

**FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL
AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JHON JARVER BENAVIDES MURCIA
YUREYNIS MICHELLE JAIMES BELTRÁN**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL
AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JHON JARVER BENAVIDES MURCIA
YUREYNIS MICHELLE JAIMES BELTRÁN**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora

ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A mi padre celestial por haberme permitido cumplir con todos mis sueños y metas y por todas las bendiciones recibidas tanto para mí como para mi familia durante este tiempo de aprendizaje en mi vida.

A mi madre Isolina Benavides Murcia y a mi abuela Ofelia Murcia Angulo por todo su apoyo incondicional, por todo su amor y por haberme dado todos los medios necesarios para poder sacar adelante mi carrera profesional, las amo con todo mi corazón y estaré agradecido infinitamente con ellas.

A la mujer más espectacular que ha podido llegar a mi vida, a mi futura esposa Luisa Fernanda Silva Osma, por todo su apoyo, por sus consejos, por darme animo en cada momento en que decaí y sobre todo por brindarme todo su amor y estar siempre a mi lado.

A toda mi familia que de una u otra manera hicieron parte de este hermoso proceso en mi vida y siempre me brindaron su apoyo incondicional para que pudiese lograr todas mis metas.

A cada uno de los ingenieros e ingenieras que hicieron parte de mi proceso de aprendizaje durante estos 5 años en mi querida alma mater, infinitamente agradecido por todo el conocimiento que me impartieron en cada una de sus asignaturas.

A mis compañeros de universidad, con los cuales pude compartir muchas alegrías y tristezas, con los que aprendí el verdadero valor de una amistad, que ni la distancia puedo dañar, gracias Michelle Jaimes, Gabriel Vélez, Laura Osma, Sergio Álvarez, Jairo Dimate, Diego Monsalve.

Jhon Jarver Benavides Murcia

DEDICATORIA

A Dios, mi padre celestial quien me ha permitido cumplir con mis metas y me ha bendecido infinitamente.

A mi madre Rosa María Beltrán, la persona que más creyó en mis capacidades, quien me impulsó a estudiar, superarme y ser la mejor. Para ti este logro.

A mi padre y madre, Alejandro Jaimes Ramirez, por ser mí modelo a seguir, mi guía y mi apoyo. A mis hermanos Alejandro, Juan David y Paula Andrea, los adoro. Su futuro será aún más prominente.

*A los motores de mi vida, mi esposo Eder y mi hijo Simón Alejandro, por su paciencia, amor incondicional y fe en mí. Son mi razón de vivir, mi familia.
A mis suegros, mis segundos padres, mis amigos, Antonio Carrillo y Feny Coronado simplemente gracias.*

A mi tío favorito, Jailes Joaquín Beltrán, quien siempre ha tenido esperanzas en mí, por enseñarme el amor al estudio.

A todas las mujeres extraordinarias que me adoptaron en sus hogares, a Barbarita, Mónica y Ludys. Por darme un lugar acogedor, lleno de momentos felices y otros no tanto, gracias por compartirlos conmigo y ayudar a no sentirme tan lejos de mi hermosa tierra Valledupar, porque ahí conocí personas maravillosas que se convirtieron en mi familia.

A mis compañeros de universidad, que aunque nos separamos, pasamos muchos momentos inolvidables, gracias Jhonsito, Laura, Gabriel, Sergio, y Jairito.

Yureynis Michelle Jaimes Beltrán

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto expresan sus agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, nuestra alma máter, por toda la formación académica y personal que recibimos en estos cinco años.

La ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS y todos sus maravillosos maestros.

La ingeniera OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO, nuestra directora, por su guía, tiempo, dedicación y correcciones.

Todas las personas que hacen parte de CAMPO ESCUELA COLORADO, por brindarnos toda la información y la oportunidad de realizar allí nuestro proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	22
1.1 CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DEL AGUA	26
1.1.1 Sólidos Iónicos Disueltos	27
1.1.2. Gases Disueltos	30
1.1.3 Otros Parámetros.....	32
2. SISTEMAS Y EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUA	40
2.1 SISTEMAS DE TRATAMIENTO	40
2.1.1. Tratamiento Convencional Del Agua.....	40
2.1.2. Tratamiento Químico	41
2.1.3 Procesos Físicos	43
2.2 EQUIPOS DE TRATAMIENTO	49
2.2.1 Skim Tanks Y Skim Vessels.....	49
2.2.2 Coalescedores	51
2.2.3 Celdas de flotación	54
2.2.4 Piscinas de estabilización.....	57
2.2.5 Piscinas de Sedimentación.....	59
2.2.6 Piscinas de Oxidación.....	60
2.2.7 Caja API o Separador API.....	60
2.2.8 Paquetes de Tubería en Serpentin (S.P. PACKS).....	62
2.2.9 Hidrociclones	62
2.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE PRODUCCIÓN.	65
2.3.1 Separador Centrifugo	65
2.3.2 Tratamiento Con Ultrasonidos.....	66
2.3.3 Flotación Columnar.....	69
2.3.4 Deshidratación Magnética De Crudos.....	71
2.3.5 Tratamiento Con Microondas.....	76

2.3.6 Tratamiento Con Microburbujas	77
2.3.7 Proceso CAF (Cavitation Air Flotation).....	80
2.3.8 Flotación De Agregados Coloidales (FAC)	81
3. USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	83
3.1 USO AGRÍCOLA	90
3.2 USO PECUARIO	96
3.3 CONSUMO HUMANO Y DOMÉSTICO	101
3.4 USO INDUSTRIAL	104
3.5 EVAPORACIÓN	105
3.6 INYECCIÓN COMO MÉTODO DE RECOBRO O COMO MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.....	107
3.7 INYECCIÓN PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO PARA SU POSTERIOR USO	108
3.8 INYECCIÓN EN FORMACIONES SUBTERRÁNEAS	109
3.9 FINES RECREATIVOS.....	110
3.10 PRESERVACIÓN DE FLORA Y FAUNA	111
3.11 CONTROL DE INCENDIOS	112
3.12 CONTROL DE POLVO.....	112
3.13 PANORAMA NACIONAL DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	113
3.13.1 Campo Castilla	113
3.13.2. Campo Orito	115
3.13.3 Huila	116
3.13.4 Magdalena medio.....	116
4. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	117
4.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.	119
4.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	125
4.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	129
4.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	131
4.4.1. Tratamiento para el Barrio en Campo Escuela Colorado.	133
4.5 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	135

5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA	139
5.1 USO PARA CONSUMO HUMANO.	140
5.2 USO AGRÍCOLA.	142
5.3 USO PECUARIO.	148
5.4 USO PARA FINES RECREATIVOS.....	150
5.5 USO INDUSTRIAL	151
5.6 EVAPORACIÓN	151
5.7 INYECCIÓN COMO MÉTODO DE RECOBRO O COMO MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.....	152
5.8 INYECCIÓN PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	152
5.9 PRESERVACIÓN DE FAUNA Y FLORA	153
5.10 CONTROL DE INCENDIOS	153
5.11 CONTROL DE POLVO.....	154
5.12 DISEÑO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LAS ALTERNATIVAS DE USO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	155
5.12.1 Alternativa 1: Uso Agrícola	155
5.12.2 Alternativa 2: Uso Pecuario	156
5.12.3 Alternativa 3: Control De Polvo	158
6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FINANCIERA.....	160
6.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	160
6.2 TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO)	161
6.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	161
6.4 TIEMPO DE REPAGO O PAY BACK	161
6.5 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB).....	162
6.6 DÓLAR (\$US).....	162
6.7 PRECIO DEL CRUDO [\$US/BBL]	164
6.8 FLUJO DE CAJA NETO (FCN).....	166
6.9 ALTERNATIVA 1: USO AGRÍCOLA.....	170
6.10 ALTERNATIVA 2: USO PECUARIO	174
6.11 ALTERNATIVA 3 CONTROL DE POLVO.....	176
6.12 ANÁLISIS FINANCIERO ADICIONAL.	177
CONCLUSIONES	182

RECOMENDACIONES.....184
BIBLIOGRAFIA185
ANEXOS.....188

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo del agua de producción.....	23
Figura 2. Agua buena y agua mala.	25
Figura 3. Diagrama de planta de tratamiento de agua de producción.....	41
Figura 4. Acción del floculante en una emulsión inversa.	43
Figura 5. Skim Tank.....	50
Figura 6. Skim Vessel horizontal.....	50
Figura 7. Vistas esquemáticas de un coalescedor.	52
Figura 8. Funcionamiento de las placas de un coalescedor.	53
Figura 9. Esquema del flujo a través de un coalescedor de placas corrugadas. ..	53
Figura 10. Celda de flotación.	55
Figura 11. Esquema de una celda de flotación.....	56
Figura 12. Funcionamiento de una celda de flotación.....	56
Figura 13. Esquema de una piscina de estabilización.	58
Figura 14. Secciones del separador API.....	61
Figura 15. Hidrociclón.	63
Figura 16. Separador centrífugo.	66
Figura 17. Efecto de la aplicación de ultrasonidos.....	68
Figura 18. Flotación columnar.....	71
Figura 19. Emulsión con presencia de parafinas disueltas.	72
Figura 20. Efecto del campo magnético.....	73
Figura 21. Prototipo de tratamiento magnético, campo Dina Terciarios.....	74

Figura 22. Agua mezclada con microburbujas.	78
Figura 23. Tanque para el tratamiento con microburbujas.	79
Figura 24. Proceso Caf.	80
Figura 25. Consumo de agua por sector por región.	84
Figura 26. Óptimo crecimiento de cultivos empleando agua de producción.	115
Figura 27. Ubicación geográfica del Campo Escuela Colorado.	118
Figura 28. Distribución de los pozos en el Campo Escuela Colorado.	120
Figura 29. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.	124
Figura 30. Distribución del BSW del crudo de Campo Escuela Colorado.	127
Figura 31. Curva de viscosidad del Campo Escuela Colorado.	128
Figura 32. Producción promedio mensual año 2012 y 2013.	130
Figura 33. Esquema de la Estación de recolección y tratamiento del CEC.	132
Figura 34. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 1: uso agrícola. .	156
Figura 35. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 2: uso pecuario. .	158
Figura 36. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 3: control de polvo.	159
Figura 37. Promedio mensual del dólar durante el 2012.	164
Figura 38. Promedio mensual del precio del crudo WTI durante el 2012.	165
Figura 39. Gráfica de la declinación de la producción de Campo Escuela Colorado.	169

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Eficiencia de las celdas de flotación.	57
Tabla 2. Muestras de crudo usadas.	67
Tabla 3 Resultado de la prueba del tratador magnético..	75
Tabla 4 Normas de vertimiento.....	87
Tabla 5 Descarga de aguas residuales	88
Tabla 6 Descripción del agua y su uso potencial	91
Tabla 7 Directrices para la interpretación de la calidad del agua para irrigación..	95
Tabla 8 Clasificación de las aguas para bebida de bovinos según su salinidad ..	99
Tabla 9 Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Pecuario	100
Tabla 10 Criterios de calidad admisibles para aguas de uso humano y doméstico	102
Tabla 11 Criterios de calidad admisibles para aguas de uso humano y doméstico.....	103
Tabla 12 Criterios de Calidad Admisibles para la utilización de aguas para fines recreativos mediante contacto primario	110
Tabla 13 Criterios de Calidad Admisibles para la utilización de aguas para fines recreativos mediante contacto secundario.....	110
Tabla 14 OOIP y Reservas Campo Colorado.....	116
Tabla 15 Datos básicos de las propiedades de las arenas de formación	122
Tabla 16 Caracterización del crudo del Campo Escuela Colorado.....	124
Tabla 17 Datos básicos del yacimiento	128
Tabla 18 Concentración de Bario Agua Tratada.....	133
Tabla 19 Concentración de Salida promedio mensual	133

Tabla 20 Volumen consolidado del agua tratada en el 2012.....	134
Tabla 21 Resultado de Análisis Químico del agua de producción Campo Escuela Colorado	135
Tabla 22 Comparación de la calidad del agua para el consumo humano con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984	140
Tabla 23 Comparación de la calidad del agua para el uso agrícola con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984.....	142
Tabla 24 Límites recomendados para los componentes de agua generada para el riego.....	144
Tabla 25 Límites admisibles para clases de agua de riego	146
Tabla 26 Comparación de la calidad del agua para el uso pecuario con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984.....	148
Tabla 27 Indicadores económicos	162
Tabla 28 Promedio mensual del dólar durante el 2012	163
Tabla 29 Promedio mensual del precio del crudo WTI durante el 2012	164
Tabla 30 Especificaciones para la venta del crudo de Campo Escuela Colorado.....	165
Tabla 31 Cálculo del flujo de caja neto (FCN)	167
Tabla 32 Participación de ECOPETROL	168
Tabla 33 Inversiones de la alternativa 1: uso agrícola.....	170
Tabla 34 Indicadores de rentabilidad	172
Tabla 35 Inversiones de la alternativa 2: Uso pecuario	173
Tabla 36 Indicadores de rentabilidad.....	173
Tabla 37 Inversiones de la alternativa 3: Control de polvo	175
Tabla 38 Indicadores de rentabilidad.....	175
Tabla 39 Análisis financiero adicional.....	177

LISTA DE ANEXOS.

	Pág.
ANEXO A. DISTRITO DE ADECUACIÓN DE TIERRAS CAMPO CASTILLA...	186
ANEXO B. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	187
ANEXO C. CERTIFICACIÓN DE LA CORPORACIÓN AUTÓNOMA DE SANTANDER.....	190

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTORES:

**JHON JARVER BENAVIDES MURCIA
YUREYNIS MICHELLE JAIMES BELTRÁN****

PALABRAS CLAVES: Aguas de Producción, Campo Colorado, Usos alternativos, Normatividad, Disposición, Tratamiento.

DESCRIPCIÓN:

A nivel nacional y global se presenta una gran problemática en cuanto a la disposición de las aguas asociadas a la producción de campos petroleros, a causa del impacto ambiental negativo que esto genera en las fuentes hídricas del mundo. Al mismo tiempo, existe la preocupación por la disminución acelerada de las fuentes de agua dulce disponibles y el aumento de la demanda de este recurso, que se renueva lentamente, lo que impulsa a la industria de los hidrocarburos a buscar nuevas alternativas de utilización para sus aguas de producción.

Campo Escuela Colorado no es la excepción a este inconveniente, el campo está produciendo aproximadamente 1700 Barriles de agua en promedio por mes, estas aguas presentan altos niveles de Bario y sales, por lo que se envían a un campo aledaño para su posterior tratamiento, ya que carece de la infraestructura necesaria para realizarlo.

En el presente trabajo se encuentra un estudio técnico y financiero de los diferentes usos que se le pueden dar al agua de producción de Campo Escuela Colorado y sus exigencias de calidad, y así poder eliminar su vertimiento a fuentes hídricas, además de la información relacionada con los tratamientos necesarios para lograr implementar dichos usos.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL FACTIBILITY OF THE ALTERNATIVES USAGES OF THE WATER PRODUCED IN THE COLORADO SCHOOL FIELD.

AUTHORS:

**BENAVIDES MURCIA JHON JARVER
JAIMES BELTRÁN YUREYNIS JAIMES ****

KEY WORDS: Production water, Colorado Field, Alternatives usages, Legal standards, Disposition, Treatment.

DESCRIPTION:

In the national and worldwide level there is a big problematic with the water disposition related to the production in oil fields, because of the negative impact that it generates in the water sources in the world. At the same time, there is a concern associated with the fast reduction of the fresh available water sources and the increase of the demand of this resource, which renews slowly, this, is compelling the hydrocarbon industry to look for new alternatives to use its production water.

Colorado School Field is not the exception to this matter, the field is producing 1700 barrels approximately of water per month, this water contains high levels of barium and salts, so it is sent to a near field for his later treatment, because Colorado field does not have the proper infrastructure to make it.

The following work presents a technical and financial study of the different usages for the water that is produced by Colorado Field and its quality requests, and then to avoid its final disposal to the hydric sources, and then with the related information about the needed treatments to implement the usages previously mentioned.

*Degree Project.

**Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino.

INTRODUCCIÓN

En Colombia los recursos energéticos son ampliamente explotados, un sin número de campos petroleros se encuentran produciendo no solo crudo y gas, sino también grandes cantidades de agua asociada. Uno de los desafíos más apremiantes de esta industria es la disposición y el tratamiento del agua de producción, ya que con el vertimiento convencional a fuentes hídricas se ha generado una grave problemática ambiental y social. Por esta razón y por la necesidad de conservar el valioso recurso hídrico, en la actualidad existe un afán de buscar otras opciones para la utilización del agua producida en la industria petrolera.

Para cambiar el paradigma actual de ver el agua de producción como un residuo y por el contrario convertirla en un recurso, es necesario hacer una búsqueda de alternativas de uso y estudiarlas a fondo, concluir que tan eficientes son estas opciones desde el punto de vista técnico y financiero, proyectar su aplicabilidad y lograr un beneficio para el medio ambiente, la humanidad y las finanzas de las compañías explotadoras de petróleo.

A través de esta investigación se pretende desglosar cada uno de los aspectos inherentes a estas alternativas, como lo son la reutilización en la fase de perforación y completamiento, la reinyección (sostenimiento de presión, recuperación secundaria, recobro mejorado), el uso agrícola (riegos), pecuario, como refrigerante en centrales eléctricas, control de incendios, uso doméstico dentro del campo, entre otras, con el fin de encontrar una o varias que se adapten a las características físicas y químicas del agua producida en Campo Escuela Colorado, a su capacidad de producción de crudo, a las necesidades locales y la disminución del daño al medio ambiente.

1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

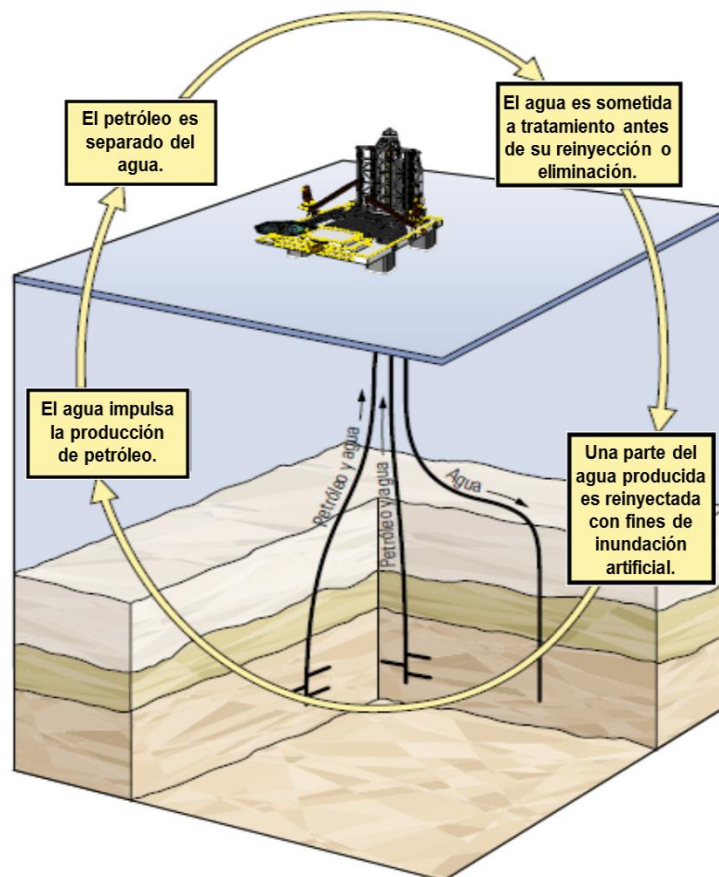
En las formaciones del subsuelo, naturalmente las rocas están impregnadas de fluidos tales como agua, aceite o gas (o alguna combinación de estos fluidos). Se cree que la roca en la mayoría de las formaciones que contienen petróleo, se saturó completamente con agua antes de la invasión y entrapamiento del petróleo. Los hidrocarburos más densos migraron hacia las trampas, desplazando una parte del agua de la formación hasta convertirse en yacimientos de hidrocarburos.

Por lo tanto, las rocas del yacimiento contienen normalmente hidrocarburos (Líquido y gas) y agua. Las fuentes de esta agua incluyen flujo por encima o por debajo de la zona de hidrocarburo, flujo desde la zona de hidrocarburo o flujo de los fluidos inyectados y aditivos derivados de las actividades de producción. Esta agua es llamada frecuentemente “Agua connata” o “Agua de formación” y se convierte en “Agua de producción” cuando el yacimiento se produce y estos fluidos se llevan a la superficie.

El agua de producción es el agua que está presente en el yacimiento con el hidrocarburo y es producida a la superficie con el aceite crudo o gas natural. Cuando los hidrocarburos son producidos, son llevados a la superficie como una mezcla de fluidos producidos. La composición de este fluido producido varía si se produce gas natural o crudo y generalmente incluye una mezcla de hidrocarburo líquido o gaseoso, agua producida, sólidos suspendidos o disueltos, sólidos producidos como arena o limo y fluidos inyectados y aditivos que pueden haber sido colocados en la formación como resultado de las actividades de exploración y producción. El agua producida es el subproducto de mayor volumen asociado a la producción de petróleo y gas.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración (el contacto agua-petróleo en sitio) hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo (Figura. 1). Cuando se realiza una extracción de petróleo de un yacimiento en cualquier momento, el agua proveniente de un acuífero subyacente, connata o de los pozos inyectoros se mezcla y es producida junto con el crudo.

Figura 1. Ciclo del agua de producción.



Fuente: ARNOLD, RichardI; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulerberger (Modificado)

Este flujo de agua a través del yacimiento invade la tubería de producción y los equipos de procesamiento en la superficie y por último se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento.

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante del campo, las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente, hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores de la vida del yacimiento. Los pozos de gas también producen agua, aunque en cantidades generalmente menores que en los pozos petroleros. Estas aguas generalmente se retiran del gas a través de plantas deshidratadoras, y luego se evaporan durante el ciclo de regeneración del equipo.

Globalmente, con cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua. Si bien es difícil obtener cifras exactas, los datos compilados en 1999 indican que ese año la industria de exploración y producción (E&P, por sus siglas en inglés) producía más de 33.4 millones de m³ [210 millones de barriles] de agua por día.¹

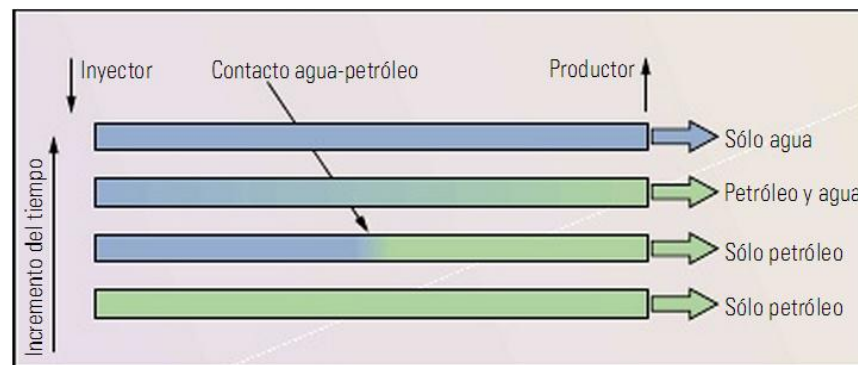
Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Los sistemas de tratamiento de superficie se sobrecargan, lo que afecta la eficacia y la productividad. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua producida impide la rentabilidad del campo.

El agua que se produce durante la explotación de un yacimiento es uno de los problemas más frecuentes de la industria petrolera y genera los costos más altos debido al tratamiento requerido para cumplir con la normatividad. En campos maduros y de aceite pesado, la producción de agua puede llegar a ser superior

¹ ARNOLD, Richardl; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schuemberger

que la del mismo crudo por lo que generalmente el vertimiento surge como una solución fácil que logra mayor eficiencia administrativa, técnica y económica, pero no la mejor solución ambiental. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras con respecto a la producción de crudo, es por esto que existen tres formas de clasificar el agua de producción de acuerdo al interés económico:

Figura 2. Agua buena y agua mala.



Fuente: BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike y TYRIE, Jeb. Control del agua. En: Oilfield review Schulemberger, Verano de 2000.

- **Agua de Barrido:** proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento.

El aprovechamiento de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y en las reservas finales.

- **Agua Buena:** Es el agua producida del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua-petróleo. Es una consecuencia inevitable del

flujo de agua a través del yacimiento, no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.

- **Agua Mala:** Se puede definir como el agua producida del pozo que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de agua, es decir, el agua sobrepasa el límite económico de la relación agua-petróleo. El agua mala no ayuda a la producción y provoca la disminución de la presión. Para comprender la definición de agua mala y agua buena en forma más sencilla ver Figura 2.

Si bien el agua a menudo se considera un problema, el agua buena es crítica para el proceso de producción del petróleo. El agua mala, por el contrario es agua que aporta poco valor a la operación de producción, aunque es probable que en algún momento futuro encuentre el camino para su reutilización.

1.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL AGUA

Antes de proceder a realizar un análisis de agua de producción, es recomendable reconocer cada uno de sus constituyentes, y el significado que estos tienen en el control de la calidad del agua para de esta manera conocer el origen de algunos problemas presentes en el sistema, conjuntamente para el cumplimiento regulatorio y la selección de opciones de gestión y/o eliminación. Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica con la que el agua producida ha estado en contacto durante miles de años, y el tipo de producto de

hidrocarburo que se produce. Las propiedades del agua producida incluso el volumen, pueden variar a lo largo de la vida útil del yacimiento.

Las sustancias en las aguas de los campos petroleros se puede clasificar como: sólidos iónicos disueltos, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de aceite y población bacteriana y otros compuestos.

1.1.1 Sólidos Iónicos Disueltos

Se refiere a aquellos sólidos o constituyentes que se encuentran como aniones o cationes y que en su mayoría son formadores de escamas o productos de corrosión. Los siguientes sólidos disueltos son los constituyentes más importantes con sus respectivas características.

1.1.1.1 Contenido de sodio (Na^+)

El ion sodio, corresponde a sales muy elevadas y difíciles de precipitar, suele estar asociado al ion cloruro. El contenido en aguas dulces suele estar entre 1 y 150 ppm, pero es fácil encontrar valores muy superiores de hasta varios miles de ppm. El agua de mar contiene cerca de 11000 ppm. Es un indicador potencial de corrosión.

1.1.1.2 Contenido de calcio (Ca^{++})

Este catión forma sales desde moderadamente solubles hasta muy insolubles. Precipita fácilmente como carbonato de calcio (CaCO_3). Contribuye de forma muy especial a la dureza del agua y a la formación de incrustaciones. Las aguas dulces suelen contener de 10 a 250 ppm. El agua de mar contiene unos 400 ppm.

1.1.1.3 Contenido de bario (Ba^{++})

Es necesario conocer el contenido de bario en los sistemas de tratamiento de agua, ya que este puede combinarse con los sulfatos y los carbonatos para formar compuestos extremadamente insolubles, los cuales precipitan y pueden llegar a formar escamas en las líneas de conducción o dentro de la formación receptora, lo mismo que presentar problemas de taponamiento en la cara del pozo, si el caso fuera de reinyección.

Aún en cantidades pequeñas, puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina.

1.1.1.4 Contenido de cadmio (Cd)

La presencia del cadmio en el agua depende de la fuente donde proviene y la acidez del agua, es probable que en algunas aguas superficiales que contengan un poco más de microgramos de cadmio por litro se hayan contaminado por descargas de desechos industriales o por lixiviación de áreas de relleno. Los niveles de cadmio en aguas naturales son muy bajos.

1.1.1.5 Contenido de magnesio (Mg^{++})

El ion magnesio, tiene propiedades muy similares a las del ion calcio, pero sus sales son en general, más solubles y difíciles de precipitar, por el contrario, su hidróxido ($Mg(OH)_2$) es menos soluble. Las aguas dulces suelen contener entre 1 y 100 ppm y el agua de mar contiene unos 1300 ppm.

Cuando el contenido de agua alcanza varios centenares le da un sabor amargo y propiedades laxantes, que pueden afectar su potabilidad. Contribuye a la dureza del agua y al PH alcalino, puede formar incrustaciones de hidróxido.

1.1.1.6 Contenido de hierro (Fe^{++} , Fe^{+++})

La estabilidad de las distintas formas químicas depende del pH, condiciones oxidantes o reductoras del medio, composición de la solución, presencia de materias orgánicas complejas, etc.

La presencia de hierro puede afectar la potabilidad del agua y, en general, es un inconveniente en las aguas industriales por dar lugar a depósitos e incrustaciones.

1.1.1.7 Contenido de estroncio (Sr^{++})

Es similar al bario, y se combina con el sulfato para formar el sulfato de estroncio. Aunque es más soluble que el sulfato de bario, generalmente se encuentra en escamas mezclado con el sulfato de bario.

1.1.1.8 Contenido de cromo (Cr)

El cromo es un metal pesado altamente peligroso para los seres humanos. Debido a que el cromo es en general, de baja solubilidad los niveles que se encuentran en el agua comúnmente son bajos.

Puede estar en forma trivalente o hexavalente, ya sea como sal soluble o como partículas insolubles, y muchas veces como complejos químicos. La valencia de la forma química en las aguas naturales se ve influenciada por la acidez del agua.

1.1.1.9 Contenido de cloro (Cl⁻)

El catión cloruro es uno de los más abundantes en las aguas de producción y se presenta como el principal problema en las aguas frescas. La principal fuente del ion cloruro es el cloruro de sodio, por lo tanto la concentración de cloruro se usa para medir la salinidad del agua.

1.1.1.10 Contenido de carbonato y bicarbonato (CO₃⁼, CO₃H⁻)

Existe una relación entre los iones bicarbonato (CO₃H⁻), carbonato (CO₃⁼), el dióxido de carbono (CO₂) como gas y disuelto. A su vez el equilibrio está afectado por el pH. Estos iones contribuyen fundamentalmente a la alcalinidad del agua. Los carbonatos precipitan formando escamas en presencia de iones de calcio.

Las aguas dulces suelen contener entre 50 y 350 ppm de ion bicarbonato, y si el pH es inferior a 8.3 prácticamente no hay ion bicarbonato. El agua de mar tiene unas 100 ppm de ion bicarbonato.

1.1.1.11 Contenido de sulfatos (SO₄⁼)

El ion sulfato, corresponde a las sales moderadamente solubles a muy solubles. Las aguas dulces contienen de 2 a 150 ppm y el agua de mar cerca de 3000 ppm. Aunque en agua pura se satura a unas 1500 ppm, como CaSO₄, la presencia de otras sales aumenta la solubilidad.

1.1.2. Gases Disueltos

Los gases que causan más problemas son el sulfuro de hidrógeno (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂) y el oxígeno (O₂).

1.1.2.1 Sulfuro de hidrógeno (H₂S)

Las aguas de producción que contiene H₂S se conocen como aguas amargas. Un yacimiento de petróleo puede volverse amargo debido a la actividad de las bacterias sulfatorreductoras que se encuentran en la formación productora. El H₂S en contacto con el hierro produce el sulfuro de hierro, el cual acelera la corrosión y actúa como un serio agente taponador.

1.1.2.2 Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono, es un gas relativamente soluble que se hidroliza formando iones bicarbonato y carbonato, en función del pH del agua. Las aguas subterráneas profundas pueden contener hasta 1500 ppm, pero en las aguas superficiales se sitúa entre 1 y 300 ppm.

Un exceso de CO₂ hace al agua corrosiva, factor importante en las líneas de vapor y condensados. Se elimina por aereación, desgasificación o descarbonatación. Se disuelve en agua y se ioniza produciendo ácido carbónico débil, que contribuye a la producción de materiales de corrosión en el sistema. El dióxido de carbono también es responsable de la disolución de la piedra caliza de la roca del yacimiento lo que aumenta la dureza y la alcalinidad.

1.1.2.3 Oxígeno disuelto

El oxígeno, por su carácter oxidante juega un papel importante en la solubilidad o precipitación de iones que presentan una forma insoluble. Su presencia es vital para todas las formas de vida superior y para la mayoría de microorganismos.

Es el parámetro más importante en el control de la calidad de las aguas superficiales en caudales naturales. Provee la corrosión de los metales, líneas y

equipos; pero su ausencia puede representar la presencia de otros gases objeccionables tales como el metano, ácido sulfhídrico, etc.

1.1.2.4 Amoniac (NH₄)

El amoniac, es un indicador de contaminación del agua, y en forma no iónica es tóxica para los peces. A partir del amoniac se forma cloraminas, también tóxicas. Provoca la corrosión de las aleaciones de cobre y zinc, formando un complejo soluble.

1.1.3 Otros Parámetros

1.1.3.1 Salinidad

La materia mineral disuelta en la mayor parte de las fuentes de agua, consiste básicamente en calcio y magnesio en sus formas de bicarbonatos, cloruros y sulfatos. La primera imparte una dureza carbonatosa y la segunda no carbonatosa, además se encuentre en gases disueltos como CO₂ y O₂.

La salinidad del agua se puede medir según su concentración de cloruros, y se puede clasificar de la siguiente manera:

- Agua dulce: 0-2000 ppm
- Agua salobre: 2000-5000 ppm
- Agua salada: 5000-40000 ppm
- Salmuera: >40000 ppm

1.1.3.2 Sabor y olor

Estos parámetros son de determinación subjetiva y no existen unidades de medida ni instrumentos que puedan determinarlos, tienen vital interés en las aguas de consumo humano. El CO₂ libre le da un gusto picante al agua, y por encima de 300 ppm de Cl⁻ adquiere un sabor salado. También es importante anotar que cuando las aguas presentan fenoles estas aguas adquieren un color y sabor desagradables.

1.1.3.3 Color

El color es la capacidad de absorber ciertas radiaciones visibles del espectro. Aunque no se puede atribuir el color a un componente determinado, sí se puede asegurar que un color distinto al azulado en aguas de gran espesor, es un indicio claro de la presencia de algunos contaminantes. El color amarillento puede ser producto de los ácidos húmicos de los suelos vegetales; la presencia del hierro puede darle un color rojizo y la presencia de manganeso puede inducir un color negro

1.1.3.4 Turbidez

Ésta se define como la dificultad del agua para transmitir la luz. La turbidez que presentan algunas aguas, especialmente las superficiales, es debida a materiales insolubles en suspensión, coloides o partículas muy finas que son difíciles de decantar y de filtrar; y que pueden presentar problemas en la mayoría de procesos. Las aguas subterráneas pueden tener valores inferiores a 1 ppm de sílice, que son unidades de la turbidez, pero las aguas superficiales tienen valores más considerables. A mayor turbidez menor visibilidad y mayor obstrucción de los filtros; necesitándose un buen proceso de coagulación, decantación o filtración para disminuirla.

1.1.3.5 Potencial de Hidrógeno (pH)

Es una medida de la concentración de iones de hidrógeno, que varía entre 0 y 14. y determina la naturaleza ácida o básica de la solución acuosa que pueda afectar los usos específicos del agua. Para un agua pura el valor del pH es igual a 7, o se dice que tiene un pH neutro; el pH del agua natural es controlado por los iones y los gases disueltos en el agua.

Cuando un agua tiene un pH muy bajo, es decir que tiene carácter ácido, ésta disminuye la tendencia a la formación de escamas, pero aumenta su corrosividad, por lo tanto la mayoría de las aguas en campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8.

1.1.3.6 Temperatura

La temperatura del agua afecta los mecanismos por medio de los cuales se forman la escamas, además se altera el valor del pH y la gravedad específica, lo mismo que la solubilidad de los gases en el agua. La temperatura y sus fluctuaciones son importantes en las consideraciones de diseño para el tratamiento de aguas. La temperatura de las aguas producidas se puede determinar de los registros de producción o de los reportes diarios de la planta de tratamiento.

1.1.3.7 Gravedad específica

La gravedad específica del agua es un indicativo de la cantidad de sales disueltas en el agua. Éstas se determinan dividiendo el peso de un volumen determinado entre el peso de un volumen igual de agua destilada. La gravedad específica no es

exacta por debajo de 1.020 y estos valores no dan una buena aproximación del total de sólidos.

1.1.3.8 Dureza total

La dureza es debida a la presencia de sales de calcio, hierro y magnesio fundamentalmente. La dureza mide la capacidad del agua para producir incrustaciones. Afecta tanto las aguas domésticas como a las industriales, siendo la principal fuente de depósitos e incrustaciones en calderas, intercambiadores de calor, tuberías, etc.

1.1.3.9 Material Flotante

En el agua de producción se distinguen partículas y material flotante como la nata del petróleo crudo. Su presencia causa la visualización de una gama de colores en la superficie del agua cuya intensidad es una función del espesor de la película de aceite, la cual no es aceptada por la legislación colombiana; además de esto el agua también transporta consigo impurezas como: gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo.

1.1.3.10 Conductividad

Es una medida de la presencia, movilidad, valencia y concentración de iones, así como de la temperatura del agua. Es un indicador de la salinidad del agua.

