 30. Selección del potenciador de separación según el caudal

Separation Enhancer	Flow Rates: GPM	Flow Rates: bbl/d	Length	Width	Height	Weight	Flange center	# Bolts per Flange	Bolt size
2" Low Flow	20 - 50	680 - 1700	52.5"	16"	13.5"	208 lb - 93.6 kg	6.75"	4	3/4"
2"	50 - 125	1700 - 4200	60"	16"	12.75"	210 lb - 94.5 kg	7"	4	3/4"
3" Low Flow	50 - 125	1700 - 4200	52.5"	16"	12.75"	210 lb - 94.5 kg	7"	4	3/4"
3"	125 - 250	4200 - 8500	60.25"	16"	15"	270 lb - 121.5 kg	8.25"	4	3/4"
4" Low Flow	125 - 250	4200 - 8500	54"	24"	15"	245 lb - 110.2 kg	8.25"	8	3/4"
4"	250 - 500	8500 - 17000	64.5"	24"	17.25"	400 lb - 180 kg	8.5"	8	3/4"
6" Low Flow	250 - 500	8500 - 17000	55"	24"	17.25"	405 lb - 182.2 kg	8.5"	8	3/4"
6"	500 - 1000	17000 - 34200	67"	24"	19.75"	558 lb - 251.1 kg	9.5"	8	3/4"
8" Low Flow	500 - 1000	17000 - 34200	56"	24"	19.75"	570 lb - 256.5 kg	9.5"	12	7/8"
8"	1000 - 1600	34200 - 54800	70"	33"	23.75"	680 lb - 306 kg	11.625"	12	7/8"
10" Low Flow	1000 - 1600	34200 - 54800	58"	33"	23.75"	710 lb - 319.5 kg	14.25"	12	1"
10"	1600 - 2500	54800 - 85700	60"	33"	26.25"	868 lb - 390.6 kg	14.375"	12	1"
12" Low Flow	1600 - 2500	54800 - 85700	59"	33"	26.25"	895 lb - 402.7 kg	14.375"	12	1"
12"	2500 - 3500	85700 - 120000	87"	36"	30"	1410 lb - 634.5 kg	x	12	1"

El caudal de producción del Bloque CPE-6 es de 22.000 BFPD, la prueba se diseñó para ser desarrollada en dos fases; la primera fase fue la instalación de un

potenciador de separación que cubriera el 50% de la producción, es decir, 11.000 BFPD. Debido al caudal de producción, la selección del equipo se realizó entre un potenciador de 4" y uno de 6", sin embargo por cuestión de costo se eligió el potenciador de separación de 4" con un rango de flujo de 250 - 500 GPM, es decir de 8.500 – 17.000 Bfbl/día. El segundo potenciador de separación de fases, se seleccionó de la misma manera que el primero.

En consecuencia a que el potenciador de separación de fases de 4" era en términos financieros más económico que el de 6", se determinó que era la opción más conveniente para la implementación en el Bloque CPE-6.

4.6 IMPLEMENTACIÓN DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES EN LAS FACILIDADES DEL BLOQUE CPE-6

4.6.1 Prueba en la línea de producción. Para la realización de la prueba del potenciador de separación de fases se dispuso de dos bases de polímero de alta resistencia. El equipo tiene dimensiones de 15.25" de alto, 64.5" de largo y 24" de ancho, incluye una varilla metálica enterrada en el suelo que sirve como polo a tierra, el material del que se encuentra hecho el equipo es de especificación 316L de acero inoxidable. La conexión del equipo a la línea de producción se hace por medio de dos bridas de 4", una en cada extremo del potenciador. La línea de producción tiene un diámetro de 6", para la instalación el equipo en la línea se dispuso de cross overs debido al cambio de diámetro.

4.5.2 Fases de la prueba del potenciador de separación de fases del Bloque CPE-6. La prueba se llevó a cabo en dos fases: la primera fase se hizo con el cincuenta por ciento (50%) del total de producción, donde los beneficios iniciales del potenciador de separación fueron monitoreados, en esta fase se realizó un seguimiento de las siguientes variables: porcentaje de sedimentos y agua (% BS&W), la relación agua-aceite (O/W) y suspensión de sólidos totales (TSS), la duración de la primera fase fue de 5 días, es decir la implementación tuvo una duración de 30 días con el funcionamiento de los dos equipos, de los cuales 5 días fueron con un potenciador, una vez inicia la segunda fase, se instaló el segundo equipo que duró en funcionamiento 25 días.

Como se mencionó anteriormente en la segunda fase, se instaló el segundo potenciador de separación, el cual procesaba el otro cincuenta por ciento de la producción (50%), de igual manera se monitorearon las variables tanto de la línea de crudo como la de agua; la relación agua-aceite (O/W), suspensión de sólidos totales (TSS) y porcentaje de sedimentos y agua (% BS&W)

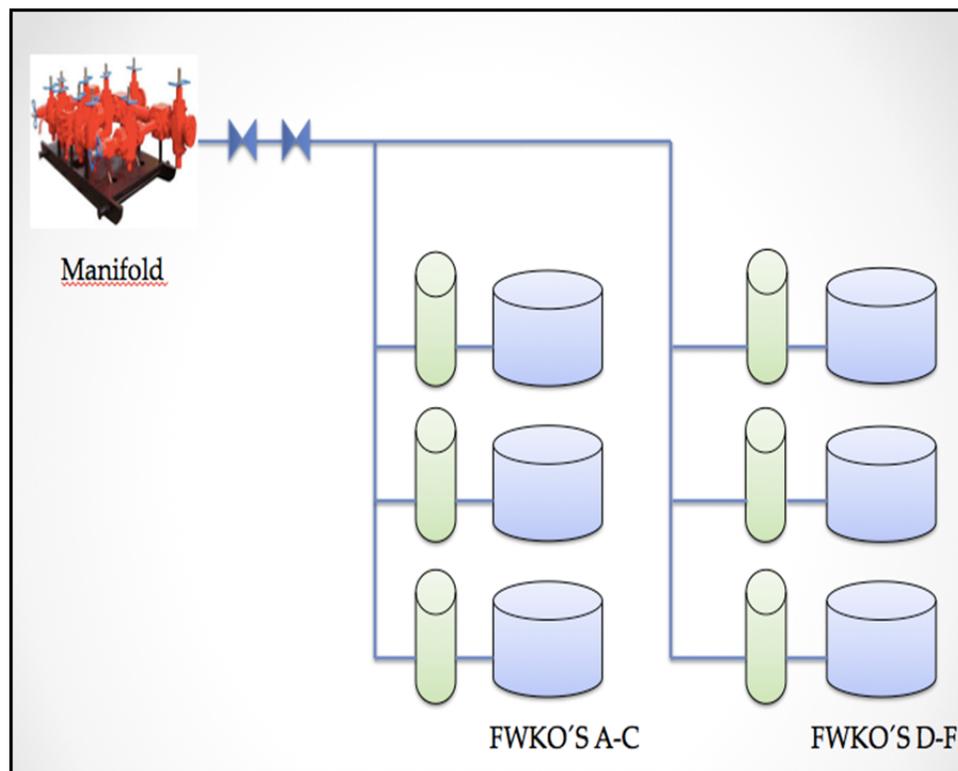
A lo largo de los 30 días, se monitorearon las variables del proceso que afectaba el equipo en las dos líneas, del día 23 al día 29 de noviembre se suspendió la

inyección de químicos, primero en la línea de crudo y después en la línea de agua, esto con el fin de hacer una comparación técnica del desempeño que realiza el potenciador de separación de fases.

El sistema actual de tratamiento con química utiliza seis (6) FWKO para asegurar la separación de las fases con mayor tiempo de residencia; con la implementación de los potenciadores de separación de fases se hace uso de dos (2) FWKO, lo que indica que los equipos permiten disminuir los tiempos de residencia asociados a la inyección de química, adicional a esto, disminuye costos por operación y mantenimiento de los 4 FWKO restantes que se encontrarían en stand-by.

