

**ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN APLICADO A CAMPOS COLOMBIANOS.**

**CRISTINA MARÍA CORREA FIGUEROA
JOSE ANDRÉS HERNÁNDEZ ARTEAGA**

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

2016

**ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN APLICADO A CAMPOS COLOMBIANOS.**

**CRISTINA MARÍA CORREA FIGUEROA
JOSE ANDRÉS HERNÁNDEZ ARTEAGA**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

**M.Sc., MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA
Magíster en Ingeniería Química**

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

2016

DEDICATORIA

A Dios por ser el motor en este proceso, por guiarme y darme la sabiduría para culminar esta etapa. A mis padres y familiares, por ser la motivación y por darme tanto apoyo. A mi compañero Jose Andrés, por empujarme cuando lo necesitaba y darme la confianza de que algún día terminaríamos este proyecto. A Fabio, por la ayuda, el amor y la confianza y a los peces, por los momentos de alegría y por estos años de amistad incondicional.

CRISTINA.

DEDICATORIA

A Dios por ser el principal soporte en este largo proceso, por permitirme cumplir mis metas y por guiarme por el camino correcto brindándome fé y perseverancia.

A mis padres José Miguel y Yulis por su amor puro e incondicional, por ser fuente de sabiduría y por su entrega y devoción en todas las actividades en las que me he visto implicado en el transcurso de mi vida.

A Polina por ese gran lazo que nos une, por ser la hermana más comprensiva, amorosa y dedicada que alguien jamás pueda tener y por ser un gran ejemplo a seguir.

A mi compañera y amiga Cristina por el gran apoyo y dedicación en la realización de este proyecto y por todos estos años de amistad y locuras.

A Jesús David, Luz Adriana, William, Jessica y Never por la amistad sincera y por permitir que estos años de universidad fueran más llevaderos.

JOSE ANDRÉS.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	20
1.1 COMPUESTOS QUÍMICOS NATURALES	21
1.2 SALINIDAD E IONES INORGÁNICOS	22
1.3 SULFUROS	23
1.4 SÓLIDOS DISUELTOS	24
1.5 METALES	25
1.6 FENOLES	26
1.7 RADIO ISOTOPOS	27
1.8 CARBONO ORGÁNICO TOTAL	27
1.9 ÁCIDOS ORGÁNICOS	28
1.10 HIDROCARBUROS	29
1.10.1 Hidrocarburos volátiles	30
1.10.2 Hidrocarburos alifáticos	30
1.10.3 Hidrocarburos policíclicos aromáticos	31
2. EFECTOS DE LA MALA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	32
2.1 VOLUMEN DE AGUA DE PRODUCCIÓN	38
2.2 FUENTES DE AGUA POTABLE	38
2.3 SALES Y SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	39
2.3.1 Sodio y cloruro	39
2.3.2 Sólidos en suspensión.	39
2.3.3 Metales pesados	40
2.3.3.1 Bario	40
2.3.3.2 Mercurio	40
2.3.3.3 Arsénico	40
2.3.3.4 Selenio	40
2.4 SULFUROS	41

2.5 ACEITES Y GRASAS	41
2.6 RADIOACTIVIDAD	41
2.7 CONCENTRACION SALINA	42
2.8 TEMPERATURA	43
3. NORMATIVA AMBIENTAL	44
3.1 NORMATIVA AMBIENTAL EN COLOMBIA	44
3.1.1 Normas de calidad y vertimientos del agua en Colombia	45
3.1.2 Criterios de calidad para destinación del recurso	46
3.1.3 Nueva norma para Colombia (Reglamentado en Marzo de 2015).	53
3.2 COMPARACIÓN DE LA NORMA COLOMBIANA CON OTROS PAÍSES DEL CONTINENTE AMERICANO	57
3.2.1 Comparación EE.UU-COLOMBIA	57
3.2.2 Comparación Venezuela-Colombia	58
3.2.3 Comparativa Brasil-Colombia	59
4. TÉCNICAS EMPLEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA	61
4.1 SEPARACIÓN BÁSICA	61
4.2 TRATADORES	62
4.2.1 Separadores de agua libre (fwko)	62
4.2.2 Aplicación de calor.	62
4.2.3 Tratamiento químico.	62
4.3 REMOCIÓN DEL PETRÓLEO DISPERSO	63
4.3.1 Tanques desnatadores.	63
4.3.2 Separadores de placas paralelas.	64
4.3.2.1 Interceptor de platinas paralelas	65
4.3.2.2 Interceptor de placas corrugadas	66
4.3.2.3 Separadores de flujo transversal	66
4.3.2.4 Paquetes de tubería en serpentín (s.p. packs)	67
4.3.3 Tanques de flotación.	68
4.3.3.1 Unidades de flotación por gas disuelto	69

4.3.3.2 Unidades de flotación por gas disperso	70
4.3.4 Hidrociclones.	73
4.4 CAJA API	74
4.4.1 Piscinas aeróbica	76
4.4.2 Piscinas anaeróbicas	76
4.4.3 Piscinas facultativas	76
4.4.4 Piscinas de sedimentación	77
4.4.5 Piscinas de oxidación.	77
5. MINIMIZACIÓN DE LOS CAUDALES DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	78
5.1 REDUCCIÓN DE VOLÚMENES DE AGUA PRODUCIDA	78
5.1.1 Cierre de pozos productores de agua	79
5.1.2 Rehabilitación de pozos productores	79
5.1.3 Aditivos a las corrientes de aguas producidas	80
5.2 REUTILIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.	81
5.2.1 Usos industriales	81
5.2.1.1 Fracturamiento hidráulico	82
5.2.1.2 Métodos de recobro mejorado	82
5.2.1.3 Supresión de partículas de polvo.	83
5.2.1.4 Detención de incendios	83
5.2.2 Uso en la ganadería	83
5.2.3 Irrigación	85
6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO PARA AGUAS DE PRODUCCIÓN	86
6.1 SCREENING TÉCNICAS DE DIPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.	87
6.1.2 Tratadores	88
6.1.3 Tanques desnatadores	88
6.1.4 Interceptor platinas paralelas	89
6.1.5 Platos corrugados	89
6.1.6 Separadores de flujo transversal	90
6.1.7 Unidad de flotación tipo gas disuelto	90

6.1.8	Unidad de flotación tipo gas disperso	91
6.1.9	Unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico	91
6.1.10	Hidrociclón	92
6.1.11	Caja API	92
6.1.11.1	Piscinas aeróbicas	92
6.1.11.2	Piscinas anaeróbicas	93
6.1.11.3	Piscinas Facultativas	93
6.1.11.4	Piscinas de sedimentación	94
6.1.11.5	Piscinas de oxidación	94
6.2	INFORMACIÓN REQUERIDA	95
6.3	EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS TÉCNICAS EMPLEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA.	95
6.3.1	Variables Tipo I.	96
6.3.2	Variables Tipo II	96
6.3.3	Variables Tipo III	97
6.4	PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE TRATAMIENTOS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	98
6.5	APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN A UN CAMPO	98
7.	CONCLUSIONES	100
	BIBLIOGRAFIA	101

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Concentraciones de compuestos químicos naturales presentes en el agua de producción	21
Tabla 2. Comparación entre las concentraciones de algunos metales encontradas comúnmente en el agua marina y las aguas de producción de plataformas offshore del Golfo de México y del Mar del Norte, las concentraciones están dadas en microgramos por litro ($\mu\text{g/L}$)	26
Tabla 3. Concentraciones de radio isotopos	27
Tabla 4. Solubilidad acuosa y concentración de n-Alcanos en aguas de producción de dos plataformas en las costas de Luisiana y Tailandia. Concentraciones en $\mu\text{g/L}$.	31
Tabla 5. Vertimientos de agua en Colombia	36
Tabla 6. Definiciones de la norma colombiana.	45
Tabla 7. Calidad del agua para consumo humano y doméstico únicamente en tratamiento convencional (Colombia)	47
Tabla 8. Calidad del agua para consumo y doméstico únicamente para desinfección (Colombia)	48
Tabla 9. Calidad del agua para uso agrícola (Colombia).	49
Tabla 10. Calidad del agua para uso pecuario (Colombia).	50
Tabla 11. Calidad del agua con fines recreativos mediante contacto primario (Colombia).	51
Tabla 12. Calidad del agua con fines recreativos mediante contacto secundario (Colombia).	51
Tabla 13. Normas de vertimiento (Colombia).	52
Tabla 14. Norma para el control de la carga de las sustancias de interés sanitario (Colombia).	52
Tabla 15. Parámetros permisibles para vertimientos superficiales.	55
Tabla 16. Comparación Colombia vs Venezuela	58

Tabla 17. Comparación Brasil vs Colombia	60
Tabla 18. Volúmenes de agua necesarios para el sostenimiento de distintos tipos de ganadería.	84
Tabla 19. Categorías de la cantidad de sólidos totales en suspensión para el agua destinada a ganadería.	84
Tabla 21. Screening Tratadores	88
Tabla 22. Screening desnatadores	88
Tabla 23. Screening Interceptor platinas paralelas	89
Tabla 25. Screening Separadores de flujo transversal	90
Tabla 26. Screening Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto	90
Tabla 27. Screening Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso	91
Tabla 28. Screening Unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico	91
Tabla 31. Screening piscinas anaeróbicas	93
Tabla 32. Screening Piscinas Facultativas	93
Tabla 33. Screening Piscinas de sedimentación	94
Tabla 34. Screening Piscinas de Oxidación	94

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comparación de aniones en fuentes convencionales y no convencionales	23
Figura 2. Comparación de cationes en fuentes convencionales y no convencionales	23
Figura 3. Daño ambiental en Colombia por vertimiento de agua de producción.	37
Figura 4. Esquema de un Separador Trifásico.	61
Figura 5. Tanque desnatador vertical	63
Figura 6. Ejemplo de paquete de platos corrugados.	64
Figura 7. Corte transversal de un desnatador	65
Figura 8. Paquete de placas corrugadas.	66
Figura 9. Esquema de un separador de flujo transversal.	67
Figura 10. Tanques de flotación	68
Figura 11. Esquema de Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto	69
Figura 12. Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso	71
Figura 13. Celda de una Unidad de Flotación tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico.	72
Figura 14. Sección Transversal de una Celda de una Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Rotor Mecánico.	73
Figura 15. Esquema general de un hidrociclón	74
Figura 16. Secciones del separador API	75
Figura 17. Matriz de evaluación	95
Figura 19. Variables tipo I para la matriz de selección de tratamientos de agua de producción.	96
Figura 20. Variables tipo II para la matriz de selección de tratamientos de agua de producción.	97
Figura 21. Datos de producción de un campo "X"	98
Figura 22. Matriz de selección agua de producción aplicada a un campo "X"	99

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN APLICADO A CAMPOS COLOMBIANOS.*

AUTORES: CRISTINA MARÍA CORREA FIGUEROA.
JOSE ANDRÉS HERNÁNDEZ ARTEAGA**

PALABRAS CLAVES: AGUA, TRATAMIENTO, OPTIMIZACIÓN, NORMATIVA AMBIENTAL.