1.1.3.11 Alcalinidad

La alcalinidad es una medida de la capacidad para neutralizar ácidos. Contribuye a la alcalinidad principalmente los iones bicarbonato (CO_3H^-), carbonato ($\text{CO}_3^{=}$), y

oxidrilo (OH⁻) pero también los fosfatos y ácidos silícicos u otros ácidos de carácter débil.

1.1.3.12 Fenoles

Son compuestos aromáticos presentes en aguas residuales de la industria del petróleo, causan problemas de sabores en aguas de consumo tratadas con cloro; en aguas residuales se consideran no biodegradables, pero se ha demostrado que son tolerables concentraciones de hasta 500 mg/L. Tienen una alta demanda de oxígeno, en niveles altos pueden manchar la piel de peces y afectar negativamente la flora, fauna y seres humanos.

1.1.3.13 Demanda química de oxígeno (DQO)

Mide la capacidad de consumo de un oxidante químico, dicromato o permanganato, por las materias oxidantes contenidas en el agua, y también se expresa en ppm de O₂. Indica el contenido de materias orgánicas oxidantes y otras sustancias reductoras, tales como Fe⁺⁺, NH₄⁺, etc.

1.1.3.14 Demanda bioquímica de oxígeno (DBO)

Mide la capacidad de las bacterias comunes para digerir la materia orgánica, para obtener CO₂ y H₂O, generalmente en un periodo de incubación de 5 días a 20°C, analizando la disminución de oxígeno. Esta mide la materia orgánica biodegradable.

1.1.3.15 Nitratos

El ion nitrato NO³⁺ forma sales muy solubles y bastante estables, aunque en medio reductor puede pasar a nitrito, nitrógeno o amoníaco. Las aguas normales

contienen menos de 10 ppm, y el agua de mar 1 ppm, pero las aguas contaminadas, principalmente por fertilizantes, pueden llegar a varios centenares de ppm.

1.1.3.16 Contenido de potasio

El ion potasio corresponde a sales de solubilidades muy elevadas y difíciles de precipitar. Las aguas dulces no suelen contener más de 10 ppm y el agua de mar contiene alrededor de 400 ppm, por lo cual es un catión mucho menos significativo que el sodio.

1.1.3.17 Contenido de sólidos (TSS) y distribución de tamaño de las partículas (PSD)

Estos parámetros se usan para el diseño del equipo de separación y filtración. Adicionalmente los tipos de sólidos se deben identificar. El contenido de sólidos se define como el total de sólidos suspendidos en miligramos sobre litro (mg/L) combinando con la tasa de flujo de agua producidas a ser tratadas, se determinará la masa de sólidos, que deberán ser filtrados por unidad de tiempo. La distribución de tamaños de partículas es el porcentaje del total de los sólidos que caen en rangos de diámetros de partículas, por ejemplo: partículas menos que 2 micrón igual a 5 por ciento, 2-5 micrón = 27%.

1.1.3.18 Grasas y aceites

Esta denominación comprende ciertas sustancias que se encuentran en suspensión en el agua y que son solubles en hexano. Las aguas aceitosas deterioran la vegetación, en especial la de los pantanos, ciénagas y manglares ya sea por obstrucción de las raíces o por cambios en el equilibrio de sales. La

descarga de aceites o grasas en un cuerpo de agua, ocasiona perturbaciones en la vida acuática, al formar películas sobre la superficie, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de la luz, además de interrumpir la reproducción de las especies.

1.1.3.19 Contenido de petróleo

Las aguas producidas contienen petróleo finamente esparcido. El petróleo se separa durante el proceso de remoción de sólidos y se debe tener en cuenta para el diseño del sistema de tratamiento. La gravedad API del petróleo es también un requisito para el estudio del sistema de tratamiento. Además del petróleo también se encuentran otros componentes volátiles y en algunos campos elementos radioactivos.

1.1.3.20 Análisis bacterial

Este análisis debe ser efectuado donde las temperaturas de disposición en cabeza de pozo sean menores de 40 a 50 grados centígrados o cuando existe conocimiento de focos de bacterias resistentes a la temperatura del sistema. Las bacterias más comunes y relevantes que se encuentran en el agua de producción son los coliformes.

1.1.3.21 Coliformes

Los coliformes son un grupo de especies bacterianas que tienen características bioquímicas en común, el grupo contempla bacterias en forma de bacilos con producción de gas en 48 horas a 37°C, está formado por los siguientes géneros:

- Escherichia

- Klebsiella
- Enterobacter
- Citrobacter

Tradicionalmente se los ha considerado como indicadores de contaminación fecal en el control de calidad del agua destinada al consumo humano en razón de que, en los medios acuáticos, los coliformes son más resistentes que las bacterias patógenas intestinales y porque su origen es principalmente fecal. Por tanto, su ausencia indica que el agua es bacteriológicamente segura. Asimismo, su número en el agua es proporcional al grado de contaminación fecal; mientras más coliformes se aíslan del agua, mayor es la gravedad de la descarga de heces. No todos los coliformes son de origen fecal, por lo que se hizo necesario desarrollar pruebas para diferenciarlos a efectos de emplearlos como indicadores de contaminación. Se distinguen, por lo tanto, **los coliformes totales** que comprende la totalidad del grupo y **los coliformes fecales** aquellos de origen intestinal.

2. SISTEMAS Y EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUA

En las labores de producción, con frecuencia es necesario utilizar equipos tratadores de agua, donde se separan el agua producida con el crudo, el agua de lluvia y el agua de lavado. El agua de producción se debe manejar eficientemente para garantizar que no sobrepase los criterios de control ambiental.

El agua producida requiere con frecuencia un tratamiento primario antes de su eliminación. Este tratamiento puede constar de un tanque desnatador, un recipiente desnatador, un interruptor de platos corrugados (CPI), o un separador de flujo transversal. Todos estos equipos emplean técnicas de separación gravitacional.

Si con el tratamiento anterior no se obtiene la calidad de agua deseada se debe hacer un tratamiento secundario utilizando una unidad de flotación. En costa afuera la eliminación se realiza por medio de una pila desnatadora. El agua después de haber sido tratada se podrá reinyectar, evaporar o verter a quebradas o ríos. En la figura 3 se muestra un diagrama de la planta de tratamiento de agua de producción utilizada comúnmente en campo.

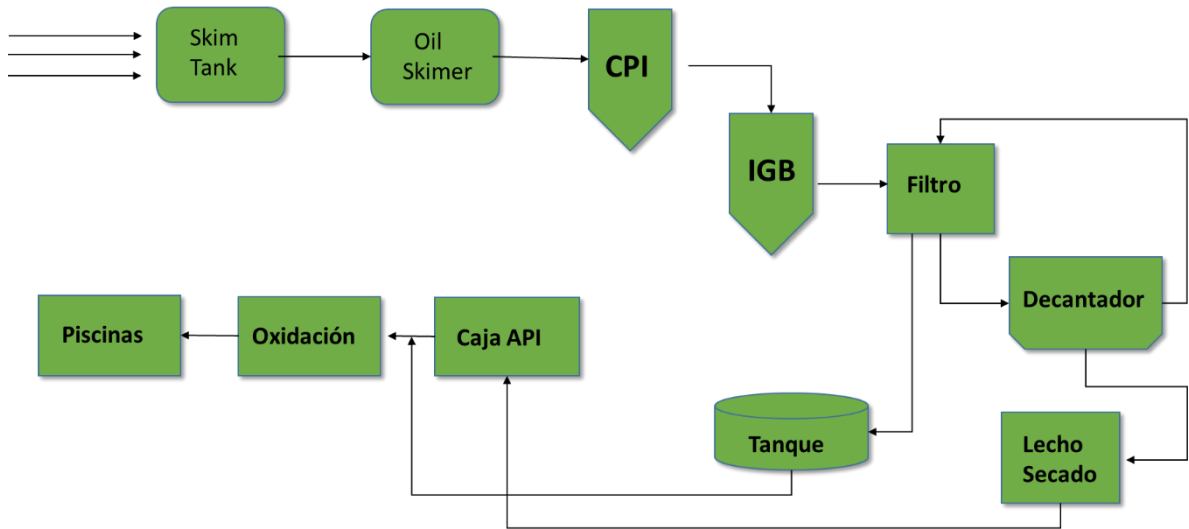
2.1 SISTEMAS DE TRATAMIENTO

2.1.1. Tratamiento Convencional Del Agua

El sistema de tratamiento de crudo busca dejarlo en condiciones óptimas para el despacho, existe una serie de procesos a los que se someten el agua de producción con el fin de dejarla en condiciones bien sea para su uso en procesos

alternativos como el uso agrícola, el pecuario, la reinyección o el vertimiento a fuentes hídricas del sector.

Figura 3. Diagrama de planta de tratamiento de agua de producción.



Fuente: Los Autores

2.1.2. Tratamiento Químico

Durante el tratamiento del agua se agregan diversos productos, tales como los rompedores inversos o coagulantes y los floculantes que permiten que el agua sea separada del crudo por medio de reacciones químicas que ayudan a que este proceso se lleve a cabo.

La acción de los rompedores inversos es similar a la de los rompedores directos, pues ellos se disuelven rápidamente en la emulsión inversa, se estacionan en la interface agua-petróleo y neutralizan el efecto del agente emulsificante. Con este

proceso, que se define como coagulación, se consigue reducir la repulsión que existe entre las gotas de crudo, que no les permite acercarse para coalescer.

La diferencia entre ellos es la polaridad de los compuestos. Los rompedores directos tienden a ser de naturaleza no-polar, lo cual hace que se difundan a través del crudo para alcanzar la interface, donde actúan. Por su parte, los rompedores inversos están elaborados con compuestos polares, para que su propagación ocurra en la fase acuosa de la emulsión.

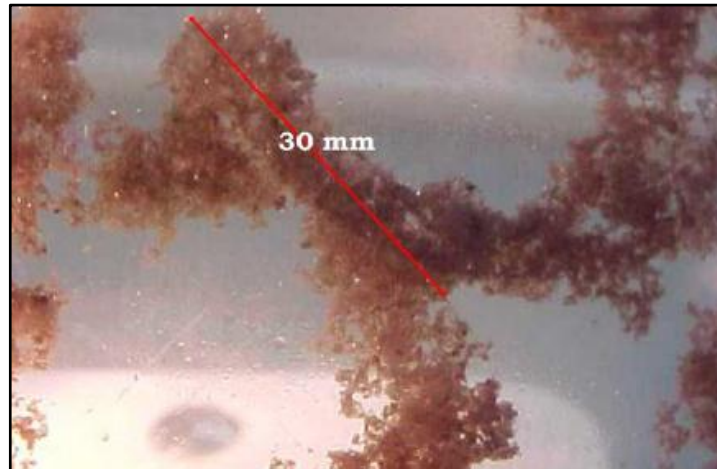
En el tratamiento del agua se emplean floculantes, productos químicos que, básicamente, se encuentran constituidos por polímeros que al ser agregados a la emulsión se despliegan a la manera de una gran red, atrapando las gotas de crudo que se encuentran dispersas en el agua.

Se podría pensar que utilizar los polímeros para el proceso de separación sería muy bueno porque tiene una gran capacidad para retirar el crudo disperso, pero presenta un inconveniente y es que una vez separado el crudo, el polímero se aglomera formando una especie de goma muy viscosa y pesada que no permite aprovechar el crudo extraído y también ocasiona problemas en los equipos utilizados para el tratamiento de crudo, lo cual formaría un caos completo en la planta de facilidades.

En la figura 4 puede observarse la red que se forma al interior del agua. Este grumo de crudo y polímero finalmente flota a la superficie del agua, donde puede ser retirado mecánicamente.

Por estas razones se debe analizar otros medios de separación que son los que se estudiarán a continuación, y así de esta manera se aprovechará la cantidad de crudo que con los polímeros habría que desechar.

Figura 4. Acción del floculante en una emulsión inversa.



Fuente: FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

2.1.3 Procesos Físicos

2.1.3.1 Separación Gravitacional

En los equipos de tratamiento de agua se utiliza esencialmente la fuerza de gravedad para separar las gotas de aceite de la fase continua agua. Las gotas de aceite empiezan a ser más livianas que el volumen de agua que los está desplazando y está ejerciendo sobre ellas una fuerza de Boyanza. A este movimiento ascendente se opone la fuerza de fricción debida a la fase continua agua. Cuando las dos fuerzas son iguales, se logra una velocidad constante de modo que se puede calcular por la ley de Stokes:

$$Vt = \frac{1,78 * 10^{-6} * (\Delta SG)_{\frac{w}{o}} * (dm)_{o^2}}{\mu w} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Vt = velocidad final del ascenso, ft/seg.

$(dm)_{o^2}$ = diámetro de la gota de aceite, micrones.

μw = viscosidad de la fase continua de agua, cp.

$(\Delta SG)_{\frac{w}{o}}$ = diferencia en gravedad específica del aceite.

A partir de la ecuación anterior se puede deducir:

- A mayor diámetro de partícula del aceite mayor velocidad de ascenso a superficie, por lo tanto se hace más fácil su remoción.
- Entre mayor API del crudo, es decir un aceite más liviano, la diferencia de gravedades específicas se hace más grande, por lo tanto el agua es más fácil de tratar.
- A mayor temperatura, disminuye la viscosidad del agua, y aumenta la velocidad ascendente. Por lo tanto a altas temperaturas es más sencillo el tratamiento del agua.
- Si el diámetro de partícula no se encuentra disponible, se puede asumir un diámetro de partícula de 150 μm .

2.1.3.2 Dispersión

Cuando hay suficiente energía cinética no sólo para levantar las gotas de aceite sino para hacerlas oscilar, éstas se volverán inestables (se dispersarán) debido a la diferencia de tensión superficial entre una sola gota y dos gotas que se han

agrupado. En el mismo instante en que ocurre este proceso, el movimiento de pequeñas partículas de aceite está causando coalescencia.

Debido a lo anterior se tendría que definir estáticamente una medida máxima de gota de aceite para una energía dada por una unidad de masa y tiempo, en la cual la tasa de fusión es igual a la tasa de dispersión.² Se puede establecer una relación para el tamaño máximo de partícula que pueda estar en equilibrio usando la ecuación dada por Hinze:

$$d_{max} = 432 \left(\frac{tr}{\Delta P} \right)^{\frac{2}{5}} \left(\frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{\frac{3}{5}} \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

d_{max} = Diámetro máximo de la gota de aceite para el cual el agua puede contener un 5% en volumen de aceite, micrones.

σ = Tensión Superficial (Dinas/cm²)

ρ_w = Densidad del agua (g/cm³)

ΔP = Caída de Presión (psia)

tr = Tiempo de retención, minutos.

Por la anterior ecuación se puede decir que entre mayor sea la caída de presión, menor será el diámetro máximo de la gota de aceite. Esto quiere decir que a mayor caída de presión ocurrida en una pequeña distancia a través del estrangulador, válvulas de control, desarenadores, etc., da como resultado gotas más pequeñas.

De la experiencia se puede tomar, para propósitos de diseño, que aun cuando ocurran grandes pérdidas de presión todas las gotas de diámetro mayor que el máximo pueden dispersarse instantáneamente.

²Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares

A mayor tiempo de residencia mayor diámetro máximo de la gota de aceite, por lo tanto las gotas tienen mayor tendencia a coalescer.

2.1.3.3 Coalescencia.

Es la unión de pequeñas gotas para formar gotas de mayor tamaño. El proceso de coalescencia en sistemas tratadores de agua depende más del tiempo que de la dispersión. En la dispersión de dos líquidos inmiscibles, una coalescencia inmediata ocurre raramente cuando las gotas colisionan. Si el par de gotas son expuestas a fluctuaciones de presión turbulenta y la energía cinética de oscilación inducida en el par de gotas fusionadas es mayor que la energía de adhesión entre éstas, el contacto se rompería antes que se complete la coalescencia. Después de un periodo inicial de coalescencia, un tiempo de retención adicional disminuye la capacidad de causar coalescencia de gotas de aceite.

El tiempo necesario para que ocurra la coalescencia está dada como:

$$t = \frac{(dm)_o^4}{2\phi Ks} \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

$(dm)_o^4$ = Diámetro de la gota de aceite, micrones.

ϕ = Fracción en volumen de la fase dispersa de aceite.

Ks = Constante del sistema.

2.1.3.4 Coagulación-Floculación-Sedimentación Convencional.

Las prácticas convencionales de coagulación–floculación–sedimentación son pre-tratamientos esenciales para muchos sistemas de purificación de agua, especialmente los tratamientos de filtración. Estos procesos aglomeran entre sí a los sólidos en suspensión para formar cuerpos de mayor tamaño a fin de que los procesos de filtración física puedan eliminarlos con mayor facilidad.

La eliminación de partículas por medio de estos métodos vuelve mucho más eficaces los procesos de filtración. El proceso a menudo se continúa con la separación por gravedad (sedimentación o flotación) y siempre es seguido por la filtración.

2.1.3.4.1 Coagulación.

La coagulación es la desestabilización de las partículas coloidales causadas por la adición de un reactivo químico llamado coagulante el cual, neutralizando sus cargas electrostáticas, hace que las partículas tiendan a unirse entre sí y la sustancia que se coagula vaya al fondo para su posterior retiro.

Un coagulante químico, como sales de hierro, sales de aluminio o polímeros, se agregan al agua fuente para volver fácil la adherencia entre las partículas. Los coagulantes funcionan creando una reacción química y eliminando las cargas negativas que causan que las partículas se repelan entre sí.

Después, la mezcla coagulante-agua fuente se agita lentamente en un proceso que se conoce como floculación. Este agitado del agua induce que las partículas choquen entre sí y se aglutinen para formar grumos o “flóculos” que se pueden eliminar con mayor facilidad.

2.1.3.4.2 Floculación.

La floculación es un proceso químico mediante el cual, con la adición de sustancias denominadas floculantes, se aglutina las sustancias coloidales presentes en el agua, facilitando de esta forma su decantación y posterior filtrado.

Los compuestos que pueden estar presentes en el agua pueden ser:

- Sólidos en suspensión.
- Partículas coloidales (menos de 1 micra).
- Sustancias disueltas.

El proceso de floculación es precedido por la coagulación, por eso muchas veces se habla de los procesos de coagulación-floculación. Éstos facilitan la retirada de las sustancias en suspensión y de las partículas coloidales.

La floculación es la aglomeración de partículas desestabilizadas en microflóculos y después en los flóculos más grandes que tienden a depositarse en el fondo de los recipientes construidos para este fin, denominados sedimentadores.

Los factores que pueden promover la coagulación-floculación son el gradiente de la velocidad, el tiempo y el pH. El tiempo y el gradiente de velocidad son importantes al aumentar la probabilidad de que las partículas se unan y da más tiempo para que las partículas desciendan, por efecto de la gravedad, y así se acumulen en el fondo. Por otra parte el pH es un factor prominente en acción desestabilizadora de las sustancias coagulantes y floculantes.

2.1.3.4.3 Flotación

Este proceso mejora la separación de las gotas de aceite de la fase continua agua. Este objetivo es alcanzado por el incremento de la diferencia entre la densidad de los dos fluidos, al saturar el fluido con gas o dispersando en el sistema burbujas de gas, que arrastran a superficie las gotas de aceite. Este proceso disminuye el tiempo de retención en los recipientes.

2.2 EQUIPOS DE TRATAMIENTO

2.2.1 Skim Tanks Y Skim Vessels

Una forma muy sencilla de retirar las gotas de crudo al agua es por medio de los skim tanks, tanques atmosféricos en los cuales se favorece la coalescencia de estas gotas dispersas durante su ascenso a través de un colchón de agua. Cabe mencionar que existen otros equipos, llamados skim vessels, cuya función es exactamente la misma, pero con la diferencia de que se encuentran operando a una cierta presión³. Se usan los skim vessels en aquellos casos donde se tiene agua con carbonatos disueltos, pues éstos se precipitan cuando ocurren caídas de presión. Con estas vasijas se previene la formación de incrustaciones.

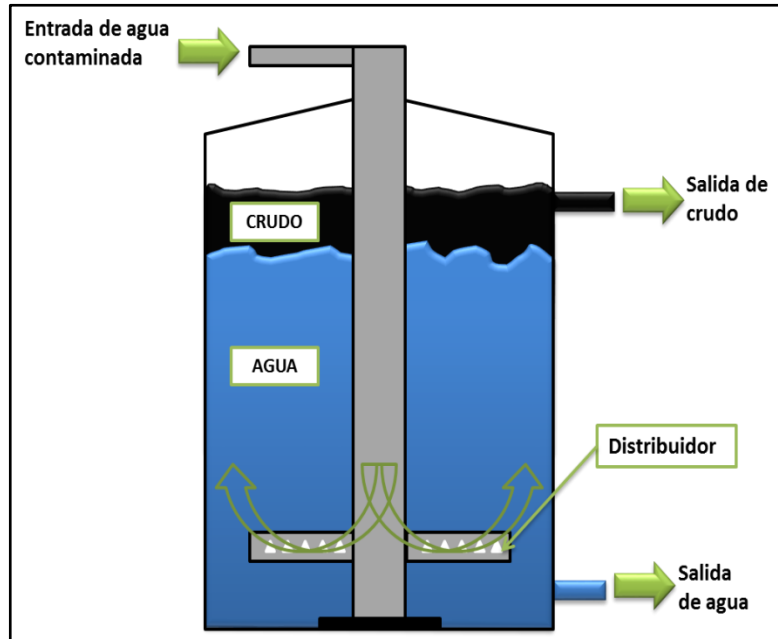
Los skim vessels tienen configuraciones verticales y horizontales. En la figura 6 se presenta una vasija horizontal. En este caso, el movimiento de las gotas de crudo es perpendicular al flujo, pues el agua se mueve a lo largo de toda la sección central del equipo. Este flujo puede hacerse más ondulado mediante la instalación de baffles que permitan al agua realizar un recorrido más extenso durante su paso por la vasija.

Se puede decir que estos equipos son muy eficientes, ya que permiten una buena separación y le proporciona a los fluidos una residencia de 55 horas, lo cual garantiza que las gotas alcancen la coalescencia y además permite que el crudo sea devuelto al sistema y sea aprovechado evitando su pérdida. Otra de las

³ En la terminología de la industria petrolera se habla de *tanques* al referirse a recipientes que operan a presión atmosférica, y de *vasijas* cuando se trata de recipientes a presión. Este caso sirve como ejemplo perfecto de dos procesos que sólo se diferencian por la presión a la que se efectúan.

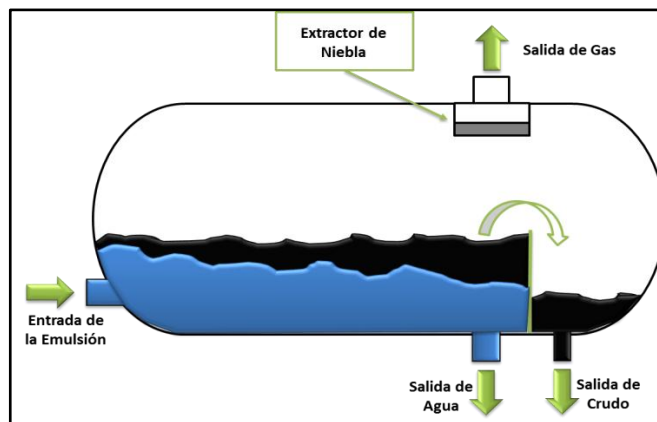
ventajas es su bajo costo, por lo que se convierte en una excelente alternativa para tratar el agua en campos pequeños.

Figura 5. Skim Tank.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Figura 6. Skim Vessel horizontal.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

2.2.2 Coalescedores

Los coalescedores son equipos diseñados para permitir que las gotas de crudo se unan, usando para ello placas metálicas. Estos permiten retirar más del 80% del crudo disperso, lo cual ha favorecido notablemente que su uso se expanda por el mundo por más de seis décadas.

Existen dos tipos de coalescedores: los de placas paralelas y los de placas corrugadas, llamados PPI y CPI, respectivamente, por sus siglas en inglés⁴. Los dos constan de una carcasa metálica en cuyo interior se ha dispuesto una serie de láminas de acero. Estas láminas capturan las pequeñas gotas de crudo, permitiendo que se unan.

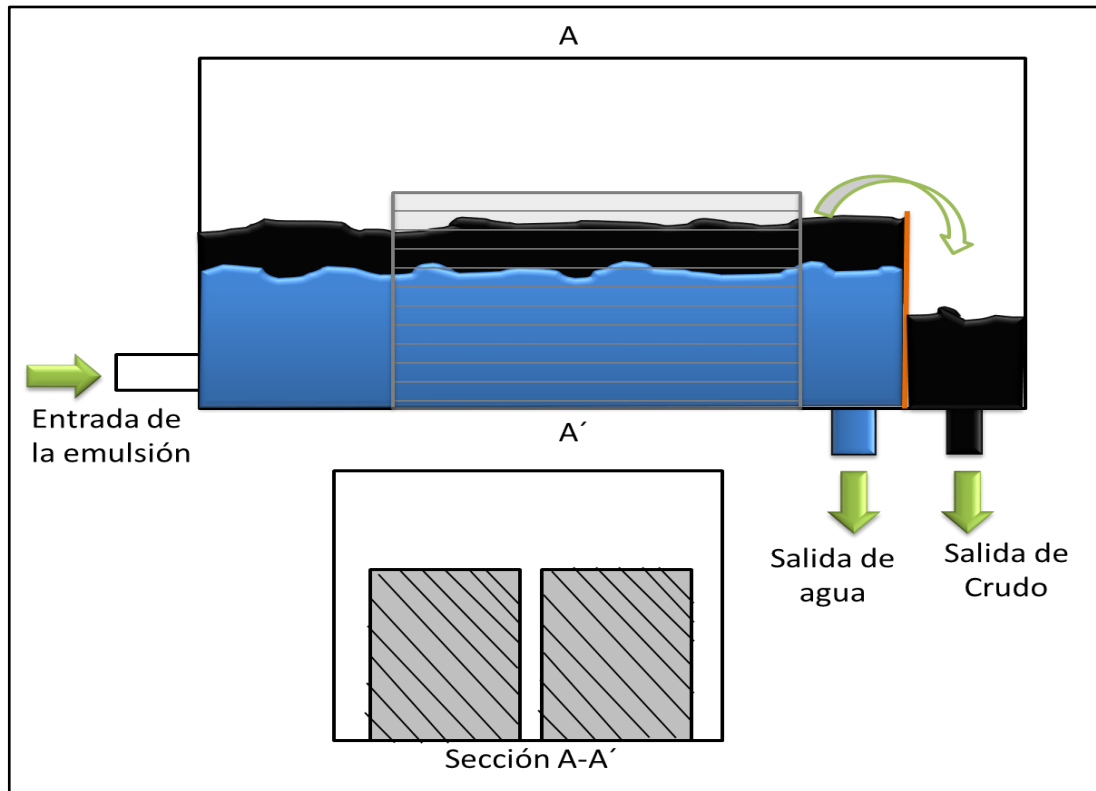
Este mismo principio de adherencia hace que las gotas de líquido (y las partículas sólidas) se unan. Luego de que se han unido la inclinación que poseen las placas hacen que las gotas fluyan hacia la parte superior y los sólidos caigan al fondo.

La figura 7 ilustra una vista esquemática de un coalescedor de placas paralelas, mientras que la figura 8 permite apreciar el fenómeno que ocurre cuando las gotas chocan con la placa metálica. Se puede observar que en la parte inferior se encuentran gotas de un tamaño pequeño, pero a medida que transcurre el flujo de la gota hacia arriba se va uniendo con más gotas provocando que esta aumente su tamaño.

Las placas se encuentran ubicadas con una separación de entre 1,5 y 5cm, lo cual permite retener gotas de hasta 30 micras. El ángulo de inclinación de las placas suele ser de 45°, lo que facilita la coalescencia del crudo y al mismo tiempo permite que los sólidos suspendidos sean arrastrados al fondo del coalescedor.

⁴ Los PPI o *Parallel Plate Interceptors* fueron los primeros coalescedores desarrollados. Posteriormente surgieron los CPI o *Corrugated Plates Interceptors*, que se usan masivamente en la actualidad.

Figura 7. Vistas esquemáticas de un coalescedor.

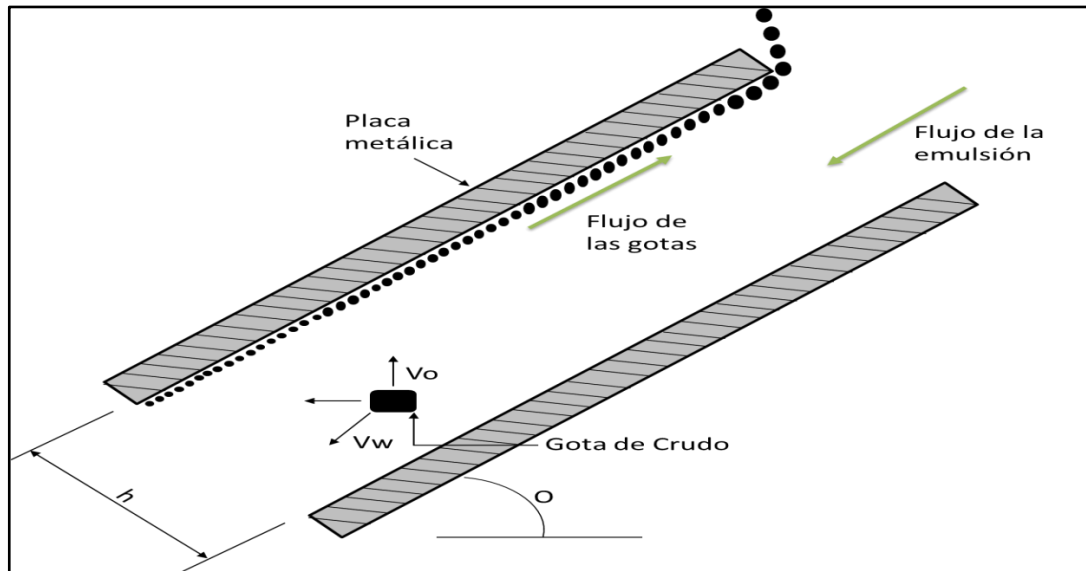


Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

La tecnología permitió desarrollar una opción que daba mejores resultados: los coalescedores de placas corrugadas, que contaban con láminas de acero a las que se les daba forma rizada con el objetivo de incrementar el aceite separado.

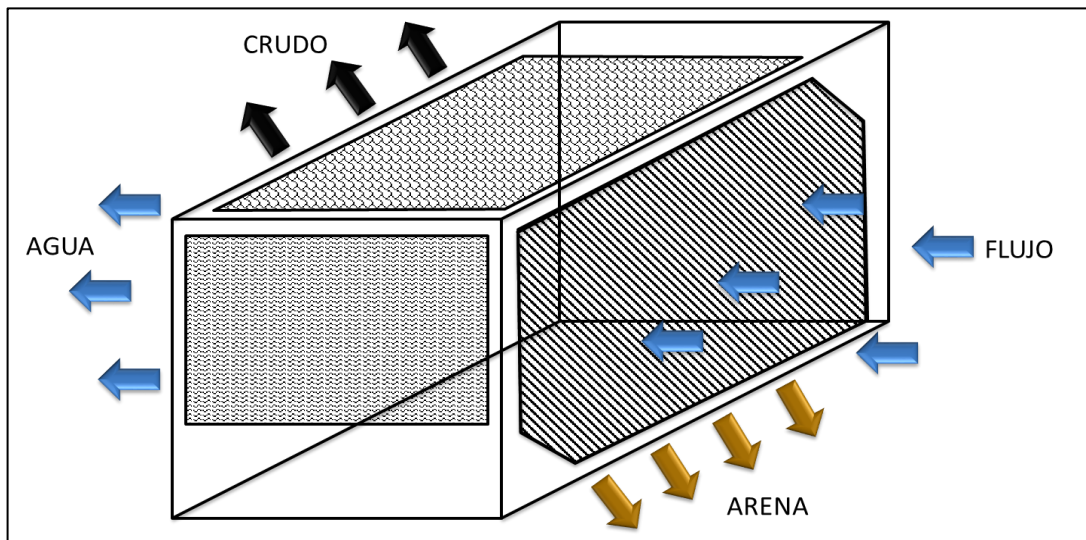
Gracias a la tecnología hoy en día existen placas de fibra de vidrio, PVC, poliéster reforzado, polipropileno, entre otros, estos materiales son un poco más costosos, pero tienen una gran ventaja y es que son más duraderos y requieren mantenimiento con menos frecuencia lo que representa un gran ahorro a largo plazo.

Figura 8. Funcionamiento de las placas de un coalescedor.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Figura 9. Esquema del flujo a través de un coalescedor de placas corrugadas.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

2.2.3 Celdas de flotación

El principio de flotación es sencillo: consiste en generar burbujas de gas, y dispersarlas en el agua, para que se adhieran a las gotas de crudo y las arrastren hacia la superficie, debido a que se genera una fuerza de boyanza⁵ mayor. Una vez que las gotas de crudo han alcanzado la superficie del agua, son removidas por medios mecánicos.

Estos procesos han sido reunidos en un sólo equipo con el diseño de las celdas de flotación. En estos, la emulsión se hace pasar a través de una serie de cámaras en las cuales se inyecta un gas en forma de burbujas.

La inyección se realiza desde la parte superior de la celda, donde se han instalado unos inyectores que cuentan con motores que permiten la dispersión de las burbujas.

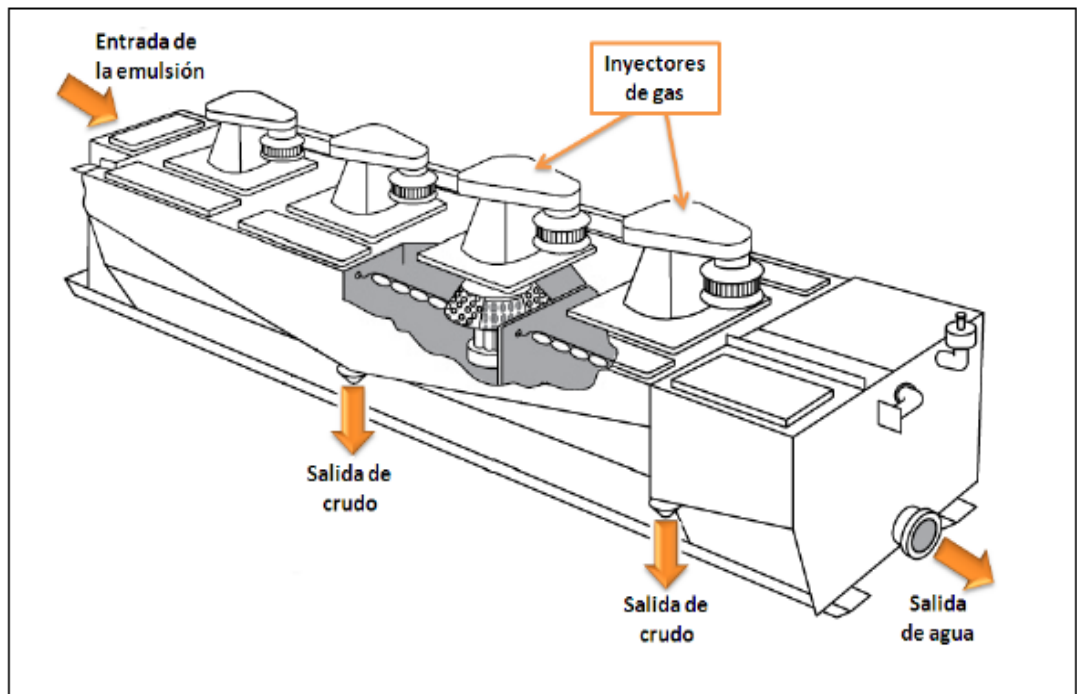
La figura 10 presenta una vista general del equipo. En este caso, una celda de cuatro cámaras, que es muy común en los campos colombianos. El movimiento de los fluidos a través de las cámaras se presenta, de forma esquemática, en la figura 11.

En cada una de las cámaras se pueden identificar tres regiones. En el fondo se encuentra una región de mezcla, donde las burbujas ingresan al sistema y se produce una agitación que permite distribuir uniformemente el gas. Luego se encuentra la región de flotación, donde las burbujas, ya pegadas a las gotas de crudo, tienen un ascenso lento hacia la superficie.

⁵ Arquímedes definió la fuerza de boyanza de la siguiente manera: “Cuando un objeto se sumerge en un fluido experimenta un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del volumen de fluido desalojado”. En este caso, la gota de crudo experimenta su fuerza de boyanza más la de las burbujas que se le adhieren.

Finalmente, ya en la superficie del agua se encuentra la región de desnatado, donde las burbujas salen del líquido, dejan a las gotas de crudo flotando en la superficie, de donde son retiradas mecánicamente. El proceso que ocurre al interior de la celda de flotación se ilustra en la figura 12.

Figura 10. Celda de flotación.