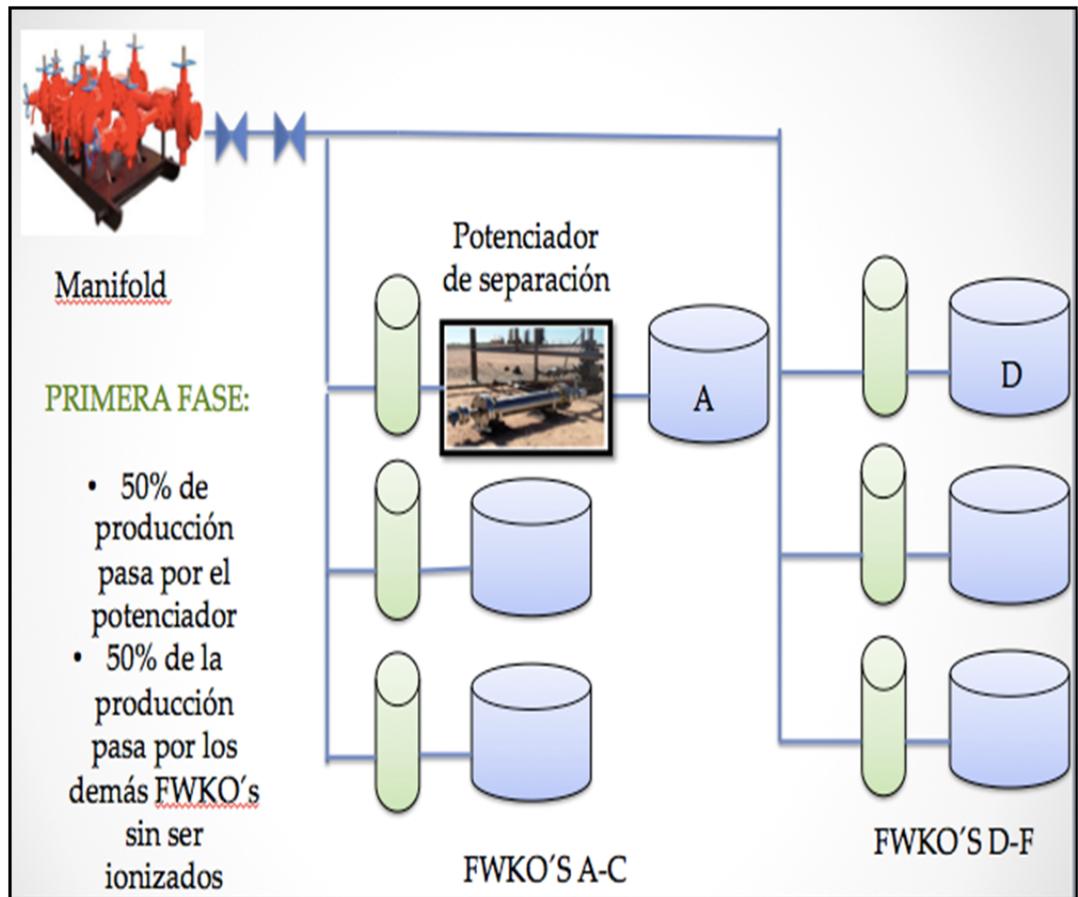
El **Esquema 2**, muestra un diagrama de la línea de producción desde el múltiple hasta los FWKO's, se sabe que la facilidad del Bloque CPE'6 cuenta con seis (6) de estos equipos y que cada uno de ellos tiene su respectiva bota de gas. Este es el esquema de la facilidad sin el uso de los potenciadores de separación.

Esquema 2. Sin potenciadores de separación de fases



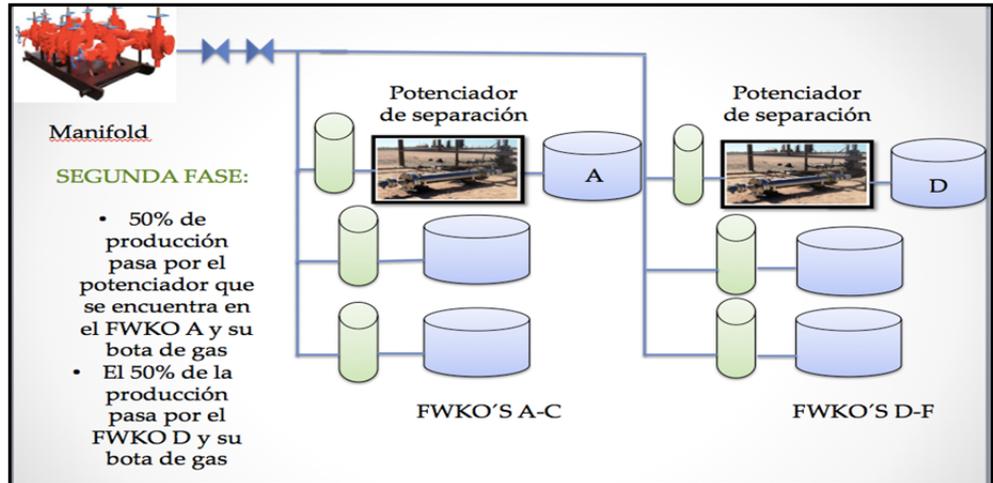
Como se puede ver en el **Esquema 3**, la primera fase de la prueba del potenciador de separación se instala en medio del FWKO A y su bota de gas, tratando el cincuenta por ciento (50%) de la producción generada por el Bloque, la cual corresponde a 11000 Bbls/día de fluido.

Esquema 3. Primera fase de la implementación del potenciador de separación de fases



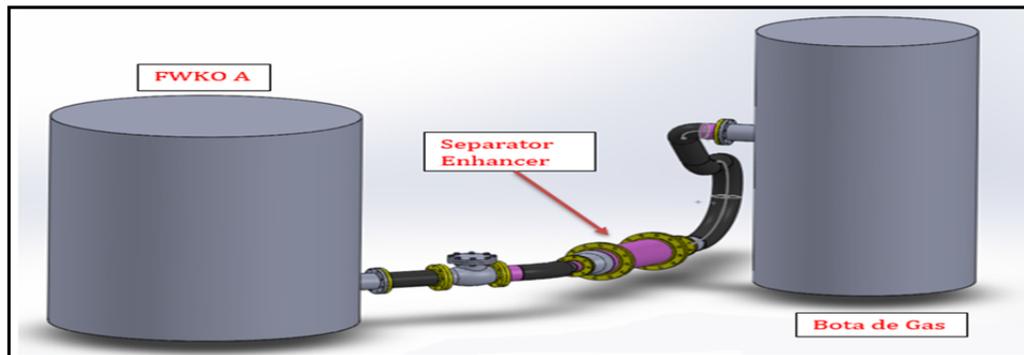
En el **Esquema 4**, se muestra la segunda fase de la implementación del potenciador de separación, en esta fase se trata el 100% de la producción del Bloque CPE-6 de 22000 Bbl/ día de fluidos, al igual que en la fase uno, el segundo equipo se instala entre el FWKO D y su respectiva bota de gas.

Esquema 4. Segunda fase de la implementación del potenciador de separación de fases



En la **Esquema 5**, se puede observar la ubicación esquemática del potenciador de separación en el Bloque CPE-6, tanto en la primera y en la segunda fase, se instaló entre el FWKO y su correspondiente bota de gas.

Esquema 5. Ubicación esquemática del potenciador de separación de la primera fase



Fuente. Análisis Técnico del potenciador de separación en el CPF del Bloque CPE-6, Carbon Steel Petroleum. 2015

5. ANÁLISIS RESULTADOS ANTES Y DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACION DEL POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CPE-6

El presente capítulo se enfoca en el análisis de los resultados de la implementación realizada con el potenciador de separación de fases; Dicho análisis se realizará mediante la comparación de dos situaciones diferentes, la primera, un análisis del porcentaje de BSW en la línea de crudo antes de la implementación del potenciador y la segunda, un análisis del porcentaje de BSW en la línea de crudo después de la implementación del equipo.

Por su parte, el análisis de los resultados obtenidos en la línea de agua, se realizará de la misma manera, pero enfocándose en el contenido de crudo en agua (O/W) y los sólidos disueltos (TSS).

En el bloque CPE-6, como se mencionó en el capítulo 3, se lleva a cabo el tratamiento de los fluidos por medio de una serie de equipos e inyección de química, tanto en la línea de crudo como en la línea de agua. Debido a que la facilidad del bloque utiliza química para el tratamiento de mismos, al implementar el potenciador de separación de fases a la facilidad, no se retiró la química inmediatamente sino gradualmente durante el periodo de implementación, disminuyendo la dosificación en las dos corrientes de fluidos.

A continuación, en la **Tabla 14**, se pueden observar los productos utilizados tanto en la línea de crudo como en la de agua, esta tabla indica la disminución en las dosificaciones de química tanto en la línea de crudo como en la línea de agua.

Tabla 14. Inyección de química durante la implementación

Químicos	Producto	Antes de la implementación (gpd)	caso 1	Delta	caso 1	caso 2	Delta	caso 2	caso 3	Delta	caso 3	caso 4	Delta	caso 4	caso 5	Delta	
			(gpd)		(gpd)	(gpd)		(gpd)	(gpd)		(gpd)	(gpd)		(gpd)	(gpd)		
Línea de crudo	Reductor de viscosidad	7	7	0	7	7	0	7	7	0	7	7	0	7	0	7	
	Rompedor directo	27	23	4	23	19	4	19	0	19	0	0	0	0	0	0	
	Antiespumante	6	7	-1	7	4	3	4	0	4	0	0	0	0	0	0	
	Rompedor universal	4	4	0	4	4	0	4	4	0	4	4	0	4	0	4	
Línea de agua	Rompedor inverso	4,2	4,2	0	4,2	4,2	0	4,2	4,2	0	4,2	0	4,2	4,2	0	4,2	
	Biocida	5 (gps)	5 (gps)	0	5 (gps)	5 (gps)	0	5 (gps)	5 (gps)	0	5 (gps)	0	0	5 (gps)	0	0	
	Floculante	3	3	0	3	3	0	3	3	0	3	3	0	3	0	3	
	Coagulante	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	1	
Total			52,9	49,9	3	49,9	42,9	7	42,9	19,9	23	19,2	15,7	3,5	19,9	0	19,9

Fuente. Carbon Steel Petroleum, 2015

La dosificación de estos químicos en las líneas de agua y de crudo se disminuyó gradualmente hasta ser eliminada. En primer lugar, se decidió modificar la inyección de química en la línea de crudo por ser la que menos variación presentaba en los resultados. La dosificación se fue reduciendo paulatinamente hasta retirar por completo la química. La disminución de la dosificación de química en la línea de agua se realizó hasta el caso número 4, con la remoción del rompedor inverso, y finalmente en el caso número 5, se retiró totalmente la química en la corriente de agua.