La producción de hidrocarburos siempre viene acompañada de agua, la cual es considerada un mal necesario e inevitable. Por muy buen manejo que se le realice a un pozo es imposible evitar que la producción de agua aumente a porcentajes mayores a 80 o 90% del volumen total de fluido producido. En este punto la viabilidad económica de un pozo está al límite debido a una sobrecarga de las facilidades de superficie, al costo que representa tratar volúmenes de agua tan altos y a los tratamientos que se ve sujeta con el objetivo de cumplir la normativa vigente y conservar el medio ambiente.

Se han desarrollado múltiples alternativas para la disposición del agua de producción, algunas orientadas a la minimización de los volúmenes de agua que suben a superficie y otras al tratamiento de grandes cantidades de agua residual las cuales permiten su uso en otras actividades económicas o simplemente verterlas directamente al ambiente.

Debido a la variedad de alternativas que existen actualmente, algunas veces se aplican métodos que no son los más adecuados para las necesidades de un pozo en específico, por ejemplo, una tecnología que tenga mucho éxito en un pozo ubicado en los Estados Unidos no garantiza que su aplicación sea igual de exitosa en nuestro país, debido a varios factores como la calidad del agua o el medio circundante en el que se encuentre ubicado el pozo. Lo que se busca con este proyecto es optimizar la manera de elegir el método de disposición de aguas de producción para así obtener mayor productividad.

* Trabajo de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Manuel Enrique Cabarcas Simanca

ABSTRACT

TITLE: STUDY AND OPTIMIZATION OF PRODUCTION WATER DISPOSAL APPLIED TO COLOMBIAN FIELDS.*

AUTHORS: CRISTINA MARÍA CORREA FIGUEROA.
JOSE ANDRÉS HERNÁNDEZ ARTEAGA**

KEYWORDS: WATER, TREATMENT, OPTIMIZATION, ENVIRONMENTAL REGULATION.

Hydrocarbons production is always accompanied by water which is considered a necessary and inevitable damage. No matter how good is the treatment applied to a well, it is impossible to prevent water production from reaching high percentages, 80% or even 90% of the total volume of produced fluid. At this point the economic viability of a production well is on the limit due to the overload of surface facilities and the cost associated to treat high water volumes; this treatment is subject to current regulations and the surrounding environment.

Several alternatives have been developed for water disposal, some of them aiming to minimize water volumes that reach surface, while other options, consider the treatment of high amount of water so this can be used in other economic activities or simply to be directly disposed on the environment.

Because of the variety of alternatives that currently exist, sometimes the methods implemented are not appropriate for the specific needs of a well. For instance, a successful technology applied in a well located in United States does not guarantee equal results if applied in a well located in our country, this is caused by several factors such as, water quality or the surrounding environment in which the well is located. It is aimed through this project to optimize the way disposal methods are chosen and consequently to allow higher productivity.

* B.Sc. Degree Project

** Physicochemical Engineering College, Petroleum Engineering School,

Tutor: M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simanca

INTRODUCCIÓN

Es imposible concebir un mundo sin petróleo al día de hoy, desde que se presentó la perforación del primer campo de petróleo en Titusville, Pensilvania y la invención de los motores de combustión interna a finales del siglo XIX, este combustible fósil se convirtió el principal pilar del desarrollo industrial de la humanidad. A medida que han pasado los años la forma de explotación del crudo se ha ido perfeccionando, en un principio era muy contaminante y no tenía la suficiente automatización que se tiene en la actualidad, el tipo de crudo producido en años anteriores era de mejor calidad, pero debido al agotamiento de este, en nuestros días se ha requerido la explotación de crudos pesados que exigen tecnologías más sofisticadas. Al producir hidrocarburos ya sea gas o aceite, estos vienen siempre acompañados por una o más sustancias consideradas “indeseables” que pueden interferir de distintas maneras en la correcta explotación del hidrocarburo, tales como sulfatos, arcillas u otros contaminantes los cuales vienen disueltos en el agua de producción.

El agua de producción es aquella que viene asociada a los hidrocarburos cuando estos son producidos, y siempre está presente sin excepción alguna. Como se había mencionado anteriormente, en las primeras explotaciones en la industria de los hidrocarburos se utilizaron técnicas de producción rudimentarias y la normatividad que aplicaba era poco rigurosa, generando como consecuencia el vertimiento del agua sin ningún tratamiento previo directamente en el ambiente. Debido a esto se podía decir que el agua de producción al principio sólo representaba retos económicos (en algunas ocasiones) y no legales como por ejemplo cuando se daba la formación de emulsiones.

Afortunadamente al día de hoy la mayor parte de los países han regulado una legislación ambiental que normaliza el correcto manejo del agua de producción,

esto ha traído como consecuencia la aplicación de distintas tecnologías que permitan un tratamiento de esta y que se alcancen estándares mínimos de calidad antes de ser arrojada al ambiente o reutilizada para otra actividad económica. Actualmente se produce alrededor de 270 millones de barriles de agua por día, lo que equivale a 3 o 4 barriles de agua por cada barril de crudo producido¹ (83 millones de barriles de crudo diarios). Un pozo productor es viable económicamente hablando si se mantiene un corte de agua menor al 90%, aunque hay que tener en consideración otro tipo de variables, dicho corte es el tope recomendable en la mayoría de los casos. El costo de tratamiento de un barril de agua oscila entre 5 y 50 centavos de dólar² dependiendo del tratamiento que requiera el agua según los contaminantes presentes en esta.

Las tecnologías desarrolladas para el tratamiento del agua de producción responden a las necesidades específicas de cada uno de los países en donde se aplican, gran parte de los pozos del mundo aplican métodos de separación física solamente y dependiendo de si la calidad del agua es muy baja también se utilizan métodos biológicos o químicos. Países como los Estados Unidos son pioneros en el manejo del agua de producción y su reutilización, por ejemplo tenemos el uso del agua de producción para la irrigación de cultivos (que representan el 70% de uso del agua en el mundo)³, para la ganadería o para otros segmentos dentro de la misma industria del petróleo tales como la inyección de agua como método de recuperación secundaria.

Con este trabajo se busca explicar los métodos de tratamiento y disposición de aguas de producción y proponer tecnologías y procedimientos que se pueden

¹ Richard, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso. Oilfield Review Schlumberger, 2010.

² Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, 2007.

³ U.S DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Oil and Gas Management and Beneficial Use in the Western United States, 2011

mejorar o adaptar en Colombia. La información recopilada se ha organizado en 6 capítulos para su lectura y estudio.

En el capítulo 1 se presenta una caracterización del agua de producción, una descripción de esta y las concentraciones de los componentes que contiene. El Capítulo 2 aborda todo lo relacionado a los problemas generados por las aguas producidas, describiendo las consecuencias ambientales que genera cada componente y el impacto ambiental que se puede llegar a presentar por la mala disposición de dichas aguas. En el capítulo tres describimos la normativa ambiental vigente en varios países, haciendo énfasis en Colombia y comparando con otros países con características similares (Brasil, Venezuela) o que estén a la vanguardia en la disposición del agua de producción (Estados Unidos). El capítulo 4 explica alguna de las técnicas empleadas para la disposición del agua de producción, sus ventajas y desventajas y su forma de operación. El capítulo 5 da a conocer alternativas para la minimización de los caudales de agua producida y usos benéficos por lo cual puede ser destinada. Por último el capítulo 6 incluye una matriz de selección que nos permitirá escoger la técnica de disposición más adecuada para el agua de producción, teniendo en cuenta su calidad y otras variables como las características operacionales del pozo y del agua que se está produciendo.

1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es una mezcla compleja de productos orgánicos e inorgánicos ya sean disueltos o en forma de partículas. Los compuestos inorgánicos más comunes son calcio, magnesio, sodio y cloro. Por otra parte los compuestos orgánicos dominantes en la mayoría de aguas de producción son algunos hidrocarburos aromáticos y ácidos orgánicos de bajo peso molecular, los cuales son solubles en el agua.

El agua de producción está en contacto con la formación productora de hidrocarburo siglos antes de que la producción comience y contiene algunas de las características químicas de la formación y del hidrocarburo.⁴ Es por esto que dichas propiedades o características varían considerablemente dependiendo de la locación geográfica del campo, la formación geológica de donde se produce el agua y el tipo de hidrocarburo que está siendo producido. Adicionalmente el agua naturalmente presente en la estructura porosa también refleja la caracterización del ambiente de depositación del hidrocarburo.

Las fuentes de hidrocarburo convencional y no convencional varían en el ambiente de depositación desde depósitos de agua fresca continental hasta depósitos de agua marina. Siendo el agua de producción el resultado de una mezcla entre las anteriores, sales, sólidos disueltos, aceite, compuestos orgánicos e inorgánicos que fueron adheridos para mejorar las operaciones de perforación y producción y material radiactivo.

⁴ Veil. J.A., M.G. Pruder, D. Elcock, R.J. Redweik, Jr. 2004. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and Coal Bed Methane, Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.

1.1 COMPUESTOS QUÍMICOS NATURALES

El agua producida en la industria del petróleo contiene una gran variedad de químicos que han sido disueltos por el contacto entre esta y las formaciones geológicas en las cuales el agua de producción reside por millones de años. Usualmente estos químicos incluyen sales inorgánicas del mismo tipo que las encontradas en el agua del mar, metales y metaloides, y una gran cantidad de químicos orgánicos.

Tabla 1. Concentraciones de compuestos químicos naturales presentes en el agua de producción.

Tipo de Químico	Rango de Concentración (mg/L)
Carbono orgánico total	≤0.1->11,000
Hidrocarburos saturados	17-30
Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno	0.068-578
Hidrocarburos aromáticos	0.04-3.0
Fenoles	0.14-0.175
Ácidos orgánicos	≤0.001-10,000
Sulfato	≤1.0-8,000
Arsénico	0.000004-0.32
Bario	≤0.001-2,000
Cadmio	0.0000005-0.49
Cromo	≤0.000001-0.39
Cobre	≤0.000001-55
Hierro	≤0.0001-465
Plomo	≤0.000001-18
Manganeso	0.0002-7.0
Mercurio	≤0.000001-0.075
Niquel	≤0.000001-1.67
Zinc	0.000005-200
Radio (pCi/L)	0-5,150

Fuente: Kharaka et al. (1978,1995)

Las concentraciones mencionadas en la tabla anterior son rangos extremos para todas las concentraciones reportadas del agua de producción. Las altas concentraciones no son típicas en la mayoría de constituyentes del agua de producción las cuales casi siempre oscilan en los rangos bajos listados en la tabla

1.2 SALINIDAD E IONES INORGÁNICOS

Las aguas de producción en su mayoría tienen muy altas concentraciones salinas. La salinidad es generalmente atribuida al agua producida puede variar en el agua de producción de pozos convencionales de aceite y gas desde 150000 hasta 180000 ppm⁵ (cuatro veces más que la salinidad del agua de mar la cual tiene aproximadamente 35000 ppm) esta variación está relacionada con las diferentes cuencas, la localización del pozo dentro del campo y la fuente producida.