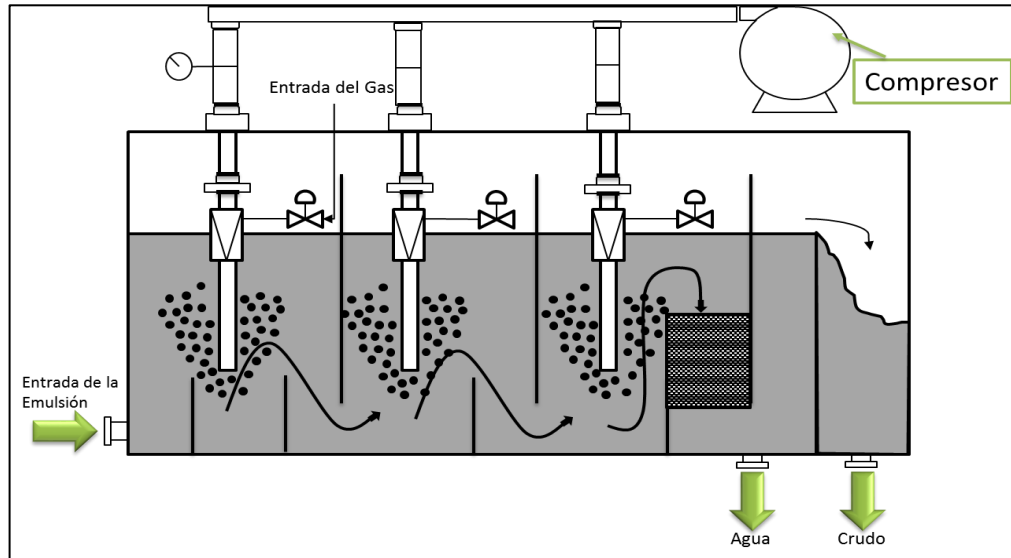


Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

De acuerdo con la información presentada en la tabla 1, para obtener eficiencias de remoción mayores que 90% es necesario que la corriente de agua pase a través de varias celdas.

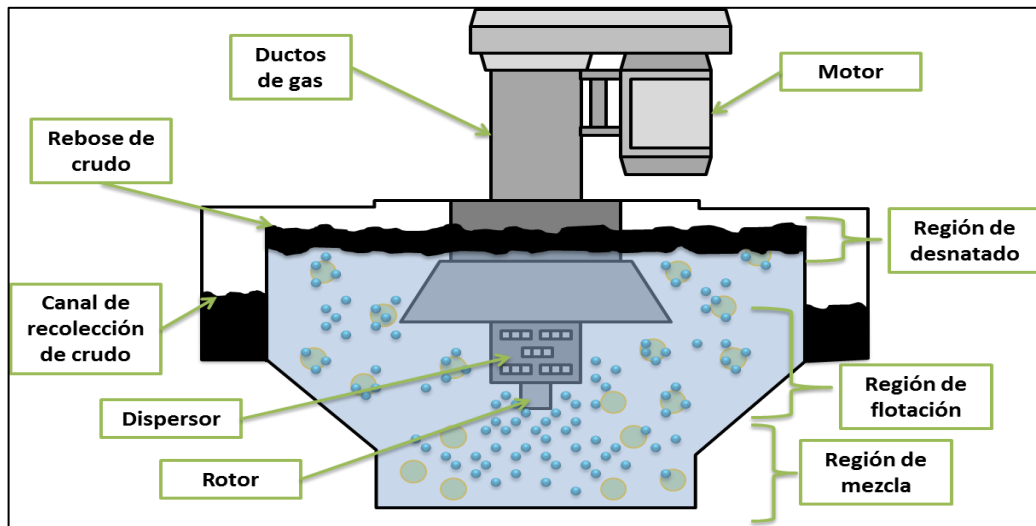
La instalación de estos equipos es sencilla, tal como ocurre con los coalescedores. Pero debido a que las celdas de flotación tienen partes móviles, su mantenimiento es más complicado y se hace más frecuente.

Figura 11. Esquema de una celda de flotación.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Figura 12. Funcionamiento de una celda de flotación.



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Tabla 1. Eficiencia de las celdas de flotación.

Numero de Celdas	Eficiencia (%)
1	50
2	75
3	87
4	94
5	97

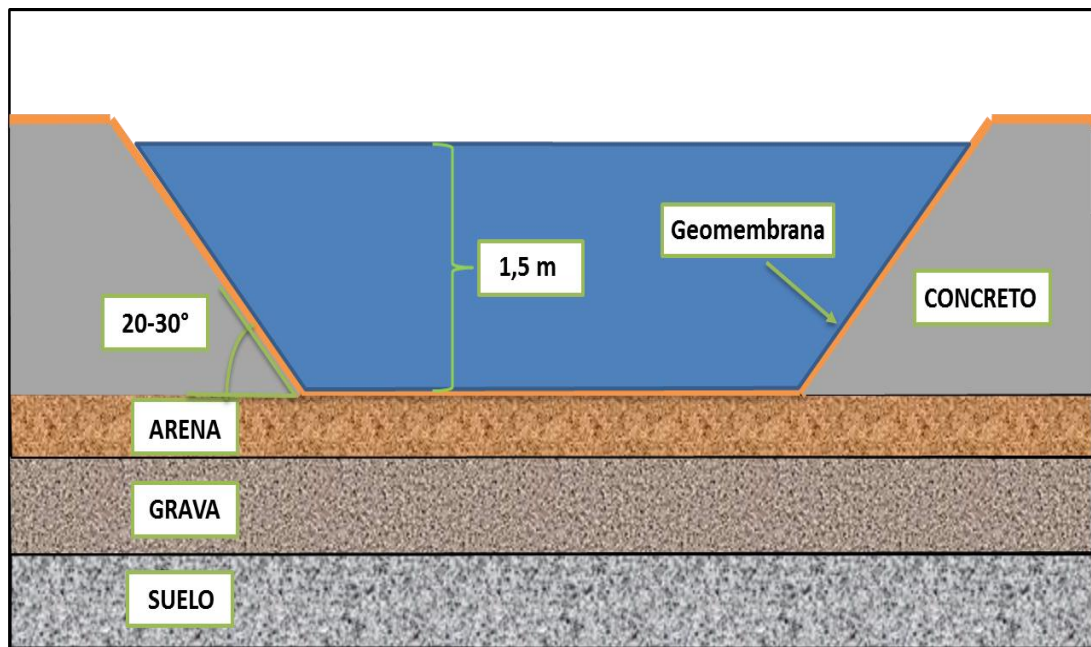
Fuente: FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

2.2.4 Piscinas de estabilización

Dado que el tiempo de estadía en la mayoría de equipos para el tratamiento de agua es muy corto, es normal la utilización de piscinas de estabilización que permitan que el agua fluya muy lentamente, permitiendo que las gotas de crudo que aún permanecen suspendidas puedan flotar fácilmente, y que los finos que lleva consigo el agua puedan precipitarse hacia el fondo de ella.

Para la construcción de una piscina es necesario realizar una gran excavación, con una profundidad de entre 1,5 y 2 metros. Luego de haber realizado la excavación, se ubica en el fondo una capa de grava y sobre ésta, una capa de arena, pues en caso de presentarse alguna fuga estas dos capas actúan como elementos filtrantes, impidiendo que se contamine el suelo. Sobre la capa de arena se ubica un recubrimiento especial, denominado geomembrana, una tela gruesa e impermeable que garantiza un excelente aislamiento del suelo. El esquema de la configuración interna de estas piscinas se ilustra en la figura 13.

Figura 13. Esquema de una piscina de estabilización.



Fuente: ECOPEL S.A. Manual actualizado de la estación Castilla 2. Castilla La Nueva: Ecopetrol S.A., 2007.

En las secciones inclinadas de la piscina o taludes suele incluirse una capa de concreto que permita dar solidez a la estructura de la piscina, para evitar que ésta colapse. Normalmente, las piscinas de estabilización son el último paso del tratamiento, y en ellas escasamente se forman pequeños bancos de nata aceitosa, los cuales son recogidos mecánicamente.

Es importante recalcar que los equipos que han sido mencionados anteriormente son utilizados de acuerdo con las características de los fluidos, la capacidad económica de la compañía operadora y los requisitos de calidad que se tengan en cada caso, por ello es normal que en cada estación se encuentren esquemas diferentes, adaptados al contexto propio del campo.

2.2.5 Piscinas de Sedimentación.

Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H₂S y CO₂ al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.

Es indispensable el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, dependiendo del tamaño y la composición se usa uno u otro compuesto. En la industria petrolera el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante.

Algunos aspectos a tener en cuenta en este tipo de unidades:

- Es necesaria la disponibilidad de grandes extensiones de tierra.
- El ambiente puede influir en su desempeño. Existen elementos que pueden evaporarse o degradarse con el sol e influir positiva o negativamente dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye.
- Además, la lluvia ayuda a la oxigenación.
- La separación por gravedad de grasas y aceites comúnmente no es óptima.
- Cuando la oxigenación no es la adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos y biofiltros.

2.2.6 Piscinas de Oxidación.

La optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite y fenoles, entre otros). Además, disminuye la temperatura del agua que va a ser vertida. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

2.2.7 Caja API o Separador API

Este equipo es una piscina o alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (pressure safety valve), además de algunos de los equipos presentes en la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite.

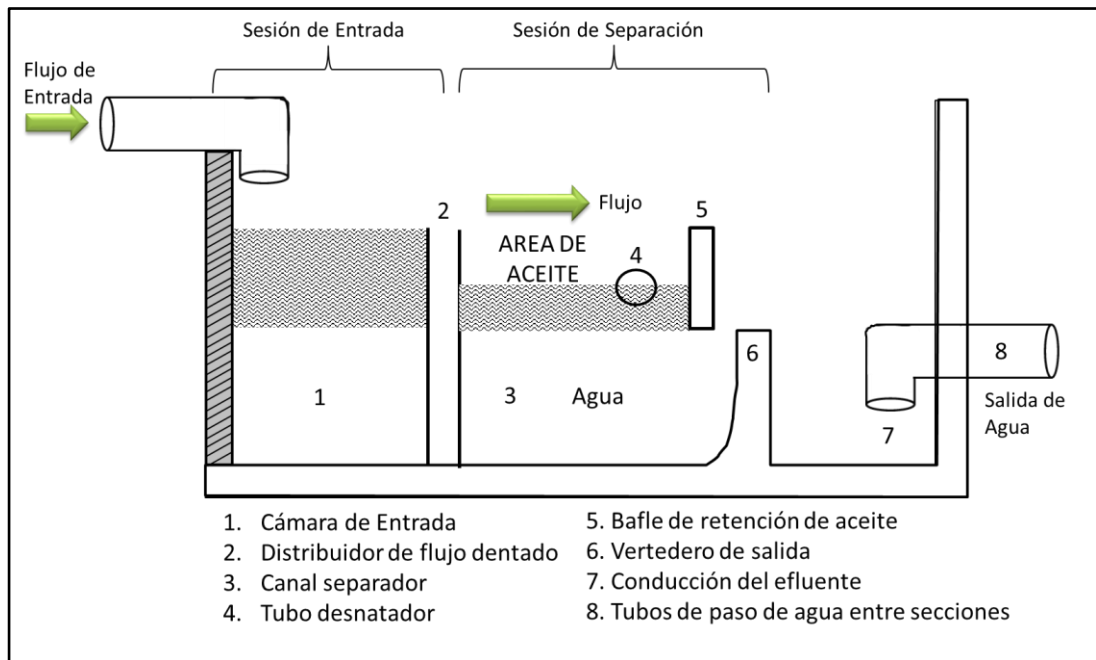
En este tipo de dispositivos el fluido entra al sistema descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a la sección de separación en donde se le da un tiempo de residencia que le permite a las gotas de aceite coalescer y flotar para su posterior remoción (ver figura 14).

El aceite, una vez acumulado en forma de nata o pequeña capa, es recolectado mediante una canaleta tubular y luego es conducido a un tanque recolector de aceite. En este tanque se tiene instalada una bomba electrosumergible que automáticamente transfiere periódicamente el aceite acumulado a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua que se asienta en el fondo del separador API es

transferida por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior del recipiente hacia piscinas aledañas o cualquier otro elemento de recuperación secundaria.

- Sección de entrada: Compartimiento en donde disminuye el caudal, se remueven sólidos y se disminuye la carga a la sección de separación.
- Sección de separación: Cámara conformada por una serie de conductos de entrada, dispositivos de distribución de flujo, canal desnatador, baffles de retención y colectores de aceite.

Figura 14. Secciones del separador API.



Fuente: Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, 2007.

Entre algunas de las características que presenta la caja API se puede encontrar la modificación del nivel de los vertederos o la extensión del compartimiento de la cámara de separación. Generalmente fabricado en acero al carbón A-36 con fondo plano.

2.2.8 Paquetes de Tubería en Serpentin (S.P. PACKS).

Los paquetes de tubería en serpentin son diseñados básicamente para generar turbulencia al interior del separador, generalmente son instalados en elementos de segregación gravitacional primarios, tales como los recipientes y los tanques desnatadores.

Consta de una serie de tubos en forma de espiral a través del cual el flujo de agua es forzado a pasar, permitiendo así a las gotas de aceite presentes en el agua agruparse y ascender a superficie de una forma más eficiente. Como en todo sistema de separación primaria, la presencia de sólidos puede generar problemas de eficiencia por taponamiento, y abrasión en los equipos. De la misma forma, en estos elementos de optimización también ocurre y es necesario asegurarse que estos inconvenientes no se presentarán diseñando un mismo diámetro a la entrada y a la salida del paquete de tubería en serpentin.

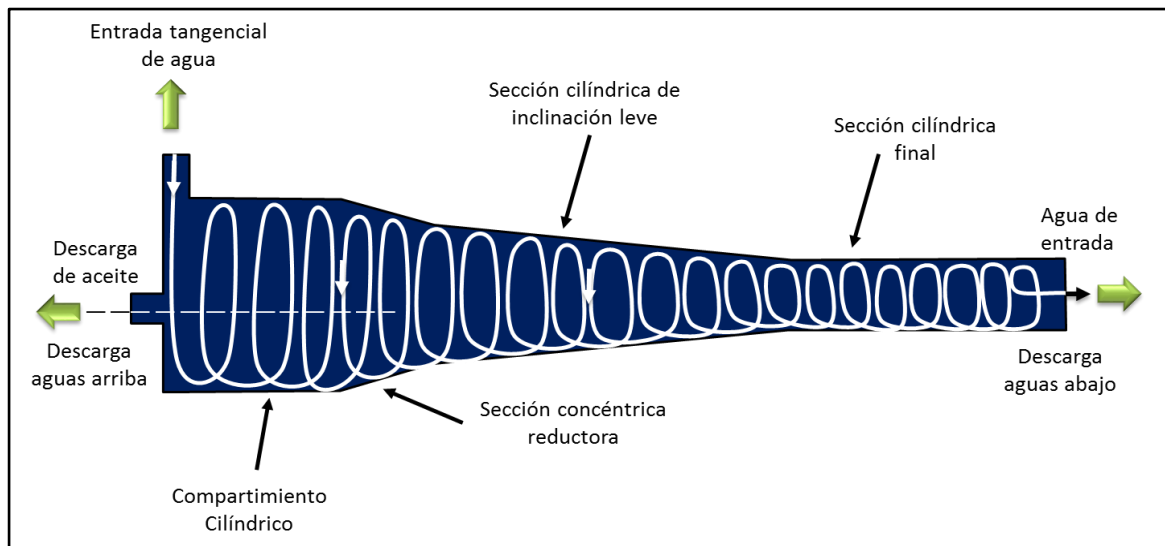
Son muy efectivos al implementarse en sistemas de tratamiento primario ya que éstos son diseñados para incrementar la distribución en el tamaño de la gota de aceite, mediante el crecimiento o la coalescencia, llevándola hasta un diámetro máximo de 1.000 μm , haciendo más fácil la remoción.

2.2.9 Hidrociclones

Este tipo de unidades utiliza la fuerza centrífuga para remover las gotas de aceite presentes en el agua (ver figura 15). El flujo entra al compartimiento de forma

tangencial creando un remolino de alta velocidad, en el cual las gotas de aceite coalescen y fluyen en contracorriente. A medida que el fluido pasa a través de las secciones concéntricas de reducción (alto grado de inclinación) y decreciente (con ángulo de inclinación leve), se produce un incremento en la velocidad. Luego, el fluido ingresa a una sección cilíndrica donde el caudal se mantiene constante. Las partículas de mayor tamaño son separadas en la sección decreciente, mientras que las partículas más pequeñas, son removidas en la sección final. Las partículas de aceite al tener menor densidad son arrastradas por la fuerza centrífuga hacia la zona de baja presión generada en el centro del cilindro, en donde fluyen en dirección contraria al flujo. El aceite es removido a través de un puerto de diámetro pequeño ubicado en la cabeza del hidrociclón, mientras que el agua sale por la parte baja del equipo.

Figura 15. Hidrociclón.



Fuente: Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. 2004.

Los hidrociclones estáticos requieren una presión mínima de 100 psi para generar las velocidades requeridas. Algunos equipos son diseñados para operar a presiones más bajas, pero éstos no son tan eficientes como los que operan a altas presiones. Los hidrociclones pueden remover partículas de aceite de diámetros entre 5 y 15 μm .⁶

El funcionamiento es influenciado principalmente por la relación de descarga de aceite y la relación de caída de presión (PDR), además también es afectado por el tamaño de la gota de aceite y la concentración de aceite a la entrada, la diferencia de gravedades específicas y la temperatura a la entrada. Temperaturas mayores a 80°F generan mejores resultados. La relación de descarga de aceite se refiere a la razón entre la salida de aceite y el fluido total de entrada. Generalmente, la relación de descarga se encuentra entre 1 y 3%. Esta relación es también proporcional al PDR. La operación por debajo de éste rango da lugar a bajas eficiencias de remoción y por encima aunque no influye en la remoción de aceite, es necesario recircular mayor cantidad de fluido a través de la facilidad. El PDR se refiere a la relación entre la caída de presión a la entrada del fluido y la salida de descarga de aceite, y la caída de presión entre la entrada del fluido y la salida del agua. Usualmente se requiere un PDR entre 1,4 y 2,0. Para cálculos de diseño se asume una remoción de aceite del 90%, aunque en la práctica este resultado no se presenta.

Los hidrociclones son excelentes dispositivos coalescedores, funcionan como un elemento de tratamiento primario seguido por un skimmer. Entre algunas ventajas de los hidrociclones estáticos se encuentran:

- No poseen partes móviles, por lo tanto no se requiere mayor atención a la operación y mantenimiento.

⁶ Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Primera Edición. 1999.

- Diseño compacto, reduce requisitos de peso y espacio comparados con las unidades de flotación.
- Son estables al movimiento.
- Su diseño modular permite manejar volúmenes mayores de flujo.
- Costos de operación más bajos comparados con las unidades de flotación.

Las desventajas incluyen la necesidad de instalar una bomba si el aceite entra a la unidad a una presión por debajo de la presión mínima de operación y la tendencia del puerto de descarga a taponarse con arena y/o escamas. La arena en el agua producida causará la erosión de los conos e incrementará los costos de operación.

2.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE PRODUCCIÓN.

2.3.1 Separador Centrífugo

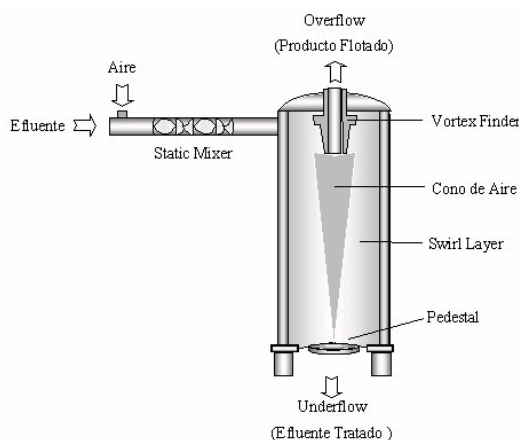
Un sistema diferente (Ver Figura 16) fue desarrollado en el laboratorio de la Universidad do Río Grande do Sul y emplea el mismo principio de la "nozzle flotation", con la diferencia de que después de la etapa de pasaje forzada por la válvula (en este caso el flujo es horizontal), la solución aireada pasa por un "static mixer" y todo el conjunto alimenta a un separador de forma cilíndrica que posee entrada tangencial, un pedestal para formar el "air core", "underflow", "vortex finder" y "overflow". Las principales variables de diseño son las dimensiones del cilindro y de sus distintas partes, el tipo de contactor ("static mixer") y el sistema

de auto aspiración. Entre los parámetros operacionales, se destacan, la presión del fluido dentro del separador centrífugo, la localización del pedestal y el caudal a ser tratado.

2.3.2 Tratamiento Con Ultrasonidos

El rompimiento de las emulsiones implica la coalescencia de pequeñas gotas dispersas que, como se ha visto, puede ser favorecida por diversos factores (químicos, térmicos, electrostáticos, centrífugos). En esta sección se revisará el tratamiento con ultrasonidos, una técnica que permite la separación rápida de las emulsiones agua-petróleo. Cuando un líquido es sometido a una irradiación ultrasónica ocurren varios fenómenos a nivel molecular, debido a la propagación de pulsos de presión a lo largo de la dirección de propagación de las ondas sonoras. Este movimiento oscilante causa periodos alternados de compresión y expansión de las gotas, lo cual genera inestabilidad en la interface, reduciendo la tensión superficial y llevando a un rompimiento de la emulsión.

Figura 16. Separador centrífugo.



Fuente: Flotación como proceso de remoción de contaminantes. iii. Nuevas técnicas y equipos."Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio.

Experiencias de laboratorio realizadas por Cherskii y otros, han permitido identificar que si una emulsión es sometida a un ultrasonido con una frecuencia cercana a los 800KHz se produce una reducción de la tensión superficial en un factor de 2,6. De allí que el uso de ultrasonidos se haya convertido en una opción atractiva para el tratamiento de emulsiones.

Schoeppel y Howard realizaron pruebas en el laboratorio para determinar si la velocidad de asentamiento de las gotas en una emulsión directa se veía favorecida por la aplicación de ultrasonidos. Para este fin emplearon tres muestras de crudo (ver tabla 2) que fueron sometidas a ultrasonidos durante varios periodos de tiempo, midiendo el porcentaje de agua que se separó a lo largo de la prueba. Para cada caso se realizaron tres mediciones.

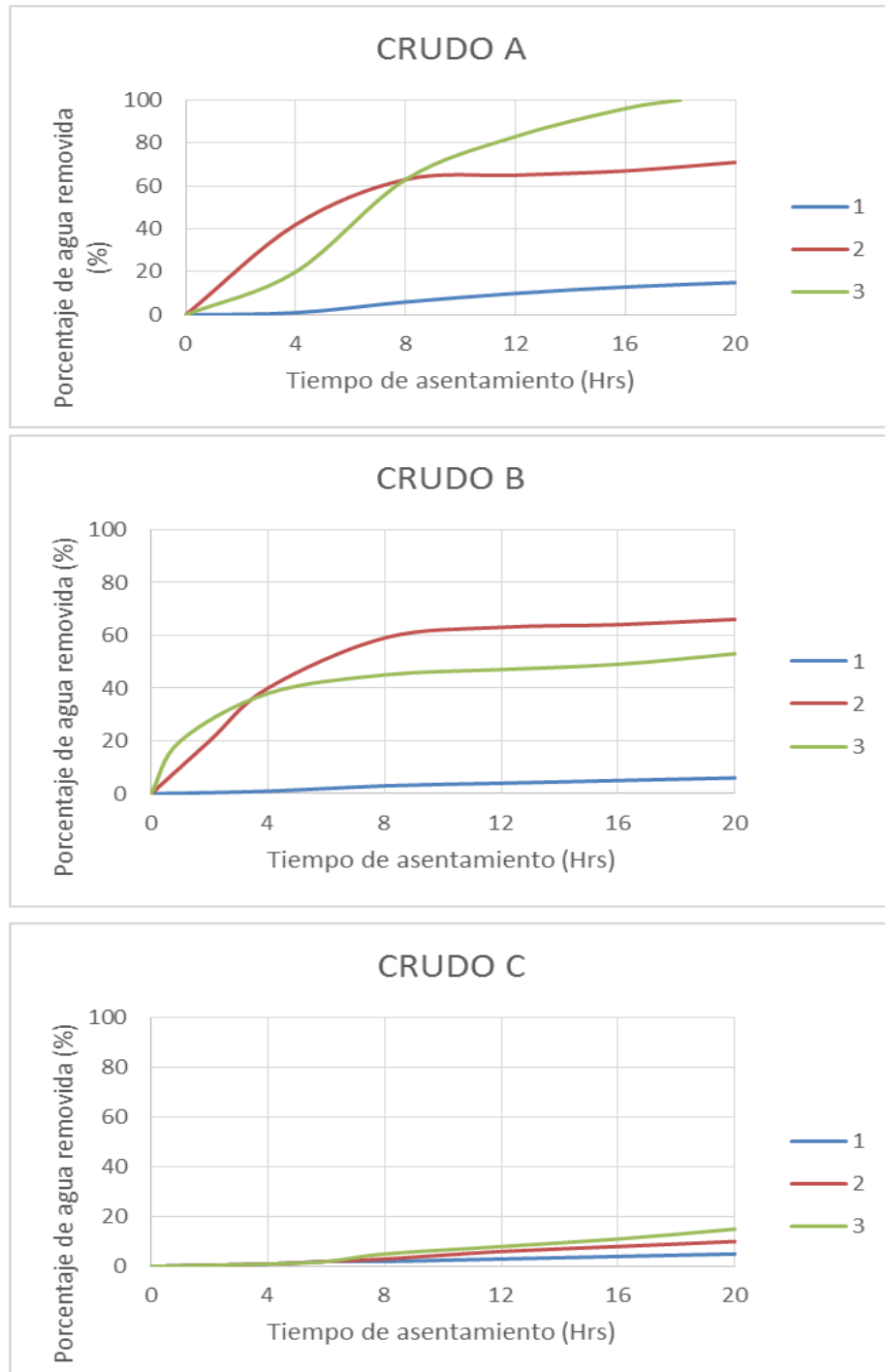
En primer lugar, se determinó la velocidad de asentamiento normal, es decir, sin agregar productos químicos ni aplicar ultrasonidos (curva 1). Las dos mediciones restantes correspondieron al comportamiento de la emulsión sin agregar químicos y sometiéndola a una radiación ultrasónica durante 60 y 120 minutos (curvas 2 y 3, respectivamente).

Tabla 2. Muestras de crudo usadas.

Propiedad	Crudo A	Crudo B	Crudo C
Gravedad API	20,8	20,9	18,7
Viscosidad @ 60°F (cp)	15,7	9,0	70,4
GOR (scf/STB)	107	108	33
Corte de agua (%)	7-8	30-50	5-7

Fuente: SCHOEPPPEL, R. HOWARD, A. Effect of Ultrasonic Irradiation on Coalescence and Separation of Crude Oil - Water Emulsions. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1966.

Figura 17. Efecto de la aplicación de ultrasonidos.



Fuente: SCHOEPPPEL, R. HOWARD, A. Effect of Ultrasonic Irradiation on Coalescence and Separation of Crude Oil - Water Emulsions. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1966. Modificada por los autores.

Los resultados, tal como se aprecia en la figura 17, son muy satisfactorios. En todos los casos se aprecia un aumento en la velocidad de asentamiento de las partículas tras la aplicación del ultrasonido, llegando a remociones cercanas al 100%. Sin embargo, es necesario realizar un par de observaciones.

Primera, que la viscosidad del crudo es un parámetro fundamental para la separación de las fases, lo cual diferencia el comportamiento obtenido con el crudo C de los otros dos. Segunda, que no siempre un mayor tiempo de exposición al ultrasonido implica una mayor separación de agua. Nótese que en el segundo caso, el tiempo intermedio es el que produce la mejor separación. Por esta razón, es necesario realizar pruebas en cada campo, y para cada crudo, con el objetivo de determinar la frecuencia y la duración de la aplicación óptima del ultrasonido

A pesar de los excelentes resultados obtenidos en el laboratorio, los ultrasonidos no han tenido aplicaciones en campo, quedando este punto como una posible opción para el desarrollo de proyectos de investigación en los campos colombianos.

2.3.3 Flotación Columnar

La celda - columna se caracteriza por su forma rectangular, cuadrada o redonda con poco diámetro y una gran altura. Prevalece la forma redonda. Es usada comúnmente en la industria metalúrgica. La corriente a tratar entra a unas 2/3 partes de la zona inferior de la celda y se encuentra con una corriente de aire ascendente, el concentrado rebosa por la parte superior, y simultáneamente un spray de agua colocado en la parte superior lava las espumas removiendo la ganga o estéril, que se descarga por la parte inferior.

El sistema de inyección de aire es la parte fundamental de la celda y se realiza mediante inyectores internos o externos que buscan mejorar la producción del enjambre de burbujas y el tamaño de las mismas; así, por ejemplo, se han usado inyectores cerámicos, tubos perforados, cubiertos con lonas de filtro y últimamente el generador de burbujas desarrollado por el Bureau de Minas de Estados Unidos.

El sistema consiste en la disolución de aire en el agua, alimentado convenientemente a una cámara pequeña que contiene gravas, de preferencia de canto rodado, a presiones que fluctúan entre 60 a 70 psi. También es importante el burbujeador microcel de Process Engineering Resources, Inc., que es un mezclador estático para colocarse fuera de la columna formando microburbujas.

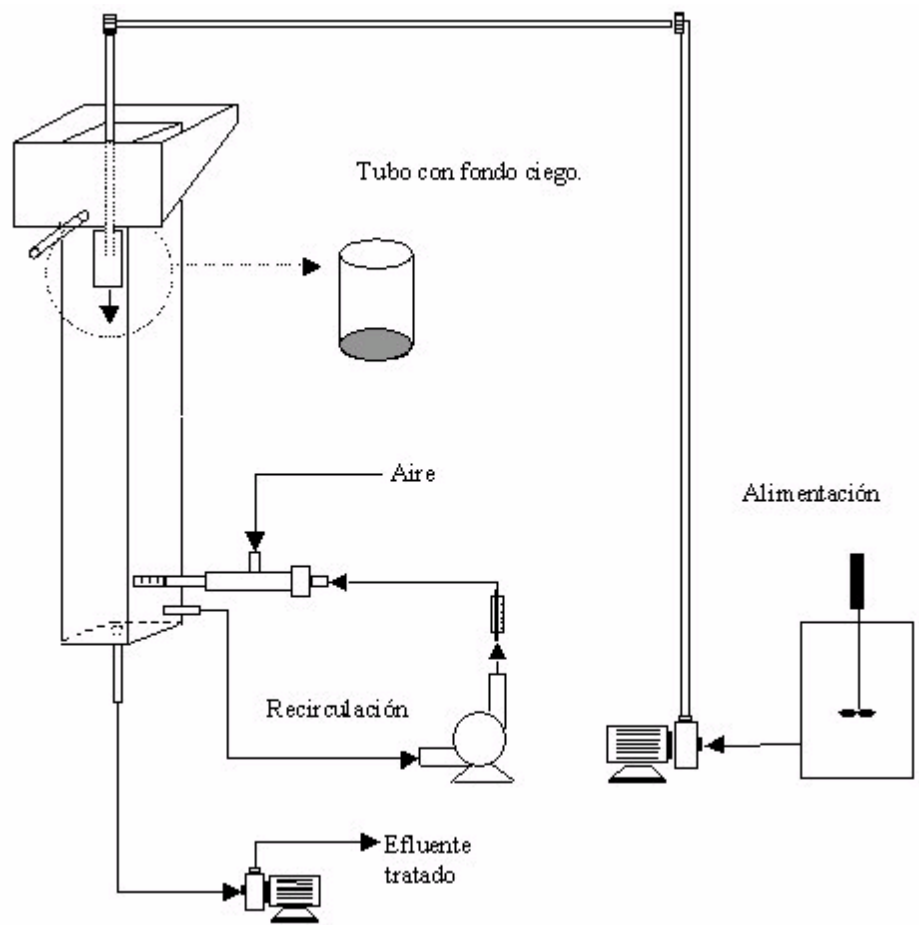
Finalmente, se mencionan los slam jet sparger de Canadian Process Technologies de regulación automática de gas, que trabajan fuera de la columna y son diseñadas para fácil instalación y mantenimiento en línea.

Las ventajas de este diseño con respecto a las celdas convencionales son menor costo de instalación y operación, menor ocupación de espacio, disminución sustancial del consumo de energía, principalmente porque no tiene sistema de agitación mecánica, fácil automatización y control por computadora y menor consumo de reactivos que las celdas de agitación mecánica.

La celda columnar tipo Microcel fue modificada de tal manera que la alimentación entra junto con la fase espuma para optimizar la separación sólido - líquido (Ver Figura 18).

En el reciclo, realizado por bombeo, a través de un venturi o válvula de aguja, el aire es succionado en el tubo interior donde se forman las burbujas, moduladas en su tamaño con la adición de tenso activos.

Figura 18. Flotación columnar.



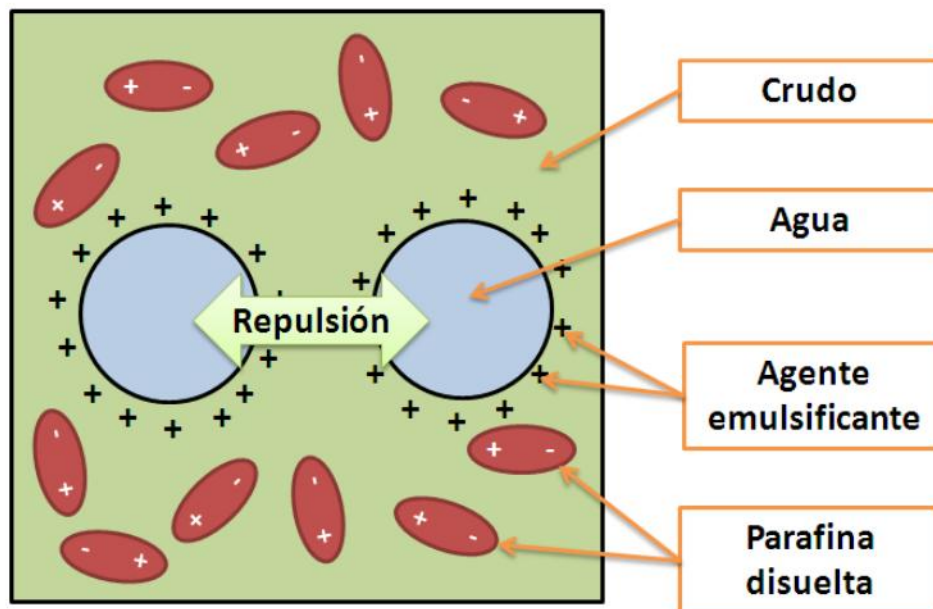
Fuente: "Flotación como proceso de remoción de contaminantes. iii. Nuevas técnicas y equipos.", Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio

2.3.4 Deshidratación Magnética De Crudos

Investigaciones realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo han permitido verificar la notable influencia que tiene la aplicación de campos magnéticos en el

rompimiento de las emulsiones. Las pruebas, realizadas en los campos La Cira - Infantas, Provincia y Dina Terciarios (con crudos parafínicos de 23, 24 y 18,2 grados API, respectivamente), permitieron obtener resultados muy alentadores. El fundamento de esta tecnología es similar al de los tratadores electrostáticos que se estudiaron en la sección 2.2.4, con dos diferencias. Primera, que en este caso se somete el fluido a un campo magnético en lugar de un campo eléctrico y, segundo, que el efecto conseguido con el tratamiento magnético es la orientación de las parafinas que contiene el crudo, en lugar de la polarización de los iones que están disueltos en el agua.

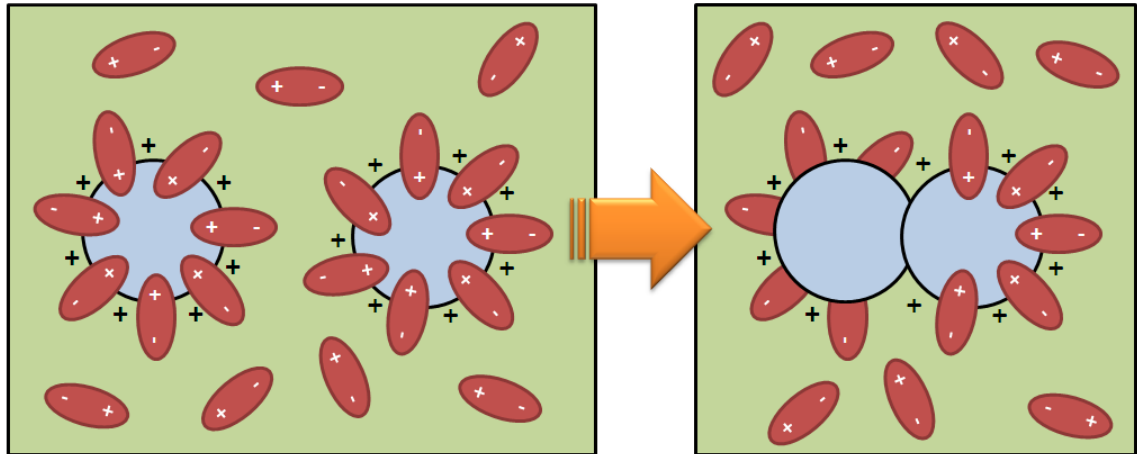
Figura 19. Emulsión con presencia de parafinas disueltas.