5.1 LÍNEA DE CRUDO

Esta sección del capítulo se enfoca en los resultados del porcentaje de BSW obtenido en la implementación con el potenciador de separación en la línea de crudo; simultáneamente se hará la comparación de estos resultados con la línea base de tratamiento, es decir, la inyección de química en la línea. El fluido de producción es bombeado desde el múltiple de producción hasta los FWKO's con un porcentaje de BSW de 94%

En la **Tabla 15**, se observa el cronograma del sistema de tratamiento de fluidos de producción utilizado; el 13 de noviembre se inició la implementación, desde esta fecha hasta el 23 de noviembre la dosificación de química se disminuye gradualmente hasta cero. A partir de esta fecha, el sistema de tratamiento en funcionamiento es exclusivamente el potenciador de separación de fases. El 29 de noviembre se reanuda la inyección de química en un 100%. Sin embargo, también se adicionaron resultados del 2 de noviembre al 13 de noviembre, en donde solo estaba en funcionamiento la inyección de química, con el fin de realizar la comparación cuantitativa de los resultados. Esta tabla, es tomada como referencia en el análisis de la línea de crudo para entender que tratamiento fue utilizado según la fecha y cuáles son los resultados correspondientes a cada uno.

Tabla 15. Sistema de tratamiento durante el mes de implementación en la línea de crudo

Sistemas de Tratamiento en la Línea de Crudo		
FECHA	INYECCIÓN DE QUÍMICA	POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES
2 de noviembre	✓	✗
13 de noviembre	✓↓	✓
23 de noviembre	✗	✓
29 de noviembre	✓	✓

5.1.1 Análisis general línea de crudo. En la **Tabla 16**, se encuentran los resultados del porcentaje de BSW en la línea de crudo, se concluye que en general estos resultados son positivos, el potenciador de separación de fases logra separar del crudo las pequeñas gotas de agua presentes, alcanzando al final de la línea un porcentaje de BSW de 2,3 %, es decir un 85% de eficiencia, tenido como línea base el 100% de eficiencia de la inyección de química. Este es un resultado representativo porque se evidencia que el potenciador de separación de fases, sustituye la inyección de química, haciendo del proceso en esta corriente más económico, como se explicará en el sexto capítulo. A medida que el fluido; anteriormente ionizado por el potenciador de separación de fases pasa por cada equipo, el sistema mejora la separación de las emulsiones, sin la necesidad de inyectar química, en los primeros equipos, los cuales son el FWKO A y D, el porcentaje de eficiencia fue de 86% y 59%, respectivamente, logrando porcentajes de BSW de 14% a 16%, lo cual valida la separación de las fases.

En el tanque de cabeza, tratador electrostático y desalador, los porcentajes de eficiencia con respecto a la línea base de inyección de agua fueron de 50%, 120% y 85 %, respectivamente. El resultado de la ionización se ve afectado directamente por el principio físico que rige cada equipo, en el caso del tanque de cabeza, hubo un 50% de eficiencia debido a que este equipo se encarga de darle cabeza positiva a las bombas para evitar la cavitación. El tratador electrostático, obtuvo resultados por encima de los esperados, esto se debe gracias al proceso que atraviesa el crudo dentro de este equipo, es decir, a las altas temperaturas y al campo eléctrico producido para que exista coalescencia entre las gotas de agua presentes en el crudo.

Tabla 16. Resultados generales de porcentaje de BSW en la línea de crudo.

EQUIPO	Inyección de Química (%BSW) – Línea Base		Potenciador de separación de Fases (%BSW)	Porcentaje De Eficiencia (%)	Inyección de química y Potenciador de separación de Fases	
	2 Noviembre	13 Noviembre			29 Noviembre	Rango de BSW aceptable
FECHA	2 Noviembre	13 Noviembre			29 Noviembre	
FWKO A	14%	16%		86%	15%	13%-16%
FWKO D	10%	17%		59%	15%	10%-16%
TANQUE DE CABEZA	10%	15%		50%	9%	6%-14%
TRATADOR ELECTROSTÁTICO	2,5%	2%		120%	1,9%	0,4%-4%
DESALADOR	2%	2,3%		85%	1,2%	0,2%-4%

Teniendo en cuenta la **Tabla 16**, se hace el análisis de cada equipo correspondiente a la línea de crudo:

5.1.1.1 Resultados FWKO A. Los resultados indican que teniendo el equipo en funcionamiento y disminuyendo la inyección de químicos en la línea de crudo, el % de BSW tiende a aumentar de 14% a 16%. Sin embargo el % de BSW aún se mantiene dentro de los parámetros de separación del FWKO A indicando que el potenciador tiene la capacidad de mantener un rango de BSW deseable sin la inyección de químicos. En cuanto a términos de eficiencia de separación, ésta obtuvo un resultado de 86% como se mencionó anteriormente, el cual es tomado como línea base la inyección de química.

5.1.1.2 Resultados FWKO D. Los resultados indican que teniendo el equipo en funcionamiento y disminuyendo la inyección de químicos en la línea de crudo, el % de BSW tiende a aumentar de 10% a 17%. El % de BSW en el FWKO se encuentra fuera del rango aceptable de BSW, probando que en esta parte del proceso, es necesaria una dosificación de inyección de química. Por otro lado se tiene en cuenta el funcionamiento del equipo con un 100% de la inyección de químicos, los resultados de BSW varían de 17% a 15 %, lo cual indica que el potenciador de separación de fases y una dosificación mínima de química es suficiente para un buen tratamiento de fluidos. Se concluye que el potenciador de separación de fases es un 59% eficiente con respecto a línea base.

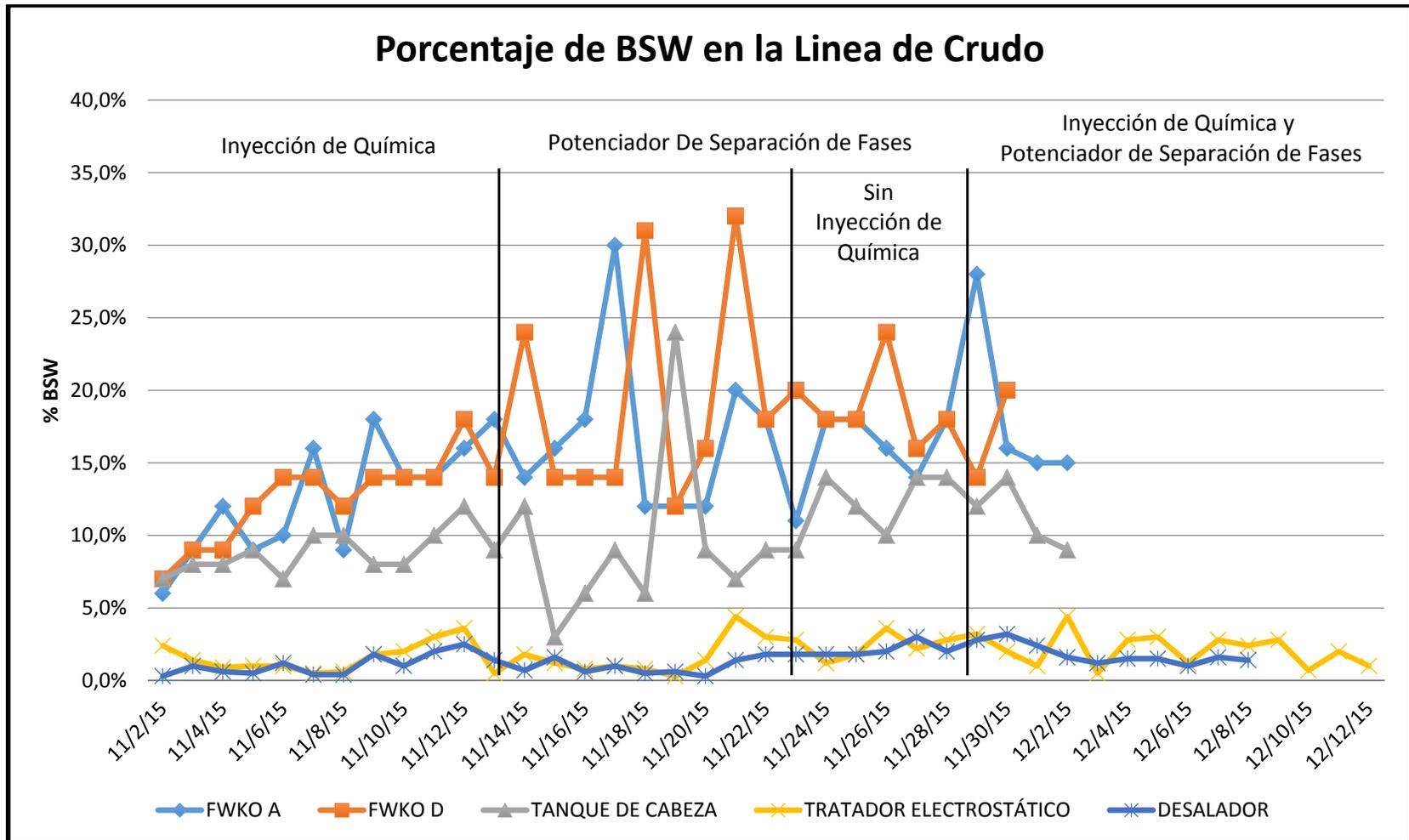
5.1.1. Resultados Tanque de Cabeza (TK): Los resultados indican que teniendo el potenciador de separación de fases sin ninguna inyección de química logra un % de BSW de 15%; resultado que se encuentra dentro del rango aceptable. Finalmente está el resultado de % de BSW de 9 %, cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento. Se concluye que el potenciador de separación de fases es un 73% efectivo en la separación de las emulsiones en este punto operativo, teniendo como línea base la inyección de química.