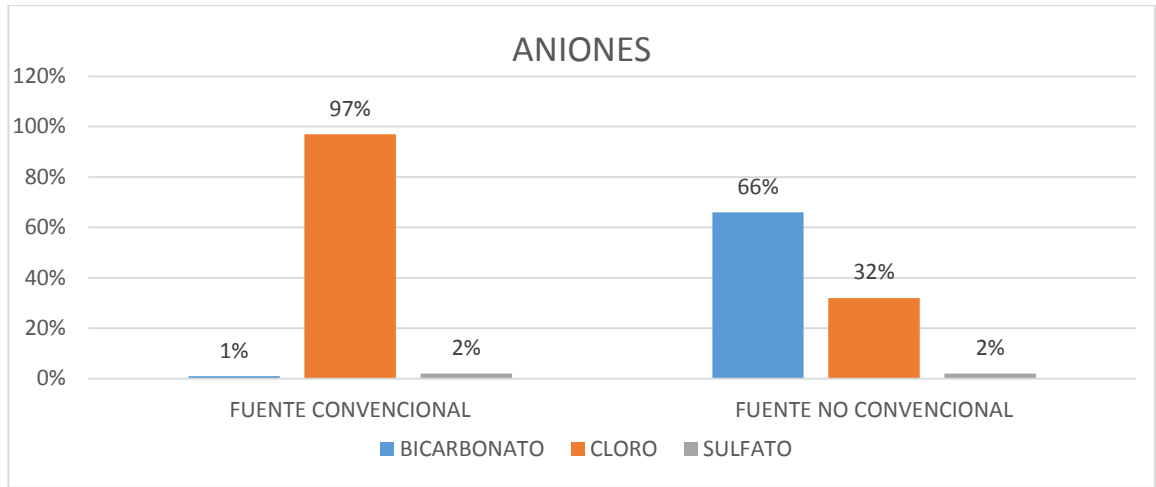
En adición la concentración de sal es igualmente importante de distinguir entre los tipos de agua de producción. Los cationes dominantes observados para agua producida en pozos convencionales y no convencionales incluyen sodio, calcio, magnesio y potasio. Existen diferencias significantes entre los iones dominantes de los yacimientos convencionales y no convencionales. En fuentes convencionales la salinidad es principalmente debido a sodio y cloro disuelto con bajas concentraciones de calcio, magnesio y potasio.⁶ Por otro lado, en pozos no convencionales las concentraciones son resultado de incrementos de sodio y bicarbonato⁷

⁵ United States Geological Survey. 2002. Produced Waters Database. U.S. Department of the Interior.

⁶ Fakhri-Razi, A., A. Pendashteh, et al. 2009. "Review of technologies of oil and gas produced water treatment" Journal of Hazardous Materials.

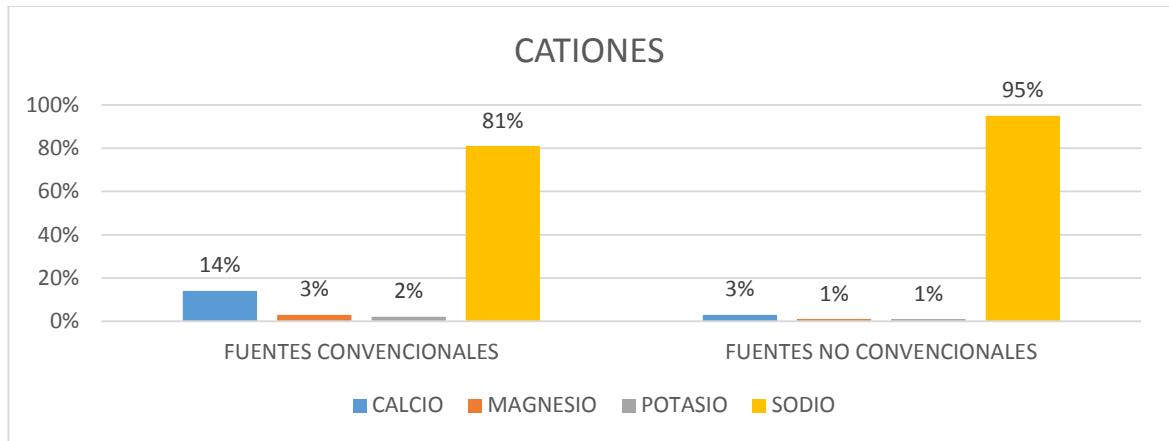
⁷ Rice, C.A., and V. Nuccio. 2000. Water Produced with Coal-Bed Methane. United States Geological Survey. Denver, Colorado. U.S Department of the Interior.

Figura 1. Comparación de aniones en fuentes convencionales y no convencionales



Fuente: Modificado de Oil and Gas Management in the Western United States, 2011

Figura 2. Comparación de cationes en fuentes convencionales y no convencionales



Fuente: Modificado de Oil and Gas Management in the Western United States, 2011

1.3 SULFUROS

La concentración de sulfato en el agua de producción es altamente variable. La mayoría de aguas producidas contienen más bajas concentraciones de sulfato que

el agua del océano. Un alto porcentaje de sulfato en las aguas de producción puede indicar que la salinidad del agua inyectada a la formación para mejorar la producción de petróleo, ha invadido la formación y está siendo producida.⁸

Estas concentraciones son importantes porque controlan la solubilidad y la concentración de una gran cantidad de elementos en especial calcio y bario.

Los sulfuros, usualmente presentes como ácido sulfúrico y poli sulfuros, pueden ser formados por una reducción bacteriana de sulfato en aguas de producción donde no hay presencia de oxígeno, estos sulfuros son más comunes en aguas de producción con gases ácidos o crudos que contienen altas concentraciones de azufre. Concentraciones de ácido sulfúrico mayores que 1000 mg/L se han detectado en la mayoría de aguas de producción

1.4 SOLIDOS DISUELTOS

Al igual que las sales, los sólidos disueltos presentes en el agua de producción varían de acuerdo al hidrocarburo producido. Las aguas producidas tienen diferentes características químicas. Aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo del mundo están asociadas con aguas que contienen más de 100 g/L de sólidos disueltos⁹. Aguas con concentraciones mayores a la anterior pueden ser clasificadas como salmueras. Las aguas asociadas con el otro 30% de reservas de petróleo contienen concentración de sólidos mayor a la mencionada. A pesar de lo anterior, la concentración de sólidos disueltos a nivel general se encuentra en un rango entre 1 y 400 g/L¹⁰ estas variaciones están asociadas a diversos factores tales como:

⁸ Tibetts, P.J.C., Buchanan, I.T., Gawell, L.J., and Large, R, 1992, A comprehensive determination of produced water composition.

⁹Bright, J. 1983. Oilfield Water Analysis Data Bank. DOE/EC/10116-2. Washington, DC: US DOE.

¹⁰ United States Geological Survey. 2002. Produced Waters Database. U.S. Department of the Interior.

- Composición del agua en el ambiente de depositación de la roca sedimentaria.
- Cambios en la interacción roca/fluido durante la compactación sedimentaria y la migración de agua.
- Variación de cuencas.
- Localización del pozo en el campo.
- Fuente producida.

Al comparar pozos convencionales con no convencionales, encontramos una variación en la concentración de sólidos disueltos presentes. Mientras que los pozos convencionales presentan concentraciones de hasta 400 g/L, los pozos de gas metano tienen generalmente menos de 50 g/L¹¹

1.5 METALES

El agua de producción contiene una variedad de metales en solución, estos metales y sus concentraciones son altamente variables en el agua de producción dependiendo de la edad y la geología de las formaciones de las cuales se está produciendo el aceite o gas. Algunos metales, tales como el vanadio o el níquel, pueden encontrarse en gran abundancia en aceites pero es poco frecuente encontrarlos en las aguas de producción, estos metales están presentes como compuestos órgano-metálicos en el aceite y no tienen participación en la fase de agua producida que está en contacto con el aceite. A pesar de esto, se han encontrado desde hace más de 15 años, altas concentraciones de Níquel en algunas aguas de producción del mar norte (tabla 14) posiblemente derivadas de un proceso de biodegradación.

¹¹ Katie L. Benko and Jörg E. Drewes. Environmental Engineering Science. 2008

Tabla 2. Comparación entre las concentraciones de algunos metales encontradas comúnmente en el agua marina y las aguas de producción de plataformas offshore del Golfo de México y del Mar del Norte, las concentraciones están dadas en microgramos por litro ($\mu\text{g/L}$)

METAL	AGUA MARINA	AGUA PRODUCIDA GOLFO DE MÉXICO	AGUA PRODUCIDA DEL MAR DEL NORTE
Arsénico	1-3	0.5-31	0.96-1.0
Bario	3-34	81000- 342000	107000- 228000
Cadmio	0.001- 0.1	<0.05- 1.0	0.45- 1.0
Cromo	1.1- 0.55	<0.1- 1.4	5- 34
Cobre	0.03- 0.35	<0.2	12- 60
Hierro	0.008- 2.0	10000- 37000	4200- 11300
Plomo	1.1- 0.1	<0.1- 28	0.4- 10.2
Manganeso	0.03- 1.0	1000- 7000	NA
Mercurio	0.00007-0.006	<0.01- 0.2	0.017- 2.74
Molibdeno	8-13	0.3- 2.2	NA
Niquel	0.1-1.0	<1.0- 7.0	22- 176
Vanadio	1.9	<1.2	NA
Zinc	0.006-0.12	10- 3600	10- 340

Fuente: G.D. Bartelle, S.J. Satoil, J.N. Batelle, Produced Water Impact Monitoring in the Norwegian Sector of the North Sea: Overview of Water Column Surveys in the Three Major Regions, 2004

1.6 FENOLES

Los fenoles son compuestos aromáticos presentes en las aguas residuales de la industria del petróleo y el gas. Los fenoles pueden causar problemas en aguas de consumo tratadas con cloro, son no biodegradables, pero sin embargo son tolerables en concentraciones de hasta 500 mg/L.

1.7 RADIO ISOTOPOS

En el agua de producción existen una gran variedad de materiales radiactivos. Los más abundantes son Radio-226 y Radio-228. El radio es un derivado de la descomposición del uranio y torio asociados con cierto tipo de rocas y arcillas en los yacimientos de hidrocarburo. A pesar que los dos isotopos de radio son de diferentes fuentes en la formación geológica, sus concentraciones en el agua de producción tienden a variar en los mismos rangos. Las concentraciones de estos dos isotopos incrementan con la salinidad en las aguas de producción de pozos de aceite y gas.

Tabla 3. Concentraciones de radio isotopos

Localización	Radio-226	Radio-228	Referencia
Texas	0.1-5150	NA	Fisher, 1995
Golfo de México	91.2-1494	162-1200	Hart et al, 1995
Mar del Norte	44.8	105	Stephenson et al, 1994
Indonesia	7.6-56.5	0.6-17.7	Neff & Foster, 1997
Agua del mar	0.0027-0.04	0.005	Santschi & Honeyman, 1989

1.8 CARBONO ORGÁNICO TOTAL

El agua de producción es removida desde un sistema inherente orgánico, donde las fuentes de carbono se han convertido en hidrocarburos a través del tiempo geológico. La materia orgánica existente en el agua de producción se presenta en dos formas: aceite disperso en pequeñas gotas suspendidas en el agua y materia orgánica no hidrocarbonada disuelta en el agua.

La cantidad y la naturaleza del aceite soluble y del material orgánico en el agua de producción es dependiente de muchos factores tales como:

- Tipo de hidrocarburo producido
- Volumen del agua de producción
- Sistema de levantamiento artificial
- Tiempo de producción.