Fuente: PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

Tras la aplicación del campo magnético se consigue que las parafinas se reorienten, se ubiquen en la interface y neutralicen la acción del agente emulsificante, favoreciendo la coalescencia. Este proceso se presenta de forma esquemática en las figuras 19 y 20.

Figura 20. Efecto del campo magnético.



Fuente: PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

La primera etapa de la investigación se llevó a cabo en el laboratorio, donde se determinó que al pasar una muestra de crudo por un campo magnético con una intensidad entre 500 y 10000 gauss, se logra obtener un porcentaje de agua separada de entre 20 y 45%, con una considerable reducción del contenido de hidrocarburos en el agua de producción.

Posteriormente, el tratamiento magnético fue escalado a nivel de campo, mediante la instalación de prototipos en las estaciones de recolección y tratamiento de los campos mencionados, aguas abajo del separador general, tal como se aprecia en la figura 21.

Los resultados obtenidos en el campo Dina Terciarios se presentan en la tabla 3. Aquí se consolida la información obtenida en campo luego de varios meses de operación del prototipo en varios escenarios. En una primera instancia, se realizó el seguimiento al comportamiento del corte de agua obtenido en el tanque de almacenamiento con el esquema tradicional de tratamiento de los fluidos en ese campo, el cual consta de un *gun barrel* antes del cual se agregan 5 galones por día de rompedor directo.

Figura 21. Prototipo de tratamiento magnético, campo Dina Terciarios.



Fuente: PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

Seguidamente, se alineó el tratador magnético y se procedió a realizar variaciones en la dosis de rompedor, pudiendo obtenerse que usando el *gun barrel*, el tratador magnético y una dosis de 3,5 galones por día del producto químico se obtienen los resultados óptimos para este campo. Incluso, con dosificaciones de 1,5 a 2,5 (esto es menos de la mitad del consumo de químico normal) se siguen obteniendo cortes de agua bajos.

De igual manera, en los otros campos en los que se realizó la prueba se obtuvieron mejoras en la calidad tanto del crudo que llega a los tanques de

almacenamiento, como en el agua que va al sistema de tratamiento de agua. Esto último, se constituye en una notoria ventaja de este sistema, pues permite reducir el consumo de químicos en el tratamiento de agua y el impacto ambiental que esto implica.

Tabla 3. Resultado de la prueba del tratador magnético.

Escenario	Corte de agua en el tanque de almacenamiento (%)
Gun Barrel	4,2
Gun Barrel + % gpd de rompedor	3,6
Gun Barrel + Tratador + 5 gpd de rompedor	2,9
Gun Barrel + Tratador + 3,5 gpd de rompedor	0,9
Gun Barrel + Tratador + 2,5 gpd de rompedor	1,6
Gun Barrel + Tratador + 1.5 gpd de rompedor	1,3
Gun Barrel + Tratador + 0,5 gpd de rompedor	2,2
Gun Barrel + Tratador (sin rompedor)	1,8

Fuente: PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

Uno de los resultados más importantes en el estudio de esta tecnología se refleja en el hecho de que, incluso, a bajas temperaturas (entre 30 y 40°C) el fenómeno de polarización de las parafinas y la consecuente coalescencia se sigue presentando.

Esta es otra gran ventaja de esta tecnología, pues permite reducir significativamente los costos de tratamiento, especialmente en lo que se refiere al consumo de productos químicos y la generación de calor.

2.3.5 Tratamiento Con Microondas

Los tratamientos con centrifugas, ultrasonidos y campos magnéticos son tecnologías que permiten el rompimiento de emulsiones de tipo normal o directo. A continuación se presenta otra interesante opción tecnológica, que puede aplicarse tanto en las emulsiones directas como en las inversas: el tratamiento con microondas, cuyos resultados presentan una alternativa de separación efectiva, con tecnología limpia y libre de químicos o calentamiento convencional.

Las microondas son una forma de radiación electromagnética en la banda de 300 MHz a 300 GHz, por lo que se encuentra dentro del espectro electromagnético entre los rayos infrarrojos y la radiofrecuencia. Presenta un comportamiento similar al de la luz visible, por tanto, pueden sufrir los fenómenos de reflexión, refracción y difracción. Desde su descubrimiento, en el año de 1946, las microondas han tenido una especial difusión en muchas industrias, con aplicaciones en radares, la medicina, la vulcanización del caucho, las telecomunicaciones, entre otros.

El fundamento de esta tecnología es el mismo que el existente en un horno de microondas. Allí, un generador produce microondas de aproximadamente 2,45GHz que inciden sobre la sustancia que se desea calentar. Debido a que los alimentos contienen agua, y que las moléculas de agua tienen el comportamiento de un dipolo eléctrico, el campo electromagnético generado en el horno orienta las moléculas de agua en una cierta dirección, pero una vez ha ocurrido esa orientación, el campo se invierte, ocasionando que las moléculas roten. Estas inversiones en la orientación del campo ocurren a razón de 2450 millones de veces por segundo (es decir, a la misma frecuencia de las microondas), lo cual genera calor debido a la excitación de las moléculas de agua, que giran sobre sí mismas a gran velocidad.

Es claro, entonces, que las microondas son capaces de generar un enorme calentamiento tras una aplicación muy breve. Este calentamiento tiene una gran ventaja sobre el calentamiento convencional, pues debido a que las microondas actúan únicamente sobre sustancias polares, al aplicarlas sobre una emulsión directa que tiene un bajo contenido de agua se observará un rápido calentamiento de las gotas de agua y de la región adyacente a estas, sin necesidad de calentar todo el crudo para que, por medio de un gradiente térmico, el calor alcance las gotas.

Es decir, el calentamiento se realiza directamente en el interior de la emulsión y no en la superficie exterior de esta. Con esto se consigue una notable disminución en el consumo energético y en la duración de los procesos, pues el calentamiento ocurre casi instantáneamente. Si bien es posible emplear las microondas en el tratamiento de las emulsiones inversas, debe considerarse que el consumo de energía eléctrica para generar la radiación es mucho más alto, debido a que en ese caso sí es necesario calentar la totalidad de la emulsión.

Esta tecnología ha sido estudiada en dos escenarios: el laboratorio y la industria del aceite de palma, donde se han obtenido resultados muy satisfactorios. Sin embargo, no se han realizado pruebas en la industria petrolera, por lo que resulta otro punto interesante para futuros trabajos de investigación. Dado que en muchos aspectos el aceite de palma es semejante a un crudo liviano, puede pensarse en la gran posibilidad de obtener buenos resultados al aplicar el tratamiento con microondas en nuestra industria.

2.3.6 Tratamiento Con Microburbujas

En la sección 2.2.3 se estudiaron las celdas de flotación, y se expresó que quizás la mayor desventaja que tiene esta técnica es la baja eficiencia de remoción, debido a que las burbujas que se inyectan son muy grandes. Este hecho impide

una buena difusión del gas en el agua y no garantiza que todas las gotas suspendidas sean contactadas por las burbujas.

Partiendo de este hecho, se ha dado una nueva generación de equipos para el tratamiento con burbujas de menor tamaño, llamadas microburbujas. Estas burbujas tienen diámetros de entre 10 y 20 μm , es decir, son unas cien veces más pequeñas que las burbujas que se inyectan en las celdas de flotación. El tamaño es tan pequeño que las burbujas no se pueden observar a simple vista, lo cual lleva a que el agua tome un aspecto lechoso, tal como se aprecia en la figura 22.

La forma como se generan las microburbujas forma parte del secreto de las compañías que venden estos equipos, pues son patentes confidenciales. Sin embargo, puede decirse que el consumo energético de estos equipos es muy bajo, tanto que para generar las microburbujas necesarias para tratar la producción de agua de un campo (esto es, unos 50000BWPD) se emplea un motor de menos de 20 caballos de potencia, lo cual implica un mínimo consumo de electricidad.

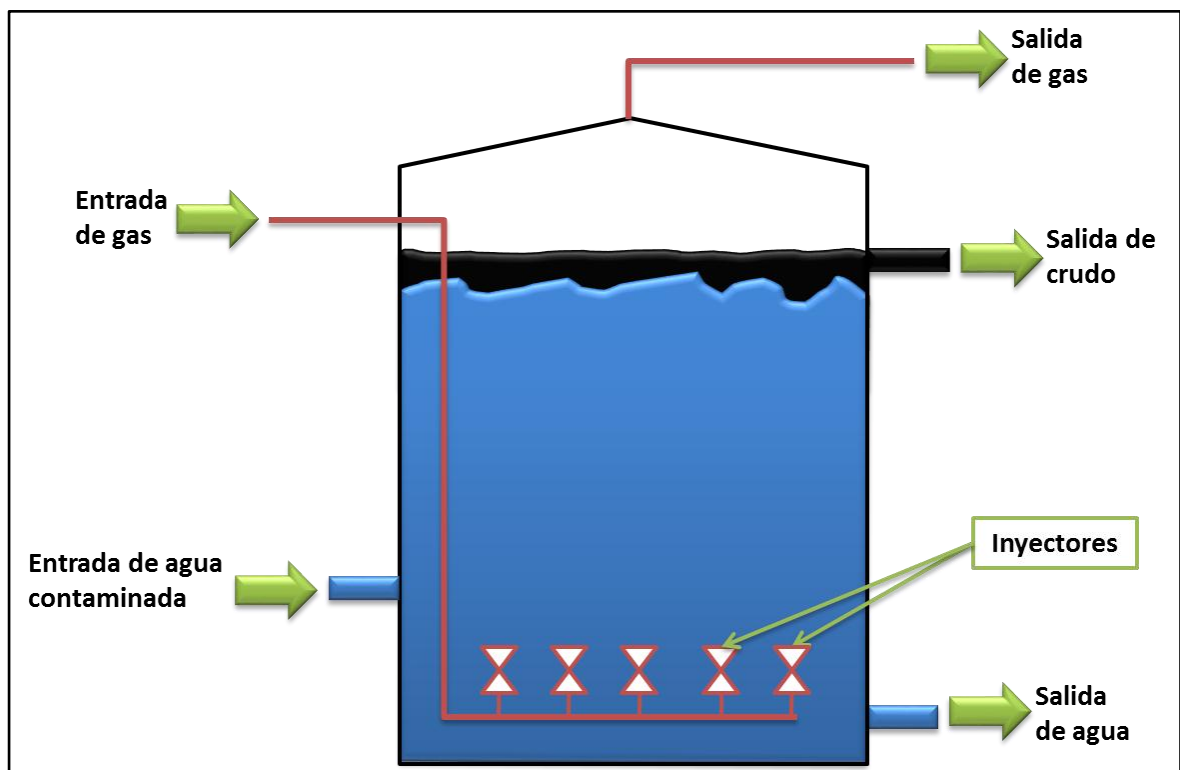
Figura 22. Agua mezclada con microburbujas.



Fuente: FORERO, Jorge y otros. Design and Application of the Flotation Systems for the Treatment of Reinjecting Water in a Colombian Petroleum Field. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 2007.

Las burbujas son inyectadas desde el fondo de un tanque de tratamiento, tal como se presenta en la figura 23. De esta manera, las burbujas se distribuyen uniformemente en el tanque, contactando las gotas de crudo (e incluso los sólidos finos) que se encuentran suspendidas, para arrastrarlas verticalmente hacia arriba.

Figura 23. Tanque para el tratamiento con microburbujas.



Fuente: FORERO, Jorge y otros. Design and Application of the Flotation Systems for the Treatment of Reinjecting Water in a Colombian Petroleum Field. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 2007.

Las experiencias de campo han permitido obtener resultados sorprendentes. Con este sistema se ha podido remover más del 90% de las gotas de crudo de diámetros mayores que 20 micras, con una remoción adicional de las gotas

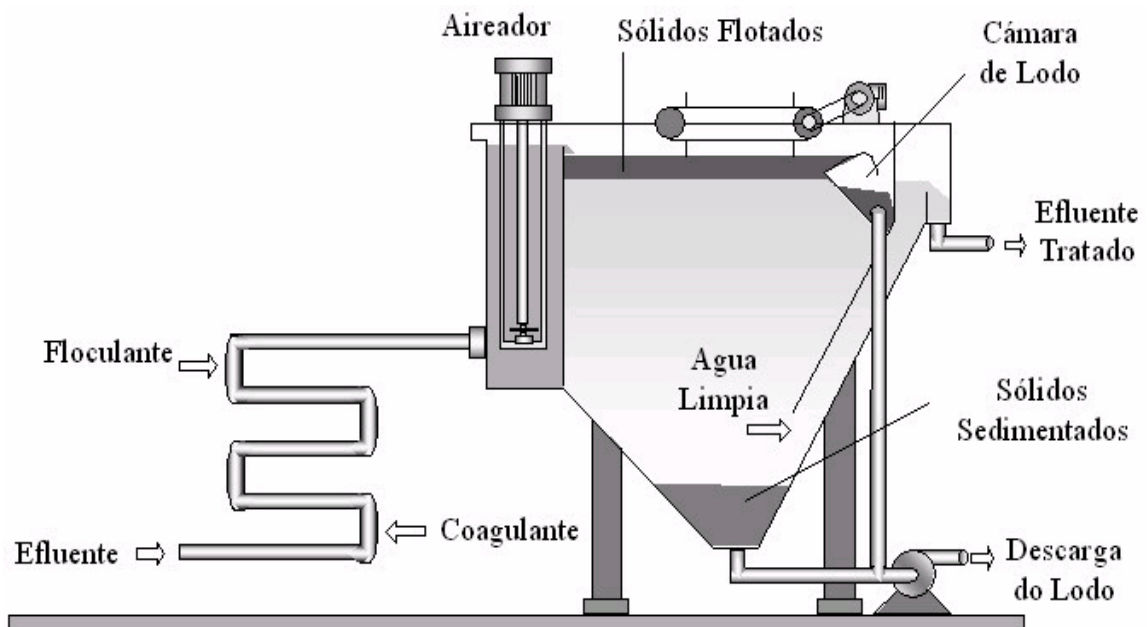
menores que esa cifra, tras una aplicación de microburbujas durante una hora, aproximadamente.

Esta tecnología ha tenido un excelente comportamiento desde su instalación, hace algunos años, en el campo San Francisco (Huila), y sus buenos resultados han llevado a que Ecopetrol S.A. haya llevado estos tratadores a campos que se encuentran fuera de Colombia.

2.3.7 Proceso CAF (Cavitation Air Flotation)

En este caso la generación de burbujas ocurre por cavitación del aire directo en la corriente a tratar (succionado) vía a un tubo aireador especial, agitado en alta rotación (este tubo es la base del proceso y está patentado). Actualmente, su mayor uso ha sido en la industria de alimentos (Ver Figura 24).

Figura 24. Proceso Caf.



Fuente: "Flotación como proceso de remoción de contaminantes. iii. Nuevas técnicas y equipos.", Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio.

2.3.8 Flotación De Agregados Coloidales (FAC)

La base de este proceso es la formación de agregados a partir de la adsorción/coprecipitación de los iones contaminantes en coloides con alta área superficial, baja toxicidad y buenas características de flotación, especialmente con el empleo de microburbujas generadas in situ, como en el caso de la FAD. La cinética de levitación de las unidades burbujas - partículas puede ser incrementada con la adición de polímeros o hidrofobizantes (colectores).

Las etapas del proceso FAC son las siguientes:

- Formación de precipitados coloidales precipitante – contaminante (coprecipitación), con el objetivo de insolubilizar el contaminante.
- Coagulación de los coloides con agente coagulante (heterocoagulación), para aumento de tamaño.
- Flocculación de los coloides, para disminuir el número de agregados, reducir la cantidad de agua y en algunos casos, hidrofobizar la superficie de las unidades flotables.
- Hidrofobización de los agregados (opcional a la etapa 3), normalmente empleando tensoactivos (colectores).
- Colisión de flóculos o agregados con burbujas de aire.
- Adhesión a las burbujas.

- Ascensión de las unidades burbujas - flóculos o agregados coloidales hacia la superficie.
- Separación del producto flotado conteniendo los contaminantes.

En el caso de la FAC debido a que los coloides adsorbentes son pequeños y frágiles es necesario utilizar microburbujas (burbujas con tamaños menores que 100 μm) y evitar las condiciones hidrodinámicas de alta turbulencia para no destruir estos agregados, por lo cual, el equipo de flotación ampliamente utilizado para la separación sólido/líquido es el de flotación por aire disuelto (FAD), sin embargo, cuando se requiere tratar grandes volúmenes, este equipo presenta algunas limitaciones debido a su baja capacidad de tratamiento. Las tecnologías de flotación no convencionales (celdas Jameson o jet, celdas columnas y celdas centrifugas), son una alternativa, debido a que las condiciones hidrodinámicas son relativamente tranquilas y los tiempos de retención son bajos.

3. USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Al igual que el petróleo y el gas, el agua es un recurso limitado. El 97% del agua de nuestro planeta es salada y sólo un 3% del agua disponible es dulce, el 2% del agua dulce se encuentra inmovilizada en los mantos de hielo polar de la tierra quedando sólo un 1% para consumo de la vida vegetal y animal. A pesar de que el agua es un recurso renovable, la demanda de recursos hídricos aumenta, mientras disminuye la probabilidad de disponer de agua dulce, ya que ésta se consume con más rapidez de la que se renueva.

De manera global, la demanda de agua procede básicamente de cuatro actividades: la agricultura, la producción de energía, los usos industriales y el consumo humano.⁷ En la figura 25, se muestra el porcentaje específico de agua consumida por estas actividades por región geográfica.

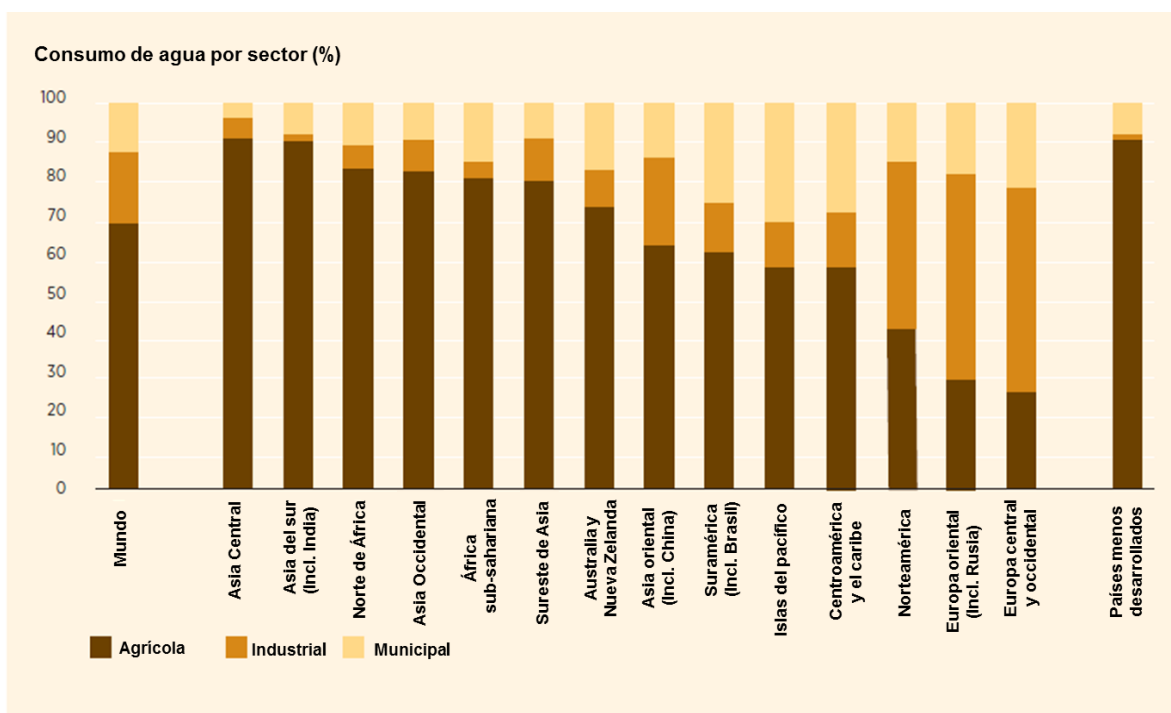
Los cultivos y la ganadería hacen un uso intensivo del agua, a la agricultura le corresponde el 70% de la cantidad total del agua utilizada por el conjunto de las actividades agrícolas, municipales e industriales (incluida la producción de energía). En sus procesos de producción, todas las fuentes de energía y electricidad requieren agua: la extracción de materias primas, la refrigeración de procesos térmicos, los sistemas de lavado, los cultivos de biocombustibles, las turbinas de generación de energía hidroeléctrica, etc.

El agua es un elemento esencial en muchos procesos industriales, para la producción de un bien o un servicio, y los miles de millones de toneladas de alimentos y otros productos que se comercializan en el mundo. En lo que respecta

⁷ The United Nations World Water Development Report. [Informe de las naciones unidas sobre el desarrollo de los recursos hídricos en el mundo]. UNESCO. París. 2012, Reporte 4, Volumen 1.

al consumo humano, la fuente principal de demanda son los núcleos urbanos, que requieren agua potable y utilizan agua para el saneamiento y el drenaje. La organización mundial de la salud y otros organismos indican que actualmente más de 400 millones de personas sufren de escasez severa de agua y que para el 2050 el problema podría extenderse a 4000 millones de habitantes.⁸

Figura 25. Consumo de agua por sector por región.



Fuente: THE UNITED NATIONS WORLD WATER DEVELOPMENT REPORT 4. Volumen 1. 2012.

El agua, a lo largo de la historia de la industria de los hidrocarburos fue concebida como un desecho y su exceso actualmente representa un pasivo y un costo

⁸ ARNOLD, Richard; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulemberger

significativos para las compañías de petróleo y gas. Sin embargo, dado el incremento de la demanda de agua utilizable en el mundo, se están tratando de descubrir formas de transformar este subproducto de la producción de petróleo en un recurso viable.

De los 210 millones de barriles de agua producidos diariamente a nivel mundial en las operaciones de petróleo y gas, entre un 30% y 40% se considera residuo y se elimina. Dicho porcentaje representa aproximadamente 73,5 millones de barriles de agua al día, que siendo sometidos a un adecuado tratamiento poseen el potencial de desempeñar un papel clave al momento de aliviar la demanda impuesta sobre los sistemas naturales de agua dulce.

La disponibilidad sustancial de agua producida, sumada a la necesidad de contar con alternativas de eliminación menos costosas, conduce a estudiar la reutilización del agua producida para irrigación, uso industrial y otras aplicaciones. El curso a seguir para la conversión del agua de producción de residuo a recurso depende de la calidad del agua y su nivel de contaminantes.

El agua resultante de la operación petrolera tiene generalmente tres destinos: se inyecta de nuevo al subsuelo en procesos de recobro mejorado de petróleo, para obtener una mayor producción de crudo o mantener la presión en un yacimiento; se inyecta en un lecho para su almacenamiento o se trata y, finalmente, se vierte a fuentes hídricas. Cuando la idea es verter el agua a fuentes naturales, bajo las condiciones y a las distancias establecidas por las autoridades ambientales competentes en el ámbito regional, aquella es tratada mediante procesos químicos y físicos que remueven el mayor número de contaminantes y se cumple al pie de la letra la normatividad existente en materia ambiental.

En Colombia, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), conjuntamente con el Presidente de la República, son quienes se encargan de

formular la política ambiental. El uso del agua y los residuos líquidos están contemplados en los decretos 3930 de 2010, 1594 de 1984 y 2811 de 1974 reunidos en el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.⁹

El decreto 3930 de 2010, estableció la aplicación limitada del decreto 1594 de 1984 y anuló varios de sus artículos, además instaura una revisión necesaria de los actuales usos del agua y la ampliación, si es el caso, de los parámetros y valores que fijen la destinación del recurso hídrico, con el fin de actualizar los criterios de calidad que debe cumplir dicho recurso para los diferentes usos del mismo y las normas de vertimiento.

Asimismo, prevé que los criterios de calidad y normas de vertimiento pueden ser ajustados por la autoridad ambiental competente según los artículos 30-10 y 63 de la ley 99 de 1993. En la tabla 4 se observan los parámetros exigidos por el decreto 1594 de 1984 para el vertimiento a fuentes hídricas.

La descarga de aguas residuales en Colombia durante el 2011 fue de 73,98 millones de metros cúbicos (m³), similar al volumen vertido en el año 2010 (Ver Tabla 5), y debido a este valor tan elevado, se están buscando nuevas maneras de disponer el agua con el fin de minimizar el impacto ambiental y social y así, finalmente alcanzar valores de vertimiento nulos. Esto representaría la transformación del agua de producción de residuo a recurso, y conjuntamente una disminución en los costos de tratamiento, un problema frecuente en la industria de producción de hidrocarburos.

⁹ GRAJALES, Natalia y PRIETO, Alejandra. Análisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Tesis de Grado UIS, 2012.

Tabla 4. Normas de vertimiento.

Referencia	Usuario existente	Usuario nuevo
Ph	5 a 9 unidades	5 a 9 unidades
Temperatura	<40°C	<40°C
Material flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción >80% en carga	Remoción >80% en carga
Sólidos suspendidos, domésticos o industriales	Remoción >50% en carga	Remoción >80% en carga
Demanda bioquímica de oxígeno		
Para desechos domésticos	Remoción >30% en carga	Remoción >80% en carga
Para desechos industriales	Remoción >20% en carga	Remoción >80% en carga

Fuente: COLOMBIA, MAVDT, Decreto 1594 (26, Junio, 1984) Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

El lugar del agua producida dentro de la operación global es un tema que requiere el entendimiento del proceso completo, incluyendo los mecanismos de producción de yacimiento, los métodos de producción, los tratamientos en superficie,

predicciones de volúmenes y alternativas de eliminación.¹⁰ Este entendimiento global conducirá a una mejor forma de manejar el agua, incorporando una gran variedad de tecnologías y prácticas, que en forma general, constituyen: minimización del agua, reutilización, y reciclaje.

Tabla 5. Descarga de aguas residuales

Tipo De Vertimiento	Volumen Vertido (Millones de M3)		
	2009	2010	2011
Aguas residuales domésticas	0,39	0,76	1,02
Aguas residuales industriales	87,89	72,9	72,92
Otro*		0,19	0,06
TOTAL	88,28	73,85	73,98

Fuente: *ECOPETROL. Vicepresidencia de servicios y tecnologías.*

La reducción del agua es la opción preferida, producir menor cantidad de agua posible, sin embargo el agua es producida conjuntamente con el petróleo y muchas veces resulta extremadamente difícil reducirla, aunque existen nuevas tecnologías para realizar la separación agua/aceite en fondo o en el subsuelo (DOWS-DGWS). El reciclaje puede ser interpretado como la reinyección del agua producida al yacimiento del cual fue producida. Se consideran operaciones de reciclaje del agua, la reinyección de agua para las necesidades de producción y su

¹⁰ VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009.

uso dentro o fuera de sitio (Inyección de agua, sostenimiento de la presión y recobro mejorado), y la utilización de vapor en SAGD.

La reutilización del agua comprende operaciones tanto In-situ como Off site, dentro de las primeras se encuentran perforación, completamiento, fracturamiento, limpieza y uso doméstico, y agricultura, actividades recreativas, agua potable, entre otras dentro de las segundas.

La tendencia actual es tratar el agua producida para la reutilización beneficiosa en otras operaciones, estos usos alternativos están limitados por la calidad del agua. Cuando se considera un manejo práctico del agua, la salinidad es un factor importante, que varía ampliamente de yacimiento a yacimiento y de un campo a otro, en la tabla 6 se obtiene una descripción detallada del agua producida, su funcionalidad y usos potenciales de acuerdo a su nivel de salinidad. Usos específicos tienen diferentes necesidades de calidad. La calidad del agua se define por ciertas características físicas, químicas y biológicas y se refiere a que dichas propiedades influirán en su idoneidad para un uso determinado. A continuación, se enunciarán y explicarán con más profundidad las alternativas de uso más comunes para el agua de producción y sus correspondientes límites de calidad permitidos.

- Uso agrícola
- Uso pecuario
- Consumo humano y doméstico
- Uso industrial

- Evaporación
- Inyección como método de recobro o como mantenimiento de presión
- Inyección para almacenamiento subterráneo
- Inyección en formaciones subterráneas
- Fines recreativos
- Preservación de flora y fauna
- Control de incendios
- Control del polvo

3.1 USO AGRÍCOLA

La utilización del agua en la agricultura representa como mínimo dos tercios del consumo global. Desde ya se prevé la falta de agua para irrigación en las grandes regiones graneras del mundo.¹¹ La conversión de los residuos de los campos petroleros, como el agua de producción, en recursos para la agricultura beneficia tanto a las empresas operadoras de petróleo y gas, como a las comunidades locales y al medio ambiente. Significativos volúmenes de agua pueden ser generados para su uso agrícola, y de esta forma sustentar iniciativas ambientales,

¹¹ HOLLIDAY, George. A need for converting produced waters to useable waters. SPE 105094. 2007.

conservando los recursos de agua dulce a la vez que se ayuda a los operadores a manejar la producción y los costos de eliminación en forma efectiva.

Tabla 6. Descripción del agua y su uso potencial.

Salinidad (mg/l)	Definición	Vista de la industria	Uso potencial
<9999	Dulce/Salobre	Utilizable	Doméstico e industrial, operaciones EOR (Inyección de vapor, químicos y polímeros), agricultura, torres de refrigeración
10000-49999	Salina Baja/Moderada	Tratable	Irrigaciones/Biocombustibles, fluido para reacondicionamiento (WORKOVER), operaciones IOR y EOR (WAG-CO ₂)
50000-99999	Salina Moderada/Alta	Manejo con mínimo impacto ambiental	Operaciones IOR y EOR (WAG-CO ₂), vertimiento.
100000-199999	Salmuera Baja/Moderada	Evitar la producción en superficie y manejar con el mínimo impacto ambiental	Reinyección para procesos IOR (Mantenimiento de presión-inyección de agua), salmuera de completamiento, inyección en yacimientos agotados o acuíferos salinos.
200000-460000	Salmuera	Evitar la producción en superficie y manejar con el mínimo impacto ambiental	Salmuera de completamiento e inyección en acuíferos profundos.

Fuente: KHATIB, Zara. *Produced Water Management: Is it a future legacy or a business opportunity for field development.* IPTC 11624. 2007.

Se entiende por uso agrícola del agua, su empleo para irrigación de cultivos y otras actividades conexas o complementarias.¹²

La agricultura depende de un suministro de agua de calidad. La calidad del agua o su idoneidad para el uso se juzga sobre la posible gravedad de los problemas que se pueden desarrollar durante su utilización a largo plazo. Los problemas que resultan varían tanto en tipo y grado y son modificados por el suelo, el clima y los cultivos. Como resultado, no hay un límite para la calidad del agua, sino más bien su idoneidad para el uso se determina por las condiciones que afectan a la acumulación de los componentes del agua que pueden restringir el rendimiento de los cultivos.

Los problemas del suelo más comúnmente encontrados y que se utilizan como base para evaluar la calidad del agua son los relacionados con la salinidad, la tasa de infiltración de agua, toxicidad y otro grupo de problemas diversos.¹³

- **Salinidad**

Existe un problema de la salinidad si la sal se acumula en la zona radial del cultivo a una concentración que provoca una pérdida en el rendimiento. Las reducciones de rendimiento se producen cuando las sales se acumulan en la zona de la raíz hasta el punto de que el cultivo ya no es capaz de extraer el agua suficiente de la solución del suelo salado, lo que resulta en falta de agua durante un período de tiempo significativo. Si la absorción de agua se reduce apreciablemente, la planta disminuye su tasa de crecimiento. Los síntomas de la planta son similares en apariencia a los de la sequía, tales como el marchitamiento, o un color azulado-

¹² COLOMBIA, MAVDT, Decreto 1594 (26, Junio, 1984) Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

¹³ R.S. Ayers. Calidad del agua para la agricultura. Universidad de California. Davis, California, EE.UU. 2002.

verde más oscuro y las hojas más gruesas, a veces ceroso. Los síntomas varían con la etapa de crecimiento, siendo más notable si las sales afectan a la planta durante las primeras etapas de crecimiento. En algunos casos, los efectos de la sal leves pueden pasar totalmente desapercibidos debido a una reducción uniforme de crecimiento en todo el campo.

- **Tasa de infiltración de agua**

Un problema relacionado con la infiltración del agua se produce cuando la velocidad de infiltración normal se reduce significativamente y el agua permanece sobre la superficie del suelo por un tiempo prolongado o se filtra muy lentamente. Aunque la tasa de infiltración de agua en el suelo es muy variable y puede ser fuertemente influenciada por la calidad del agua de riego, factores tales como la estructura del suelo, grado de compactación, contenido de materia orgánica y la composición química también influyen mucho sobre la tasa de admisión.

Un volumen de agua con alta salinidad aumenta la infiltración, y un volumen de agua con baja salinidad o con un alto contenido en la relación sodio – calcio disminuye la infiltración. Ambos factores pueden operar al mismo tiempo; se pueden presentar también problemas secundarios si se riegan los cultivos excesivamente. Estos incluyen la formación de costras en los semilleros, crecimiento excesivo de hiervas (malezas), trastornos de la nutrición, el ahogamiento de la cosecha y la pudrición de las semillas.

- **Toxicidad**

Los problemas asociados a la toxicidad ocurren si ciertos componentes (iones) en el suelo o el agua son absorbidos por las plantas y se acumulan en

concentraciones suficientemente altas como para causar daños en los cultivos, el grado de daño depende de la absorción y la sensibilidad de estos; los cultivos más afectados son los de tipo arbóreos, son los más sensibles. El daño en este tipo de cultivo ocurre a menudo en un rango medio bajo en relación a estos iones. Por lo general, se distinguen por las quemaduras de las hojas y porque estas evidencian clorosis.

Otros cultivos tienen un mayor grado de tolerancia a estas concentraciones, pero casi todos se dañan o mueren si se evidencia un exceso de iones tóxicos. Los iones de mayor grado de toxicidad son: cloro, sodio y boro; los problemas asociados a estos iones se pueden producir incluso cuando estos se encuentran en bajas concentraciones, la toxicidad a menudo está ligada a la tasa de infiltración de agua.

- **Varios**

Otros problemas relacionados con la calidad del agua empleada para riego se producen muy frecuentemente, por tal razón es necesario mencionarlos. Altas concentraciones de nitrógeno en el agua pueden causar un crecimiento excesivo vegetativo, el alojamiento y la madurez del cultivo tardío, depósitos y sabores desagradables en las frutas o las hojas debido al riego por aspersion con altas concentraciones de bicarbonato en el agua.

El agua que contiene altas concentraciones de yeso o de hierro genera anomalías asociadas al pH del agua.

Conjuntamente, la normatividad nacional colombiana expone los valores admisibles de calidad del agua destinada para uso agrícola, la cual se presenta en la tabla 7.

Tabla 7. Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Agrícola.

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Aluminio	Al	5,0
Arsénico	As	0,1
Cadmio	Cd	0,01
Cinc	Zn	2,0
Cobalto	Co	0,05
Cobre	Cu	0,2
Cromo	Cr ⁺⁷	0,1
Flúor	F	1,0
Hierro	Fe	5,0
Litio	Li	2,5
Manganeso	Mn	0,2
Molibdeno	Mo	0,01
Níquel	Ni	0,2
pH	Unidades	4,5 – 9,0 unidades
Plata	Ag	0,05
Plomo	Pb	5,0
Selenio	Se	0,02
Bario	Ba	102,9
Vanadio	V	0,1

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984.

Además de los criterios establecidos en la presente tabla, se adoptan los siguientes:

- El boro, expresado como B, deberá estar entre 0.3 y 4.0 mg/L dependiendo del tipo de suelo y del cultivo.
- El NMP de coliformes totales no deberá exceder de 5.000 cuando se use el recurso para riego de frutas que se consuman sin quitar la cáscara y para hortalizas de tallo corto.
- El NMP de coliformes fecales no deberá exceder 1.000 cuando se use el recurso para el mismo fin del literal anterior.
- Deberán hacerse mediciones sobre las siguientes características:
 - Conductividad
 - Relación de absorción de sodio (SAR)
 - Porcentaje de sodio posible (PSP)
 - Salinidad efectiva y potencial

3.2 USO PECUARIO

El ganado puede tolerar en el agua un mayor rango de concentraciones de los contaminantes. En general, los animales pueden tolerar niveles elevados de sólidos totales disueltos (TDS) en el agua si se aclimata gradualmente. El agua

con un nivel de TDS de menos de 1.000 ppm se considera que es la fuente de agua excelente sin embargo el agua con niveles de TDS de 1.000 hasta 7.000 ppm se puede utilizar para el ganado, pero puede causar diarrea.