5.1.1.4 Resultados Tratador electrostático (ET). Los resultados indican que la inyección de química logra valores cercanos al 2,5% de BSW. El potenciador de separación de fases sin ninguna inyección de químicos logra un % de BSW de 2%; resultado que se encuentra dentro del rango aceptable. Finalmente está el resultado de % de BSW de 1,9 %, cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento. En cuanto a términos de eficiencia de separación, ésta obtuvo un resultado de 120% como se mencionó anteriormente, el cual es tomado como línea base la inyección de química, este resultado es mayor al deseado, indicando que la química aunque ayuda a una separación efectiva no es necesaria para mantener los valores requeridos de BSW, haciendo que el potenciador de separación de fases sea eficiente.

5.1.1.5 Resultados Desalador: Los resultados indican que la inyección de química antes de la implementación del equipo, logra valores cercanos al 2% de BSW. El potenciador de separación sin ninguna inyección de químicos logra un % de BSW de 2,3%; resultado que se encuentra dentro del rango aceptable. Finalmente está el resultado de % de BSW de 1,2 %, cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento. En cuanto a términos de eficiencia de separación, ésta obtuvo un resultado de 85%, el cual es tomado como línea base la inyección de química, este resultado indica que la química aunque ayuda a separar no es necesaria para mantener los valores requeridos de BSW.

En la **Gráfica 7**, se pueden observar los resultados de BSW de cada equipo en una línea del tiempo, la cual tiene duración el mes de implementación del potenciador de separación de fases. Esta gráfica muestra el comportamiento del BSW antes y durante la implementación del equipo en la línea. Se puede observar que los equipos FWKO A, FWKO D y tanque de cabeza, generan datos hasta el 2 de diciembre del 2015, esto se debe a un problema técnico presentado en campo con las lecturas, sin embargo, los datos del tratador electrostático y el desalador no mostraron el mismo problema.

Gráfica 7. Resultados del porcentaje de BSW en la línea de crudo



5.1 LÍNEA DE AGUA

Esta sección del capítulo se enfoca en los resultados de contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) y de crudo en agua (O/W) obtenidos de la implementación del potenciador de separación de fases en la línea de agua; simultáneamente se realiza la comparación de estos resultados con la línea base de tratamiento, es decir, la inyección de química.

En la **Tabla 17**, se observa el cronograma del sistema de tratamiento de fluido utilizado durante el mes de la prueba; el 13 de noviembre se inicia la prueba piloto, desde esta fecha hasta el 23 de noviembre, la dosificación de química se disminuye hasta cero. A partir de esta fecha, el sistema de tratamiento en funcionamiento es el potenciador de separación de fases. El 29 de noviembre se reanuda la inyección de química en un 100%. Para realizar la comparación se tienen en cuenta los resultados en las líneas desde el 2 hasta el 13 de noviembre, periodo en el cual se encontraba en funcionamiento la inyección de química exclusivamente, es decir sin el potenciador de separación de fases. Esta tabla se toma como referencia a lo largo del análisis para entender el tratamiento utilizado según la fecha y cuáles son los resultados correspondientes a cada uno.

Tabla 17. Sistema de tratamiento durante el mes de implementación en la línea de agua

Sistemas de Tratamiento en la Línea de Agua		
FECHA	INYECCIÓN DE QUÍMICA	POTENCIADOR DE SEPARACIÓN DE FASES
2 de noviembre	✓	✗
13 de noviembre	✓↓	✓
23 de noviembre	✗	✓
29 de noviembre	✓	✓

5.2.1 Análisis general del contenido de aceite en agua (O/W) en la línea de agua. En la **Tabla 18**, se observa el resultado del O/W en la línea de agua, durante el mes de implementación del potenciador de separación de fases. Sin embargo los resultados sobrepasaron los límites establecidos por la compañía. Se puede observar un aumento significativo del contenido de O/W, alcanzando porcentajes de eficiencia alrededor de -700%. Se concluye que esto se debe al proceso de limpieza que la ionización produce en la línea, ya que los equipos contenían alojados residuos de aceite; al haber ionización estos residuos fueron desprendidos y transportados, aumentando el contenido de aceite en agua (O/W) de la línea. Adicionalmente se concluyó que el tiempo de implementación no fue suficiente para que el potenciador de separación logrará alcanzar una estabilización del sistema después del período de limpieza.

Lo anterior se concluye gracias a los resultados observados en la tabla 18, a medida que avanza el fluido en la línea de agua, el porcentaje de eficiencia va disminuyendo, esto se debe a la acumulación de aceite en la línea, como se mencionó anteriormente.

Tabla 18. Análisis general del contenido de aceite en agua en la línea de agua

EQUIPO	Inyección de Química (PPM) – Línea Base	Potenciador de separación de Fases (PPM)	Porcentaje de Eficiencia (%)	Inyección de química y Potenciación de separación de Fases	Contenido de O/W Aceptable (PPM)
FECHA	2 Noviembre	13 Noviembre		29 Noviembre	
FWKO A	163	649	-290	249	< 300
FWKO D	188	678	-260	219	< 300
SKIM TANK	47	310	-559	95	<100
CELDA DE FLOTACIÓN	28	118	-322	31	< 90
FILTROS	3	77	-240	6	< 25
TANQUE DE INYECCIÓN	6	50	-700	26	< 30

Teniendo en cuenta la **Tabla 18**, se procede a hacer el análisis de los resultados de cada equipo en la línea de agua con respecto al contenido de aceite en agua (O/W):

5.2.1.1 Resultados FWKO A. Se concluye que la concentración de O/W en la línea de agua aumenta considerablemente durante la implementación del potenciador de separación de fases, excediendo los límites establecidos por la empresa operadora, los cuales son < 300 ppm. El porcentaje de eficiencia en el FWKO A es de -290% comparado con la línea base, lo cual indica que el potenciador de separación de fases no alcanzó una estabilización del sistema por tal razón el resultado no se ajusta al esperado. El tiempo de implementación no fue suficiente para que el potenciador de separación logrará alcanzar la estabilización del sistema después del período de limpieza.

5.2.1.2 Resultados FWKO D. Se muestra de manera comparativa la eficiencia de cada sistema, el primer valor corresponde a la inyección de química, es decir, el valor promedio de O/W antes de la implementación. Tal inyección lograba valores de 188 ppm en promedio. El segundo valor de izquierda corresponde al contenido de aceite en agua utilizando el potenciador de separación de fases, sin inyección de química, con el cual se obtienen resultados de 677 ppm; resultado que no se encuentra en el rango aceptable. El tercer valor de izquierda a derecha corresponde al porcentaje de eficiencia que presenta el potenciador de separación

de fases en comparación con la línea base. El cuarto valor es el resultado del funcionamiento de los dos sistemas simultáneamente arrojando un resultado de O/W de 219 ppm cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento.

Se concluye que la concentración de O/W aumentó considerablemente durante la implementación, excediendo los límites establecidos por la empresa operadora, los cuales son < 300 ppm. El porcentaje de eficiencia en el FWKO D es del -260% comparado con la línea base, lo cual indica que el potenciador de separación de fases en esta sección del proceso no alcanzó una estabilización del sistema debido al tiempo de implementación; ya que no fue suficiente para que el potenciador de separación logre alcanzar la estabilización del sistema después del período de limpieza.

5.2.1.3 Resultados Skim Tank. Se muestra de manera cuantitativa la eficiencia de cada sistema; en el primero se encuentra la inyección de química antes de la implementación del equipo, la inyección lograba valores de 47 ppm en promedio de O/W. El potenciador de separación sin ninguna inyección de química logra resultados de O/W de 310 ppm; resultado que no se encuentra entre el contenido de O/W aceptable. Finalmente está el resultado de O/W de 95 ppm cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento.

Se concluye que la concentración de O/W, al igual que en el FWKO A y D, aumentó considerablemente durante la implementación, excediendo los límites establecidos por la empresa operadora, los cuales son < 100 ppm. El porcentaje de eficiencia en el Skim tank es de -559% comparado con la línea base, lo cual indica que el potenciador de separación de fases en esta sección del proceso no se alcanzó la estabilización del sistema por tal razón el resultado no se ajusta al esperado.