La concentración de carbono orgánico total se encuentra en el rango de 0.1 hasta 2000 mg/L. Estas concentraciones varían de acuerdo a la localización del yacimiento. Las concentraciones de TOC en el agua de producción del mar del norte usualmente están en el rango de 14 a más de 1000 ppm¹² mientras que en el mar del norte los valores oscilan entre 15 y 313 ppm¹³.

La mayoría de la materia orgánica en las aguas de producción tratadas se encuentra en solución o suspensión coloidal. Sin embargo la concentración del carbono orgánico disuelto es casi equivalente a la concentración total de carbono. La concentración total de carbono incluye carbono suspendido o carbono que no se ha disuelto. Este carbono puede incluir aceite o partículas de carbono que pueden ser removidas por filtración.

Las concentraciones de carbono disuelto varían desde 17 hasta más de 11000 mg/L en las aguas de producción de diferentes formaciones e incluso en una cuenca en particular.

1.9 ÁCIDOS ORGÁNICOS

La concentración de carbono orgánico total en aguas de producción consiste en una mezcla de ácidos carboxílicos de bajo peso molecular tales como el ácido

¹² Stephenson, M.T., A survey of produced water studies, Produced Water, Technological/Environmental Issues and Solutions.

¹³ Brand, G.W., C.F Gibbs, C.A. Monahan, D.H. Palmer, A.J. Murray, G.J. Fabris, T. Chamberlain, and G.J. Nicholson. Production waters from the Bass Strait oil and gas field: chemical characterization and toxicity to marine organisms.

acético, ácido propanoico, ácido butírico, entre otros. Muchos de los ácidos orgánicos presentes en el agua de producción son ácidos alifáticos mono carboxílicos de cadena corta. El ácido más abundante usualmente es el ácido acético, cuya abundancia decrece con el incremento de su peso molecular.

Para aguas de producción en yacimientos asociados a mantos de carbono, el ácido propanoico se hace más abundante, sin embargo el ácido dicarboxílico también está presente, pero en concentraciones menores a 100 mg/L. Las ramificaciones lineales desde C₅ hasta C₇ se presentan en concentraciones bajas, de 0.01 hasta 2 mg/L en las aguas de producción de California.

1.10 HIDROCARBUROS

La presencia de componentes orgánicos provenientes de los hidrocarburos en el agua de producción es la mayor preocupación ambiental. Los hidrocarburos son compuestos orgánicos que contienen solo carbono e hidrogeno. Los carbonos están unidos por un enlaces simples o dobles covalentes en forma linear, ramificados o cíclicos. En los hidrocarburos alifáticos, todos los enlaces covalentes carbono-carbono son simples. Por otro lado, los hidrocarburos aromáticos están compuestos de seis anillos de carbono en los cuales seis átomos de carbono comparten equitativamente nueve enlaces covalentes.

El petróleo hidrocarburo es medido como aceite y grasa por medio de espectrometría infrarroja. Del total de carbono orgánico presente en el agua de producción se estima que del 25 al 65 por ciento es de hidrocarburos.

La solubilidad acuosa del petróleo disminuye al aumentar su tamaño, es decir con su peso molecular, todo esto debido a que el equipo utilizado para la separación de agua y aceite es eficiente removiendo gotas de aceite, pero no remueve el aceite disuelto del agua de producción. La mayoría de hidrocarburos remanentes

en el agua de producción después del tratamiento son hidrocarburos aromáticos saturados de bajo peso molecular que están disueltos en el agua de producción.

1.10.1 Hidrocarburos volátiles. Entre los hidrocarburos más abundantes en el agua de producción se encuentran el benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos, los cuales forman parte de los hidrocarburos aromáticos. De igual forma los hidrocarburos saturados de bajo peso molecular. Estos componentes pueden estar presentes en el agua de producción de diferentes fuentes a concentraciones en el rango de 0.068 mg/L hasta 600 mg/L. Normalmente el compuesto más abundante en el agua de producción es el benceno, seguido del tolueno, mientras el etilbenceno y el xileno están presentes en pequeñas fracciones.

1.10.2 Hidrocarburos alifáticos. Los hidrocarburos alifáticos saturados son compuestos orgánicos cuyo carácter no es aromático. Este tipo de hidrocarburos están presentes en menores concentraciones (usualmente menos de la mitad) que los hidrocarburos aromáticos monocíclicos en las aguas de producción, debido a la mayor solubilidad de estos últimos en el agua de producción con respecto a la de los hidrocarburos saturados con peso molecular similar¹⁴

Las parafinas normales desde n-C₁₀ hasta n-C₃₄ están en menores concentraciones de los compuestos volátiles en el agua de producción. A menudo la mayor concentración de alcanos normales en el agua de producción está en el rango de C₁₃ hasta c₁₆, estas concentraciones disminuyen a medida que aumenta el peso molecular del compuesto, debido a la volatilidad de los alcanos de bajo peso molecular y la baja solubilidad acuosa de los alcanos con más de 16 carbonos.¹⁵

¹⁴ Koons, C.B., C.D. McAuliffe, and F.T. Weiss. Effect of produced waters on the marine environment.

¹⁵ Coates, M., D.W. Connell and D.M Barron Aqueous solubility and octann-1-ol to water partition coefficients of aliphatic hydrocarbons.

Tabla 4. Solubilidad acuosa y concentración de n-Alcanos en aguas de producción de dos plataformas en las costas de Luisiana y Tailandia. Concentraciones en µg/L.

Compuesto químico	Solubilidad Acuosa	Luisiana	Tailandia
Decano n-C ₁₀	52	14- 19	169- 1010
Undecano n-C ₁₁	40	30- 93	307- 1110
Dodecane n-C ₁₂	3.7	44- 19	383- 1080
Tridecano n-C ₁₃	1.0	55- 272	456-1030
Tetradecano n-C ₁₄	0.7	56- 308	545- 957
Pentadecano n-C ₁₅	0.08	57- 266	483- 830
Hexadecano n-C ₁₆	0.05	55-177	336- 629
Heptadecano n-C ₁₇	0.006	56- 142	367- 705
Octadecano n-C ₁₈	0.004	33- 215	205- 384
Nonadecano n-C ₁₉	0.0004	38- 180	140- 338
Eicosano n-C ₂₀	0.0003	36- 171	96- 227

Fuente: G.D. Bartelle, S.J. Satoil, J.N. Batelle, Produced Water Impact Monitoring in the Norwegian Sector of the North Sea: Overview of Water Column Surveys in the Three Major Regions, 2004

1.10.3 Hidrocarburos policíclicos aromáticos. Hidrocarburos policíclicos aromáticos, también llamados hidrocarburos polinucleares aromáticos, son hidrocarburos que contienen dos o más anillos aromáticos fusionados. Este tipo de hidrocarburo genera la mayor preocupación ambiental al presentarse en el agua de producción ya que su toxicidad y existencia en el ambiente marino es superior a la de otro tipo de hidrocarburos. Las concentraciones de hidrocarburos policíclicos aromáticos en el agua de producción están en el rango de 0.04 hasta 3 mg/L. Usualmente estas concentraciones aumentan en las aguas de producción de pozos de gas.

2. EFECTOS DE LA MALA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua es el recurso más importante para la vida, tanto animal como vegetal, ya que permite el desarrollo y crecimiento de la mayoría de especies que existen en nuestro planeta. La cantidad de agua dulce existente en la tierra es limitada, y su calidad está sometida a una presión constante. La conservación de la calidad del agua es importante para el abastecimiento de las necesidades de la comunidad, la producción de alimentos y el correcto funcionamiento de las industrias que laboran a nivel mundial.

La mayor parte del agua potable en el mundo se encuentra en acuíferos (aguas subterráneas) de poca profundidad, los cuales se alimentan de fuentes superficiales y son altamente susceptibles a contaminarse con otros fluidos.

El rol del agua en el proceso de producción de petróleo se podría decir que es uno de los más importantes, ya que permite el mantenimiento de presión dentro del yacimiento para la producción de hidrocarburos e impulsa la producción de petróleo, sin embargo, también afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero ya que desde que se inician las labores de exploración, grandes volúmenes de agua son requeridos, generando residuos con altas concentraciones de componentes que llegan a ser perjudiciales para el entorno en general.

El agua de producción, también conocida como salmuera de yacimiento petrolífero o agua salada es el mayor producto de desperdicio durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos de hidrocarburos. El instituto americano del petróleo (API)¹⁶ estimó que en 1995, 18 billones de barriles de agua producida fueron generados en campos onshore de Estados Unidos, mientras que

¹⁶ American Petroleum Institute

mundialmente se estimó que se producen 77 billones de barriles por año¹⁷, generando así una relación de 3 barriles de agua por cada barril de petróleo, esta relación varía de acuerdo a la madurez del campo. Mientras en campos maduros y de aceite pesado la producción de agua es muy superior a la de aceite y genera altos costos para el tratamiento requerido.

A pesar de que lo más conveniente durante el proceso de producción de crudo sería no producir agua, hay aguas que son consideradas mejores que otras gracias al aprovechamiento que se le puede dar en el manejo del yacimiento para aumentar la productividad de los pozos. Cuando la tasa de agua producida es inferior al límite económico se considera agua buena. Por el contrario cuando la producción de agua es superior a la producción de aceite, o excede el límite económico se denomina agua mala.

A nivel mundial los problemas ambientales ocasionados por el agua de producción han tomado una mayor importancia gracias a la conciencia pública y la atención mediática, convirtiendo este tema en uno de los más comunes a la hora de evaluar el impacto generado por la industria de los hidrocarburos. Las empresas operadoras y de servicios han tenido que demostrar su compromiso con el medio ambiente poniendo mayor atención en las labores que realizan y respetando leyes y normas establecidas en cada país. Sin embargo, estas normas no siempre existen, es por esto que las compañías han tenido que establecer sus propias guías ambientales, por medio de las cuales han podido ganar reconocimiento nacional e internacional debido el esfuerzo y empeño en las actuaciones en campo que realizan, generando ahorros económicos y evitando demandas judiciales por perjuicios en el ambiente.

¹⁷ SPE, 2003

A pesar de todas estas motivaciones, los daños que se presentan en el sistema, a nivel mundial son significativos y han sido más evidentes con el paso de los años. Los cambios climáticos, extinción de especies y contaminación fluvial han ido aumentando y gran parte de estos han sido ocasionados por la mala disposición del agua proveniente de las industrias dentro de las que se destaca la industria de hidrocarburos.

El vertimiento del agua de producción es la práctica más usada para la disposición de este residuo debido a los grandes volúmenes que se generan durante los trabajos realizados en la industria petrolera. El vertimiento en ríos y otras fuentes hídricas puede llegar a convertirse en un problema ambiental si no se toman las precauciones necesarias tales como el tratamiento previo del agua por medio de procesos físicos y químicos que remuevan el mayor número de contaminantes. Las aguas de producción son un contaminador 'ideal', pues esencialmente tienen la misma gravedad específica del acuífero, son fácilmente mezclables con el agua fresca y las consecuencias que pueden llegar a generar la mala disposición de estas son irreparables.

El vertimiento final del agua tratada se realiza de muchas formas, la más común se denomina vertimiento directo, donde se deposita el agua de producción a un río o lago receptor.