El agua en la producción animal, desde la más deficiente a la más eficiente es un alimento y como cualquier otro alimento debe tratarse. Tenemos la tendencia de buscar tablas que indiquen la clasificación de acuerdo a la composición salina de la misma, pero como los alimentos, no puede generalizarse porque lo que puede ser bueno para un sistema productivo puede no serlo para otro. La calidad del agua está definida por elementos propios, sin embargo al interactuar con los animales y otros alimentos los efectos pueden modificarse.¹⁴

El agua de bebida con salinidad media a alta (4000 y 6000 mg/L de sales totales) puede ser muy buena cuando se trata de rodeos de cría bovina de carne que pastorean en invierno pastos de baja calidad, sin embargo esta misma composición puede ser excesiva en el verano consumiendo pastos frescos y de buena calidad. Las aguas que por lo general se consideran muy buenas son las que poseen muy baja salinidad (menos de 1000 mg/L de sales totales), sin embargo son absolutamente deficientes en los aportes de sales que los animales requieran y se hace necesaria la suplementación complementaria con mezclas minerales, tanto por el cloro, sodio, como por el magnesio, que por lo general son bajos en los alimentos sólidos.

El máximo de tolerancia de sales totales es de 1500 a 1700 mg/L, pero estos valores se refieren al uso humano y no animal. El agua de pozo que contiene menos de 1500 mg/L de sales totales, demanda suplementación mineral y es común que se definan como aguas "poco engordadoras". En contraste con aquellas que poseen entre 2000 y 4000 mg/L de sales son aguas que por lo general no requieren suplementación (salvo que haya excesos de Sulfatos) y se

¹⁴ SAGER, Ricardo L., Agua para bebida de bovinos. 2000. INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica Nº 126.

definen como "aguas engordadoras". Cuando estos valores son mayores de 4000 mg/L pueden presentarse algunos problemas de restricción voluntaria de consumo de agua, pero los animales se adaptan bastante bien a ésta, aun cuando la producción pueda verse disminuida de diferentes formas. Cuando los niveles exceden los 10000 mg/L la restricción es seria y hace desaconsejable su uso.

No es posible determinar el agua ideal para el ganado, además de que el consumo y necesidades del animal varían constantemente, también lo hace la relación suelo-planta-animal para cada lugar y época del año. Las mejores aguas para el ganado sobrepasan ampliamente el grado de mineralización con respecto a los valores límites admitidos para el consumo humano, pero para los bovinos es sumamente difícil fijar los límites de los valores analíticos de las sales totales para clasificar las aguas como aptas o no aptas para su uso como agua de bebida, si se basa solamente en la concentración de los elementos que se encuentran presentes. La calidad química del agua exige la mínima cantidad de sales disueltas y ausencia de contaminantes orgánicos e inorgánicos, sin embargo en la naturaleza por la gran capacidad de solvente que tiene el agua incorpora elementos a medida que avanza en su ciclo.

Algunos de los elementos incorporados le confieren propiedades de alimento, dado que es una fuente muy importante de Sodio (Na), Cloro (Cl), Magnesio (Mg) y Calcio (Ca). Los parámetros que aportan a la calidad son Sales Totales o Residuos Secos, Cloruros, Carbonato, Bicarbonato, Sulfatos, Na, K, Ca, Mg, Flúor (F) y Arsénico (As), estos dos últimos participan en muy pequeñas proporciones pero por la magnitud del efecto son limitantes por sí mismos.

En base a lo observado anteriormente y observado en la práctica, se presenta a continuación la tabla 8 donde se exponen algunos valores considerados apropiados en las aguas para consumo pecuario. En ciertas condiciones, estos

límites pueden superarse, por lo que estas cifras deben tomarse con cierta elasticidad y no como rígidas.

Tabla 8. Clasificación de las aguas para bebida de bovinos según su salinidad

Para				Sales totales (g/L)	Cloruro (g/L)	Sulfato (g/L)	Magnesio (g/L)
Cría	Invernada pastoril	Tambo bovino y engorde a corral					
Deficiente	Deficiente	Deficiente	Menos de	1	---	---	---
Muy buena	Muy buena	Muy buena	Más de	1	0,6	0,5	0,2
Muy buena	Muy buena	Buena	Hasta alrededor de	2	1,2	1	0,25
Buena	Aceptable	Aceptable	Hasta alrededor de	4	2,4	1,5	0,3
Aceptable	Mala	Mala	Hasta alrededor de	7	4,2	2,5	0,4
Mala	---	---	Hasta alrededor de	11	6,6	4	0,5
Condiciona da	---	---	Hasta alrededor de	13	10	7	0,6

Fuente: BAVERA, Guillermo A. Aguas y aguadas para el ganado y su importancia en la producción. Presentación. 2009. 3ª Ed. del autor, Río Cuarto, pág. 123-125.

Al mismo tiempo, legalmente hablando, en nuestro país se deben cumplir con ciertos criterios de calidad para que el agua pueda ser empleada para el abrevadero de animales, así como otras actividades conexas o complementarias que establezcan los organismos competentes. Dichos criterios se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Pecuario.

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Aluminio	Al	5,0
Arsénico	As	0,2
Boro	B	5.0
Cadmio	Cd	0,05
Cinc	Zn	25,0
Cobre	Cu	0,5
Cromo	Cr ⁺⁷	1,0
Mercurio	Hg	0,01
Nitratos + Nitritos	N	100
Nitrito	N	10
Selenio	Se	0,02
Bario	Ba	102,9
Vanadio	V	0,1

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984.

3.3 CONSUMO HUMANO Y DOMÉSTICO

Existen fuentes alternativas de energía, pero no existen alternativas para el agua dulce. La disponibilidad y el acceso al agua potable es uno de los desafíos más apremiantes del mundo, incluso mayor que el cambio climático. Según informes de la ONU, la mitad de la población mundial vive sin acceso a agua potable. Los seres humanos requieren agua en condiciones adecuadas para su consumo y uso doméstico, pero los tratamientos requeridos suelen ser complicados y costosos.

En los últimos años, los costos para desarrollar e implementar tecnologías de tratamiento se han reducido. Los costos del tratamiento son ahora similares a los precios del agua. Esta evolución es el incentivo fundamental para que el agua de producción sea una opción viable para este uso. Se entiende por uso de agua para consumo humano y doméstico su empleo en actividades tales como:

- a) Fabricación o procesamiento de alimentos en general y en especial los destinados a su comercialización o distribución.
- b) Bebida directa y preparación de alimentos para consumo inmediato.
- c) Satisfacción de necesidades domésticas, individuales o colectivas, tales como higiene personal y limpieza de elementos, materiales o utensilios.
- d) Fabricación o procesamiento de drogas, medicamentos, cosméticos, aditivos y productos similares.¹⁵

¹⁵ COLOMBIA, MAVDT, Decreto 1594 (26, Junio, 1984) Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

Los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano y doméstico son los que se relacionan a continuación en la tabla 10, e indican que para su potabilización se requiere solamente tratamiento convencional, y en la tabla 11 se enuncian los criterios admisibles en el caso en el que se requiere solo desinfección para su potabilización.

Tabla 10. Criterios de calidad admisibles para aguas de uso humano y doméstico. (Tratamiento convencional).

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Amoniaco	N	1.0
Arsénico	As	0,05
Bario	Ba	1.0
Cadmio	Cd	0,01
Cianuro	CN-	0,2
Cinc	Zn	15,0
Cloruros	Cl-	250,0
Cobre	Cu	1,0
Color	Color real	75 unidades, escala Platino-Cobalto
Compuestos Fenólicos	Fenol	0,002
Cromo	Cr ₊₆	0,05
Difenil policlorados	Concentración de agente activo	No detectable
Mercurio	Hg	0,002
Nitratos	N	10,0
Nitritos	N	1,0
pH	Unidades	5,0- 9,0 Unidades
Plata	Hg	0,05
Plomo	Pb	0,05

Selenio	Se	0,01
Sulfatos	SO ₄₌	400,0
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0,5
Coliformes totales	NMP	20.000 microorganismos/100ml
Coliformes fecales	NMP	2.000 microorganismos/100ml

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984.

Tabla 11. Criterios de calidad admisibles para aguas de uso humano y doméstico. (Desinfección).

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Amoniaco	N	1.0
Arsénico	As	0,05
Bario	Ba	1.0
Cadmio	Cd	0,01
Cianuro	CN-	0,2
Cinc	Zn	15,0
Cloruros	Cl-	250,0
Cobre	Cu	1,0
Color	Color real	20 unidades, escala Platino-Cobalto
Compuestos Fenólicos	Fenol	0,002
Cromo	Cr ₊₆	0,05
Difenil policlorados	Concentración de agente activo	No detectable
Mercurio	Hg	0,002
Nitratos	N	10,0
Nitritos	N	1,0
pH	Unidades	6,5- 8,5 Unidades
Plata	Hg	0,05
Plomo	Pb	0,05

Selenio	Se	0,01
Sulfatos	SO ₄₌	400,0
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0,5
Turbiedad	UJT	10 Unidades Jackson de Turbiedad, UJT
Coliformes fecales	NMP	1.000 microorganismos/100ml

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984

.3.4 USO INDUSTRIAL

La utilización del agua en la industria, es tan variable como tipos de empresas y procesos industriales existen. Todas las industrias necesitan agua, aun cuando no la contengan los artículos que producen. El agua se utiliza como materia prima, o disolvente, para producir vapor de agua, lavado de productos o eliminación de desechos industriales.

Otro importante uso del agua a nivel industrial, es la generación de energía eléctrica a través de la energía hidráulica. Para producirla se necesitan grandes cantidades de agua almacenada en represas. Esta energía alternativa es poco contaminante, renovable y de bajo costo.

Las empresas industriales, utilizan grandes cantidades de agua. Una refinería de petróleo, necesita 38,000 litros de agua al día. Para fabricar una tonelada de acero, se emplean 250 toneladas de agua. Para fabricar un automóvil, se utilizan 57,000 litros de agua. Toda esta agua, se utiliza principalmente para lavado o enfriamiento.

Actualmente las fuentes de agua convencionales y subterránea ya no son suficientes para satisfacer las crecientes necesidades de las plantas de energía en muchas partes del mundo, y el agua producida en los yacimientos de petróleo representa una fuente de gran volumen que podría servir como agua de reposición para toda una central eléctrica.

Tomando como guía la normatividad colombiana por medio del decreto 1594 de 1984, se define como uso industrial del agua, su empleo en actividades como: procesos manufactureros de transformación o explotación, así como aquellos conexos y complementarios, que el Ministerio de Salud o la EMAR establezcan, generación de energía y minería. Además mediante este mismo decreto se establece que no existen criterios de calidad con excepción de las actividades relacionadas con explotación de cauces, playas y lechos, para las cuales se deberán tener en cuenta los criterios contemplados en el parágrafo 1 del artículo 42 y en el artículo 43 en lo referente a sustancias tóxicas o irritantes, pH, grasas y aceites flotantes, materiales flotantes provenientes de actividad humana y coliformes totales.

3.5 EVAPORACIÓN

La evaporación es una manera económica y fácil para disponer el agua asociada a la producción de petróleo y gas, siendo favorable en climas cálidos y áridos. Durante las estaciones más frías no es eficaz. Exactamente, se emplea en áreas en donde la evapotranspiración¹⁶ anual excede a la precipitación en una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto de secado.

¹⁶ Se define la **evapotranspiración** como la pérdida de humedad de una superficie por evaporación directa junto con la pérdida de agua por transpiración de la vegetación. Se expresa en mm por unidad de tiempo.

Evidentemente, las restricciones de volumen hacen que este procedimiento de eliminación sea poco práctico, excepto para situaciones a corto plazo o para casos donde los volúmenes de producción y los volúmenes de agua esperados sean extremadamente bajos y las consideraciones económicas indiquen la bondad de la evaporación o el abandono del pozo.

La evaporación más simple del agua consiste en la colocación de esta en un estanque o laguna con una gran superficie, el agua puede entonces pasivamente evaporarse, mientras se purifica y las sales y los sólidos disueltos permanecen en el fondo del estanque. Eventualmente, se deberá disponer de estos sólidos de una forma segura. Las tasas de evaporación depende del tamaño y la profundidad del estanque, sin embargo la tasa de evaporación de una solución disminuirá cuando las proporciones relativas de sólidos y productos químicos aumenten. Los estanques de evaporación se utilizan para la eliminación del agua producida en climas áridos de los Estados Unidos y Canadá, sus bajos costos de construcción y de operación hacen de ésta una opción atractiva para los productores, sobretodo de gas natural. Sin embargo, sólo es eficaz cuando las temperaturas y condiciones climáticas promueven la evaporación.

Las tasas de evaporación pueden ser mejoradas mediante pulverización del agua a través de boquillas. Son capaces de crear muchas gotas pequeñas con superficies mayores. El agua se pulveriza en el aire y se evapora antes de golpear el suelo. No obstante, esta práctica puede conducir a la corrosión salina al suelo y la vegetación.¹⁷

Se deben considerar problemas diversos al proponer la evaporación como método de disposición de agua producida, estos incluyen la contaminación de aguas

¹⁷ VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009.

subterráneas, la mala utilización del terreno, la intervención humana, la mortandad de la fauna salvaje, la contaminación de la superficie y los sólidos disueltos.

Existe un innovador proceso de tratamiento de agua de producción que combina la congelación y descongelación natural, junto con la evaporación, llamado FTE (Freeze-Thaw Evaporation)¹⁸ Cuando la temperatura ambiente desciende por debajo de 32°F, el agua producida es bombeada desde un estanque de retención y se pulveriza sobre una almohadilla de congelación. Como el agua pulverizada se congela, se forma una pila de hielo. Cuando la temperatura aumenta, el hielo en la plataforma de la congelación se derrite. La salmuera altamente salina, identificada por su alta conductividad eléctrica, se separa y se bombea a un estanque en donde se puede utilizar como un aditivo para fluidos de perforación. El agua purificada restante se bombea desde la almohadilla de congelación a un estanque de retención donde se puede almacenar antes de la reutilización beneficiosa o de descarga. La FTE no genera nuevos residuos, y no requiere la adición de productos químicos en ningún momento de este proceso de tratamiento.

3.6 INYECCIÓN COMO MÉTODO DE RECOBRO O COMO MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

Uno de los métodos más utilizados para el manejo del agua producida es la reinyección a una formación subterránea, la mayoría del agua producida (aproximadamente el 71%)¹⁹ se inyecta para apoyar las presiones del yacimiento

¹⁸ BOYSEN, J. E and HARJU, J. A. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700, 1999.

¹⁹ VEIL, John A., et al. A white paper describing produced waters from production of crude oil, natural gas and coal bed methane. Prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Enero. 2004

cuando se ha agotado y para conducir hidráulicamente el petróleo hacia un pozo productor. Estas prácticas hacen parte del reciclaje del agua producida, debido a que deja de ser un desperdicio para ser un recurso. La química de una muestra de agua producida no es necesariamente la misma que la del agua que recibirá la formación.

El agua que se utilizará para la reinyección debe ser tratada para lograr que sea compatible con la formación receptora, pues diversas sustancias disueltas en el agua producida pueden reaccionar con la roca u otros fluidos en la formación y tener consecuencias no deseadas. Por ende, deben controlarse los sólidos disueltos, contenido de grasas, elementos corrosivos, temperatura, pH, conductividad eléctrica, alcalinidad o el crecimiento de microbios.

3.7 INYECCIÓN PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO PARA SU POSTERIOR USO

Existe la posibilidad de inyectar agua producida en una formación subterránea, ya sea para su almacenamiento o para su posterior reutilización, a esta técnica se le denomina almacenamiento y recuperación del acuífero (ASR).

Cuando se usa el almacenamiento en un acuífero a través de la inyección u otros medios, la calidad del agua debe cumplir con todos los estándares aplicables de agua potable.

Es de suma importancia que el agua producida haya sido tratada en la medida necesaria con el fin de cumplir estas normas antes de la inyección. Además, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- La disponibilidad de un acuífero apto para la recarga, tomando en consideración la extensión del área, el espesor, la profundidad del acuífero y la presencia y tamaño de las capas de confinamiento.
- La hidrogeología de la formación del acuífero, incluyendo su porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, conductividad hidráulica, dirección, tipo de acuífero y velocidad del flujo.
- Las características químicas del agua que ya residen en el acuífero y las del agua de entrada. Estos deben ser comparados para asegurar que no ocurran reacciones químicas no deseadas en el acuífero.

3.8 INYECCIÓN EN FORMACIONES SUBTERRÁNEAS

La inyección en formaciones subterráneas representa el enfoque más común para la gestión en tierra de agua producida.

El procedimiento es similar al utilizado en inyección subterránea del agua para su posterior uso, citado anteriormente, sin embargo la diferencia radica en que este tiene como fin principal la eliminación del agua y no la futura utilización del recurso, además de cumplir condiciones específicas, como por ejemplo que el acuífero recargado no se use ni interactúe con otros y que la calidad del agua a inyectar esté garantizada.

3.9 FINES RECREATIVOS

Cuando se realizan actividades de contacto primario; como la natación y el buceo, y de contacto secundario como los deportes náuticos y la pesca, se establece por medio de la ley Colombiana que el agua se está utilizando para fines recreativos.

Para cada una de las clasificaciones anteriores se muestran los criterios de calidad admisibles para la destinación del agua producida para fines recreativos, en la tabla 12 mediante contacto primario y en la tabla 13 mediante contacto secundario.

Tabla 12. Criterios de Calidad Admisibles para la utilización de aguas para fines recreativos mediante contacto primario.

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Coliformes fecales	NMP	200 microorganismos/100ml
Coliformes totales	NMP	1.000 microorganismos/100ml
Compuestos fenólicos	Fenol	0,002
Oxígeno disuelto		70% concentración de saturación
pH	Unidades	5.0-9.0 unidades
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0,5

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984

Tabla 13. Criterios de Calidad Admisibles para la utilización de aguas para fines recreativos mediante contacto secundario.

Parámetro	Expresado como	Normatividad (mg/L)
Coliformes totales	NMP	5.000 microorganismos/100ml
Oxígeno disuelto		70% concentración de saturación
pH	Unidades	5.0-9.0 unidades
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0,5

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984

3.10 PRESERVACIÓN DE FLORA Y FAUNA

Dentro de las actividades que comprenden la preservación de la flora y la fauna, se encuentran todas aquellas destinadas a mantener la vida natural de los ecosistemas acuáticos, terrestres y ecosistemas asociados que se encuentren en la zona de producción o impacto del campo, sin causar alteraciones sensibles en ellos. Además se incluyen acciones que permitan la reproducción, supervivencia, crecimiento, extracción y aprovechamiento de especies hidrobiológicas en cualquiera de sus formas, tal como en los casos de pesca o acuicultura.

Un ejemplo es la creación de embalses, humedales o lagunas que recogen y retienen grandes cantidades de agua producida. Estos embalses son una fuente de agua potable para la fauna y una oferta de hábitat para los peces y aves acuáticas en un entorno árido. Es importante asegurarse de que la calidad del agua embalsada no creará problemas para la salud de la fauna silvestre. Los

embalses también pueden proporcionar recreación adicional; oportunidades para la caza, la pesca, paseos en bote y observación de aves.

Para el uso adecuado del agua en la preservación de la fauna y la flora, no deben presentarse sustancias que impartan olor o sabor a los tejidos de los organismos acuáticos, ni turbiedad o color que interfieran con la actividad fotosintética.

3.11 CONTROL DE INCENDIOS

Los incendios a menudo se presentan durante los meses más secos del año. Las áreas que experimentan las condiciones de sequía son especialmente vulnerables. En muchos casos los recursos de agua en superficie y subterránea son limitados para la lucha contra el fuego, es por esto que el agua de producción sería una alternativa viable para la disposición de agua contra incendios. Aunque la aplicación de grandes volúmenes de agua salada asociada puede afectar negativamente a los suelos, esto es mucho menos devastador que un gran incendio.

3.12 CONTROL DE POLVO

En la mayoría de los campos de petróleo, los caminos son de difícil acceso y la mayoría de ocasiones no están pavimentados, por tanto los operadores rocían el agua asociada por caminos de tierra para controlar el polvo. Esta práctica suele ser controlada de manera que el agua no se aplique más allá de los límites de la carretera o dentro de las zonas de amortiguamiento alrededor de los cruces de

arroyos y cerca de edificios, generalmente esta dispersión del agua se realiza mediante carrotanques que recorren estas carreteras lentamente hasta lograr cubrir el mayor porcentaje posible con el agua para evitar la propagación de polvo.

3.13 PANORAMA NACIONAL DE LOS USOS ALTERNATIVOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

3.13.1 Campo Castilla

En el caso del campo Castilla, ubicado en el llano colombiano, en el departamento del Meta, y operado por Ecopetrol de manera directa desde hace diez años, los volúmenes de producción de crudo se han incrementado a cerca de 130 mil barriles diarios de crudo, lo que ha generado, debido a las condiciones de los yacimientos, incrementos simultáneos en la extracción de agua asociada, llegando a los 460 mil barriles diarios de agua en promedio o un barril de crudo producido por casi cinco barriles de agua. Estas cantidades de agua son separadas y tratadas al igual que el crudo. Sin embargo, con el objetivo de llegar al vertimiento cero, Ecopetrol inició en 2006 una alianza estratégica con la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (CORPOICA) para determinar, por medio de un monitoreo continuo y riguroso, el impacto de las aguas asociadas a la producción de petróleo en animales y especies vegetales.

Tres años después de iniciar el monitoreo, CORPOICA afirmó que no se encontró evidencia de residuos de hidrocarburos en los cultivos evaluados ni en el suelo utilizado; lo que permite sugerir el posible uso de estas aguas para la producción agropecuaria. Por lo tanto se procedió al diseño y construcción de un distrito de adecuación de tierras donde se usan las aguas asociadas a la producción de petróleo. El distrito cuenta con 46 hectáreas, con 16 hectáreas para el

mantenimiento y la reproducción de especies bovinas y bufalinas, así como con un criadero de cachama y mojarra, dos especies de peces que se reproducen en grandes cantidades en la región y que mantienen al Meta como el segundo productor piscícola en el país.

Los sistemas de producción pecuarios en estas 16 hectáreas son agrosilvopastoriles, sistemas en los cuales la producción pecuaria no está asociada a la deforestación sino que, por el contrario, los árboles son parte del sistema, permitiendo de esta manera una ganadería más sostenible.

Hay 10 parcelas donde se cultiva palma de aceite, sorgo dulce, caña de azúcar y jatropha, cultivos que en la actualidad tienen una gran demanda, de acuerdo con los avances en el desarrollo de biocombustibles. También se siembra caucho, guadua, pasto elefante yopo, gemelina, eucalipto y moriche, especies para usos forestales, industriales y comerciales.

En el caso del campo Apiay, Ecopetrol está estructurando un proyecto similar que pueda utilizar las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos de los campos de Apiay, Suria y Reforma, generando una alternativa de desarrollo a las comunidades de esa área de Villavicencio y el Meta.

Figura 26. Óptimo crecimiento de cultivos empleando agua de producción.



Fuente: Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012.

Para ampliar la información y detallar gráficamente el distrito de adecuación de tierras remitirse al Anexo A.

3.13.2. Campo Orito

Con el objetivo de cero vertimientos en la mira es que la Superintendencia Putumayo de Ecopetrol ha enfocado sus esfuerzos en adaptar nuevas tecnologías y en construir y ampliar plantas de inyección de agua, con el fin de minimizar los impactos al medio ambiente.

La primera de ellas fue construida durante 2010 y entró en operación en el primer trimestre de 2011. Se trata de la planta de inyección de agua para el campo Orito. Tiene una capacidad de tratamiento de 20 mil barriles de agua al día. Su construcción se hizo conjuntamente entre Ecopetrol y Petrominerales y demandó una inversión de US\$12,5 millones. Con la operación de esta planta se pondrá fin

a los vertimientos que hacía este campo petrolero a la quebrada El Sábalo y al río Caldero.

3.13.3 Huila

En Huila actualmente no hay vertimientos y los 130 mil barriles de agua producidos se emplean así: 123 mil en recobro de hidrocarburos y los 7 mil restantes por reinyección al subsuelo.

3.13.4 Magdalena medio

La Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia de Producción Magdalena Medio de Ecopetrol, está desarrollando proyectos de inyección de agua en los campos Llanito, Galán, Nutría, Bonanza y Provincia. Se inyectarán 10 mil barriles de agua al día que antes se vertían al Río Magdalena. La inversión es de unos US\$80 millones.

4. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Escuela Colorado (CEC) es el producto de un convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos realizado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y Ecopetrol S.A. Esta institución busca en general, que la industria del petróleo a nivel nacional disponga de la articulación academia-industria que permitan experimentar y desarrollar nuevas tecnologías orientadas al aumento de la producción del petróleo de forma limpia y eficiente, en todo el país²⁰

Tabla 14. OOIP y Reservas Campo Colorado

FASE ACEITE	Ooip (MMbb) – ecopetrol 2003 (volumetrico)	121
	Producción acumulada (MMbb)	8,59
	Reservas remanentes (MMbb) – curva de Declinación	9,31

Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

²⁰ ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El yacimiento del Campo Escuela Colorado, posee acumulaciones de aceite liviano y gas con gravedades de 36 a 42 °API con un empuje por gas en solución como mecanismo de producción primaria. El Original Oil In Place (OOIP) es de 121 MMBBL según el estimado del último reporte conocido por Ecopetrol S.A. y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBBL con un factor de recobro del 15% a 2003. (Ver tabla 14).

El Campo-Escuela Colorado se encuentra ubicado en el Departamento de Santander, más específicamente en el municipio de San Vicente de Chucuri, en el corregimiento de Yarima, al sur del Campo La Cira–Infantas. El campo Colorado hace parte de la antigua concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). (Ver figura 27)

Figura 27. Ubicación geográfica del Campo Escuela Colorado.



Fuente: Proyecto Campo Escuela-Convenio UIS. Ecopetrol S.A.

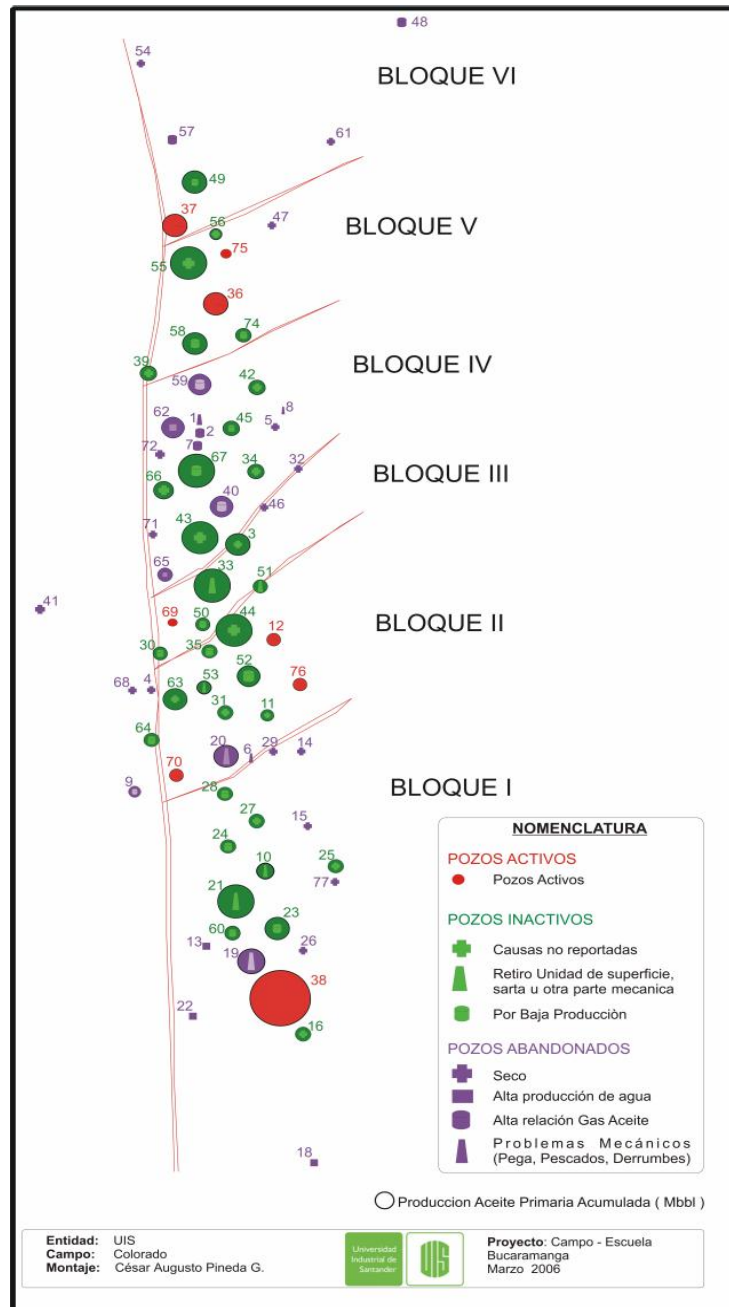
4.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.

La estructura del Campo Escuela definida principalmente a partir de correlaciones de registros de pozos tomados y archivados en el Campo Escuela, se encuentra conformada por un anticlinal asimétrico cuyo flanco extenso buza al oriente y dividido en siete bloques por fallas satélites SW –NE. El yacimiento se caracteriza porque presenta poca continuidad lateral, al igual que una baja energía del yacimiento y arenas delgadas. En el momento se maneja un modelo geológico donde el campo esta compartimentalizado.

El yacimiento se divide en 7 fallas que a su vez forman 6 bloques como se muestra en la figura 28. El petróleo en el Campo Colorado es extraído principalmente de la Formación Mugrosa (Zona B y C) y Esmeralda (Zona D) depositadas en un sistema fluvial meandrico. Las areniscas que se encuentran en la Formación Mugrosa se pueden dividir en cuatro zonas: la Zona B1 con porosidad promedio de 12.9% y espesor promedio de 21.8, la Zona B2 13.5 % de porosidad y 23.8 de espesor, la zona C1 15.7% y 24.9 y finalmente la zona C2 con 19.6% y 42.3 siendo la que posee mejor porosidad promedio y mayor espesor²¹ El Campo Colorado en su comportamiento histórico reporta una muy baja producción de agua, inferior al 2%, lo que corrobora junto a otros estudios del campo que posee una influencia mínima o nula de algún acuífero. Las formaciones Esmeraldas y La Paz son las otras zonas productoras principales, son de origen continental y, las arenas productoras son interpretadas como de ambiente fluvial.

²¹ JAIMES, Diana. PICO, María. Trazo: Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras – Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 160 h. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 28. Distribución de los pozos en el Campo Escuela Colorado.



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

El espesor de ambas formaciones es muy similar y corresponde a 3700 pies aproximadamente. La formación La Paz, presenta principalmente areniscas masivas conglomeráticas y delgadas intercalaciones de arcillolita. La formación Esmeraldas contiene areniscas de grano fino color gris claro y gris oscuro, con presencia de delgados mantos de lignito.

La formación Mugrosa se presume de origen continental. Esta contiene areniscas conglomeráticas de grano fino a medio con guijarros hasta de 2 centímetros de diámetro y conglomerados pobremente consolidados con fragmentos subangulares de cuarzo y rocas metamórficas, cuyos fragmentos alcanzan hasta 4 centímetros de diámetro.

Litología regional del Campo Colorado: La producción del campo Colorado provienen de los sedimentos continentales del Oligoceno (Mugrosa), Eoceno (Esmeraldas y La Paz). En esta parte se realiza una descripción específica de cómo se identifican estas formaciones en el campo Colorado.

a) Formación Mugrosa: En ésta formación se reconocen cuatro arenas productoras denominadas A, B, C, y D; asimismo, el área está dividida sísmicamente en siete bloques I, II, IIIA, IIIB, IV, V, VI. La profundidad de las arenas productoras se incrementa en sentido sur a norte. Por lo tanto el espesor neto de estas arenas no es constante en todo el yacimiento, ya que en los pozos localizados al norte las arenas productoras más profundas se encuentran localizadas por debajo del contacto agua-aceite. El análisis de esta formación tiene como objetivo determinar la influencia de sus características litológicas dentro de la producción de arena.

La formación Mugrosa es somera y de origen terciario; generalmente las formaciones jóvenes del terciario presentan baja consolidación y por tal razón la producción de arena usualmente está asociada con formaciones de estas edades.

En esta formación se presentan tres lentes de arenas separadas por delgadas intercalaciones arcillosas. Las arenas son de color gris claro, translucido, hialino, pardo claro por mancamiento de aceite, predominante de grano medio compuestas de cuarzo subtranslucido o subtransparente, predominante de tamaño medio, menor de tamaño fino, subangular y subredondeado, regular selección, frecuentemente con matriz arcillosa calcárea, friable, con 30% de manchas de aceite de color pardo claro, 20% de fluorescencia amarillo opaca a amarillo oro.

Los niveles arcillosos están compuestos por arcillas predominantemente gris clara a blanca localmente moteada de rojo, parda rojiza clara, roja ladrillo. También es consolidada, moderadamente firme, en bloques, limosa y con inclusiones de granos de cuarzo, localmente amorfos y blandos.

b) Formación la Paz: presenta arenas Inter-estratificadas de bancos, canales y lutitas continentales. Esta formación ha sido dividida en nueve unidades correlacionables. Las arenas dentro de estas unidades tienen una muy buena continuidad lateral para los procesos de inyección. La trayectoria de estas arenas y su espesor se encuentran orientados sub-paralelamente a la trayectoria nordeste del eje anticlinal hacia la parte norte de la falla inversa del campo La Salina. Las cuatro unidades basales de La Paz, contienen el mayor volumen neto de la formación y por lo tanto el petróleo in-situ.

La base de la formación La Paz, es la arena más profunda del Eoceno, sin embargo dicha base no tiene el mismo horizonte estratigráfico en todos los puntos.

La formación La Paz supra yace sobre las formaciones Lisama del Paleoceno. Toro del Eoceno y Umir del Cretáceo, presentan un buzamiento extremadamente alto. El espesor de La Paz es aproximadamente de 1100 pies, tornándose dicha formación más gruesa hacia el oriente.

c) Formación Esmeraldas: No son muy significativos los cambios en la depositación ocurridos entre las formaciones La Paz y Esmeraldas, excepto por el hecho que en la formación Esmeraldas se depositaron menor cantidad de arenas. El mejor y más continuo desarrollo de las arenas productivas se presenta cerca del tope de la formación, las cuales son los mejores prospectos para el mantenimiento de presión en dicha zona.