5.2.1.4 Resultados Celda de Flotación. La comparación entre la línea base y el resultado obtenido con el potenciador de separación de fases, indica que la concentración de O/W en la línea de agua aumentó durante la implementación, esta concentración excede los límites exigidos por la empresa operadora, los cuales son <90 ppm de O/W en la celda de flotación.

El porcentaje de eficiencia en la celda de flotación es de -322% comparado con la línea base, lo cual indica que el potenciador de separación de fases en esta sección del proceso no alcanzó una estabilización del sistema por tal razón el resultado no se ajusta al esperado. La estabilidad del sistema se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

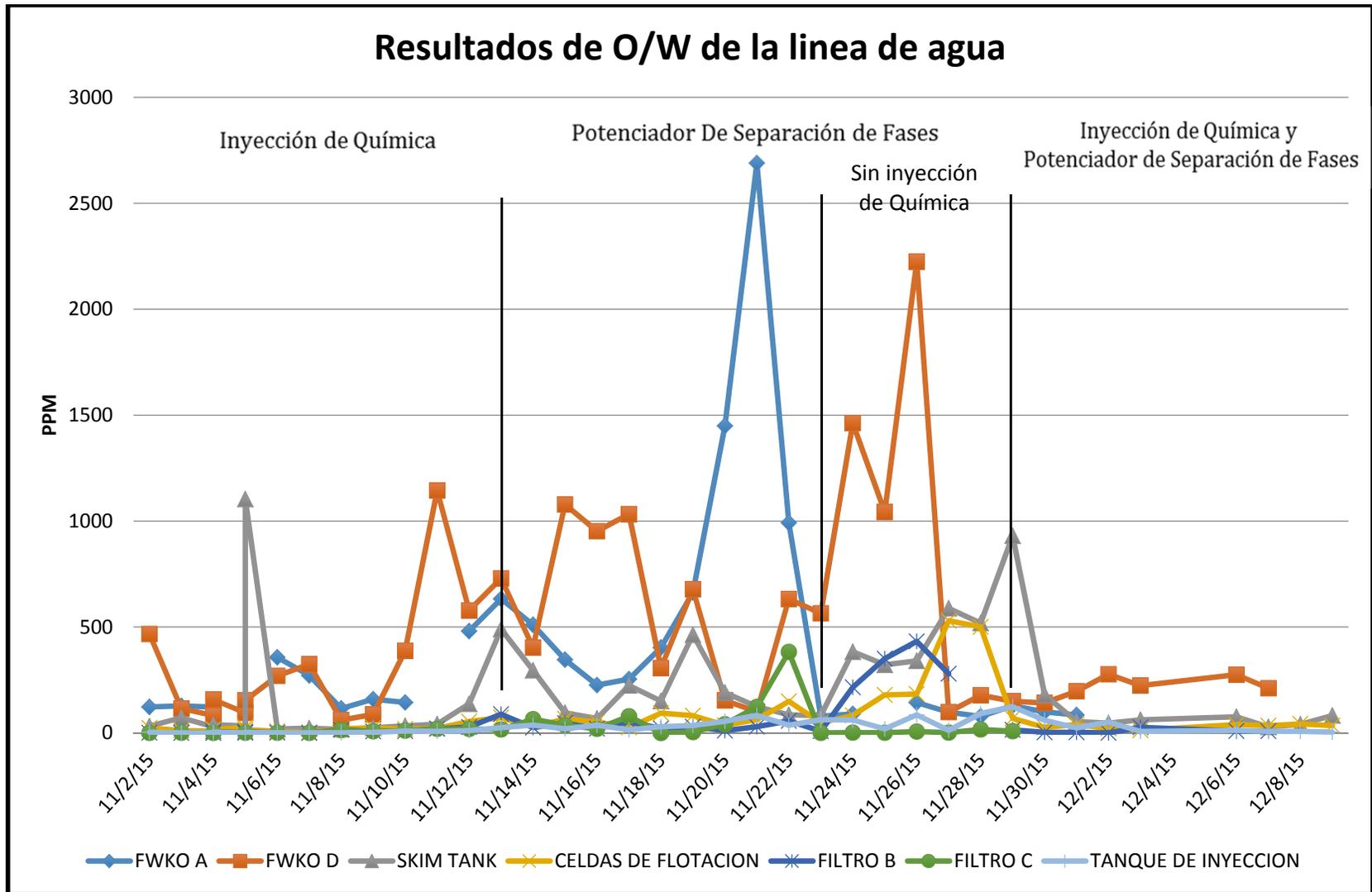
5.2.1.5 Resultados Filtros. En primer lugar el contenido de O/W a la salida de los filtros; con el sistema de inyección de química es de un promedio de 3 ppm, indicando que los resultados obtenidos de la implementación con el potenciador

de separación de fases, no son los esperados ya que aumentó el contenido de O/W a 77, durándose los días de funcionamiento del potenciador de separación de fases. La concentración de O/W en la línea de agua aumentó durante la implementación, esta concentración excede los límites exigidos por la empresa operadora, los cuales son <25 ppm de O/W en los filtros de cáscara de nuez. Se concluye que el equipo no alcanzó la estabilidad del sistema por tal razón el resultado no se ajusta al esperado. El porcentaje de eficiencia en los filtros de cáscara de nuez es de -240% comparado con la línea base.

5.2.1.6 Resultados Tanques de Inyección. Como se mencionó anteriormente la concentración de O/W en la línea de agua aumentó durante la implementación, esta concentración excede los límites exigidos por la empresa operadora, los cuales son <30 ppm de O/W en el tanque de inyección. Éste aumento es atribuido a que el potenciador de separación no logro alcanzar una estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías. El porcentaje de eficiencia en el tanque de inyección es de -700% comparado con la línea base, lo cual indica que el potenciador de separación de fases en esta sección del proceso no cumple su función.

En la **Gráfica 8**, se pueden observar los resultados de aceite en agua de cada equipo en una línea del tiempo, la cual tiene duración el mes de implementación del potenciador de separación de fases. Esta gráfica demuestra el comportamiento del O/W antes y durante la implementación del equipo en la línea de agua. Se evidencia el comportamiento del contenido de aceite en agua en cada equipo, donde los picos más altos de la variable se presentan durante el funcionamiento del potenciador de separación de fases sin la inyección de química.

Gráfica 8. Resultados generales del contenido de aceite en agua en la línea de agua.



5.2.2 Análisis general del contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) en la línea de agua. En la **Tabla 19**, se observa el resultado del TSS en la línea de agua, durante el mes de implementación del potenciador de separación de fases. En general los resultados del contenido de sólidos suspendidos totales no fue el deseado, ya que este aumentó de forma drástica durante la implementación del potenciador de separación, alcanzando porcentajes de eficiencia alrededor de -800%. Se concluye que esto se debe al proceso de limpieza que la ionización produce en la línea, ya que los equipos contenían residuos de sólidos, es decir, partículas que no se lograban remover de los equipos, al haber una ionización estos sólidos se desprendieron, aumentando el contenido de TSS en la línea. Adicionalmente se concluyó que el tiempo de implementación no fue suficiente para que el potenciador de separación logrará alcanzar una estabilización del sistema después del período de limpieza.

Este alto contenido de TSS, conlleva a problemas operativos en las líneas, ya que incrementa la presión de inyección por taponamiento en la cara de la formación, aumenta los costos por consumo de energía en las bombas gracias al mismo aumento de la presión de inyección, disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades de producción debido a la progresiva acumulación de arena, entre otros⁴⁹.

Tabla 19. Análisis general del contenido de solidos suspendidos totales en la línea de agua

EQUIPO	Inyección de Química (PPM) – Línea Base	Potenciador de separación De Fases(PPM)	Porcentaje de Eficiencia (%)	Inyección de química y Potenciación de separación de Fases	Contenido de TSS aceptable (PPM)
FECHA	2 Noviembre	13 Noviembre		29 Noviembre	
FWKO A	146	1168	-700	124	< 300
FWKO D	258	1551	-501	117	< 300
SKIM TANK	128	730	-470	90	<100
CELDA DE FLOTACIÓN	90	541	-500	175	< 150
FILTROS	4	129	-310	6	< 25
TANQUE DE INYECCIÓN	13	117	-800	15	< 40

Teniendo en cuenta la **Tabla 19**, se procede a hacer el análisis de los resultados de cada equipo en la línea de agua con respecto al contenido de sólidos suspendidos totales (TSS):

⁴⁹ PERENCO COLOMBIA, Programa de capacitación personal de producción. Módulo 2: Circuito del agua. Año 2000

5.2.2.1 Resultados FWKO A. El contenido de sólidos suspendidos totales en el flujo de agua del FWKO A antes de la implementación, presentaban un promedio de 146 ppm. Una vez se instala el potenciador de separación, el valor promedio de TSS fue de 1168 ppm, y finalmente al reanudar la inyección de químicos, el contenido de sólidos suspendidos totales se estabiliza a un valor promedio de 124 ppm.