La contaminación de una fuente hídrica depende de la cantidad y calidad del vertimiento así como del tamaño de la fuente y su capacidad de absorber la carga contaminante sin impactos negativos, sin embargo en la actualidad, cualquier volumen de agua contaminado representa una pérdida y desencadena problemas ambientales de gran magnitud que pueden generar cambios en el ecosistema. Los impactos causados por la disposición de agua producida han sido reportados desde mediados de los años 1800, cuando los primeros pozos de aceite y gas

fueron perforados y operados. Los problemas ambientales más comúnmente reportados son la degradación de suelos, aguas superficiales, aguas subterráneas y ecosistemas. Los contaminantes del agua de producción pueden encontrarse en forma de sólidos en suspensión en forma de trazas de metales pesados, o como gases disueltos en forma de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), o ácido sulfhídrico (H₂S). De igual forma la cantidad de gotas de aceite suspendidas y emulsificadas representan un alto porcentaje de toxicidad.

El sodio es el catión más dominante en el agua de producción. Altos niveles de sodio acompañados de calcio, magnesio y potasio generan daños a las raíces de las plantas y son los causantes de los problemas ambientales más frecuentes tales como la degradación de sólidos, contaminación de aguas y daños en los ecosistemas¹⁸, debilitamiento de la estructura del suelo e inhibición de la infiltración de agua en los suelos¹⁹.

En Colombia y el mundo son cada vez más notorias las consecuencias ambientales debido al mal aprovechamiento de los recursos. La contaminación de ríos, extinción de especies, escases de agua y fenómeno del niño, permiten cuestionarnos hasta qué punto se debe llegar para generar conciencia ambiental y detener todas estas acciones que afectan al ser humano directa e indirectamente. En nuestro país se estimó que la descarga de aguas residuales durante el 2012 fue de 92.98 m³, este valor proviene de las aguas domesticas e industriales²⁰ y se evidenció un aumento en el volumen de vertimientos comparado a años anteriores como se indica en la siguiente tabla.

¹⁸ James K. OTTON, Environmental Aspects of Produced Water Salt Releases in Onshore and Coastal Petroleum Producing Areas of the Conterminous U.S (2006)

¹⁹ Davis, J.G., R.M Waskom, "Managing Sodic Soils" (2007)

²⁰ Vertimientos (Ecopetrol, 2014)

Tabla 5. Vertimientos de agua en Colombia

TIPO DE VERTIMIENTO	VOLUMEN VERTIDO (Millones de m ³)			
	2009	2010	2011	2012
Aguas residuales domésticas	0.39	0.76	1.02	0.67
Aguas residuales Industriales	87.89	72.9	72.92	82.24
Otro		0.19	0.06	0.07
TOTAL	88.28	73.85	73.98	92.98

Fuente: ECOPETROL, 2014

Como se observa, la mayor cantidad de vertimientos que se presenta en el país provienen de las aguas residuales industriales, las cuales poseen altos porcentajes de contaminantes biológicos, físicos y químicos que no son removidos en su totalidad antes de la disposición de agua.

Al comparar el valor de las aguas residuales domésticas en los últimos años se puede determinar el pequeño porcentaje que estas representan en el total de aguas vertidas, es por esto, que a pesar de que indican un porcentaje de contaminación, estas aguas no contienen mayor cantidad de desechos tóxicos y por eso su índice de contaminación no es tan elevado como el de los residuos industriales.

Para medir el grado de contaminación que presentan tanto las aguas superficiales como las subterráneas, existe el Índice de Calidad de Agua (ICA) el cual busca simplificar por medio de un número las características positivas o negativas que puede tener el agua.²¹ El ICA generalmente se representa entre 0 y 1, ó 0 y 100, y define el grado de calidad de un determinado cuerpo de agua. Con ello se pretenden reconocer, de una forma ágil y fácil, problemas de contaminación, sin tener que recurrir a la observación de cada una de las numerosas variables fisicoquímicas determinadas.

²¹ Martínez de Bascaran, 1976, Prat *et al.* 1986, MOPT 1992

A nivel nacional, uno de los más claros ejemplos de los efectos de una mala disposición del agua de producción se encuentra en el Meta: el río Acacias, donde se realiza el vertimiento de aguas derivadas del proceso de extracción y manejo del crudo y donde es evidente la contaminación, aguas con residuos de petróleo y malos olores deben ser soportados por los habitantes de la región.

Figura 3. Daño ambiental en Colombia por vertimiento de agua de producción.



Fuente: El Espectador, 2013

En algunas partes del mundo donde se presenta una creciente escasez de agua, se realizan proyectos como la Planta de Reutilización de Agua Potable²² de Denver, la cual trata aproximadamente 30 millones de galones de efluente por día, los cuales luego son utilizados en procesos industriales y en el suministro de agua a parques de diversiones, zoológicos y campos de golf de la zona.

Los problemas ambientales depende de muchos factores que influyen en el nivel de daño que se presenta en el medio ambiente, a continuación nombraremos estos factores y la incidencia de cada uno de ellos en la contaminación por la mala disposición de aguas de producción en la industria petrolera.

²² Potable Reuse Demonstration Plant

2.1 VOLUMEN DE AGUA DE PRODUCCIÓN

Al principio de la producción los volúmenes de agua salada producida son generalmente bajos, sin embargo, con el paso del tiempo es improbable que estos volúmenes disminuyan debido a la permeabilidad relativa de la roca al agua, generando un aumento rápido de la relación agua-petróleo hasta tal punto que el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionado al bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deje de ser viable económicamente.

Antes de alcanzar este punto, los volúmenes de producción de agua son exageradamente altos. En 2007, se estimó que cerca de 250 MMBPD eran producidos a nivel mundial, frente a 80 MMBPD de aceite, generando una relación aproximada de 3 barriles de agua por 1 de aceite, es decir un corte de agua del 70%²³. Toda esta situación genera gran preocupación debido a los procesos de purificación que se deberían presentar para la disposición del agua de producción, que al no ser realizados correctamente generan que esta cantidad de agua se convierta en contaminantes.

2.2 FUENTES DE AGUA POTABLE

Uno de los mayores problemas potenciales del agua de producción es la contaminación de las fuentes de aguas potables. A nivel mundial, la mayoría de las aguas potables se hallan bajo tierra a pocos metros de la superficie, en ríos o arroyos. Los acuíferos son alimentados por la filtración desde la superficie y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. Las aguas de producción se consideran un contaminante ideal, por tanto, la preocupación al verterlas se ha convertido en un problema de atención pública y organizaciones ambientales han indagado sobre la forma en la que las compañías productoras eliminan estas

²³ B. Ferro, M. Smith "Global Onshore and Offshore Water Production. Exploration & Production, Oil & Gas review, (2007)

aguas y se han generado nuevas leyes que regulan la utilización de estas, según el tipo de contaminante que posean.

2.3 SALES Y SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN

Como ya se había mencionado antes, el agua de producción contiene gran variedad de sales disueltas, sólidos suspendidos y gases. Algunos de estos contaminantes son tóxicos y pueden concentrarse en la cadena alimenticia. Los efectos de varios compuestos e iones más comunes sobre las aguas se indican a continuación

2.3.1 Sodio y cloruro. El sodio en particular es perjudicial para la calidad del agua, sobre todo cuando se usa para la irrigación, ya que su evaporación conduce a una acumulación severa y dañina de sal. Cuando el sodio es combinado con sulfatos en aguas para consumo humano, se pueden ocasionar problemas de salud. Por otro lado cuando se les da usos industriales generan espuma en las calderas que disminuyen el tiempo de vida de los equipos que se utilizan y pueden llegar a ocasionar accidentes en las zonas de trabajo.

2.3.2 Sólidos en suspensión. Es una medida del material que excede el tamaño coloidal, es decir sólidos de tamaño relativamente grande, mayores a una micra de diámetro. Su peso específico permite que se mantengan suspendidos en el agua, depositándose en el fondo al ser más pesado que esta debido a las fuerzas gravitacionales, o suspendidas cuando son más ligeras gracias al proceso de flotación. Estos sólidos interfieren con la auto purificación, conducen a los depósitos de lodos, dañan los equipos utilizados en la industria de la piscicultura, y generan un mal aspecto de los grandes depósitos de agua.

2.3.3 Metales pesados. El metal pesado primario en el agua producida es el Bario, sin embargo se pueden presentar vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son extremadamente tóxicos para los seres humanos y seres vivos en general, aun en cantidades pequeñas. Las concentraciones máximas deben ser menores de 1 mg/l.

2.3.3.1 Bario. Al realizar el vertimiento de agua de producción con altas concentraciones de Bario en fuentes de agua o en suelos se exponen los seres vivos que habitan en estos. En fuentes hídricas, cuando los peces y otros organismos absorben compuestos del Bario, estos se acumularán en sus cuerpos causando dificultad para absorber oxígeno, parálisis y en algunos casos la muerte.

2.3.3.2 Mercurio. Un factor muy importante de los efectos del mercurio en el medio ambiente es su capacidad para acumularse en organismos y ascender por la cadena alimentaria. La bio-magnificación del mercurio o acumulación progresiva del mismo, es lo que más incide en los efectos para animales y seres humanos, causando problemas en el sistema nervioso y reproductor, alterando la capacidad de supervivencia de los organismos y afectando el ecosistema.

2.3.3.3 Arsénico. Todos los organismos vivos, reaccionan de diferente forma a la exposición de arsénico. Los efectos que producen dicha exposición dependen de la forma química en la que se presente este contaminante, del tipo de entorno ambiental y de la sensibilidad biológica de cada especie. Entre los efectos negativos generados por el arsénico presente en el agua de producción, podemos mencionar la muerte de especies que habitan en los lugares en los que es depositada dicha agua, su inhibición del crecimiento y de reproducción.

2.3.3.4 Selenio. En el medio ambiente, una alta concentración de selenio ocasiona acumulación en los tejidos corporales de los organismos, afectando toda la cadena alimentaria. En animales causa defectos de nacimientos y fallo

reproductivo y en seres humanos, genera retención de líquido en pulmones y bronquitis.

2.4 SULFUROS

Los niveles máximos permitidos para el sulfuro son de 0.5 mg/l, concentraciones mayores a estas cantidades pueden producir sabores y olores perjudiciales para el uso del agua en procesos industriales. De igual forma genera muerte en especies, en los animales, provoca irritaciones, daños cerebrales y daños vasculares que pueden llegar a atrofiar el sistema nervioso.

2.5 ACEITES Y GRASAS

Los aceites y grasas son uno de los factores más visibles en el agua de producción ya que afectan el color y la viscosidad de la misma. En el medio ambiente ocasionan perturbaciones en la vida acuática al formar películas sobre la superficie, obstaculizando la fotosíntesis por la disminución de la aeración y del paso de la luz. Los crudos esparcidos en el agua de producción son tóxicos al ser ingeridos o tener contacto directo o indirecto con la naturaleza. Es tóxico para especies acuáticas y genera problemas en la reproducción de las mismas. Los parámetros aceptables para la descarga en el océano abierto varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l en el norte de estados unidos.

2.6 RADIOACTIVIDAD

La presencia de elementos como el Radio y el Estroncio generan radioactividad. En el agua de producción es muy común encontrar estos materiales, los cuales son concentrados por los mismos organismos que concentran a los materiales pesados, por tanto los riesgos ambientales que se generan por la presencia de estos son similares a los mencionados anteriormente.