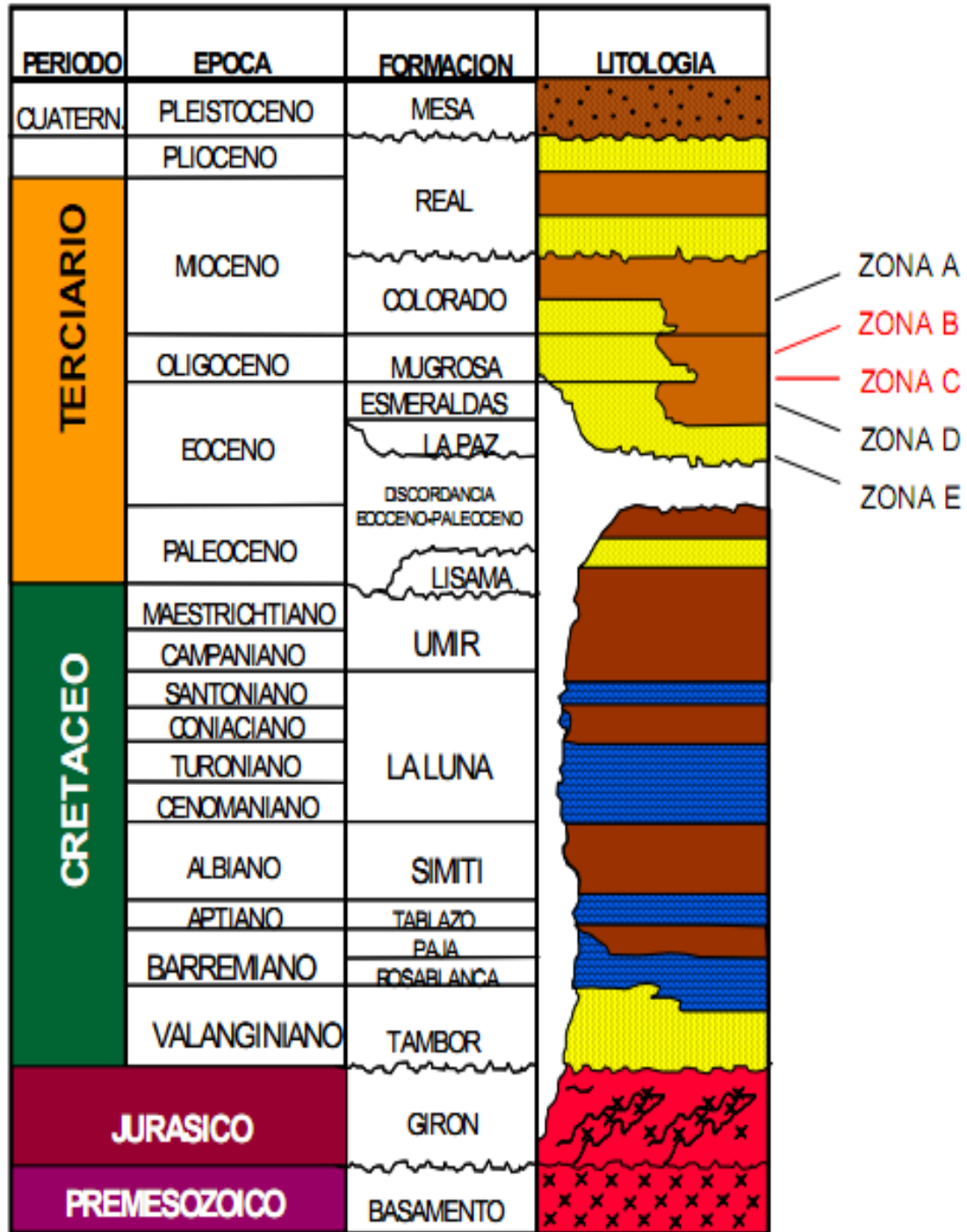
Posteriormente a la depositación de la formación esmeralda se presentaron deformaciones debidos a esfuerzos compresionales regionales relativos a la Orogenia Andina. Las capas fueron plegadas en un anticlinal cerrado, con un flanco oriental relativamente largo y homogéneo, mostrando un eje estrecho y un flanco occidental muy quebrado. La falla de La Salina, trunca el flanco occidental y algunas fallas inversas superpuestas a la trayectoria del eje anticlinal.

Tabla 15. Datos básicos de las propiedades de las arenas de formación.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temp. Yacimiento (°F)	114	174	186	186
API @ 60°F	41,2	39,7	40,1	40,1
Profundidad promedio (ft)	1800	3500	4700	5600
Presión de burbuja, Pb (psia)	648	2078	2958	2958
Viscosidad @ Pb(cP)	1,64	0,462	0,441	0,441
Bo @ Pb (RB/STB)	1,091	1,401	1,373	1,373
Porosidad (%)	15,7	14,5	13	13
Swi (%)	40	40	50	50
OOIP (MMBBL)	20,062	37,336	0,507	1,157
Rsb (scf/BBL)	140	648	667	667
Espesor promedio de Arena (ft)	50	57	25	25
Area (acres)	634	1083	-----	-----

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978. Modificado.

Figura 29. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A.

4.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Los fluidos de producción del Campo Escuela Colorado, están compuestos por: el Crudo, que como ya se mencionó es un crudo liviano, el agua asociada a la producción y el gas que es rico hidrocarburos como propano y butano. En la tabla 16 se observa claramente la caracterización del crudo producido en el campo.

En la tabla 16 se expone la caracterización del crudo del pozo 25 y se toma como caracterización del crudo del campo, se observa el alto porcentaje de parafinas que posee el crudo (C30+) y la alta concentración de livianos. De igual forma el crudo del Campo Escuela Colorado posee muy bajo o casi insignificante contenido de CO₂, H₂S.²²

Tabla 16. Caracterización del crudo del Campo Escuela Colorado

Componentes	Wt %	Mol%	Mw	Densidad a 60°f (gr/cc)
Nitrogeno	0,0016	0,09	28,01	0,808
CO₂	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
i-C4	1,5664	1,5189	58,12	0,563
n-C4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
i-C5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
n-C5	0,9925	2,1439	75,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722

²² HERRERA, Jorge. Patiño, Juan. Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 87 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

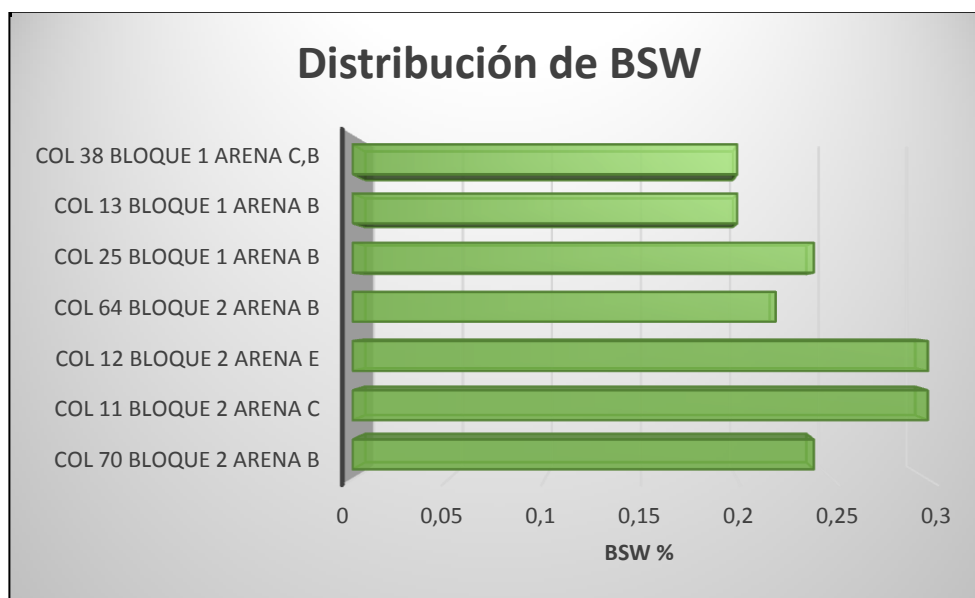
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,8646	161	0,8
C13	3,298	2,9372	175	0,811
C14	2,971	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	237	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,276	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,723	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6939	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2126	8,3885	580	1,059
Benceno	0,1445	0,2884	78,1	0,884
Tolueno	0,4235	0,716	92,2	0,872
Propiedades De Las Fracciones Pesadas				
Fracción plus	Wt%	Mol %	Mw	Densidad a 60°f (gr/cc)
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547

C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,3885	580	1,0591
Peso Molecular De La Muestra 155.86 G/Mol				

Fuente: HERRERA, Jorge. Patiño, Juan. Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

Igualmente es importante resaltar que es un crudo que no posee problemas de BSW como se muestra en la figura 30 donde hay un promedio de algunos pozos del campo.

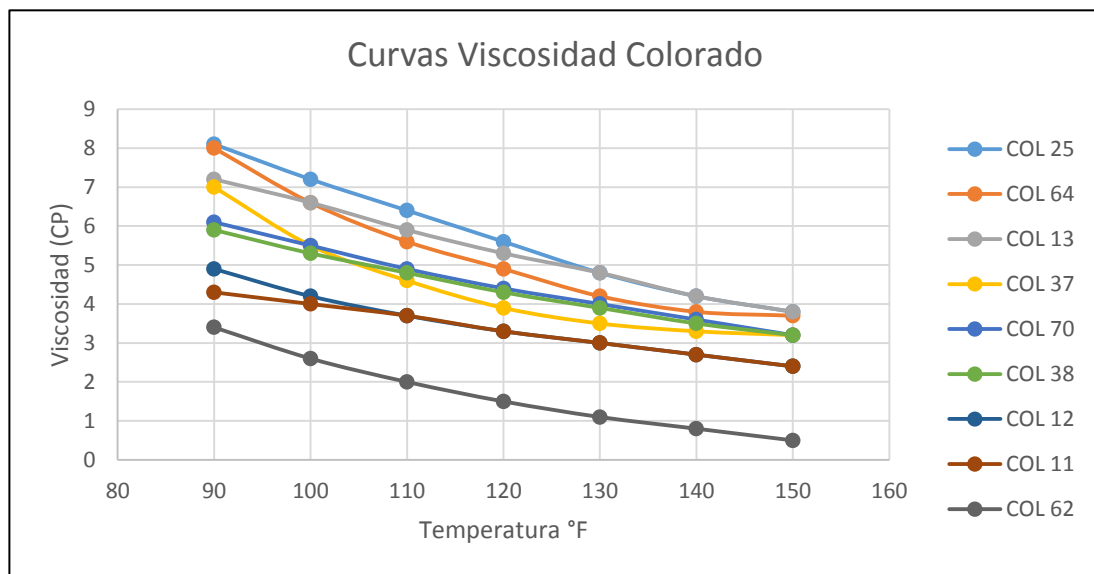
Figura 30. Distribución del BSW del crudo de Campo Escuela Colorado.



Fuente: CRISTANCHO, Diana. HOYOS, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008 123 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La figura 30 muestra el comportamiento del BSW en los últimos meses el cual ha disminuido notablemente de un 2.13% a un valor aceptado de 0.31% para las condiciones de entrega de refinería. En la figura 31 se puede observar el comportamiento de la viscosidad con respecto a la variación de temperatura en diferentes pozos del Campo Escuela Colorado. Al analizar los datos que se encuentran en esta figura se puede deducir que es un crudo con una viscosidad relativamente baja y que el cambio de la viscosidad del crudo no es muy significativo con el incremento de temperatura, es decir que con un incremento de temperatura de más de 50 °F la viscosidad no se reduce en más de 4cP, dato importante para tener en cuenta a la hora de realizar el diseño para el tratamiento del crudo.

Figura 31. Curva de viscosidad del Campo Escuela Colorado.



Fuente: CRISTANCHO, Diana. HOYOS, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008 132 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Finalmente un parámetro de gran importancia para considerar en la producción de crudo de cualquier campo es la concentración de sal que posee el crudo, esta es medida en lb de sal / MBBL. La concentración de sal en el crudo ha bajado de forma considerable después de la reactivación de los pozos, muy similar con el comportamiento de BSW, manteniendo sus proporciones. Antes de la reactivación de los pozos, se realizaron trabajos de varilleo donde se utilizó como fluido de control salmuera que fue tomada por algunas de las formaciones de los pozos reactivados, en el momento en que empiecen a producir estos pozos retribuyen estos fluidos. Actualmente el Campo posee un promedio de concentración de sal de 15 lb/MBBL.

Tabla 17. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Unidad
Espaciamento/pozo	20-30 Acres
Pozos Perforados	75
Pozos activos	7
Pozos Produciendo	4
Petróleo Original Estimado OOIP	121 MMBBL
Reservas primarias producidas	8,59 MMBBL
Factor de Recobro	15 %

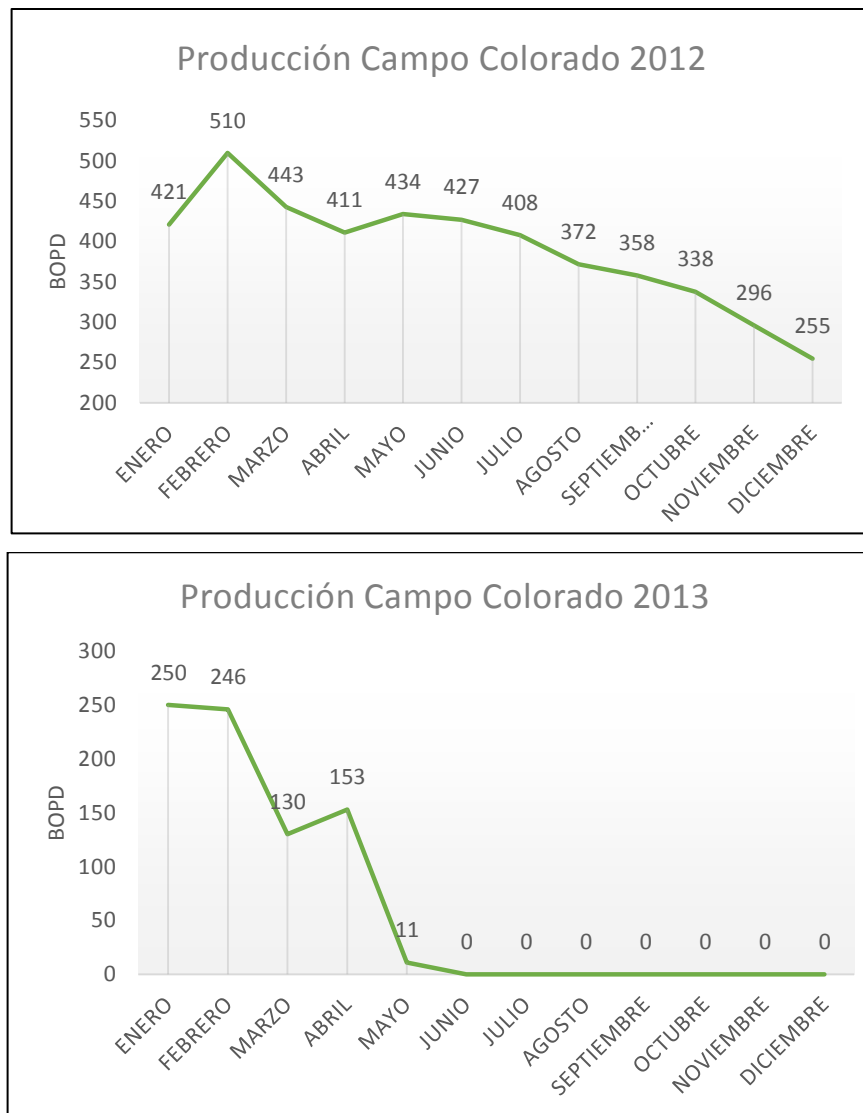
Fuente: Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007. Modificado}.

4.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

Durante el año 2012 el Campo Escuela Colorado tuvo una producción aproximada por año de 141841 BBL, lo cual registró un aumento en comparación a los años anteriores desde el 2006 cuando se hizo el convenio Ecopetrol – UIS, de esta manera Campo Colorado ha mostrado un incremento en su producción gracias a

los estudios que se han realizado tanto por estudiantes como personal profesional involucrado en el proceso de investigación de Campo Escuela Colorado. En la figura 32 se encuentra el promedio mensual de la producción de Campo Escuela Colorado en el año 2012 y 2013.

Figura 32. Producción promedio mensual año 2012 y 2013.



Fuente: Campo Colorado. Departamento de Producción, Ing. José Fonseca 2013

Debido a los inconvenientes que se presentaron durante el transcurso del año 2013 se decidió realizar el análisis económico descrito en el capítulo 6 con los datos del 2012 debido a los cierres que se presentaron en el campo y a la interrupción de la producción durante varios meses del año, presentándose un comportamiento anormal en la producción, todo lo anterior a causa de los cambios en el contrato realizado entre Ecopetrol y la UIS.

4.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE.

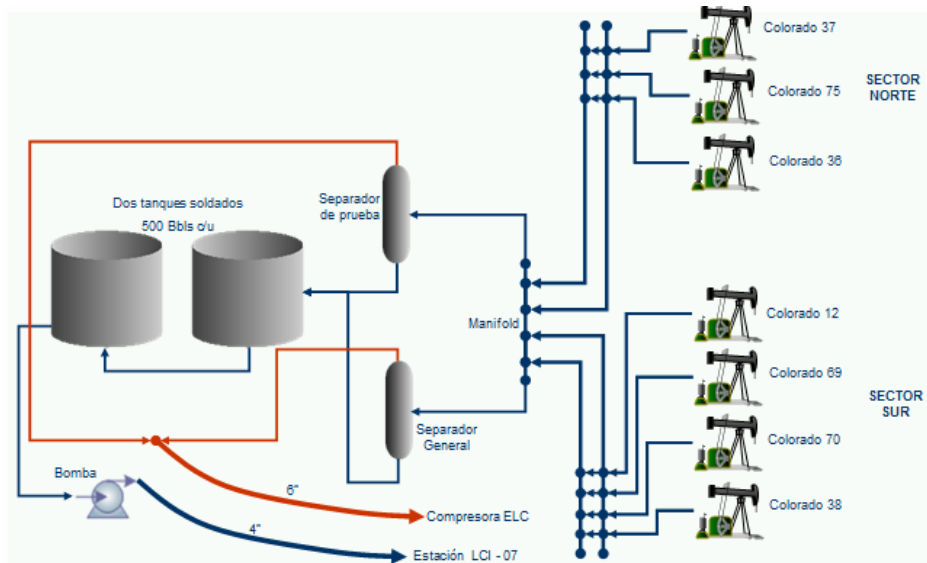
En la figura 33 se presenta un esquema de las facilidades de producción que actualmente se encuentran en el Campo Escuela Colorado, junto a los equipos que se encuentran en funcionamiento.

La estación cuenta con dos colectores principales para los sectores sur y norte los cuales se dirigen al manifold principal a la entrada de la estación. Posterior a esto, se encuentra un separador bifásico vertical general y uno de prueba para realizar las mediciones de los pozos.

Posterior a esto, el crudo es dirigido a dos tanques de almacenamiento de láminas soldadas, cada uno con una capacidad de 500 barriles, mientras el gas por problemas operacionales actualmente es conducido por un compresor a una tea donde es quemado en su totalidad.

Respecto a la corriente de agua asociada a la producción es llevada junto al crudo a los tanques de almacenamiento, por medio de separación gravitacional es dirigida a las instalaciones de Lisama para su posterior tratamiento.

Figura 33. Esquema de la Estación de recolección y tratamiento del CEC.



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 95 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Es importante resaltar que el Campo Colorado aun cuando posee ventajas tales como tener un crudo de tan alta gravedad API y con tan pocos problemas y un gas rico en hidrocarburos medianos lo cual aumenta su valor comercial, es un campo que se ve deteriorado por el abandono que tuvo en su historia, igualmente es un campo que tiene los equipos mínimos necesarios para la separación de crudo. Cumpliendo con las normas actuales, pero ineficientes a condiciones futuras de producción. Como se mencionó, en la estación Colorado se encuentran 2 tanques de 500 barriles de capacidad, estos se utilizan para recolección de crudo de campo. Este fluido (agua-crudo) es transportado por línea hacia la estación siete del campo Lisama. Luego de esta operación es enviado el fluido (crudo-agua) por

medio de carro tanques los cuales descargan en el tanque 101 de la deshidratadora Lisama. Continuando con la operación se realiza el drenaje del tanque para separar el agua del crudo y mejorar las condiciones de venta.

El agua resultante del drenaje del tanque 101 es enviada hacia la caja API de la planta deshidratadora Lisama, en donde se realiza el correspondiente tratamiento para eliminar metales del agua sobre todo el Bario para lo cual se realiza continuamente aplicación de un producto químico en la caja API cada vez que es drenado el tanque.

4.4.1. Tratamiento para el Bario en Campo Escuela Colorado.

La remoción del Bario se hace a través de precipitación química, mediante la adición de una sal para formar un complejo insoluble, los productos a utilizar fueron determinados mediante pruebas de laboratorio, mientras que la dosis se determina cada vez que se va a realizar el tratamiento teniendo en cuenta la concentración de Bario y el volumen de agua a tratar. Una vez formado el complejo insoluble se retira del agua mediante los procesos habituales de clarificación como lo son la coagulación y/o la floculación.

Para realizar el tratamiento en primer lugar, se calcula el volumen de agua a tratar, dicho volumen corresponde al nivel de agua libre en el TK-101 y depende de los volúmenes de agua bombeada del Campo Escuela Colorado hacia la deshidratadora Lisama. Luego se procede a la toma de muestra del agua sin tratar y con los datos de volumen de agua y concentración de Bario se hace el cálculo del producto que se va a aplicar. El siguiente paso corresponde a la preparación y posterior bombeo del producto del Bulk Drum hacia la caja API y a su vez se inicia el drenaje del tanque 101. Después de la mezcla del producto con el agua tratada se procede a realizar monitoreo de la salida de la caja API, para el reporte de los datos se toman dos muestras de la entrada y dos muestras de la salida, se

analizan los resultados y de no ser iguales se toma el valor más alto.²³ En la tabla 18 se puede observar la concentración de entrada y de salida por ppm de Bario durante el mes de Diciembre de 2012.

Tabla 18. Concentración de Bario Agua Tratada.

Fecha	Bario Entrada (ppm)	Bario Salida (ppm)
07-12-12	39	0
14-12-12	45	0
20-12-12	31	0
27-12-12	31	0
31-12-12	44	0

Fuente: Campo Colorado. Departamento de Producción.

Tabla 19. Concentración de Salida promedio mensual.

Mes	Promedio Mensual Concentración Bario (ppm)
Abril	3,55
Mayo	1,75
Junio	3,71
Julio	0
Agosto	1
Septiembre	0,33
Octubre	0
Noviembre	0,6
Diciembre	0

Fuente: Campo Colorado. Departamento de Producción.

²³ Informe Tratamiento Químico Remoción de Bario, LIPESA, Soluciones Químicas Productivas, Campo Escuela Colorado. 2013

Como se puede notar en la tabla anterior, que muestra la concentración de Bario (ppm) en el agua de producción diaria y el acumulado mensual, el tratamiento es 100% efectivo. Lo cual garantiza el cumplimiento de la normatividad vigente en vertimientos.

A continuación en la tabla 20 se muestra el consolidado de agua tratada durante el 2012, durante los primeros meses no hubo tratamiento de agua registrada.

Tabla 20. Volumen consolidado del agua tratada en el 2012.

Mes	Volumen (Barriles)
Abril	941,65
Mayo	2186,28
Junio	1642,8
Julio	1482,75
Agosto	1880,82
Septiembre	1778,02
Octubre	2063,62
Noviembre	1763,14
Diciembre	1554,92
Total	15294

Fuente: Campo Colorado. Departamento de Producción. Ing. José Fonseca.

4.5 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.

Se realizó un análisis de laboratorio a una muestra de agua tomada en la bocatoma de Campo Escuela Colorado, lugar desde el cual es bombeada por el

oleoducto a Campo Lisama en donde se realiza el tratamiento del agua de producción, con el objetivo de saber su composición química y de esta manera poder comparar los resultados con el Decreto 1594 de 1984, para determinar el respectivo cumplimiento con los estándares determinados en la Norma para cada uno de sus usos alternativos. Estos resultados se exponen en la tabla 21. (Ver Anexo B)

Tabla 21. Resultado de Análisis Químico del agua de producción Campo Escuela Colorado.

Parámetro	Resultado
pH (unidades de pH)	7,66
Temperatura (°C)	24,0
Demanda Biológica de Oxígeno (mgO₂/L)	440
Demanda Química de Oxígeno (mgO₂/L)	4012
Solidos Suspendidos Totales (mg/L)	1110
Color(UPC)	3117,5
Oxígeno Disuelto (mgO₂/L)	0,5
Nitrogeno Amoniacal (mg N/L)	4,63
Arsenico (µg As/L)	0,14
Bario (mg Ba/L)	102,9
Cadmio (mg Cd/L)	0,081
Cinc (mg Zn/L)	0,052
Cianuro Total (mg/L)	< L.D
Contenido de sales (mg/L)	3728
Nitritos (mg NO₂"/L)	3,50
Cloruros (mg Cl"/L)	17867,6
Cobre (mg Cu/L)	< L.D
Cromo (mg Cr/L)	< L.D

Mercurio (mg Hg/L)	< L.D
Grasas y Aceites (mg/L)	362,3
Nitratos (mg NO₃⁻/L)	0,41
Plata (mg Ag/L)	< L.D
Plomo (mg Pb/L)	0,64
Selenio (µg Se/L)	0,36
Sulfatos (mg SO₄⁻²/L)	67,7
Tensoactivos (mg SAAM/L)	0,283
Cobalto (mg Co/L)	0,86
Turbiedad (NTU)	577
Aluminio (mg Al/L)	< L.D
Berilio (mg Be/L)	< L.D
Hiero Total (mg Fe/L)	0,6
Litio (mg Li/L)	0,49
Manganeso (mg Mn/L)	< L.D
Molibdeno (mg Mo/L)	< L.D
Fluoruros (mg F/L)	< L.D
Niquel (mg Ni/L)	0,35
Vanadio (mg V/L)	< L.D
Boro (mg B/L)	0,056
Cloro Total Residual (mg Cl/L)	0,0
Cromo Hexavalente (mg Cr +6/L)	< L.D
Magnesio (mg/L)	54,4

Fuente: Laboratorio Químico de consultas industriales, informe No. I-13-097. Universidad Industrial de Santander, UIS. 2013.

L.D: Limite de Detección del Mercurio 0,3 µg Hg/L

L.D: Limite de Detección del Cianuro Total 0,005 mg/L CN-

L.D: Limite de Detección del Cromo 0,076 mg Cr/L

L.D: Limite de Detección del Cobre 0,038 mg Cu/L

L.D: Limite de Detección de la plata 0,07 mg Ag/L

L.D: Limite de Detección del Berilio 0,08 mg Be/L

L.D: Limite de Detección del Aluminio 0,4 mg Al/L

L.D: Limite de Detección del Molibdeno 0,085 mg Mo/L

L.D: Limite de Detección del Manganeso 0,050 mg Mn/L

L.D: Limite de Detección del Fluoruros 0,5 mg F/L

L.D: Limite de Detección del Vanadio 0,4 mg V/L

L.D: Limite de Detección del Cromo +6 = 0,006 mg Cr+6/L

5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

Para efectuar las actividades o procesos que requiere el proyecto de usos alternativos del agua de producción es necesario analizar aspectos técnicos tales como herramientas, conocimientos, equipos, habilidades, experiencias, etc.; los cuales se deben considerar para la realización exitosa del estudio en mención. Así como determinar si son suficientes los recursos técnicos actuales que se poseen en el Campo Colorado o si deben completarse.

Varias limitaciones técnicas pueden existir para la plena utilización del agua producida, estos incluyen la calidad del agua, la cantidad, aspectos del tratamiento del agua, distancia de la zona de producción a la zona de uso, problemas de transporte, el tiempo que el agua estaría disponible, además del costo de manejo y tratamiento y las regulaciones locales.²⁴

En primer lugar se llevará a cabo una comparación entre los criterios de calidad del agua de Campo Escuela Colorado y los criterios exigidos por la normatividad colombiana descrita en el Decreto 1594 de 1984 para los usos alternativos del agua de producción. Se utilizará como lineamiento principal el decreto mencionado ya que la Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS) notificó que aún no ha implementado el Decreto 3930 de 2010 y sigue rigiéndose por el Decreto 1594 de 1984 (Ver Anexo C).

Como consecuencia de esta comparación, y además teniendo en cuenta otros factores como la calidad del agua, la ubicación geográfica, y el entorno social y ambiental de Campo Escuela Colorado se obtendrán las alternativas más viables.

²⁴ KHATIB, Zara. Produced water management: Is it a future legacy or a business opportunity for field development. IPTC 11624. Diciembre de 2007.

Seguidamente se elaborarán y evaluarán estrategias que concretarán dichas alternativas para la utilización del agua de producción, con el fin de aprovecharla de forma distinta al vertimiento y de esta manera contribuir al cuidado y preservación de las fuentes hídricas tanto del corregimiento de Yarima, como del departamento de Santander.

5.1 USO PARA CONSUMO HUMANO.

Al realizar la comparación de los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso (agua de producción) para el consumo humano dados por el Decreto 1594 de 1984 y el análisis fisicoquímico del agua de Campo Escuela Colorado, se concluyó que no es viable ambientalmente utilizar el agua para el fin antes mencionado, debido a que no cumple con criterios de calidad como: color, nivel de amoníaco, bario, cadmio, cloruros, nitritos, plomo y compuestos fenólicos, ya que se encuentran muy elevados respecto a los valores requeridos como se indica en la tabla 22.

No se obtuvieron resultados en los análisis de coliformes fecales y totales en el agua de producción debido a que las bacterias que hacen parte de este grupo sobreviven solo en condiciones aeróbicas y a temperaturas entre 37°C y 45°C (98°F-113°F), y dichas condiciones no se dan en yacimiento. Asimismo el tratamiento para su potabilización acarrea la implementación de una planta de tratamiento compleja y costosa, en comparación con la poca cantidad de agua que se aprovecharía.

Tabla 22. Comparación de la calidad del agua para el consumo humano con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984.

Parámetro	Normatividad (mg/L)	Resultados (mg/L)	Cumplimiento
Amoniaco	1,0	4,63	No
Arsénico	0,05	0,00014	Si
Bario	1,0	102,9	No
Cadmio	0,01	0,081	No
Cianuro	0,2	< 0,005	Si
Cinc	15,0	0,052	Si
Cloruros	250,0	17867,6	No
Cobre	1,0	< 0,038	Si
Color	75 (UPC)	3117,5	No
Compuestos Fenólicos	0,002	0,08	No
Cromo	0,05	< 0,076	Si
Mercurio	0,002	< 0,0003	Si
Nitratos	10,0	0,41	Si
Nitritos	1,0	3,5	No
pH	5,0 – 9,0 unidades	7,66 unidades	Si
Plata	0,05	< 0,07	Si
Plomo	0,05	0,64	No
Selenio	0,01	0,00036	Si
Sulfatos	400,0	67,7	Si
Tensoactivos	0,5	0,283	Si
Coliformes Totales	20.000 microorganismos/100ml	0	Si
Coliformes Fecales	2.000 microorganismos/100ml	0	Si

Fuente: Los Autores.

5.2 USO AGRÍCOLA.

Cotejando los resultados del análisis fisicoquímico con los criterios establecidos por la norma para destinar el agua al uso agrícola se determinó que, sólo para el cobalto, cadmio y níquel se sobrepasa el límite permisible e incluso estos elementos se encuentran en muy baja concentración en el agua (ver tabla 23), lo cual significa un manejo y tratamiento sencillos para su disposición final en la irrigación de tierras.

Sin embargo la normatividad aplicada por la Corporación Autónoma de Santander (CAS) que rige en el territorio en donde se encuentra ubicado el Campo Escuela Colorado (corregimiento de Yarima), no establece límites permisibles para las concentraciones de bario y sales. No obstante, como se explicó en el capítulo 3, los altos niveles de sales pueden afectar significativamente tanto la estructura del suelo como los cultivos en sí, es por esto que es necesario establecer parámetros para evaluar los peligros de la salinidad y determinar las estrategias apropiadas de manejo del agua que se utilizará para irrigación.

Un análisis completo de la calidad del agua incluye, la concentración total de sales solubles, la proporción relativa de sodio a otros cationes, la concentración de bicarbonato en relación con la concentración de calcio y magnesio y las concentraciones de elementos y compuestos específicos.

Las cantidades y combinaciones de estas sustancias definen la idoneidad del agua para riego y el potencial para la toxicidad de la planta.²⁵

²⁵ C.Dorronsoro. Contaminación de suelos por sales solubles. Universidad de Granada. 2001.

Tabla 23. Comparación de la calidad del agua para el uso agrícola con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984.

Parámetro	Normatividad (mg/L)	Resultados(mg/L)	Cumplimiento
Aluminio	5,0	< 0,4	Si
Arsénico	0,1	0,00014	Si
Boro	4,0	0,056	Si
Cadmio	0,01	0,081	No
Cinc	2,0	0,052	Si
Cobalto	0,05	0,86	No
Cobre	0,2	< 0,038	Si
Cromo	0,1	< 0,076	Si
Flúor	1,0	< 0,5	Si
Hierro	5,0	0,6	Si
Litio	2,5	0,49	Si
Manganeso	0,2	< 0,05	Si
Molibdeno	0,01	< 0,085	Si
Níquel	0,2	0,35	No
pH	4,5 – 9,0 unidades	7,66 unidades	Si
Plata	0,05	< 0,07	Si
Plomo	5,0	0,64	Si
Selenio	0,02	0,00036	Si
Vanadio	0,1	< 0,4	Si

Fuente: Los Autores.

La salinidad del agua es medida generalmente por los sólidos disueltos totales (TDS) o la conductividad eléctrica (Ec 5.1). La cantidad de solidos disueltos (TDS)

corresponde al peso de las sales disueltas en el agua de producción obtenida por evaporación de un volumen de agua previamente filtrada²⁶, es decir que el contenido de sales del agua de producción es igual a los sólidos totales disueltos (Valor tomado del análisis fisicoquímico, ver Anexo B), por lo tanto:

$$TDS = 3728 \left(\frac{mg}{L} \right) \quad \text{Ecuación (5.1)}$$

La conductividad eléctrica, expresa la concentración total de sales solubles contenidas en las aguas de riego y se puede determinar mediante la ecuación 5.1 que da un valor aproximado.

$$CE \left(\frac{\mu S}{cm} \right) = \frac{TDS \left(\frac{mg}{L} \right)}{0,8} \quad \text{Ecuación (5.2)}$$

$$CE \left(\frac{\mu S}{cm} \right) = \frac{3728 \left(\frac{mg}{L} \right)}{0,8}$$

$$CE = 4660 \left(\frac{\mu S}{cm} \right) = 4,66 \left(\frac{dS}{m} \right)$$

Numerosas sustancias, como iones o trazas de elementos, que adicionalmente se encuentran en el agua para irrigación pueden causar reacciones tóxicas en las plantas, en la tabla 24 se amplían dichas sustancias y sus efectos.

²⁶ VELÁZQUEZ, José Rodolfo, y GÓMEZ, Armando. Palma africana en Tabasco. Universidad de Juárez Autónoma de Tabasco. Tabasco. 2010.

Tabla 24. Límites recomendados para los componentes de agua generada para el riego. (Adaptado de Rowe y Abdel-Magid, 1995).

Constituyente	Uso a largo plazo [mg/L]	Uso a corto plazo [mg/L]	Observaciones
Aluminio	5,0	20	Puede causar improductividad en suelos ácidos, pero en suelos con pH de 5,5 8,0 precipitará los iones y eliminará la toxicidad.
Arsénico	0,1	2,0	La toxicidad para las plantas varía ampliamente desde 12 mg/L para hierba a menos de 0,05 mg/L para el arroz.
Berilio	0,1	0,5	La toxicidad para las plantas varía ampliamente desde 5 mg/L para col menos de 0,5 mg/L para el frijol.
Boro	0,75	2,0	Esencial para el crecimiento de plantas, se obtienen óptimos rendimientos con tan solo unos decimos.
Cadmio	0,01	0,05	Tóxico para los frijoles, remolachas y nabos a concentraciones tan bajas como 0,1 mg/L. Se recomiendan límites conservadores.
Cromo	0,1	1,0	Generalmente no se reconoce como elemento esencial de crecimiento. Son recomendados límites conservadores debido a la falta de conocimiento sobre toxicidad para las plantas.
Cobalto	0,05	5,0	Tóxico para las plantas de tomate a solo 0,1 mg/L. Tiende a ser inactivado por suelos neutros y alcalinos.

Cobre	0,2	5,0	Tóxico para un número de plantas en concentraciones de 0,1 a 1,0 mg/L.
Fluoruro	1,0	15,0	Inactivado por suelos neutros y alcalinos.
Hierro	5,0	20,0	No es tóxico para las plantas en suelos aireados, pero puede contribuir a la acidificación del suelo y la pérdida de fósforo esencial y molibdeno.
Plomo	5,0	10,0	Puede inhibir el crecimiento de células vegetales a concentraciones muy altas.
Litio	2,5	2,5	Tolerado por la mayoría de los cultivos hasta 5 mg/L. Tóxico para los cítricos a bajas dosis.
Manganeso	0,2	10,0	Tóxico para una serie de cultivos desde unas pocas décimas hasta unos pocos mg/L en suelos ácidos.
Molibdeno	0,01	0,05	No tóxico para las plantas en concentraciones normales en el suelo y agua.
Níquel	0,2	2,0	Toxicidad reducida en pH neutro o alcalino. Tóxico para un número de plantas entre 0,5 a 1,0 mg/L.
Selenio	0,02	0,02	Tóxico para plantas a bajas concentraciones.
Vanadio	0,1	1,0	Tóxico para muchas plantas a concentraciones relativamente bajas.
Zinc	2,0	10,0	Tóxico para muchas plantas a concentraciones muy variables. Reduce su toxicidad a medida que aumenta el pH (6 o más) en suelos orgánicos o de textura fina.

Fuente: FIPPS, Guy. Irrigation Water Quality Standards and Salinity Management Strategies, Texas Agricultural Extensión Service, the Texas A&M University System, 1996.

En la tabla 25, se expresan algunos límites permisibles en cuanto a salinidad para las distintas aguas de riego, así mediante dicha tabla se podrá identificar el potencial para irrigación del agua producida en Campo Escuela Colorado.

Tabla 25. Límites admisibles para clases de agua de riego.

Clases de agua	Concentración, Sólidos disueltos totales	
	Conductividad eléctrica [μ mhos]	Ppm
Clase 1, Excelente	250	175
Clase 2, Buena	250-750	175-525
Clase 3, Permisible	750-2000	525-1400
Clase 4, Dudosa	2000-3000	1400-2100
Clase 5, Inadecuada	3000	2100

Fuente: FIPPS, Guy. Irrigation Water Quality Standards and Salinity Management Strategies, Texas Agricultural Extensión Service, the Texas A&M University System, 1996.