Al instalar el potenciador, los valores no logran mantenerse estables, ya que según lo mencionado en el cuarto capítulo, el equipo ioniza el fluido, a medida que pasa por el sistema hasta lograr una estabilidad en las variables; esta situación no se presentó debido a pequeños residuos de química presentes en la línea de agua aun cuando se había retirado la química en su totalidad. Se tomó como referencia la línea base, es decir, la inyección de química, mostrando que el potenciador de separación de fases en este punto del proceso no aporta los resultados deseados en cuestión del aceite presente en el agua, ya que no se encuentra dentro del contenido aceptable, el cual es < a 300 ppm de TSS.

El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección de proceso es de -700%. Este resultado es atribuido a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

5.2.2.2 Resultados FWKO D. El contenido de sólidos suspendidos totales antes de la implementación presentaban un promedio de 258 ppm, una vez se instala el potenciador de separación el valor promedio de TSS fue de 1551 ppm, y finalmente al reanudar la inyección de químicos, el contenido de sólidos suspendidos totales se estabiliza a un valor promedio de 117 ppm. Se toma como referencia la línea base, es decir, la inyección de química en la línea, mostrando que el potenciador de separación de fases en este punto del proceso no aporta los resultados deseados, ya que no se encuentra dentro del contenido aceptable, el cual es < a 300 ppm de TSS. Este aumento se debe a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección del proceso es de -501%

5.2.2.3 Resultados Skim Tank. El primer valor es el que resulta de la inyección de química antes de la implementación, la cual logra valores de 128 ppm en promedio de TSS. El potenciador de separación sin ninguna inyección de químicos logra resultados de TSS de 730 ppm. Finalmente está el resultado de TSS de 90 ppm cuando se pone en funcionamiento los dos sistemas de tratamiento.

El potenciador de separación de fases no aporta los resultados esperados, ya que no se encuentra dentro del contenido aceptable de TSS, el cual por requerimiento de la empresa operadora debe ser < 100 ppm. El aumento en el contenido de sólidos suspendidos totales se debe a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías. El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección del proceso es de -470%

5.2.2.4 Resultados Celda de Flotación. En la celda de flotación el contenido de sólidos suspendidos totales en el flujo, antes de la implementación presentaban un promedio de 90 ppm de TSS, una vez se instala el potenciador de separación de fases, el valor promedio de TSS fue de 541 ppm, y finalmente al reanudar la inyección de química, el contenido de sólidos suspendidos totales se estabiliza a un valor promedio de 175 ppm.

Se toma como referencia los resultados de la línea base, es decir, de la inyección de química, se concluye que está presenta mejor desempeño en comparación con el tratamiento del agua por medio del potenciador de separación de fases. El potenciador de separación no logra los resultados deseados, ya que no se encuentra dentro del contenido aceptable de TSS, el cual por requerimiento de la empresa operadora debe ser < 150 ppm. El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección del proceso es de -500%. Este resultado es atribuido a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

5.2.2.5 Resultado Filtros. En primer lugar el contenido de TSS a la salida de los filtros con el sistema de inyección de química tenía un promedio de 4 ppm, indicando que los resultados obtenidos de la implementación del potenciador de separación, no son los esperados ya que aumentó el contenido a 129 ppm de TSS. Los resultados no se encuentran dentro del contenido aceptable de TSS, el cual por requerimiento de la empresa operadora es < 25 ppm. El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección del proceso es de -310%. Este resultado es atribuido a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

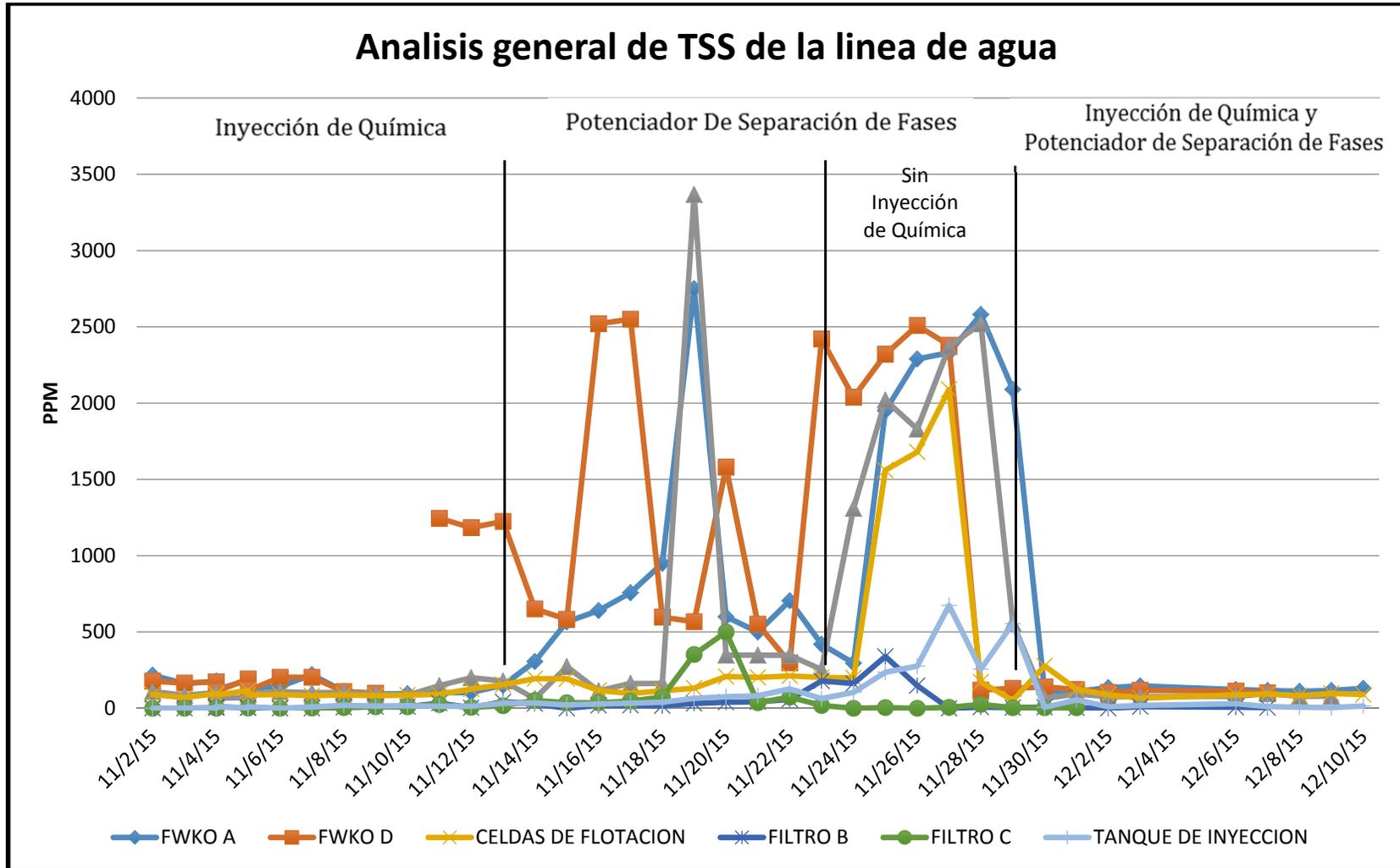
5.2.2.6 Resultados Tanque de Inyección. En el tanque de inyección el contenido de sólidos suspendidos totales antes de la implementación presentaban un promedio de 13 ppm, una vez se instala el potenciador de separación de fases, el valor promedio de TSS fue de 117 ppm, y finalmente al reanudar la inyección de química, el contenido de sólidos suspendidos totales se estabiliza a un valor

promedio de 15 ppm. El potenciador de separación de fases no aporta los resultados esperados, ya que no se encuentra dentro del contenido aceptable de TSS, el cual por requerimiento de la empresa operadora es < 40 ppm

El porcentaje de eficiencia del potenciador de separación de fases en esta sección del proceso es de -800%. Este resultado es atribuido a que el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad del sistema; esta estabilidad se logra con un tiempo de implementación mayor a dos meses; antes de este periodo el equipo ioniza las fases y limpia los equipos y tuberías.

En la **Gráfica 9**, se pueden observar los resultados de TSS de cada equipo en una línea del tiempo, la cual tiene duración el mes de implementación del potenciador de separación de fases. Esta gráfica demuestra el comportamiento del TSS antes y durante la implementación del equipo en la línea de agua. Se evidencia el comportamiento del contenido de los sólidos suspendidos totales en cada equipo, donde los picos más altos de la variable se presentan durante el funcionamiento del potenciador de separación de fases sin la inyección de química.

Gráfica 9. Resultados generales del contenido de solidos suspendidos totales (TSS) en la línea de agua.



6. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente en el Bloque CPE – 6 el tratamiento de 22.000 barriles de fluido por día que llegan a las facilidades de superficie se realiza a partir de una inyección química la cual ha incrementado los costos de operación debido a que el valor de alquiler de estos equipos es muy elevado; bajo esta problemática se propone como alternativa implementar dos equipos potenciadores de separación de fases los cuales hacen el mismo proceso y tienen la capacidad de tratar los 22.000 barriles de fluido que el campo produce, estos equipos son alquilados.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN), como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD) y una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual, que es comúnmente utilizada en los proyectos desarrollados por Carbon Steel Petroleum, el período de evaluación es de un año dividido en cuatro períodos trimestrales, adicionalmente se hace el análisis de costos de inversión y de operación.