2.7 CONCENTRACION SALINA

Las aguas de producción en su mayoría tienen muy altas concentraciones salinas. Los niveles de cloruro oscilan entre 150000 y 180000 ppm, cuatro veces más que las concentraciones del agua de mar, la cual tiene aproximadamente 35000 ppm. Niveles de sal tan elevados en el agua llegan a ser tóxicos para casi todas las formas de vida, es por esto que a menos que se emplee para la reinyección a la formación productiva generará graves problemas ambientales. Debido a lo anterior, es necesaria la dilución de estas aguas, ya sea por descarga en fuentes hídricas de alto caudal y corriente o por la adición de agua dulce para reducir este contenido de sal hasta un nivel aceptable (500 mg/l).

Al verter las aguas de producción en zonas secas es decir campos o tierras que puedan ser utilizadas posteriormente en uso agrícola, se presentarán reducciones en el rendimiento de los cultivos ya que las sales se acumulan en la zona de la raíz y por tanto el cultivo no es capaz de extraer nutrientes del suelo salado, ocasionando falta de agua durante un largo periodo de tiempo y posteriormente marchitamiento de plantas. En algunos casos, estos efectos no son notorios ya que la reducción en el crecimiento es homogéneo en todo un campo y por tanto pasa desapercibido.

A pesar de estas prácticas de que al realizarse la depositación en aguas marinas para la disminución de la concentración, el mar se acostumbra a los vertimientos, habrá una zona en la vecindad inmediata del punto de descarga donde las concentraciones serán excesivas y habrá una reducción marcada en los organismos marinos.

2.8 TEMPERATURA

A medida que la profundidad de un yacimiento aumenta, la temperatura también lo hace. Los factores reflejados en las temperaturas del agua de producción son:

- Temperatura del yacimiento
- Tasa de flujo
- Geometría del pozo
- Temperatura ambiente
- Método de procesamiento en superficie

Luego de la extracción de las aguas de producción la temperatura se mantiene elevada por largos periodos, por tanto, al realizar las descargas en aguas superficiales se elevará la temperatura de las mismas disminuyendo los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad en las especies acuáticas e interfiriendo con la procreación y propagación de las mismas. De igual forma se aumentan las tasas de crecimiento de bacterias generando aceleración en las reacciones químicas y por tanto eutroficación.

3. NORMATIVA AMBIENTAL

Actualmente el mundo entero atraviesa una crisis ambiental la cual está generando mucha preocupación. La escasez de agua debido al mal uso por parte de los seres humanos cada vez es mayor y las consecuencias se hacen más visibles con el paso del tiempo, se están presentando extinción de especies, daños en cultivos y muertes debido a la falta de agua.

En las industrias se generan grandes volúmenes de aguas de desecho, las cuales contienen concentraciones de compuestos que pueden llegar a ser muy contaminantes. Es por esto que a nivel mundial se han generado normas que regulen el uso que se les da a estas aguas. Cada país cuenta con una normativa diferente, sin embargo todas se enfocan en la conservación de las fuentes de agua y prevención de daños ambientales que posteriormente pueden llegar a ser irreversibles.

3.1 NORMATIVA AMBIENTAL EN COLOMBIA

El ministerio de ambiente y desarrollo sostenible en conjunto con la presidencia de la república son las encargadas de establecer la política ambiental que se aplica en el territorio nacional poniéndola como eje fundamental para el desarrollo económico y social de la nación. El EMAR es la entidad encargada del manejo y administración del recurso al cual se le asigna esas funciones por ley; entre otras entidades también podemos mencionar el IDEAM (Instituto colombiano de hidrología, meteorología y estudios ambientales. Las corporaciones autónomas regionales (CAR) y la dirección marítima y portuaria (DIMAR). Se concluye que el ministerio de ambiente y las EMAR fijarán requisitos y condiciones necesarios para la obtención del respectivo permiso de vertimiento dependiendo de las características del usuario solicitante. El sistema nacional ambiental (SINA)

desarrolla un sistema de gestión ambiental en el que la autoridad ambiental, en orden ascendente corresponde a los municipios (o distritos), los departamentos, las CAR y el ministerio de ambiente.

3.1.1 Normas de calidad y vertimientos del agua en Colombia. El uso adecuado del agua y residuos líquidos están contemplados en los decretos 3930 de 2010, 1594 de 1984 y 2811 de 1974 compilados en el código nacional de recursos naturales renovables y de protección al medio ambiente.

Tabla 6. Definiciones de la norma colombiana.

PARÁMETRO	DEFINICIÓN
Tratamiento convencional	Para potabilizar las aguas, se siguen los siguientes procesos y operaciones: coagulación, floculación, sedimentación, filtración y desinfección.
Vertimiento líquido	Cualquier descarga líquida hecha a un cuerpo de agua o a un alcantarillado.
Usuario	Toda persona natural o jurídica de derecho público o privado, que utilice agua tomada directamente del recurso o de un acueducto, o cuya actividad pueda producir vertimiento directo o indirecto al recurso.
Usuario nuevo	Aquel cuya actividad se inicie después de la fecha de entrada en vigencia del decreto 3930 de 2010.
Usuario existente	Aquel cuya actividad ha venido realizándose con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia del decreto 3930 de 2010.
Zona de mezcla	Área técnicamente determinada a partir del sitio de vertimiento, indispensable para que se produzca mezcla homogénea de éste con el

	cuerpo receptor; en la zona de mezcla se permite sobrepasar los criterios de calidad de agua para el uso asignado siempre y cuando se cumplan las normas de vertimiento.
Vertimiento no puntual	Aquel en el cual no se puede precisar el punto exacto de descarga al recurso, tal es el caso de vertimientos provenientes de escorrentía, aplicación de agroquímicos u otros similares.
Lodo	Suspensión de un sólido en un líquido proveniente de tratamiento de aguas, residuos líquidos u otros similares.
Carga	Producto de la concentración promedio por el caudal promedio determinados en el mismo sitio; se expresa en kilogramos por día (Kg/d).
CL₅₀⁹⁶	A la concentración de una sustancia; elemento o compuesto, solos o en combinación, que produce la muerte al cincuenta por ciento (50%) de los organismos sometidos a bioensayos en un periodo de 96 horas.
Aguas Dulces	Agua con una salinidad inferior o igual a 0.5 %
Aguas salobres	Agua con una salinidad entre 0.5 y 30%
Aguas salinas	Agua con una salinidad superior a 30%

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

3.1.2 Criterios de calidad para destinación del recurso

Tabla 7. Calidad del agua para consumo humano y doméstico únicamente en tratamiento convencional (Colombia)

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR (mg/L)*
Amoníaco	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	Ag	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	20000 microorganismos/ 100 ml
Coliformes fecales	NMP**	2000 microorganismos/ 100 ml

* A menos que indique lo contrario.

**NMP (Número máximo permisible de un elemento)

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.

Tabla 8. Calidad del agua para consumo y doméstico únicamente para desinfección (Colombia)

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR (mg/L)*
Amoníaco	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		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	Ag	0.05
Plomo	Pb	0.05
Selenio	Se	0.01
Sulfatos		400.0
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0.5
Coliformes totales	NMP**	1000 microorganismos/100 ml
Turbiedad	UJT	10 unidades Jackson de turbiedad. UJT

* A menos que indique lo contrario.

**NMP (Número máximo permisible de un elemento)

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.

Tabla 9. Calidad del agua para uso agrícola (Colombia).

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR (mg/L)*
Aluminio	Al	5.0
Arsénico	As	0.1
Berilio	Be	0.1
Cadmio	Cd	0.01
Cinc	Zn	2.0
Cobalto	Co	0.05
Cobre	Cu	0.2
Cromo		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
Plomo	Pb	5.0
Selenio	Se	0.02
Vanadio	V	0.1

* A menos que indique lo contrario.

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.

Además de los criterios establecidos, también tenemos en cuenta:

1. El boro, expresado como B, deberá estar entre 0.3 y 4.0 mg/1 dependiendo del tipo de suelo y del cultivo.

2. El NMP de coliformes totales no deberá exceder de 5000 cuando se use el recurso para riego de frutas que se consuman sin quitar la cáscara y para hortalizas de tallo corto.
3. El NMP de coliformes fecales no deberá exceder de 1000 cuando se use el recurso para el mismo fin del inciso anterior.

Tabla 10. Calidad del agua para uso pecuario (Colombia).

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR (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		1.0
Mercurio	Hg	0.01
Nitratos+Nitritos	N	100.0
Nitrito	N	10.0
Plomo	Pb	0.1
Contenido de sales	Peso total	3000
Nitrógeno y fósforo		Valores que no causen eutrofización

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.

Tabla 11. Calidad del agua con fines recreativos mediante contacto primario (Colombia).

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR
Coliformes fecales	NMP	200 microorganismos/100 ml
Coliformes totales	NMP	1000 microorganismos/100 ml
Compuestos fenólicos	Fenol	0.002
Oxígeno disuelto		70% concentración de saturación
pH	Unidades	5.0-9.0
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno.	0.5

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.

Tabla 12. Calidad del agua con fines recreativos mediante contacto secundario (Colombia).

REFERENCIA	EXPRESADO COMO	VALOR
Coliformes totales	NMP	5000 microorganismos/100 ml.
Oxígeno disuelto	.	70% concentración de saturación
pH	Unidades	5.0-9.0 unidades
Tensoactivos	Sustancias activas al azul de metileno	0.5 mg/L

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.

Tabla 13. Normas de vertimiento (Colombia).

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	QUÍMICA	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.

Tabla 14. Norma para el control de la carga de las sustancias de interés sanitario (Colombia).

SUSTANCIA	EXPRESADA COMO	CONCENTRACIÓN (mg/L)
Arsénico	As	0.5
Bario	Ba	5.0
Cadmio	Cd	0.1
Cobre	Cu	3.0
Cromo		0.5
Compuestos fenólicos	Fenol	0.2
Mercurio	Hg	0.02
Níquel	Ni	2.0
Plata	Ag	0.5

Plomo	Pb	0.5
Selenio	Se	0.5
Cianuro	CN-	1.0
Mercurio orgánico	Hg	No detectable
SUSTANCIA	EXPRESADA COMO	CONCENTRACION (mg/L)
Difenil policlorados	Concentración de agente activo	No detectable
Tricloroetileno	Tricloroetileno	1.0
Cloroformo	Extracto carbón cloroformo (ECC)	1.0
Tetracloruro de carbono	Tetracloruro de carbono	1.0
Dicloroetileno	Dicloroetileno	1.0
Sulfuro de carbono	Sulfuro de carbono	1.0
Otros compuestos organoclorados	Concentración de agente activo	0.05
Compuestos organofosforados	Concentración de agente activo	0.1
Carbonatos		0.1

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.

3.1.3 Nueva norma para Colombia (Reglamentado en Marzo de 2015). El ministro de ambiente y desarrollo sostenible en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas en el numeral 25 del artículo 5 de la ley 99 de 1993, y considerando:

Que de acuerdo con el artículo 28 del Decreto 3930 de 2010, modificado con el artículo 1 del decreto 4728 de 2010, corresponde al ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, fijar los parámetros y los límites máximos permisibles que deben cumplir los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo asociado a un acuífero.

Que de acuerdo con el artículo 29 del Decreto 3930 de 2010, la autoridad ambiental competente con fundamento en el plan de ordenamiento del recurso hídrico – PORH, podrá fijar valores más restrictivos a las normas de vertimiento que deben cumplir los vertimientos al cuerpo de agua o al suelo asociado a un acuífero.