Según los límites admisibles para las aguas de riego y los cálculos de sólidos disueltos totales y conductividad eléctrica del agua de producción de Campo Escuela Colorado realizados anteriormente, con una conductividad de 4,66 dS/m = 4660 μ mhos/cm, ésta se clasifica como inadecuada para el riego por su alta salinidad. Por lo anterior, se requiere un tratamiento de desalinización para el agua en cuestión y así convertirla en apta para el riego de cultivos. También, es necesario retirar los elementos que no cumplen con el decreto 1594 de 1984, como lo son en pocas proporciones: Níquel, Cobalto y Cadmio para evitar los efectos tóxicos que estos causan (Ver tabla 25).

Teniendo en cuenta la actividad económica de la zona, el cultivo predominante, y su importancia en la economía nacional se optó por escoger la palma africana como la plantación por excelencia para desarrollar el proyecto, por la condición particular que presenta de ser una especie oleaginosa usada para la producción de aceites y biocombustibles, y no para consumo directo. En un estudio del efecto de diferentes concentraciones salinas sobre el crecimiento de plántulas de palma de aceite realizado por Palma y Cisneros, se encontró que la concentración equivalente a una conductividad de hasta 10 mmhos/cm tiene poca influencia, pero concentraciones mayores inhiben la producción de materia seca y, eventualmente causan daños mayores tales como clorosis y necrosis foliares, lo cual ratifica la necesidad de tratamiento de desalinización para utilizar el agua para irrigación.

El contenido de Bario en el agua es elevado, sin embargo no existen restricciones al respecto en la normatividad colombiana ni en los estándares de la agricultura a nivel mundial. A pesar de esto, se debe realizar un tratamiento para su eliminación o disminución si se confirma la existencia de aguas subterráneas en la zona del corregimiento de Yarima para evitar su contaminación, de lo contrario se debe omitir el tratamiento.

A causa de los análisis anteriores, se considerará el uso agrícola como candidato para la reutilización del agua de producción de Campo Escuela Colorado, en la siguiente sección de este capítulo se expondrá la estrategia a implementar y su respectivo análisis técnico y financiero.

5.3 USO PECUARIO.

Al contrastar los criterios de calidad del agua entre la norma y el análisis de laboratorio, se observa un resultado más alentador que en los casos anteriores,

esto es a causa de que solamente se encuentran por fuera del valor permitido las concentraciones de plomo, cadmio y sales (Ver tabla 26). La ventaja en este caso, consiste en que el ganado tolera aguas con mayores concentraciones de contaminantes, incluso necesitan para su correcto desarrollo nutricional ciertas cantidades de sales en su dieta diaria.

Tabla 26. Comparación de la calidad del agua para el uso pecuario con los criterios dados por el Decreto 1594 de 1984.

Parámetro	Normatividad(mg/L)	Resultados(mg/L)	Cumplimiento
Aluminio	5,0	< 0,4	Si
Arsénico	0,2	0,00014	Si
Boro	5,0	0,056	Si
Cadmio	0,05	0,081	No
Cinc	25,0	0,052	Si
Cobre	0,5	< 0,038	Si
Cromo	1,0	< 0,076	Si
Mercurio	0,01	< 0,0003	Si
Nitratos + Nitritos	100,0	3,91	Si
Nitrito	10,0	3,5	Si
Plomo	0,1	0,64	No
Contenido de sales	3.000	3.728	No

Fuente: Los Autores.

Según la **tabla 9. Clasificación de las aguas para bebida de bovinos según su salinidad** que se encuentra en el capítulo 3, se deduce que el agua de producción de Campo Escuela Colorado por la cantidad de sales totales que contiene (3728

mg/L= 3,728 g/L), es buena para cría de ganado bovino y aceptable para invernada pastoril²⁷, tambo bovino²⁸ y engorde a corral. Al analizar el contenido de cloruros, que en Campo Escuela es de 17867,6 mg/L, se obtiene que el agua no es apta para bebida de bovinos, por lo tanto es preciso realizar un tratamiento para retirar los cloruros y adicionalmente los elementos como el bario, plomo, el cadmio y el cobalto, que pueden acarrear consecuencias negativas en la nutrición del ganado.

Aunque hay que realizar ciertos tratamientos, el procedimiento es más sencillo que en el caso de la utilización del agua para riego de cultivos, por esta razón el uso pecuario es otro candidato para el empleo del agua de producción de Campo Escuela, subsiguientemente se analizará la estrategia respectiva para llevar a cabo dicha implementación.

5.4 USO PARA FINES RECREATIVOS

En la zona donde se encuentra ubicado el Campo Escuela Colorado, no se practican deportes náuticos, ni buceo o natación, asimismo no existen complejos acuáticos cercanos donde se pueda emplear el agua de producción para llevar a cabo estas actividades. Adicionalmente, la cantidad de agua producida no es suficiente para satisfacer la demanda en estos escenarios deportivos. Es por esto, que resulta inviable la utilización del agua de Colorado para fines recreativos, ya sea de contacto primario o secundario.

²⁷ Se conoce con el término de **invernada pastoril**, al sistema de engorde vacuno que pretende alcanzar la mayor cantidad de kilogramos de carne producidos por hectárea, con el pasto como dieta base.

²⁸ Se denomina tambo al establecimiento de ganado vacuno destinado al ordeño, producción y venta; generalmente al por mayor, de su leche cruda.

5.5 USO INDUSTRIAL

No existen criterios de calidad establecidos por la normatividad colombiana respecto al uso del agua en las industrias, en este caso las limitantes son la cantidad de agua necesaria para estos procesos y la distancia entre el campo y las industrias, una hidroeléctrica, por ejemplo, precisaría una represa con toneladas de agua almacenada o una industria manufacturera requeriría grandes cantidades de agua para elaborar sus productos y según el departamento de producción, en Campo Escuela Colorado se produjeron 1554,92 barriles de agua en el mes de diciembre de 2012, valor que no satisface la demanda de agua de estas fábricas. Al mismo tiempo, la zona del corregimiento de Yarima y el municipio de San Vicente de Chucurí no es predominantemente industrial, por el contrario prevalece la agricultura y la ganadería, y sería necesario transportar el agua muchos kilómetros hacia la industria más cercana. Por lo anterior se sustenta que esta alternativa no es viable.

5.6 EVAPORACIÓN

Colombia es un país netamente tropical, sus condiciones climáticas tan variables no favorecen a la evaporación de las aguas producidas por Campo Escuela Colorado. Los niveles de precipitación generalmente superan los niveles de evapotranspiración²⁹, sólo en algunas épocas del año las condiciones permitirían el desarrollo eficiente del proceso, ya que los volúmenes de agua suministrados por el campo son muy pequeños. Por lo tanto es recomendable llevar a cabo esta alternativa.

²⁹ Fuente IDEAM

5.7 INYECCIÓN COMO MÉTODO DE RECOBRO O COMO MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

La cantidad de agua que se produce en Campo Escuela Colorado no es capaz de satisfacer las necesidades para un proceso de inundación con agua al yacimiento, ya sea para mantener la presión o para recuperación secundaria, además en el presente no se están realizando ninguno de estos procesos en el campo. Consecuentemente, no es factible la utilización del agua para estos propósitos. En el caso en que se decidiera llevarlos a cabo, se haría ineludible un estudio riguroso de compatibilidad entre el agua de producción y la formación a inundar, análisis que no se encuentra entre los alcances de este proyecto.

5.8 INYECCIÓN PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Una de las alternativas utilizadas por el campo Lisama, quien recibe y trata las aguas procedentes de Campo Escuela Colorado, es inyectar el agua ya tratada en formaciones vacías para su almacenamiento. En el caso de campo Colorado, se necesita garantizar el agua como potable para poder almacenarla subterráneamente ya sea para usarla o no, tema que ya se ha estudiado y resulta muy costoso para la baja producción del campo, además se requieren estudios más profundos acerca de la formación candidata para inyectar el agua o el acuífero candidato a recargar y la compatibilidad de las características del agua producida con las de la formación o acuífero en cuestión. Es así como la inyección para almacenamiento subterráneo no es una opción para el uso del agua en el campo Colorado.

5.9 PRESERVACIÓN DE FAUNA Y FLORA

La superficie de los embalses es susceptible a la erosión y al aumento de los sólidos disueltos totales. La superficie, área y la profundidad del embalse, dependerá del clima y las especies que lo utilicen. Por ejemplo, Para sostener una población de aves acuáticas se debe tener un área superficial de 0,4 a 4,0 hectáreas, (Proctor)³⁰ y por lo menos 25% del embalse debe tener una profundidad de 3 metros (10 pies). Los embalses de riego de este tamaño y profundidad también podrían emplearse para sostener poblaciones de aves costeras, de tierras altas y peces. Los embalses con una superficie inferior a 0.4 hectáreas probablemente no serían capaces de soportar las poblaciones de peces.

Para la realización y mantenimiento de un humedal o embalse que permita la creación de un nuevo ecosistema donde se preserven las especies nativas de animales y vegetales de la zona aledaña al campo, se hace necesaria la presencia de un caudal de agua mucho mayor del ofrecido por la producción del Campo Escuela Colorado. Además de su tratamiento riguroso para dicho fin, en consecuencia se deduce que no es posible implementar esta alternativa para la calidad de agua de producción del campo Colorado.

5.10 CONTROL DE INCENDIOS

No todos los incendios son iguales, existen diferente tipos: A, B, C y D. El agua que constituye el recurso a utilizar solo sirve para apagar incendios tipo A, es decir

³⁰ Proctor, B.R., Thompson, R.W., Bernin, J.E. et al.,. Practices for Protecting and Enhancing Fish and Wildlife on Coastal Surface Mined land in The Powder River-Ft. 2006.

ocasionados por combustibles sólidos de origen natural como papel, cartón, tela, entre otros.

Las condiciones aquí nombradas se presentan en las oficinas de Campo Escuela Colorado, donde existen extintores de fuego por normas de seguridad, por lo que no se hace necesaria la utilización del agua del campo para este fin, ya que a ésta habría que adicionalmente realizarle un tratamiento para tratarla o causaría contaminación al momento de apagar el fuego. Otra opción, es el empleo del agua de producción para apagar posibles incendios forestales, donde se necesitarían además de agua previamente tratada para evitar la contaminación al medio ambiente, cantidades de agua almacenada mucho mayores a las proporcionadas por el campo en su producción.

5.11 CONTROL DE POLVO

El hecho de poseer pocas restricciones de uso convierte al control de polvo en una de las alternativas más comunes y viables de la utilización del agua de producción. Con poco o ningún tratamiento, se puede destinar el agua de Campo Escuela Colorado para controlar el polvo a través del riego controlado a los caminos dentro del campo o a las vías aledañas, sin salirse de los límites de las carreteras.

Las herramientas necesarias consisten en un carrotanque para su aspersion y un operador para dicho carrotanque. De esta manera, se seleccionó esta alternativa como candidata para su posible aplicación en el campo.

5.12 DISEÑO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LAS ALTERNATIVAS DE USO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Por medio del análisis de los criterios técnicos realizado anteriormente, se seleccionaron tres opciones de usos del agua de producción de Campo Escuela Colorado, que a continuación serán materializadas a través del diseño y disposición de los equipos y herramientas pertinentes. Las alternativas escogidas fueron: uso agrícola (Riego de cultivos de palma de aceite), uso pecuario (Suministro de agua para los abrevaderos del ganado), y control de polvo.

5.12.1 Alternativa 1: Uso Agrícola

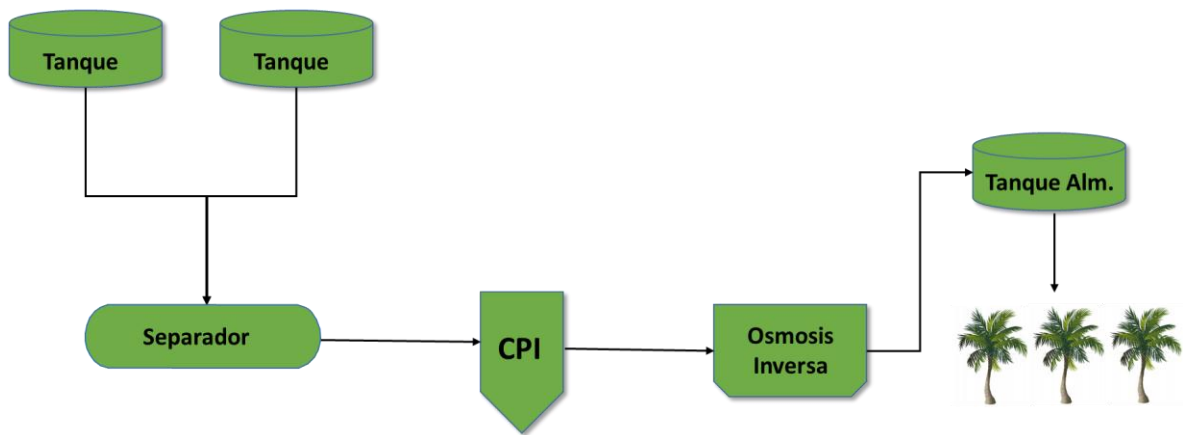
Se diseñó un sistema de tratamiento capaz de adecuar el agua de producción para que sea apta como agua de irrigación para los cultivos de palma africana aledaños al campo; en previo acuerdo con la Federación de Palma de Santander esta entidad asumirá los costos de transporte de dicha agua de producción.

Este sistema consta de dos tanques de almacenamiento de 500 BBL cada uno, que estarían recibiendo aproximadamente 450 BBL de crudo por día, se tuvieron en cuenta dos tanques esperando en el futuro un incremento en la producción del campo y así poder tener la infraestructura necesaria de almacenamiento.

Luego de su depositación el crudo será transportado por una línea al separador trifásico (18" x 15') en donde se hará una primera separación de sus tres componentes principales (agua, crudo y gas), en donde el crudo y el gas irán por líneas independientes a sus respectivos lugares de almacenamiento y transporte que corresponde al oleoducto que comunica Campo Colorado con Lisama.

El agua que fue separada es llevada a un CPI en donde por medio de la separación gravitacional se separa el crudo que se encuentra libre en el agua, esta será llevada a un proceso de ósmosis inversa en donde por medio de membranas semipermeables serán llevados a los niveles permitidos por la norma en lo que concierne al Cadmio, Cobalto, Níquel y Sales. Y así de esta manera se cumplan todos los estándares pedidos por la norma para su uso en la parte agrícola, de aquí irán a un tanque de almacenamiento en donde será entregado a los palmicultores del sector para su posterior uso en el riego de sus cultivos. Para el uso agrícola no es necesario tratar el Bario ya que en la zona en la que se encuentra ubicado Campo Colorado no se registran aguas subterráneas que puedan llegar a ser contaminadas por este elemento; en la figura 34 se puede observar este esquema.

Figura 34. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 1: uso agrícola.



Fuente: Los Autores.

5.12.2 Alternativa 2: Uso Pecuario

La cría de ganado bovino es parte fundamental de la economía y el desarrollo de la región, y en los resultados del análisis del agua de producción de campo Colorado se encontró que esta agua tiene una gran factibilidad en el uso pecuario,

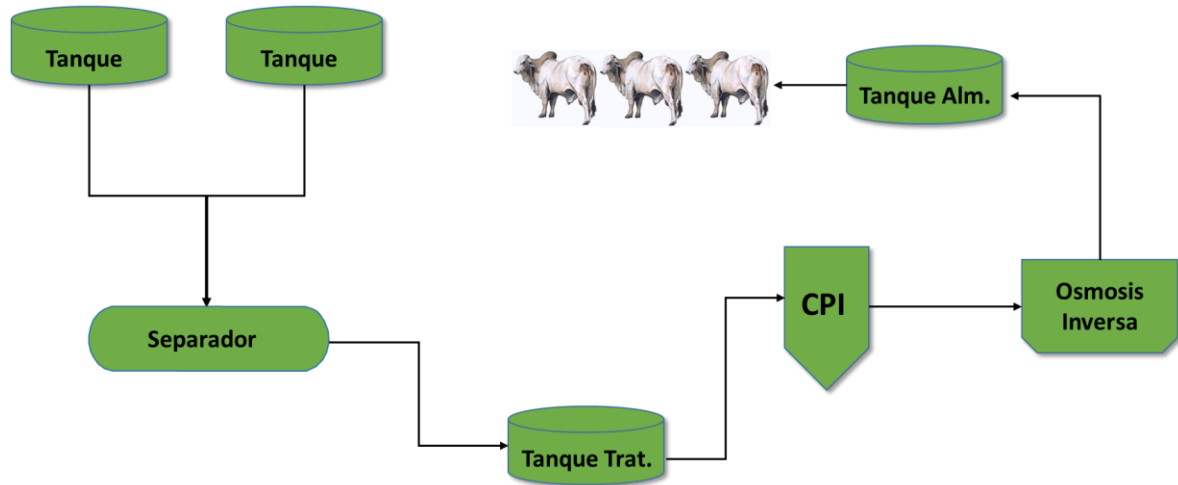
ya que según la normatividad colombiana esta cumple con la mayoría de sus límites permisibles para dicho uso alternativo.

Para lo cual se ha diseñado un sistema que permitirá utilizar esta agua de producción para la alimentación del ganado bovino que se encuentra en el lugar, este esquema consta de dos tanques de almacenamiento de 500 BBL cada uno, que estarían recibiendo aproximadamente 450 BBL de crudo por día, se tuvieron en cuenta dos tanques esperando en el futuro un incremento en la producción del campo y así poder tener la infraestructura necesaria de almacenamiento; luego de su depositación el crudo será transportado por una línea al separador trifásico (18" x 15') en donde se hará una primera separación de sus tres componentes principales (agua, crudo y gas), en donde el crudo y el gas irán por líneas independientes a sus respectivos lugares de almacenamiento y transporte que corresponde al oleoducto que comunica Campo Colorado con Lisama, mientras tanto el agua que fue separada es llevada a un tanque de tratamiento en donde se realizara la remoción del Bario presente.

El tratamiento químico está basado en 0.5 gal/día para un resultado óptimo; su base teórica se fundamenta en la adición de ácido sulfúrico el cual reacciona con el Ba para formar sulfato de Ba, de este modo se precipita formando flóculos que posteriormente se remueven por sedimentación

Después de este proceso para a un CPI en donde por medio de la separación gravitacional es separado el crudo libre que aún queda en el agua, de aquí es enviado a un proceso de osmosis inversa en donde por medio de membranas impermeables es llevado a niveles permitidos por la norma los metales de plomo, cadmio, cloruros y cobalto, quedando el agua en óptimas condiciones para ser utilizada en la alimentación del ganado bovino presente en la zona. Este esquema se expone en la tabla 35.

Figura 35. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 2: uso pecuario.



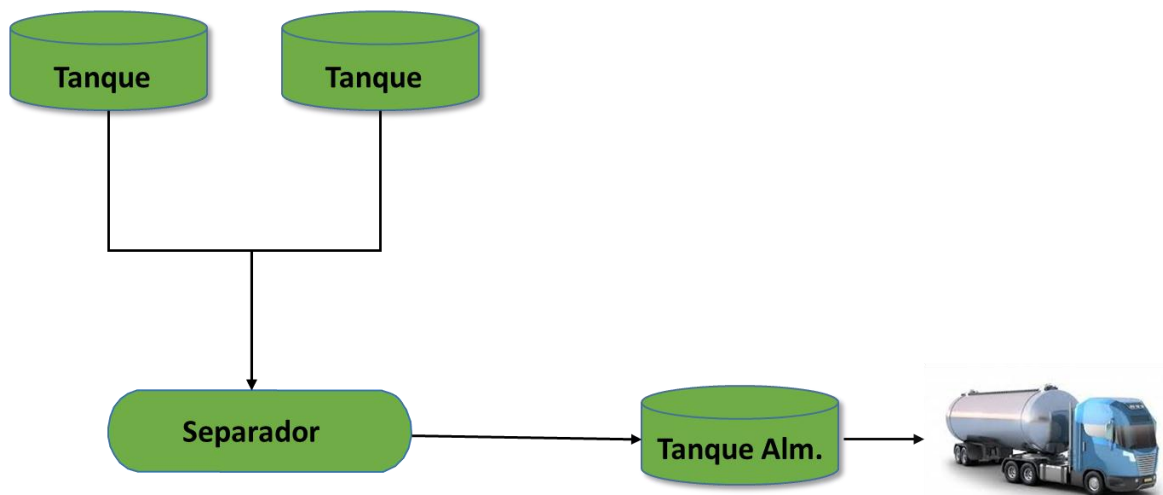
Fuente: Los Autores.

5.12.3 Alternativa 3: Control De Polvo

El polvo presente en las vías de acceso al campo, hacen que este se convierta en un problema social con las comunidades que viven en su interior, ya que todo este polvo es expulsado hacia sus hogares provocando problemas en las vías respiratorias de las personas que habitan el lugar, para lo cual se hace necesario buscar una alternativa que permita controlar el polvo presente en el zona. Se elaboró el análisis y se determinó que el control de polvo es una alternativa muy viable para realizar en el campo por que no presenta restricciones de uso; para lo cual se ha determinado el siguiente diseño de tratamiento y así utilizar este recurso para este fin, el diseño consiste en dos tanques de almacenamiento de 500 BBL cada uno, que recibirán aproximadamente 450 BBL de crudo por día, se tuvieron en cuenta dos tanques esperando en el futuro un incremento en la producción del campo y así poder tener la infraestructura necesaria de

almacenamiento; luego de su depositación el crudo será transportado por una línea al separador trifásico (18" x 15') en donde se hará una primera separación de sus tres componentes principales (agua, crudo y gas), en donde el crudo y el gas irán por líneas independientes a sus respectivos lugares de almacenamiento y transporte que corresponde al oleoducto que comunica Campo Colorado con Lisama, mientras tanto el agua que fue separada es llevada a un tanque de almacenamiento en donde esperará al carrotanque para luego hacer el riego de las vías presentes en el campo, este necesitaría el empleo de un operador para que conduzca dicho vehículo. Lo anterior se esquematiza en la figura 36.

Figura 36. Diseño del sistema de tratamiento de la alternativa 3: control de polvo.



Fuente: Los Autores

6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FINANCIERA

A continuación se efectuará el análisis financiero de cada una de las alternativas seleccionadas y estudiadas a nivel técnico en el capítulo anterior, con base en los parámetros fundamentales de la teoría de evaluación de proyectos: indicadores de rentabilidad.

Entre dichos indicadores se encuentran el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa interna de oportunidad (TIO), la relación costo-beneficio y el tiempo de repago o pay back. Seguidamente, se definirán cada uno de estos criterios.

6.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Es el más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto. Si el $VPN > 0$ el proyecto es bueno, porque en pesos hoy, los ingresos son mayores que los egresos, si el $VPN < 0$ significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos y el por lo tanto el proyecto no debe realizarse.

Desde el punto de vista matemático el VPN se define como:

$$VPN = \sum_n^N \frac{FNC}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 6.1})$$

$$FNC (\text{Flujo neto de caja}) = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \text{ (Ecuación 6.2)}$$

6.2 TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO)

La tasa de interés de oportunidad, es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto.

6.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales, desde el punto de vista matemático la TIR es la tasa a la cual el VPN se hace cero. A mayor TIR mayor rentabilidad, se expresa así:

$$TIR = \frac{FNC}{Inversión} - 1 \text{ (Ecuación 6.3)}$$

6.4 TIEMPO DE REPAGO O PAY BACK

Es uno de los llamados métodos estáticos. Se trata de una técnica que da una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$\text{PayBack} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}} \quad (\text{Ecuación 6.4})$$

6.5 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)

Es un indicador que resume el total del valor de un proyecto, es la relación entre los beneficios del proyecto y sus costos. Se expresa como un valor adimensional entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos. Si la relación $RCB > 1$ significa que en valor presente los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto es aconsejable realizar el proyecto.

$$RCB = \frac{FNC}{Inversión} \quad (\text{Ecuación 6.5})$$

Se requiere conocer los valores constantes a utilizar en la elaboración de los cálculos correspondientes al análisis financiero, estos valores son los indicadores económicos. En la tabla 27 se expone el valor calculado para cada uno de ellos. El periodo de evaluación será de un año.

6.6 DÓLAR (\$US)

Para hallar el valor del dólar a utilizar para los cálculos de los índices de rentabilidad, se obtendrá un promedio del año 2012. En la figura 37 se muestra una gráfica de la tendencia del dólar durante el 2012 y en la tabla 28 los valores que se usaron para la elaboración de dicha gráfica.

Tabla 27. Indicadores económicos.

Indicador	Valor
Dólar	1798 US\$
Precio promedio del crudo WTI	84 US\$/BBL
Regalías	20%
Lifting Cost	11 US\$/BBL
TIO	12%
Tasa de declinación	0,1835%

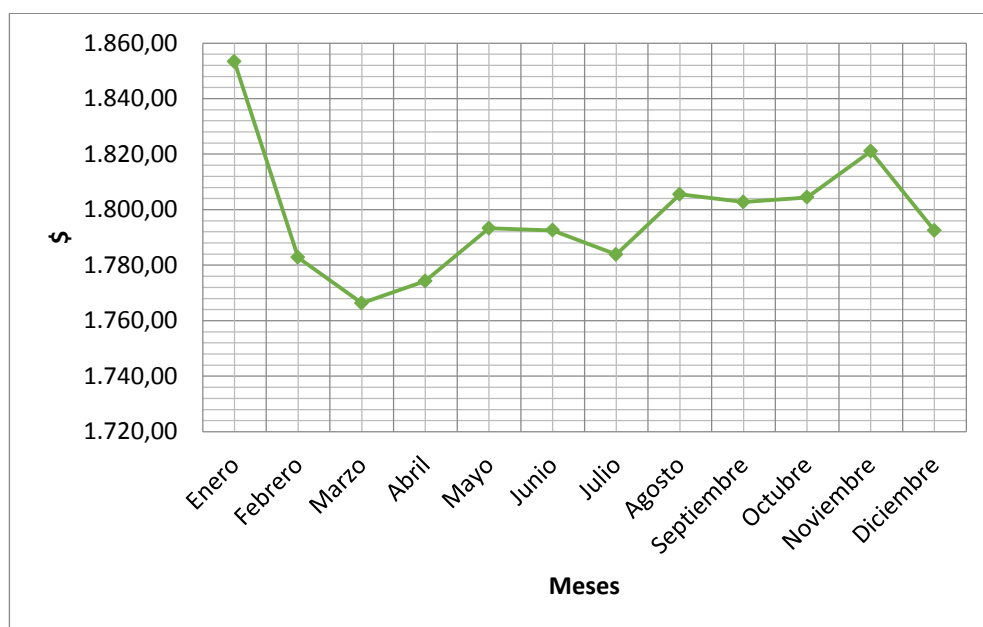
FUENTE: Los Autores.

Tabla 28. Promedio mensual del dólar durante el 2012

Mes	Valor [\$]
Enero	1.853,28
Febrero	1.782,75
Marzo	1.766,33
Abril	1.774,25
Mayo	1.793,28
Junio	1.792,55
Julio	1.783,82
Agosto	1.805,52
Septiembre	1.802,75
Octubre	1.804,40
Noviembre	1.821,01
Diciembre	1.792,49
Valor promedio	1798

Fuente: Los Autores

Figura 37. Promedio mensual del dólar durante el 2012.



Fuente: Los Autores

6.7 PRECIO DEL CRUDO [US\$/BBL]

Durante el año 2012 el crudo de referencia WTI se comportó mensualmente como lo muestra la figura 38. Teniendo en cuenta los valores promedio mensuales del crudo durante el año anterior (mostrados en la tabla 29), se hallará el valor promedio anual que se utilizará en el análisis financiero.

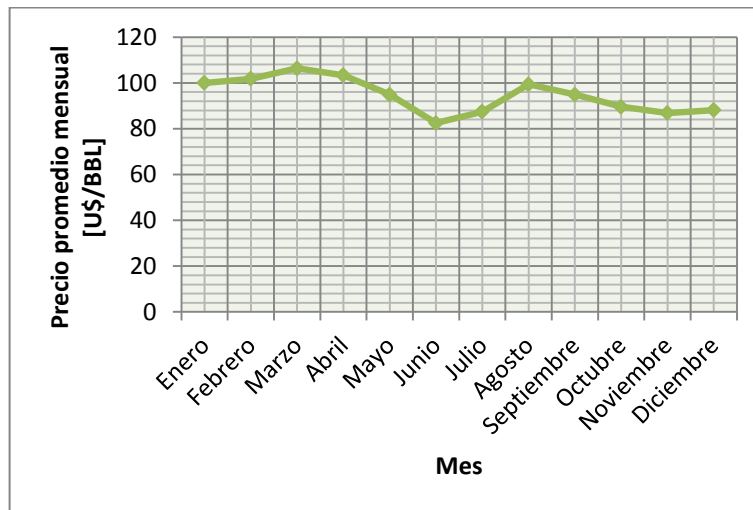
Para respaldar la rentabilidad del proyecto, se tomará un valor de precio del crudo pesimista, por debajo del promedio anual, igual a 90 dólares. Adicionalmente, en Campo Escuela Colorado se manejan ciertas especificaciones para la venta del crudo que determinan un nuevo valor de precio del crudo a implementar, dichas especificaciones se detallan en la tabla 30.

Tabla 29. Promedio mensual del precio del crudo WTI durante el 2012

Mes	Precio [\$]
Enero	99,9816667
Febrero	101,790952
Marzo	106,352381
Abril	103,357895
Mayo	94,8866667
Junio	82,4822222
Julio	87,4495238
Agosto	99,3752381
Septiembre	94,8841176
Octubre	89,562381
Noviembre	86,8570588
Diciembre	88,1305882
Valor promedio	94,6

Fuente: Los Autores

Figura 38. Promedio mensual del precio del crudo WTI durante el 2012.



Fuente: Los Autores

Tabla 30. Especificaciones para la venta del crudo de Campo Escuela Colorado

Factores de valoración	US\$/BBL
Precio crudo Vasconia	90
Ajuste por calidad	1,68
Tarifa de Transporte	
Tarifa de operación portuaria	-0,611
Galán-Ayacucho	-2,1011
Ayacucho-Coveñas	-2,0775
Impuesto de transporte	
Galán-Ayacucho	-0,1261
Ayacucho-Coveñas	-0,1247
Tarifa por tratamiento	-0,6
Tarifa por exportación	-1,5
Precio crudo Colorado	84,5396

Fuente: Los Autores

6.8 FLUJO DE CAJA NETO (FCN)

Para el cálculo de las ganancias netas o flujo de caja neto (FCN), que corresponden a los ingresos menos los egresos, hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Los cálculos se realizaron tomando como base el promedio diario de producción de Campo Escuela durante el mes de diciembre 2012, ya que en el 2013 se presentaron inconvenientes de tipo legal que acarrearón problemas con la producción, comportándose de manera anormal. El promedio diario del mes de diciembre del año 2012 fue de 355 BBL/Día

- La producción promedio diaria de diciembre del 2012 se tomó como producción inicial dentro del análisis. A partir de este valor, se calculó el efecto de una declinación exponencial durante un año, con tasa de declinación igual a 0,1835%, por medio de la siguiente formula:

$$Q_m = Q_{oi} * e^{-D_t * t} \text{ (Ecuación 6.6)}$$

Donde,

$Q_m = \text{Tasa Mensual}$

$Q_{oi} = \text{Tasa de aceite inicial}$

$D_t = \text{Tasa de declinación}$

$t = \text{Número de mes}$

Los resultados se exponen en la segunda columna de la tabla 32 y en la figura 40.

- El valor establecido para las regalías es del 20%, su valor mensual está plasmado en la tercera columna de la tabla 31.

$$\text{Regalías} = Q_{omensual} * 0,2 \text{ (Ecuación 6.7)}$$

- Otro descuento importante que se llevó a cabo es el porcentaje de participación en ganancias correspondiente a ECOPETROL, éste está definido como lo manifiesta la tabla 32.

Después de calcular dicho porcentaje que está en función de la producción diaria, se procede a calcular la cantidad de barriles mensuales que corresponden a ECOPETROL (ver columna 5 de la tabla 31). Para cada

valor de producción distinto, existe un porcentaje de participación de ECOPETROL (%ECP).

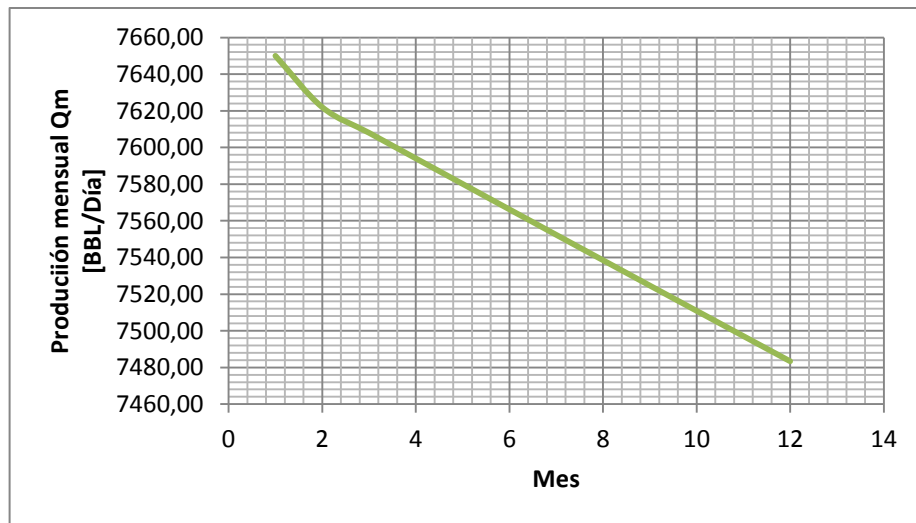
Tabla 31. Cálculo del flujo de caja neto (FCN)

Mes	Producción [BBL/Mes]	Regalías [BBL/Mes]	% ECP	ECOPETROL [BBL/Mes]	Prod. Neta [BBL/Mes]	Lifting Cost [US\$]	Ingresos [US\$]	Ganancias Netas [US\$]
1	7650,00	1530,00	0,04	327,42	5792,58	84150,00	486576,72	402426,72
2	7621,98	1524,40	0,04	325,08	5772,50	83841,74	484889,95	401048,21
3	7608,00	1521,60	0,04	323,92	5762,48	83688,03	484048,62	400360,59
4	7594,05	1518,81	0,04	322,76	5752,48	83534,60	483208,66	399674,06
5	7580,13	1516,03	0,04	321,61	5742,50	83381,45	482370,06	398988,61
6	7566,24	1513,25	0,04	320,45	5732,53	83228,59	481532,83	398304,24
7	7552,36	1510,47	0,04	319,31	5722,58	83076,01	480696,96	397620,95
8	7538,52	1507,70	0,04	318,17	5712,65	82923,70	479862,45	396938,75
9	7524,70	1504,94	0,04	317,03	5702,73	82771,68	479029,30	396257,62
10	7510,90	1502,18	0,04	315,89	5692,83	82619,93	478197,51	395577,58
11	7497,13	1499,43	0,04	314,76	5682,94	82468,46	477367,07	394898,61
12	7483,39	1496,68	0,04	313,64	5673,07	82317,27	476537,98	394220,71
							Total	4776316,64

Fuente: Los Autores.

- Se obtuvo una producción neta mostrada en la columna 6 de la tabla, restando a los barriles producidos mensualmente (Columna 2), la producción destinada a regalías (Columna 3) y los barriles pertenecientes a ECOPETROL. Luego, se calcularon los ingresos totales procedentes de la multiplicación entre la producción neta y el precio promedio del crudo WTI, y se expusieron en la columna 8 de la tabla.

Figura 39. Gráfica de la declinación de la producción de Campo Escuela Colorado.



Fuente: Los Autores.

Tabla 32. Participación de ECOPETROL.

Porcentaje [%]	Producción [BBL]
1%	0-100
$1\% + (0,016\% * (Q^1 - 50))$	101-300
$5\% + [(10\% * (Q - 300))/1700]$	301-2000
15%	>2000

Fuente: Campo escuela Colorado

- Los egresos generados por los costos de levantamiento se agruparon en la columna 7 de la tabla 31, se calcularon multiplicando el lifting cost= 11US\$/BBL por la producción total sin descuentos.
- Finalmente, se tienen como ganancias netas o flujo de caja neto a la resta entre los ingresos totales y la columna del lifting cost en la última columna. Este valor es de vital importancia, pues ayudará en la determinación de parámetros de rentabilidad.

$$FCN = 4'776.316,64 \text{ US\$}$$

En último lugar, se procede a calcular las inversiones y analizar los indicadores de rentabilidad de cada una de las alternativas de uso del agua de producción de Campo Escuela Colorado propuestas en el capítulo 5, y de esa forma encontrar la más factible técnica y financieramente.