En el presente análisis se determinaron los costos de inversión (CAPEX) para la implementación del equipo potenciador de separación de fases en las facilidades de superficie del Bloque CPE – 6, adicionalmente se establecieron los costos de operación (OPEX) para la inyección química utilizada en el tratamiento de los fluidos (Proceso actual) y con los equipos potenciadores de separación de fases (Proceso nuevo).

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Corresponde a la inversión inicial que realiza una compañía con el objetivo de mejorar sus bienes y/o activos, como podrían ser maquinaria, inmuebles, fábricas que le generen beneficios. En el escenario actual cabe indicar que si la compañía continua empleando la inyección química en el tratamiento de los fluidos producidos por los pozos del Bloque CPE – 6 no se requiere hacer ningún tipo de inversión para este proceso.

6.1.1 Escenario nuevo. En el análisis de inversión para la implementación del potenciador de separación de fases en las facilidades de superficie del Bloque CPE – 6, es necesario adquirir equipos y herramientas que permitan adecuar las facilidades a este proceso de tratamiento de fluido propuesto. La **Tabla 20**, presentada a continuación ilustra los costos de inversión necesarios para la implementación de un potenciador de separación de fases, para esto se hace necesario hacer adecuaciones en el área para poder instalar el equipo en este proceso.

Tabla 20. Costos de inversión para la implementación de un potenciador de separación de fases.

Descripción de la inversión	Costo por unidad (USD)	Costo por metro	Unidades	Metros	Costo total en USD
Manguera de nitrilo reforzador con acero de 4"	N/A	0,75	1	8	6,00
Abrazaderas sin fin de acero industrial	20,60	N/A	12	N/A	247,20
Cinta de teflón industrial	2,50	N/A	3	N/A	7,50
Acople rápido de manguera de 4"	10,50	N/A	4	N/A	42,00
Bridas clase 150 de 4"	127,60	N/A	2	N/A	255,20
Bridas ciega clase 150 de 6"	362,00	N/A	2	N/A	724,00
Juntas de clase 150 de 6"	198,00	N/A	2	N/A	396,00
Codos de 90° de 6"	146,00	N/A	3	N/A	438,00
Semi codo de 45° de 6"	173,00	N/A	2	N/A	346,00
Tubo de 6"	N/A	322,00	N/A	1	322,00
Tubo de 4"	N/A	152,20	N/A	1	152,20
Acoples reductores con costura de 6" a 4"	22,00	N/A	2	N/A	44,00
Total	-----	-----	-----	-----	2.980,10

Fuente: CARBON STEEL PETROLEUM. Inline performance test protocol for ECO 1st "separation enhancer Equipment at oil field CPE – 6. 2015. p. 15. Modificado por la autora.

En la **Tabla 21**, se presenta el resumen de la inversión necesaria para la implementación de los dos potenciadores de separación de fases en el tratamiento de los fluidos de producción.

Tabla 21. Costos de inversión para la implementación de los potenciadores de Separación de fases.

Período (Año)	Precio por unidad	Número de equipos	Inversión total
0	2.980,10	2	5.960,20

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Corresponde a los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, costos de combustibles, remediación de trabajos, alquiler de equipos y otros costos de funcionamiento indispensables para la operación del proyecto.

6.2.1 Escenario actual. Para determinar estos costos a lo largo de un período se debe establecer el costo trimestral de la inyección química y de los servicios profesionales necesarios para el tratamiento de los 22.000 barriles de fluido por día que llegan a las facilidades de superficie del Bloque. La **Tabla 22** presenta los costos de operación mensuales requeridos para este proceso.

Tabla 22. Costos operacionales mensuales de tratamiento de fluidos

Descripción de costo	Costo mensual (USD)
Inyección de química	75.000,00
Servicios Profesionales	15.000,00
Total	90.000,00

Fuente: CARBON STEEL PETROLEUM. Inline performance test protocol for ECO 1st "separation enhancer Equipment at oil field CPE – 6. 2015. p. 15. Modificado por la autora.

La **Tabla 23**, presenta los costos de operación trimestrales requeridos para la inyección de química

Tabla 23. Costo de operación inyección de química.

Período (Trimestre)	Costo mensual de operación	Número de meses del trimestre	USD
1	90.000,00	3	270.000,00
2	90.000,00	3	270.000,00
3	90.000,00	3	270.000,00
4	90.000,00	3	270.000,00

Fuente: CARBON STEEL PETROLEUM. Inline performance test protocol for ECO 1st "separation enhancer Equipment at oil field CPE – 6. 2015. p. 15. Modificado por la autora.

6.2.2 Escenario nuevo. Para determinar los costos de operación de este proceso es necesario conocer el valor mensual de alquiler de los equipos y los servicios profesionales requeridos para el tratamiento de los 22.000 barriles de fluido por

día que llegan a las facilidades de superficie del Bloque, cabe indicar que para este proceso se requieren dos equipos potenciadores de separación los cuales tienen un costo unitario de alquiler mensual de 13.000 dólares dónde se incluyen 5.000 dólares que corresponden a los servicios profesionales. La **Tabla 24** ilustra los costos mensuales de operación para el escenario nuevo de tratamiento de fluidos.

Tabla 24.Costo de operaciones mensuales de tratamiento de fluidos

Descripción de costo	Costo mensual (USD)
Potenciador de separación	8.000,00
Servicios profesionales	5.000,00
Total	13.000,00

Fuente: CARBON STEEL PETROLEUM. Inline performance test protocol for ECO 1st "separation enhancer Equipment at oil field CPE – 6. 2015. p. 23. Modificado por la autora.

La **Tabla 25** ilustra los costos trimestrales de operación para los potenciadores de separación de fases.

Tabla 25.Costos de operación de los potenciadores de separación de fases.

Período (Trimestre)	Costo de alquiler mensual por equipo	Número de equipos	Costo total mensual de los equipos	Número de meses del trimestre	USD
1	13.000,00	2	26.000,00	3	78.000,00
2	13.000,00	2	26.000,00	3	78.000,00
3	13.000,00	2	26.000,00	3	78.000,00
4	13.000,00	2	26.000,00	3	78.000,00

Fuente: CARBON STEEL PETROLEUM. Inline performance test protocol for ECO 1st "separation enhancer Equipment at oil field CPE – 6. 2015. p. 23. Modificado por la autora.

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto, se debe utilizar la metodología del Valor Presente Neto (VPN), con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% anual la cual debe ser convertida en una tasa de interés trimestral y se hace para dos escenarios (Actual y nuevo).

6.3.1 Valor Presente Neto. "Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto"⁵⁰.

La **Ecuación 2**, ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

⁵⁰ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum -A + (F/(1+i)^n)$$

Fuente: CATAFORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas. 2011. p.7. Modificado por la autora.

Dónde:

- VPN corresponde al Valor Presente Neto a determinar.
- A corresponde a la inversión realizada.
- F corresponde al valor del flujo de caja neto.
- i corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.
- n corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN) su resultado se interpreta, a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

Para calcular el Valor Presente Neto de este proyecto se utilizó una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual, además de esto se utiliza la unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD) y un tiempo de validez de un año dividido en cuatro trimestres, debido a esto es necesario realizar la conversión de la tasa de interés anual a trimestral utilizando la **Ecuación 3** presentada a continuación.

Ecuación 3. Conversión de la tasa de interés de oportunidad.

$$i \text{ Anual} = (1 + i \text{ Trimestral})^n - 1$$

Dónde:

- i Anual corresponde a la tasa de interés anual establecida de 11%.
- i Trimestral corresponde a la tasa de interés trimestral a encontrar.
- n Corresponde al número de periodos en que se divide la evaluación, para este caso es de 4.

Para establecer la tasa de interés trimestral se debe despejar de la **Ecuación 3** la tasa de interés trimestral quedando de la siguiente manera.

$$i \text{ Trimestral} = (1,11)^{1/4} - 1$$

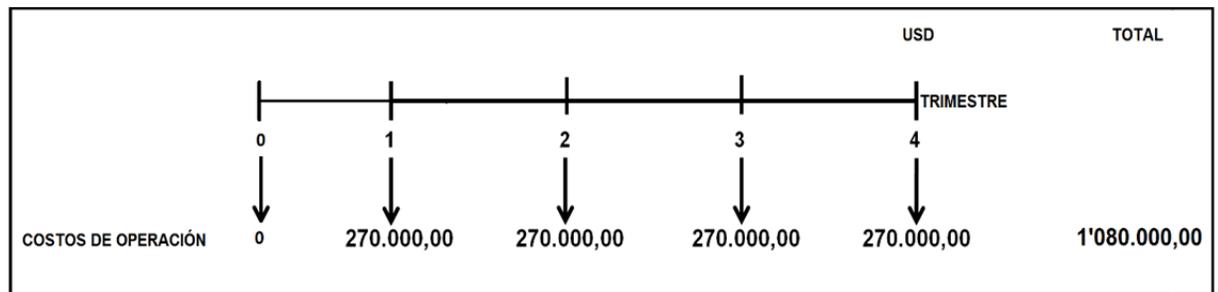
A partir del cálculo se obtiene el siguiente resultado.

$$i \text{ Trimestral} = 0,0264 \text{ lo cual equivale a } 2,64\%$$

- **Flujo de Caja.** Corresponde a la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente al período de tiempo, donde los ingresos se ubican en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea.