La autoridad ambiental competente, en el marco de las competencias establecidas en ley 99 de 1993, exigirá el cumplimiento de los valores límite máximos permisibles de los parámetros definidos para los generadores que desarrollan las diferentes actividades productivas contempladas en la presente resolución, aplicando lo contemplado en la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas en su revisión 4 adaptada para Colombia (CIIU Rev. 4 A.C.) de Enero de 2012, o aquella que la modifique o sustituya.

El artículo 30 establece los parámetros a monitorear en los vertimientos puntuales de aguas residuales de generadores que desarrollan actividades de los siguientes códigos CIIU:

- **Sección C:** Explotación de minas y canteras:
 - 1110. Extracción de petróleo crudo y de gas natural.
 - 1120. Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y de gas, excepto las actividades de prospección.

- **Sección D:** Industria manufacturera:
 - 2321. Fabricación de productos de la refinación del petróleo, elaborados en refinería.
 - 2322. Fabricación de productos de la refinación del petróleo, fuera de refinería

- **Sección E:** Suministro de electricidad, gas y agua.
 - 4020. Fabricación de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías.

- **Sección I:** Transporte, almacenamiento y comunicaciones.
 - 6050. Transporte por tuberías.

En la siguiente tabla se describen los parámetros y los valores límites máximos permisibles que deben cumplir los vertimientos puntuales a los cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. La norma aplica para aguas costeras o interiores.

Tabla 15. Parámetros permisibles para vertimientos superficiales.

PARÁMETRO	UNIDADES	VALORES LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES	
		cuerpo de agua superficial	Alcantarillado público
GENERALES			
Demanda química de oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	150.0	300.0
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO₅)	mg/L O ₂	30.0	45.0
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	35.0	70.0

Sólidos sedimentables (SSED)	mL/L	1.0	5.0
Material Flotante	mg/L	0.5	-
Grasas y aceites	mg/L	10.0	50.0
Fenoles	mg/L	0,02	0.02
Sustancias activas al azul de metileno (SAAM)	mg/L	4.0	8.0
HIDROCARBUROS			
Hidrocarburos totales (HTP)	mg/L	1.0	2.5
Hidrocarburos aromáticos polinucleares (HAP)	mg/L	0.05	0.5
BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno)	µg/L	20.0	100.0
Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles (AOX)	mg/L	0.05	0.5
NUTRIENTES			
Fósforo total (P)	mg/L	2.0	4.0
COMPUESTOS NITROGENADOS			
Nitrógeno total (N)	mg/L	10.0	-
IONES			
Cianuro (CN⁻)	mg/L	0.1	0.2
Cloruros (Cl⁻)	mg/L	100.0	200.0
Fluoruros (F⁻)	mg/L	5.0	10.0
Sulfatos (SO₄²⁻)	mg/L	250.0	500.0
Sulfuros (S²⁻)	mg/L	1.0	2.5
METALES Y METALOIDES			
Aluminio (Al)	mg/L	0.5	1.5
Arsénico (As)	mg/L	0.1	0.3
Bario (Ba)	mg/L	0.5	5.0

Boro (B)	mg/L	0.5	2.0
Cadmio (Cd)	mg/L	0.01	0.1
Cinc (Zn)	mg/L	0.5	2.5
Cobre (Cu)	mg/L	0.5	1.5
Cromo (Cr)	mg/L	0.2	0.4
Estaño (Sn)	mg/L	1.0	1.5
Hierro (Fe)	mg/L	1.0	2.5
Litio (Li)	mg/L	0.1	2.5
Magnesio (Mg)	mg/L	No definido	No definido
Manganeso (Mn)	mg/L	0.1	3.0
Mercurio (Hg)	mg/L	0.01	0.2
Molibdeno (Mo)	mg/L	0.01	0.1
Níquel (Ni)	mg/L	0.5	2.0
Plata (Ag)	mg/L	0.5	1.0
Plomo (Pb)	mg/L	0.1	0.25
Selenio (Se)	mg/L	0.1	0.25
Vanadio (V)	mg/L	0.5	2.0

Fuente: COLOMBIA, MAVDT, por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a sistemas de alcantarillado público.

3.2 COMPARACIÓN DE LA NORMA COLOMBIANA CON OTROS PAÍSES DEL CONTINENTE AMERICANO

3.2.1 Comparación EE.UU-COLOMBIA. Estados Unidos tiene una población que ronda los 320 millones de personas por lo cual en calidad de superpotencia mundial requiere grandes cantidades de energía, es uno de los principales productores de hidrocarburos y el que más consume actualmente. Debido a lo anterior es clara la diferencia entre el gigante norteamericano y nuestro país en materia de hidrocarburos y por supuesto en la norma de disposición de aguas, hay que resaltar que dicha norma no es uniforme en todo el territorio estadounidense y varía dependiendo del estado (división político-administrativa norteamericana) en donde se realice el manejo de aguas, entre los principales puntos de diferencia podemos nombrar:

- La norma en EE.UU. es mucho más específica en sus parámetros que la norma en Colombia presentando calidades totalmente diferentes en onshore y offshore.
- En EE.UU. para offshore es permitido el vertimiento de aguas de producción con un único criterio evaluado como contaminante (grasas y aceites 42 mg/L) mientras que para Colombia depende de la concentración en la carga presente.
- Colombia presenta una norma única para vertimientos sin tener en cuenta la industria, el sector productivo y el medio receptor.
- EE.UU. al tener una norma tan específica sobre el agua residual hace que el costo por su tratamiento se incremente de manera considerable, sin embargo debido a ésta situación se han desarrollado investigaciones detalladas que han contribuido al cuidado del medio ambiente, situación que no se presenta en Colombia donde los estudios son pocos y las entidades estatales no supervisan de manera adecuada la aplicación de la norma.

3.2.2 Comparación Venezuela-Colombia. En la siguiente tabla se mostrará numéricamente la comparación de aguas para consumo humano e industrial para los dos países.

Tabla 16. Comparación Colombia vs Venezuela

PARÁMETROS (mg/L)	COLOMBIA	VENEZUELA
pH	6.5-8.5	6.0-8.5
Color Real	20	50
Turbiedad	10 Jackson	<25 Jackson
Coliformes Totales	1000/100 ml	<50/100 ml
Arsénico	0.05	0.05
Bario	1.0	1.0
Cadmio	0.01	0.01

Cianuro	0.2	0.1
Cloruros	250	600
Cobre	1.0	1.0
Cromo	0.05	0.05
Fenoles	0.002	0.002
Mercurio	0.002	0.01
Nitratos	10	10
Plata	0.05	0.05
Plomo	0.05	0.05
Selenio	0.01	0.01
Policlorados	No detectable	0.2
Sulfatos	400	400
Tensoactivos	0.5	1.0

Fuente: Tesis UIS, Análisis de la Normatividad Aplicada al Vertimiento de Aguas de Producción en la Explotación de Recursos Hidrocarburos en Colombia, año 2012.

Los parámetros en ambos países son muy parecidos, por lo cual se puede afirmar que Venezuela y Colombia comparten criterios de calidad para el agua de consumo humano por lo tanto el tratamiento de aguas de producción y su disposición en ambos países es casi el mismo.

Los únicos valores que varían de cierta manera son los de los cloruros y los coliformes debido a que pasa de valores de 250 mg/L en Colombia a valores de 600 mg/L en Venezuela y 1000 mg/100 ml a 50 mg/100 ml respectivamente.

3.2.3 Comparativa Brasil-Colombia. A continuación se muestra una tabla comparativa del agua de uso doméstico entre ambos países:

Tabla 17. Comparación Brasil vs Colombia

Parámetro (mg/L)	Tratamiento de Desinfección		Tratamiento Convencional
	Colombia	Brasil	Colombia
pH	6.5-8.5	6.0-9.0	5.0-9.0
Grasas y Aceites	Ausentes	Ausentes	Ausentes
Arsénico	0.05	0.005	0.05
Bario	1.0	0.01	1.0
Cadmio	0.01	0.001	0.01
Cianuro	0.2	0.005	0.2
Fenoles	0.002	0.003	0.002
Cinc	15	0.18	0.2
Cloruros	250	250	250
Cobre	1.0	0.009	1.0
Cromo	0.05	0.05	0.05
Mercurio	0.02	0.0002	0.002
Nitratos	10	10	10
Nitritos	1.0	1.0	1.0
Plata	0.05	0.01	0.05
Plomo	0.05	0.01	0.05
Selenio	0.01	0.01	0.01
Sulfatos	400	250	400
Tensoactivos	0.5	0.5	0.5
PCB's	No Detectable	0.001 µg/L	No Detectable

Fuente: Tesis UIS, Análisis de la Normatividad Aplicada al Vertimiento de Aguas de Producción en la Explotación de Recursos Hidrocarburos en Colombia, año 2012.

Como se puede observar en la tabla, los parámetros entre los dos países no varían mucho en cuanto a la calidad del agua, presentándose diferencias en la cantidad de cianuro, cinc, cobre y sulfatos tanto en el tratamiento simple como en el tratamiento convencional.

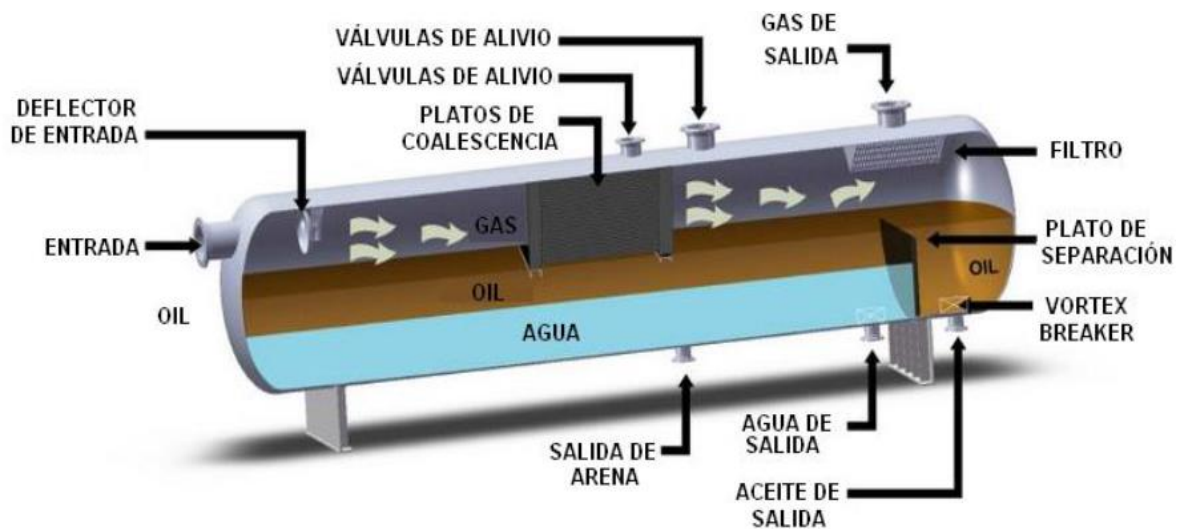
4. TÉCNICAS EMPLEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA

Los tratamientos a las que son sometidas las aguas de producción dependen de la disposición final que se le vaya a dar a dichas aguas producidas. Estas técnicas pueden ser de carácter físico o químico dependiendo de la tecnología empleada. Entre los procesos más comunes tenemos:

4.1 SEPARACIÓN BÁSICA

Usada principalmente en pozos que producen cantidades de agua a pequeña escala o moderada. Se puede hacer uso de un separador trifásico debido a que se presenta una mezcla de fluidos compuesta por aceite, gas y agua (ocasionalmente la presencia de algunos sólidos). Esta separación se puede aplicar en caso dado que no haya formación de emulsiones debido a las caídas de presión.