6.9 ALTERNATIVA 1: USO AGRÍCOLA

En la tabla 33, se observan detalladamente las inversiones que se deben realizar para implementar el uso del agua de producción en el riego de cultivos de palma de aceite en las zonas aledañas a Campo Escuela Colorado, estas incluyen la compra de equipos como un separador trifásico, un coalescedor de placas corrugadas, un sistema de ósmosis inversa y un tanque de almacenamiento de 1000 barriles de capacidad.

Conociendo el valor del flujo de caja neto, se podrá calcular el valor presente neto, la tasa interna de retorno, el tiempo de repago y la relación costo-beneficio; por medio de los siguientes pasos: Para un Periodo $n = 1$ año.

Tabla 33. Inversiones de la alternativa 1: uso agrícola.

Inversiones	
Equipos	Valor [US\$]
Separador Trifásico	78500
Coalescedor de placas corrugadas	250000
Ósmosis Inversa	73400
Tanque Almacenamiento de 1000 BBL	25000
Total	426900

Fuente: Los autores

Cálculos:

Valor presente neto

$$VPN = \sum_n^N \frac{FNC}{(1+i)^n}$$

$$VPN = \sum_n^N \frac{FNC}{(1+i)^n} = \frac{4'776.316,64 \text{ US\$}}{(1+0,12)^1}$$

$$VPN = 4'264.568,432$$

Tasa interna de retorno

$$TIR = \frac{FNC}{Inversión} - 1$$

$$TIR = \frac{4'776.316,64}{426900} - 1$$

$$TIR = 8,989 = 898,9\%$$

Tiempo de repago

$$PayBack = \frac{Inversión\ inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ anual}$$

$$PayBack = \frac{426900}{4'776.316,64}$$

$$PayBack = 0,0893\ años = 1,072\ meses$$

Relación costo beneficio

$$RCB = \frac{FNC}{Inversión}$$

$$RCB = \frac{4'776.316,64}{426900}$$

$$RCB = 11,18$$

Los resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 34. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de rentabilidad Alternativa 1: Uso Agrícola	
VPN (Valor presente neto)	4'264.568,43
TIR (Tasa interna de retorno)	898,96%
RCB (Relación costo-beneficio)	11,18
PAYBACK (Tiempo de repago)	1,072 meses
TIO (Tasa interna de oportunidad)	12%

Fuente: Los autores

Se examinaron los resultados de los indicadores de rentabilidad para el uso agrícola, y se observó que el $VPN > 0$, es decir que en dinero actual los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto el proyecto puede realizarse. A mayor TIR, mayor rentabilidad, en este caso la tasa interna de retorno es muy alta y mucho mayor que la tasa interna de oportunidad, así que la alternativa 1 sigue siendo muy rentable evaluada bajo el criterio de la TIR. Además, la relación costo-beneficio es favorable, y el tiempo de repago del proyecto es muy corto, de 1,072 meses. En conjunto estos parámetros confirman la favorabilidad y rentabilidad de implementar el uso del agua de producción para irrigación de palma de aceite.

6.10 ALTERNATIVA 2: USO PECUARIO

Con el diseño de sistema de tratamiento propuesto, se obtendrá un agua en óptimas condiciones para el ganado, que favorecerá su crecimiento y engorde. Para esto fue necesario invertir en la compra de un separador trifásico, un tanque de tratamiento para el Bario, un coalescedor de placas corrugadas, un sistema de ósmosis inversa, un tanque de almacenamiento de 1000 BBL de capacidad, y un costoso tratamiento químico para retirar el Bario, sus precios se relacionan en la tabla 35.

Tabla 35. Inversiones de la alternativa 2: Uso pecuario

Inversiones	
Equipos	Valor [\$US]
Separador Trifásico	78500
Tanque de tratamiento	25000
Coalescedor de placas corrugadas	250000
Ósmosis Inversa	73400
Tanque Almacenamiento de 1000 BBL	25000
Tratamiento para el Bario	11000
Total	462900

Fuente: Los autores

Tabla 36. Indicadores de rentabilidad

Indicadores de rentabilidad Alternativa 2: Uso Pecuario	
VPN (Valor presente neto)	4'264.568,43
TIR (Tasa interna de retorno)	821,27%
RCB (Relación costo-beneficio)	10,31
PAYBACK (Tiempo de repago)	1,16 meses
TIO (Tasa interna de oportunidad)	12%

Fuente: Los autores

Según el valor total de las inversiones se logró determinar los valores tomados por los indicadores de rentabilidad para esta opción de uso (ver tabla 36). Según el análisis a dichos indicadores, se infiere que la utilización del agua para bebida de ganado bovino, es también una alternativa factible para llevar a cabo en Campo Escuela Colorado. Sus valores aunque positivos con respecto a rentabilidad del proyecto, no son mejores que los arrojados por los indicadores para la alternativa 1. Se invertiría más capital del gastado en la opción agrícola, por lo que ésta última continua siendo la mejor elección.

Tanto el valor presente neto (VPN), como la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo-beneficio (RCB), alcanzan valores positivos, altos y favorables para la rentabilidad y realización del proyecto de usos alternativos del agua de producción, enfocado en el sector de la ganadería, actividad propia de la zona. Asimismo, el tiempo en el que el proyecto se paga aunque mayor que el de la alternativa 1, continua siendo muy pequeño y una cifra llamativa para cualquier inversionista.

6.11 ALTERNATIVA 3 CONTROL DE POLVO

Quizás el control de polvo sea la alternativa más sencilla a nivel de sistema de tratamiento o manejo del agua, sólo se hace necesaria la adquisición de un tanque de tratamiento, un separador trifásico y un carrotanque para descargar el agua de producción en los diferentes caminos que intercomunican los pozos y las instalaciones principales del campo, así como las vías de acceso al corregimiento de Yarima. Los costos de las herramientas y equipos necesarios están plasmados en la tabla 37. A parte de la inversión inicial, esta opción requiere el empleo de un operador para que se ocupe del carrotanque y de la distribución del agua por toda la infraestructura vial del campo. Como es necesario contratar a un nuevo empleado, que trabajaría durante el mes, también se solicita incluir el pago de un sueldo de 8000 US\$ al año. Este monto es considerado un egreso y debe restarse del flujo de caja neto, de esta forma se determinan los resultados enunciados en la tabla 38.

Tabla 37. Inversiones de la alternativa 3: Control de polvo

Inversiones	
Equipos	Valor [\$us]
Separador Trifásico	78500
Tanque Almacenamiento de 1000 BBL	25000
Carrotanque	140000
Total	243500

Fuente: Los autores

Tabla 38. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de rentabilidad Alternativa 3: Control de polvo	
VPN (Valor presente neto)	4'768.316,64
TIR (Tasa interna de retorno)	1651,36%
RCB (Relación costo-beneficio)	19,61
PAYBACK (Tiempo de repago)	0,61 meses = 18,35 días
TIO (Tasa interna de oportunidad)	12%

Fuente: Los autores

Con lo que respecta a los indicadores económicos, la alternativa más rentable y por consiguiente más factible es la que concierne al control de polvo con suministro directo del agua de producción de Campo Escuela Colorado. Los parámetros enunciados en la tabla 38, hablan por sí solos. El valor presente neto (VPN) es mayor que cero y mayor que los dos restantes, la tasa interna de retorno (TIR) con un valor muy elevado y corresponde a casi el doble de las dos primeras calculadas. La favorable relación costo-beneficio (RCB) confirma junto con los anteriores parámetros, que los ingresos son mucho mayores que los egresos y se ratifica que el proyecto se paga de manera vertiginosa, en menos de un mes exactamente, por medio de un tiempo de repago (PB) de 18,35 días. Definitivamente la mejor opción y la más factible desde el punto de vista financiero.

6.12 ANÁLISIS FINANCIERO ADICIONAL.

Seguidamente se elaborara un análisis adicional en cuanto a una forma más real de pago de las 3 alternativas planteadas en este proyecto. Donde se analizara

cuanto tarda en pagarse cada una de las opciones mencionadas anteriormente teniendo en cuenta solo el valor que se ahorraría en el costo de tratamiento.

El procedimiento que se llevó a cabo fue el siguiente, (ver tabla 39)

- Se tomó como dato promedio de producción de agua 1700 BBL por mes, se supuso constante durante todo el proceso, aunque se debe tener en cuenta que puede disminuir o puede aumentar según las condiciones del campo.
- Se obtuvo por medio de Campo Escuela Colorado el precio de tratamiento de agua por barril, que es de 3,11 \$US.
- Mensualmente Campo Escuela Colorado pagaría por el tratamiento del agua de producción un valor de 5294,77 \$US, los cuales se ahorrarían y se usarían como forma de pago de cada una de las alternativas mencionadas anteriormente.
- De la columna 5 a la 7 se encuentra los valores que se irían abonando a cada una de las alternativas, realizando un descuento de este valor hasta llegar a un valor negativo en donde se obtendría el dato de cuánto tiempo tardaría en pagarse el proyecto solo con el valor del costo del tratamiento que se paga a Lisama.

Tabla 39. Análisis Financiero adicional.

Mes	Prod	Valor Tratamiento por BBL Agua Lisama	Costo Tratamiento (Ahorro)	Abono a Alternativa 1	Abono a Alternativa 2	Abono a Alternativa 3
1	1700	3,11	5294,77	421605,23	457605,23	238205,23
2	1700	3,11	5294,77	416310,46	452310,46	232910,46
3	1700	3,11	5294,77	411015,68	447015,68	227615,68
4	1700	3,11	5294,77	405720,91	441720,91	222320,91
5	1700	3,11	5294,77	400426,14	436426,14	217026,14
6	1700	3,11	5294,77	395131,37	431131,37	211731,37
7	1700	3,11	5294,77	389836,60	425836,60	206436,60
8	1700	3,11	5294,77	384541,82	420541,82	201141,82
9	1700	3,11	5294,77	379247,05	415247,05	195847,05

10	1700	3,11	5294,77	373952,28	409952,28	190552,28
11	1700	3,11	5294,77	368657,51	404657,51	185257,51
12	1700	3,11	5294,77	363362,74	399362,74	179962,74
13	1700	3,11	5294,77	358067,96	394067,96	174667,96
14	1700	3,11	5294,77	352773,19	388773,19	169373,19
15	1700	3,11	5294,77	347478,42	383478,42	164078,42
16	1700	3,11	5294,77	342183,65	378183,65	158783,65
17	1700	3,11	5294,77	336888,88	372888,88	153488,88
18	1700	3,11	5294,77	331594,10	367594,10	148194,10
19	1700	3,11	5294,77	326299,33	362299,33	142899,33
20	1700	3,11	5294,77	321004,56	357004,56	137604,56
21	1700	3,11	5294,77	315709,79	351709,79	132309,79
22	1700	3,11	5294,77	310415,02	346415,02	127015,02
23	1700	3,11	5294,77	305120,24	341120,24	121720,24
24	1700	3,11	5294,77	299825,47	335825,47	116425,47
25	1700	3,11	5294,77	294530,70	330530,70	111130,70
26	1700	3,11	5294,77	289235,93	325235,93	105835,93
27	1700	3,11	5294,77	283941,16	319941,16	100541,16
28	1700	3,11	5294,77	278646,38	314646,38	95246,38
29	1700	3,11	5294,77	273351,61	309351,61	89951,61
30	1700	3,11	5294,77	268056,84	304056,84	84656,84
31	1700	3,11	5294,77	262762,07	298762,07	79362,07
32	1700	3,11	5294,77	257467,30	293467,30	74067,30
33	1700	3,11	5294,77	252172,53	288172,53	68772,53
34	1700	3,11	5294,77	246877,75	282877,75	63477,75
35	1700	3,11	5294,77	241582,98	277582,98	58182,98
36	1700	3,11	5294,77	236288,21	272288,21	52888,21
37	1700	3,11	5294,77	230993,44	266993,44	47593,44
38	1700	3,11	5294,77	225698,67	261698,67	42298,67
39	1700	3,11	5294,77	220403,89	256403,89	37003,89
40	1700	3,11	5294,77	215109,12	251109,12	31709,12
41	1700	3,11	5294,77	209814,35	245814,35	26414,35
42	1700	3,11	5294,77	204519,58	240519,58	21119,58
43	1700	3,11	5294,77	199224,81	235224,81	15824,81
44	1700	3,11	5294,77	193930,03	229930,03	10530,03
45	1700	3,11	5294,77	188635,26	224635,26	5235,26
46	1700	3,11	5294,77	183340,49	219340,49	-59,51
47	1700	3,11	5294,77	178045,72	214045,72	
48	1700	3,11	5294,77	172750,95	208750,95	
49	1700	3,11	5294,77	167456,17	203456,17	

50	1700	3,11	5294,77	162161,40	198161,40	
51	1700	3,11	5294,77	156866,63	192866,63	
52	1700	3,11	5294,77	151571,86	187571,86	
53	1700	3,11	5294,77	146277,09	182277,09	
54	1700	3,11	5294,77	140982,31	176982,31	
55	1700	3,11	5294,77	135687,54	171687,54	
56	1700	3,11	5294,77	130392,77	166392,77	
57	1700	3,11	5294,77	125098,00	161098,00	
58	1700	3,11	5294,77	119803,23	155803,23	
59	1700	3,11	5294,77	114508,45	150508,45	
60	1700	3,11	5294,77	109213,68	145213,68	
61	1700	3,11	5294,77	103918,91	139918,91	
62	1700	3,11	5294,77	98624,14	134624,14	
63	1700	3,11	5294,77	93329,37	129329,37	
64	1700	3,11	5294,77	88034,59	124034,59	
65	1700	3,11	5294,77	82739,82	118739,82	
66	1700	3,11	5294,77	77445,05	113445,05	
67	1700	3,11	5294,77	72150,28	108150,28	
68	1700	3,11	5294,77	66855,51	102855,51	
69	1700	3,11	5294,77	61560,73	97560,73	
70	1700	3,11	5294,77	56265,96	92265,96	
71	1700	3,11	5294,77	50971,19	86971,19	
72	1700	3,11	5294,77	45676,42	81676,42	
73	1700	3,11	5294,77	40381,65	76381,65	
74	1700	3,11	5294,77	35086,87	71086,87	
75	1700	3,11	5294,77	29792,10	65792,10	
76	1700	3,11	5294,77	24497,33	60497,33	
77	1700	3,11	5294,77	19202,56	55202,56	
78	1700	3,11	5294,77	13907,79	49907,79	
79	1700	3,11	5294,77	8613,01	44613,01	
80	1700	3,11	5294,77	3318,24	39318,24	
81	1700	3,11	5294,77	-1976,53	34023,47	
82	1700	3,11	5294,77		28728,70	
83	1700	3,11	5294,77		23433,93	
84	1700	3,11	5294,77		18139,15	
85	1700	3,11	5294,77		12844,38	
86	1700	3,11	5294,77		7549,61	
87	1700	3,11	5294,77		2254,84	
88	1700	3,11	5294,77		-3039,93	

Fuente: Los autores.

Según el análisis anterior se puede inferir que la alternativa 1 (Uso agrícola) se paga en 81 meses es decir 6.75 años, la alternativa 2 (Uso pecuario) se paga en 88 meses es decir 7.3 años y la alternativa 3 (Control de polvo) se paga en 46 meses es decir 3.8 años. Y esto utilizando solo el valor del costo del tratamiento que actualmente se paga a Lisama. De las anteriores sigue siendo más factible el uso de control de polvo.

CONCLUSIONES

Mediante este trabajo se investigaron a fondo un sinnúmero de opciones de uso para las aguas de producción asociadas al petróleo, incluyendo todos sus criterios de calidad, ventajas y desventajas. De esto, se infiere que el vertimiento no es la única opción viable para el correcto uso de estas aguas, por el contrario existen diversas opciones de aprovechamiento factibles tanto técnica como financieramente, dependiendo la ubicación, dimensión, producción, y características del campo y las actividades económicas de la región que lo rodea.

A través de un exhaustivo análisis fisicoquímico del agua de producción de Campo Escuela Colorado, se pudo determinar que dicha agua cumple con muchos de los límites de calidad admisibles por la normatividad colombiana para las distintas alternativas de uso que allí se plantean, a excepción de la presencia de altos niveles de Bario, uno de los problemas más significativos que presentan las aguas del campo.

Según el análisis técnico realizado a las diversas opciones de uso del agua, se establecieron tres alternativas viables, el uso en el riego de cultivos de palma de aceite, la utilización para bebida de ganado bovino y su empleo en la mitigación y control del polvo en las vías aledañas. Las anteriores alternativas se seleccionaron con base en los criterios de calidad del agua, las actividades económicas predominantes, la cantidad de agua requerida y los equipos y herramientas necesarios para su tratamiento.

Finalmente, se elaboró un análisis financiero basado en los indicadores de rentabilidad más comunes como lo son el valor presente neto, la tasa interna de retorno, la tasa interna de oportunidad, la relación costo beneficio y el tiempo de repago. Adicionalmente se escogió un panorama pesimista respecto al precio del crudo y del dólar para que no se viera afectado el proyecto en el futuro. Por todo lo

anteriormente mencionado, se pudo concluir que las tres alternativas viables técnicamente eran también factibles en el aspecto financiero, ya que eran proyectos rentables y donde la inversión se recuperaba en poco tiempo.

A pesar de que las tres alternativas seleccionadas eran factibles técnica y financieramente, la opción que acarrea menor inversión y menor tiempo de repago a una tasa interna de retorno mayor, era la alternativa de control de polvo, debido a su fácil manejo y tratamiento.

Todos los usos alternativos que se le puedan dar a las aguas a producción son ventajosamente más beneficiosos que el vertimiento, pues esta medida impacta directamente a las fuentes de agua dulce, primordiales para la vida humana. Por el contrario los usos alternativos, ayudan a fortalecer sectores de la economía, a mitigar impactos ambientales y sociales, preservar los ecosistemas y minimizar los gastos de tratamiento y manejo.

RECOMENDACIONES

Extender el análisis de factibilidad técnica y financiera de los usos alternativos del agua de producción a otros campos colombianos o extranjeros con producciones más altas de agua, que permitan la implementación de otras opciones de utilización, distintas a las planteadas en el presente proyecto.

Realizar estudios más profundos acerca de la inyección para almacenamiento subterráneo en Campo Escuela Colorado, investigando las formaciones aptas y disponibles donde se pueda inyectar el agua previamente tratada.

Organizar la realización de un censo de familias, fincas, hectáreas, cultivos y ganadería presentes en el área de influencia de Campo Escuela Colorado, para la futura implementación de las alternativas de uso del agua estudiados en el presente proyecto y que resultaron viables tanto técnica como económicamente.

BIBLIOGRAFIA

ALVAREZ PABÓN, Sergio Andrés. VELEZ BARRERA, Gabriel Eduardo. Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Bucaramanga, 2011. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. Tercera edición. Houston: Elsevier, 2008.

AMAYA, Sergio Alexander. OVIEDO AMAYA, José Luis. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less – Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga, 2012. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

ARNOLD, Richard; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulemberger
VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009

BOYSEN, J. E and HARJU, J. A. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700, 1999.

CARRILLO QUIJANO, Marcela Andrea. PINTO ROMERO, Fabián Leonardo. Evaluación técnico financiera del uso del gas de producción para el suministro de energía eléctrica a los sistemas de bombeo electro sumergible en un campo colombiano. Bucaramanga, 2012. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

COLOMBIA, MAVDT, Decreto 1594 (26, Junio, 1984) Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

COLOMBIA, MAVDT, Decreto 3930 (25, Octubre, 2010) Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, así como el capítulo II del título VI en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 2010.

CHAVARRO, Jorge. Regreening of arid and semiarid áreas by using produced wáter from oil production in the development of agroindustrial projects of biodiesel production. SPE 139382. 2010.

C.Dorronsoro. Contaminación de suelos por sales solubles. Universidad de Granada. 2001.

HOLLIDAY, George. A need for converting produced waters to useable waters. SPE 105094. 2007

JAIMES CAMPOS, Diana Marcela. PICO JIMENEZ, María Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras – aplicación campo colorado. Bucaramanga, 2009. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas

KHATIB, Zara. Produced water management: Is it a future legacy or a business opportunity for field development. IPTC 11624. Diciembre de 2007.

MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson Andrés. MESA NAUSA, Henry Oswaldo. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Bucaramanga, 2012. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

MARINEZ LOZANO, Jorge Alfonso. PINTO PLAZAS, Diego Fernando. Revisión del sistema actual de manejo del crudo producido en el campo escuela colorado y desarrollo de la ingeniería conceptual para las condiciones futuras. Bucaramanga, 2011. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas

MONTES PAEZ, Erik Giovany. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Bucaramanga, 2010. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

PRIETO CASTAÑEDA, Alejandra. GRAJALES GARCIA, Natalia Giomara. Analisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Bucaramanga, 2012. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisicoquímicas.

Proctor, B.R., Thompson, R.W., Bernin, J.E. et al.,. Practices for Protecting and Enhancing Fish and Wildlife on Coastal Surface Mined land in The Powder River-Ft. 2006.

R.S. Ayers. Calidad del agua para la agricultura. Universidad de California. Davis, California, EE.UU. 2002

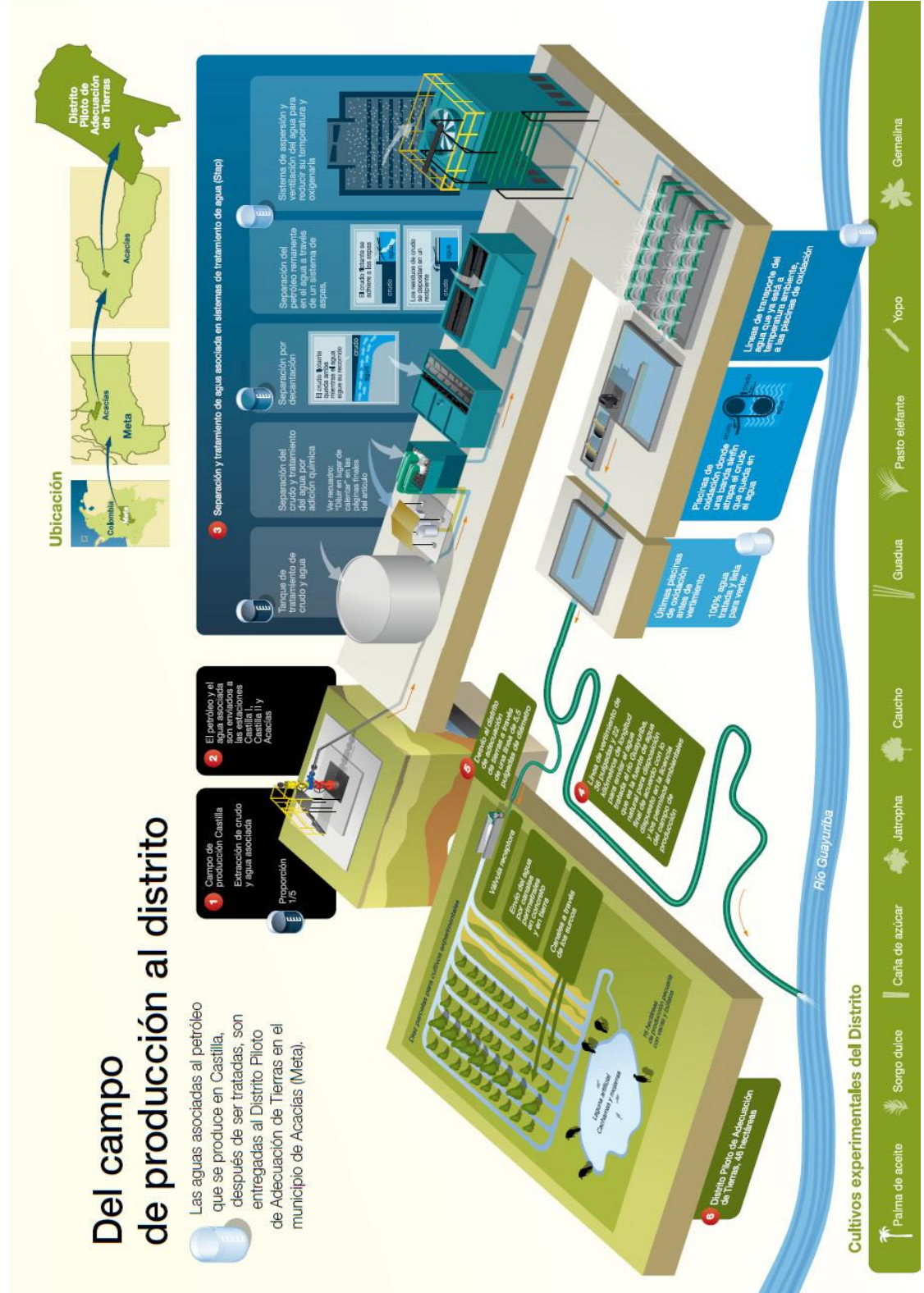
SAGER, Ricardo L., Agua para bebida de bovinos. 2000. INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126

The United Nations World Water Development Report. [Informe de las naciones unidas sobre el desarrollo de los recursos hídricos en el mundo]. UNESCO. París. 2012, Reporte 4, Volumen 1

VEIL, John A., et al. A white paper describing produced waters from production of crude oil, natural gas and coal bed methane. Prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Enero. 2004

VELÁZQUEZ, José Rodolfo, y GÓMEZ, Armando. Palma africana en Tabasco. Universidad de Juárez Autónoma de Tabasco. Tabasco. 2010.

ANEXO A. DISTRITO DE ADECUACIÓN DE TIERRAS CAMPO CASTILLA



ANEXO B. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO

	LABORATORIO QUÍMICO DE CONSULTAS INDUSTRIALES	Código: F-PA-02	
	POST-ANALITICO	Versión: 05	
	INFORME DE RESULTADOS	Fecha: 2012/01/16 Página 1 de 3	



Acreditación por el IDEAM según la Resolución No. 1659 de 2011, en los parámetros pH, DBO₅, DQO, SST, fenoles, SAAM, grasas y aceites en aguas, metales totales y disueltos en aguas, metales totales en suelos y toma de muestras puntuales y compuestas



Autorización del Ministerio de la Protección Social, mediante la resolución 5534 de 2010, para la realización de análisis físicos, químicos y microbiológicos al agua para consumo humano

Informe de resultados No.	I-13-097	Fecha de emisión:	Marzo 20 de 2013
Cliente:	CAMPO ESCUELA COLORADO		
Dirección del cliente:	Universidad Industrial de Santander / Campo Colorado		
Solicitud de servicio No.	13-059	No. de muestras:	01
Fecha de recepción de las muestras:	Febrero 21 de 2013		
Muestras recibidas por:	Johanna Riveros		
Fecha de análisis:	Febrero 21 de 2013 – Marzo 20 de 2013		

1. ANALISIS FISICOQUIMICO



Codificación de la Muestra:	13-059-01	Tipo de muestra:	Compuesta
Identificación de la muestra:	Pozo 52		
Matriz de la muestra:	Agua de Producción		
Muestreo realizado por:	El Cliente		
Lugar y punto de muestreo:	Campo Colorado / Pozo 52		
Fecha del muestreo:	Febrero 21 de 2013		

PARAMETRO	RESULTADO	MÉTODO/NORMA
pH (Unidades de pH)	7,66	Potenciométrico / SM 4500-H ⁺ B
Temperatura (°C)	24,0	Termométrico / SM 2550 B
Demanda Biológica de Oxígeno (mg O ₂ /L)	440	Respirométrico / SM 5210 D
Demanda Química de Oxígeno (mg O ₂ /L)	4012	Titrimétrico Reflujo Cerrado
Sólidos Suspendedos Totales (mg/L)	1110	Gravimétrico / SM 5220 D
Color (UPC)	3117,5	Espectrofotométrico / SM 2120 B
Oxígeno Disuelto (mg O ₂ /L)	0,5	Sonda Luminiscente
Nitrógeno Amoniacal (mg N /L)	4,63	Titrimétrico / SM 4500-NH ₃ C
Arsénico (µg As/L)	0,14	Absorción Atómica Generador de Hidruros / SM 3114 C
Bario (mg Ba/L)	102,9	Absorción Atómica / SM 3111D
Cadmio (mg Cd/L)	0,081	Absorción Atómica / SM 3111B
Cinc (mg Zn/L)	0,052	Absorción Atómica / SM 3111 B
Cianuro Total(mg/L)	<L.D	Espectrofotométrico
Contenido de Sales (mg/L)	3728	Gravimétrico

Ciudad Universitaria Carrera 27 Calle 9 – Edificio Camilo Torres/ Laboratorio 222
 Conmutador: (7) 6344000 Ext. 2465. Telefax: (7) 6349009

Página web: <http://ciencias.uis.edu.co/lqci/> E-mail: labquimco@gmail.com;
laboratorioquimicodeconsultas@uis.edu.co

Bucaramanga - Colombia



	LABORATORIO QUÍMICO DE CONSULTAS INDUSTRIALES	Código: F-PA-02	
	POST-ANALITICO	Versión: 05	
	INFORME DE RESULTADOS	Fecha: 2012/01/16 Página 2 de 3	

Informe de resultados No. I-13-097Solicitud de servicio No. 13-059

PARAMETRO	RESULTADO	MÉTODO/NORMA
Nitritos (mg NO ₂ /L)	3,50	Espectrofotométrico / SM 4500-B
Cloruros (mg Cl ⁻ /L)	17867,6	Argentométrico / SM 4500-Cl ⁻ B
Cobre (mg Cu /L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 B
Cromo (mg Cr /L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 D
Mercurio (µg Hg/L)	<L.D	Absorción Atómica Generador de Hidruros/ SM 3114 C
Grasas y Aceites (mg/L)	362,3	Extracción Líquido Líquido / SM 5520 B
Nitratos (mg NO ₃ /L)	0,41	Espectrofotométrico/RODIER
Plata (mg Ag /L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 B
Plomo (mg Pb /L)	0,64	Absorción Atómica / SM 3111 B
Selenio (µg Se/L)	0,36	Absorción Atómica Generador de Hidruros/ SM 3114 C
Sulfatos (mg SO ₄ ⁻² /L)	67,7	Espectrofotométrico / SM 4500 E
Tensoactivos (mg SAAM/L)	0,283	Espectrofotométrico / SM 5540 C
Cobalto (mg Co/L)	0,86	Absorción Atómica / SM 3111 B
Turbiedad (NTU)	577	Nefelométrico / SM 2130 B
Aluminio (mg Al/L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 D
Berilio (mg /L)	<L.D.	Absorción Atómica / SM 3111 D
Hierro Total (mg Fe/L)	0,6	Espectrofotométrico / SM 3500-Fe
Litio (mg Li / L)	0,49	Absorción Atómica
Manganeso (mg Mn/L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 B
Molibdeno (mg Mo/L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 D
Fluoruros (mg F ⁻ /L)	<L.D	Espectrofotométrico /SM 4500 -D
Níquel (mg Ni/L)	0,35	Absorción Atómica / SM 3111 B
Vanadio (mg V /L)	<L.D	Absorción Atómica / SM 3111 D
Boro (mg B/L)	0,056	Espectrofotométrico
Cloro Total Residual (mg Cr/L)	0,0	Absorción Atómica / SM 3111D
Cromo Hexavalente (mg Cr+6/L)	<L.D.	Espectrofotométrico / SM 3500-Cr B

L.D: Límite de Detección del Mercurio 0,3 µg Hg/L
L.D: Límite de Detección del cianuro Total 0,005 mg /L CN-
L.D: Límite de Detección del Cromo 0,076 mg Cr /L
L.D: Límite de Detección del Cobre 0,038 mg Cu /L
L.D: Límite de Detección de la Plata 0,07 mg Ag /L
L.D: Límite de Detección del Berilio 0,08 mg Be /L
L.D: Límite de Detección del Aluminio 0,4 mg Al /L
L.D: Límite de Detección del Molibdeno 0,085 mg Mo /L
L.D: Límite de Detección del Manganeso 0,050mg Mn /L
L.D: Límite de Detección del Fluoruros 0,5 mg F- /L
L.D: Límite de Detección del Vanadio 0,4 mg V/L
L.D: Límite de Detección del Cromo +6 = 0,006 (mg Cr⁺⁶/L)

Ciudad Universitaria Carrera 27 Calle 9 – Edificio Camilo Torres/ Laboratorio 222
Commutador: (7) 6344000 Ext. 2465. Telefax: (7) 6349009
Página web: <http://ciencias.uis.edu.co/lqci/> E-mail: labquimco@gmail.com;
laboratorioquimicodeconsultas@uis.edu.co
Bucaramanga - Colombia

	LABORATORIO QUÍMICO DE CONSULTAS INDUSTRIALES	Código: F-PA-02	
	POST-ANALITICO	Versión: 05	
	INFORME DE RESULTADOS	Fecha: 2012/01/16 Página 3 de 3	

Informe de resultados No. I-13-097 Solicitud de servicio No. 13-059

Observaciones: *Ninguna*

Nota 1: Estos resultados son válidos únicamente para las muestras analizadas y reportadas por el laboratorio.

Nota 2: En caso de ser copia del resultado original se realizará la siguiente aclaración: Copia del resultado original.

Estimado cliente: Para nosotros es muy importante conocer sus inquietudes, sugerencias, felicitaciones, quejas y/o reclamos en los servicios prestados por el laboratorio, con el propósito de mejorar nuestros servicios. Le agradecemos que se comunique con el laboratorio, donde un miembro del personal amablemente recibirá su solicitud y pronto estaremos en comunicación con usted para aclarar y/o resolver su requerimiento.

Revisó y aprobó:



 Luz Yolanda Vargas Fallo
 Directora del Laboratorio
 Química. Msc Química UIS
 MP PQ 1144

Elaboró: *Johanna Ríveros*

Ciudad Universitaria Carrera 27 Calle 9 – Edificio Camilo Torres/ Laboratorio 222
 Conmutador: (7) 6344000 Ext. 2465. Telefax: (7) 6349009
 Página web: <http://ciencias.uis.edu.co/lqci/> E-mail: labquimco@gmail.com;
laboratorioquimicodeconsultas@uis.edu.co
 Bucaramanga - Colombia

ANEXO C. CERTIFICACIÓN DE LA CORPORACIÓN AUTÓNOMA DE SANTANDER

022-3501


CAS
Responsabilidad Ambiental,
Compromiso de Todos.

LA SUBDIRECCIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL DE LA CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL DE SANTANDER - CAS -

CERTIFICA QUE

La Corporación Autónoma Regional de Santander – CAS en el tema de usos del agua, prevención y control de la contaminación por aguas servidas se rige por lo contemplado en el Decreto 1594 del 26 de Junio de 1984 y el Decreto 3930 del 25 de Octubre de 2010.


En cuanto a los parámetros permisibles en porcentaje de remoción de vertimientos se rige por el Decreto 1594 del 26 de Junio de 1984, debido a que el Artículo 28 del Decreto 3930 del 25 de Octubre de 2010 establece lo siguiente:


Artículo 28 Decreto 3930 de 2010: El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará los parámetros y los límites máximos permisibles de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial dentro de los dos (2) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto, expedirá las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Igualmente, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial deberá establecer las normas de vertimientos al suelo y aguas marinas, dentro de los veinticuatro (24) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto.


El artículo mencionado anteriormente fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Nacional 4728 del 23 de Diciembre de 2010, estableciendo lo siguiente:


Artículo 1 Decreto 4728 de 2010: Fijación de la norma de vertimiento. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará los parámetros y los límites máximos permisibles de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo. El Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial dentro de los diez (10) meses, contados a partir de


Corporación Autónoma Regional de Santander
Carrera 12 No. 9 - 06 Téls: 724 07 62 - 723 56 68
San Gil - Santander
www.cas.gov.co


 ISO 9001
3284-1 SC

 ISO 14001
307-1 SA

 OHSAS 18001
OS-CER-168456

 CERTIFIED
IQNet
MANAGEMENT SYSTEM



 Icontec
NK-072-1

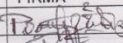

la fecha de publicación de este decreto, expedirá las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Igualmente, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial deberá establecer las normas de vertimientos al suelo y aguas marinas, dentro de los treinta y seis (36) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto".

Hasta la fecha el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible no ha expedido las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público, por ende la Corporación Autónoma Regional de Santander – CAS se rige por lo establecido en el Decreto 1594 del 26 de Junio de 1984.

La presente certificación, se expide a solicitud de los interesados a los veinte (25) días del mes de Septiembre de 2013.



ELKIN RENE BRICEÑO LARA
Subdirector de Gestión Ambiental

	NOMBRE	FIRMA
PROYECTO	Ing. Paula Vanessa Vargas Díaz	
REVISO	Ing. Rodolfo Sánchez Ruiz	
	Abg. Andrea del Pilar Sanabria del Río	

Corporación Autónoma Regional de Santander

Carrera 12 No. 9 - 06 Téls: 724 07 62 - 723 56 68
San Gil - Santander
www.cas.gov.co