6.3.1.1 Escenario actual. La **Figura 31**, ilustra los flujos de efectivos para el proceso actual de tratamiento de crudo en las facilidades de superficie del Bloque CPE – 6 a lo largo de un año; igualmente dentro de este numeral se presenta la operación matemática y el resultado del Valor Presente Neto obtenido para este proceso.

Figura 31. Flujo de efectivo para la inyección de química.



$$VPN(0,0264) = - \frac{270.000,00}{(1+0,0264)^1} - \frac{270.000,00}{(1+0,0264)^2} - \frac{270.000,00}{(1+0,0264)^3} - \frac{270.000,00}{(1+0,0264)^4}$$

$$VPN(0,0264) = - 1'012.316,77 \text{ USD}$$

6.3.1.2 Escenario nuevo. La **Figura 32**, ilustra los flujos de efectivos para el proceso propuesto de tratamiento de crudo en las facilidades de superficie del Bloque CPE – 6 a lo largo de un año.

Figura 32. Flujo de efectivo para los potenciadores de separación de fases.

	USD					TOTAL
	0	1	2	3	4	
	TRIMESTRE					
COSTOS DE INVERSIÓN	5.960,20					5.960,20
COSTOS DE OPERACIÓN		78.000,00	78.000,00	78.000,00	78.000,00	312.000,00
TOTAL EGRESOS	5.960,20	78.000,00	78.000,00	78.000,00	78.000,00	317.960,20

$$VPN(0,0264) = -5.960,20 - \frac{78.000,00}{(1+0,0264)^1} - \frac{78.000,00}{(1+0,0264)^2} - \frac{78.000,00}{(1+0,0264)^3} - \frac{78.000,00}{(1+0,0264)^4}$$

$$VPN(0,0264) = -298.407,27 \text{ USD}$$

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía es implementar los potenciadores de separación de fases en las facilidades de superficie del Bloque CPE – 6 para el tratamiento de los fluidos de producción en el próximo año, ya que le representan un ahorro en costos a dólares de hoy del 70,52% (713.909,50 USD) con respecto a la inyección de química que se hace en la actualidad, este ahorro se origina en los menores costos que implica utilizar el potenciador de separación de fases para el tratamiento de los fluidos producidos en el Bloque CPE – 6.

7. CONCLUSIONES

- La implementación exitosa de la tecnología potenciador de separación de fases en el Bloque CPE-6, permitió concluir que en las condiciones dadas, se obtuvieron resultados que cumplen los requerimientos de calidad del fluido en la línea de crudo, sin embargo para la línea de agua no sucedió de igual manera. Lo anterior se debe a que, en la línea de agua el potenciador de separación no alcanzó la estabilidad en el sistema. La estabilidad se logra con periodos de implementación mayores a 2 meses.
- El crudo pesado y extrapesado, son actualmente el pilar de la industria energética en Latinoamérica debido a que cuentan con mayor número de reservas, en comparación con otros continentes.
- El potenciador de separación de fases, logró separar las emulsiones presentes en la línea de crudo sin inyección de química, manteniendo la calidad del hidrocarburo entre los rangos establecidos para la realización del proyecto, es decir, puede ser operada y tratada obteniendo el mismo rango de BSW, con un porcentaje de eficiencia del 85% en comparación con la inyección de química. Esto representa una disminución en los costos asociados al sistema actual.
- El porcentaje de BSW a la salida de los desaladores con el potenciador de separación de fases es de 2,3 %, este valor se puede disminuir aumentando los tiempos de retención en los tanques de almacenamiento de 2 a 3 horas, logrando % de BSW <0,5%
- Se disminuyeron los tiempos de retención debido a la implementación del potenciador de separación, esta disminución se reflejó en los FWKO's A y D porque estos equipos trataron la producción total del Bloque, a diferencia de la inyección de química en la cual para tratar el fluido se necesita de 6 FWKO's en funcionamiento.
- El potenciador de separación de fases en la línea de agua no disminuyó las variables TSS y O/W, debido al proceso de limpieza causado por la ionización, en la cual fueron removidas pequeñas partículas de sólidos y de aceite alojados en las líneas de producción, aumentando así el contenido de sólidos suspendidos totales y de aceite en agua a la salida de los equipos. Adicionalmente, se concluyó que no se alcanzó la estabilización del sistema por tal razón el resultado no se ajustó al esperado.
- La implementación del potenciador de separación de fases en la facilidad del Bloque CPE-6 representa un ahorro en costos a dólares de hoy del 70.52%, es decir, 713.909,50 USD.

RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio de las implicaciones que tiene la inyección de química en el proceso de ionización del potenciador de separación en la línea de agua, identificando las diferentes problemáticas asociadas a la disminución y/o aumento de las variables TSS y O/W.
- Instalar de manera definitiva el potenciador de separación en las facilidades de un campo, con el fin de cuantificar el ahorro energético de electricidad y consumo de fuel.
- Realizar una prueba piloto, en la cual se utilice el potenciador de separación de fases como tratamiento principal; con dosificaciones mínimas de química, con el fin de evaluar el desempeño de los dos sistemas en conjunto.
- Instalar el potenciador de separación de fases en solo la línea de agua, con el fin de alcanzar la estabilidad y de esta manera limpiar la línea mejorando la calidad del agua ya sea de vertimiento o de inyección.
- Instalar el potenciador de separación de fases en una facilidad que no esté operando con inyección de química, esto con el fin de obtener valores que no sean alterados y/o afectados por la misma química.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Llanos Orientales, Integración geológica de digitalización y análisis de núcleos. 2012

ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado. Oilfield Revision Otoño, 2006

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Monographs on Refinery Environmental Control, Management of Water Discharges

AMOROCHO, Rircardo, BADILLO, Juan. Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. 2012.

ARNOLD, Ken. STEWART Maurice. Surface Production Operations. Second edition, Volumen 1

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), Por el cual se ordena la celebración de una audiencia pública ambiental, se realiza un cobro y se toman otras determinaciones, AUTO N° 2049. 2013

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), Por el cual se ordena la celebración de una audiencia pública ambiental, se realiza un cobro y se toman otras determinaciones, Resolución 0362. 2014

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Indicador Valor Presente Neto. Octava edición. 2007

BERNAL, Hugo. GUILMAIN, Miguel. Separation enhancer Technology for Fluid Treatment. 2015

CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. Capítulo 4, 2011.

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, La fiscalización de hidrocarburos líquidos en Colombia. Etapas de explotación y producción. 2013

DE PORTA, J, Colombie, (Deuxieme Partie) Union internationale de Sciencis Géologiques. Volume V fascicules 4b, 1974

ECOPETROL, Unidad de planeación minero energética (UPME) 2015

ENERGIA16, Pacific E&P compra a Talismán su 50 % en un Bloque en el Colombia. 2015

ESCORBAR, Freddy, Fundamentos Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana, 1era edición.

GARY, James, HANDWERK, Glenn. Refino del petróleo. Editorial Reverte. 2011

GOMEZ, Yohaney, YORIS, Franklin, RODRIGUEZ, Javier, PORTILLO, Fredy, ARAUJO. Ysidro. Pacific Rubiales Energy. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá, 2009

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 1998.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico internacional Vol 5. America Latina, Fasciculo 4| Colombia. Primera Parte. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris

LANGER, José Luis. Crudos pesados: El reto para Colombia. CAMPETROL

MARTINEZ, Juan Carlos. Producción en frío de crudos pesados con arenas (CHOPS), México, 2011

MACCAIN, William, Properties of Petroleum Fluids

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Management Discussion and Analysis. Marzo 2015

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Informe sobre las actividades exploratorias desarrolladas en el contrato de exploración y producción del Bloque CPE-6, 2013

PERENCO COLOMBIA, Programa de capacitación personal de producción, Modulo 2: Circuito dl agua. 2000

STEVEN LOPEZ, William. System for conditioning fluids utilizing a magnetic fluid processor. Patente US8349179, 2013

THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION, Introducción a la refinación del petróleo y producción de Gasolina y Diesel con contenido ultra bajo de azufre. 2011

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo Daniela Natalia Camargo Díaz en calidad de titular de la obra **Evaluación Técnico-financiera de la implementación del potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6**, elaborada en el año 2015 , autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

- 
Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.
- 
Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.
- 
Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

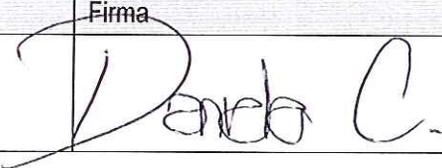
Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

Para constancia se firma el presente documento en la ciudad de Bogotá a los 09 días del mes de Noviembre del año 2016.

EL AUTOR:

Autor

Nombres	Apellidos
Daniela Natalia	Camargo Diaz
Documento de identificación No	Firma
1.026.287.200	

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.