Figura 4. Esquema de un Separador Trifásico.



Fuente: TASHA MANUFACTURING COMPANY. Products, separators. (http://tasa-co.net/?page_id=302)

En los sistemas de separación trifásica de carácter horizontal el sistema de separación consiste en dejar chocar el fluido con un deflector de entrada el cual direcciona el líquido por debajo de la interface agua-aceite. Esto hace que la mezcla pase por la fase continua de agua en el fondo del tanque y luego suba a través de la interface agua-aceite. El anterior proceso es conocido como lavado de agua y tiene como finalidad generar coalescencia para la separación de las gotas de agua que son arrastradas a la fase aceite. El deflector se encarga de que poco gas sea arrastrado por el líquido.

4.2 TRATADORES

Como se había dicho anteriormente la presencia de agua emulsionada no permite el correcto funcionamiento de los separadores por lo cual esta debe ser tratada primero. Las etapas de tratamiento básicas a seguir son las siguientes:

4.2.1 Separadores de agua libre (fwko). Consiste en un recipiente en donde el agua libre se separa en el fondo del mismo mientras que la emulsión sale por la parte superior, este proceso se realiza debido a que se requiere más energía calorífica para aumentar la temperatura del agua que del aceite haciendo que el tratamiento de la emulsión sea más eficiente debido a la ausencia de agua libre.

4.2.2 Aplicación de calor. Es un proceso auxiliar que acelera el proceso de separación; los calentadores pueden ser directos o indirectos dependiendo de cómo se aplique el calor.

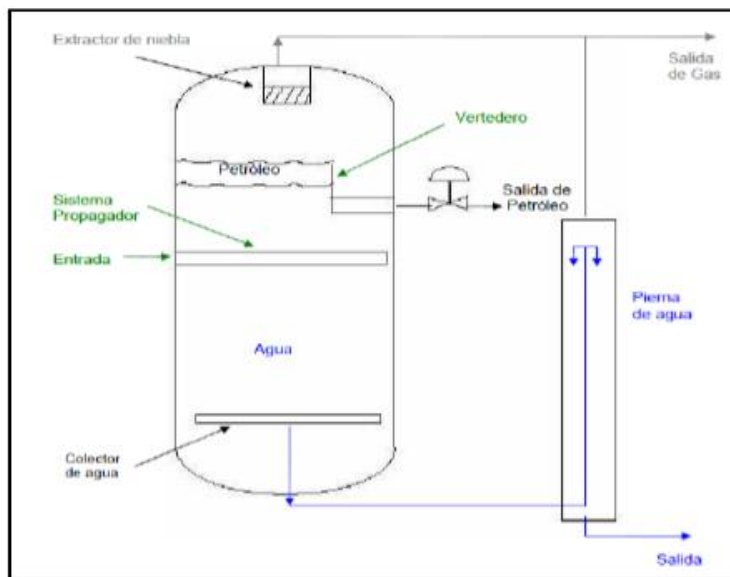
4.2.3 Tratamiento químico. Una de las etapas más importantes, en donde por medio de agentes químicos se ataca el agente emulsificador. Los químicos deben ser solubles en aceite para atacar emulsiones directas y solubles en agua para atacar emulsiones inversas.

4.3 REMOCIÓN DEL PETRÓLEO DISPERSO

El agua de descarga presenta partículas de aceite disperso, la cantidad de este petróleo es un factor importante para cumplir la normatividad ambiental establecida en cada país. El aceite puede causar problemas de inyección y efectos devastadores sobre el medio ambiente. Si el agua que sale de los separadores está cargada de muchas partículas de aceite se debe considerar el uso de tratadores tales como los siguientes:

4.3.1 Tanques desnatadores. Son recipiente de dimensión considerable que proveen el suficiente tiempo de retención para que el aceite suba a la superficie y pueda ser separado por otros métodos tales como la coalescencia o la separación gravitacional. Estos dispositivos pueden funcionar a una presión dada o a presión atmosférica. Existen tanto de forma horizontal como vertical.

Figura 5. Tanque desnatador vertical



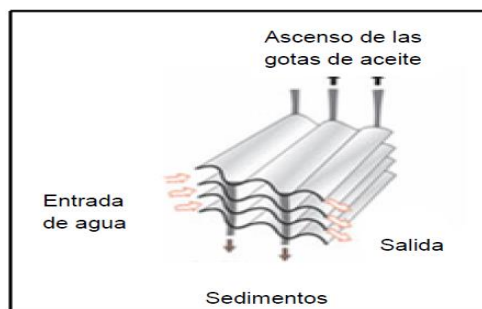
FUENTE: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. 1999.

4.3.2 Separadores de placas paralelas. Es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas paralelas donde el agua que contiene aceite pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie donde coleasen y se trasladan por la placa hasta llegar a la superficie del agua donde se desnata. Las placas paralelas son convenientes si se pueden adaptar a separadores convencionales logrando así que no haya modificaciones estructurales importantes. Sin un equipo mecánico de remoción de los sedimentos, adaptar platos paralelos puede no ser práctico debido a que la remoción manual de sedimentos puede requerir el retiro del paquete de placas del separador en intervalos regulares.

Se puede decir que los módulos de placas paralelas pueden mejorar el funcionamiento de tres maneras:

- Proporcionando un aumento en el área superficial horizontal del separador.
- Creando una distribución más uniforme, características de flujo menos turbulento.
- Reduciendo la distancia que debe recorrer el aceite antes de llegar a la superficie.

Figura 6. Ejemplo de paquete de platos corrugados.

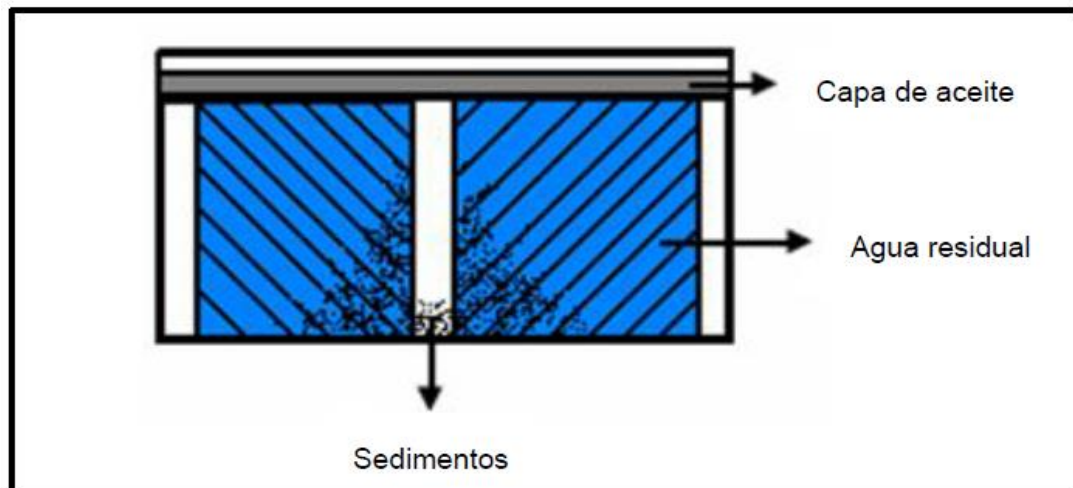


FUENTE: Patton, C. Water Sampling and Analysis. Applied Water Technology.

La adaptación de módulos de placas paralelas en un separador ya existente se puede acomodar para lograr flujos más altos. Es muy importante saber el espaciamiento entre platos y el ángulo de la placa para el correcto funcionamiento del paquete de placas. Entre el tipo de placas más comunes se encuentran:

4.3.2.1 Interceptor de platinas paralelas. Eficientes para remover aceites emulsionados o disueltos además al igual que los separadores de placas paralelas pueden remover partículas más pequeñas de aceite libre que un separador de aceite convencional. Este tipo de separador consta de una serie de paquetes de platinas planas paralelas que son colocadas a lo largo de la caja API, Apoyados por láminas perforadas o baffles, que genera un camino sinuoso que fuerza a las gotas de aceite a unirse y subir para posteriormente verter la nata formada en el colector. Si el flujo es perpendicular al eje de las placas, un corte transversal al recipiente desnatador nos permite observar cómo se forma una especie de “V” a lo largo del equipo formado por el fluido.

Figura 7. Corte transversal de un desnatador



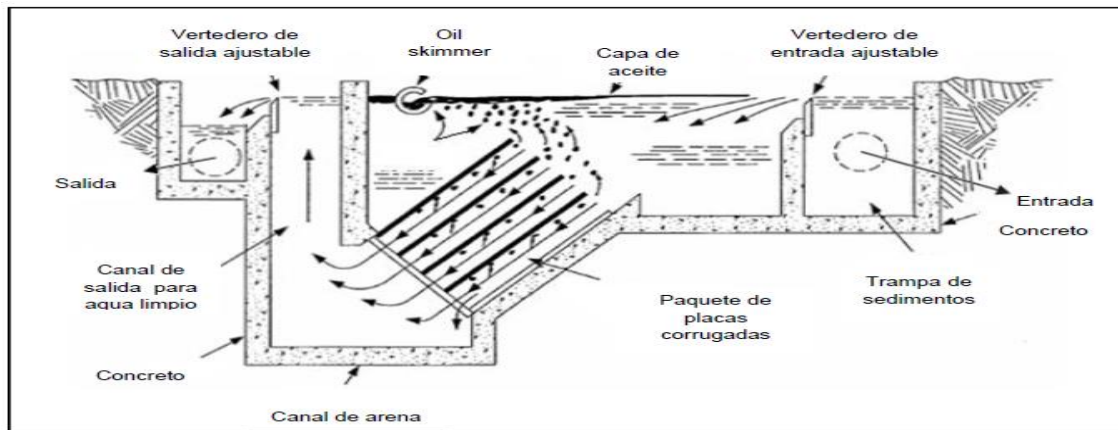
FUENTE: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. 2008.

4.3.2.2 Interceptor de placas corrugadas. Es la más comúnmente usada en operaciones costa afuera (off shore) para el tratamiento de aguas residuales y generalmente la más eficiente. Además presenta una forma más refinada que el interceptor de platinas ocupando menos espacio pero removiendo la misma cantidad de partículas y también hace más sencillo el manejo de sedimentos.

El eje de las corrugaciones es paralelo a la dirección de flujo con inclinación estándar de 45°, dicha inclinación hace que el agua se vea forzada a fluir hacia abajo y así poder remover las partículas de aceite presentes en el agua. Cuando el aceite alcanza el último paquete de platos se recoge en un canal y se lleva a la interface agua-aceite.

Se tiene que tener en cuenta que cuando hay presencia de arena o arcillas se puede presentar taponamiento por lo cual la inclinación estándar debe ser modificada de 45° a 60°.

Figura 8. Paquete de placas corrugadas.

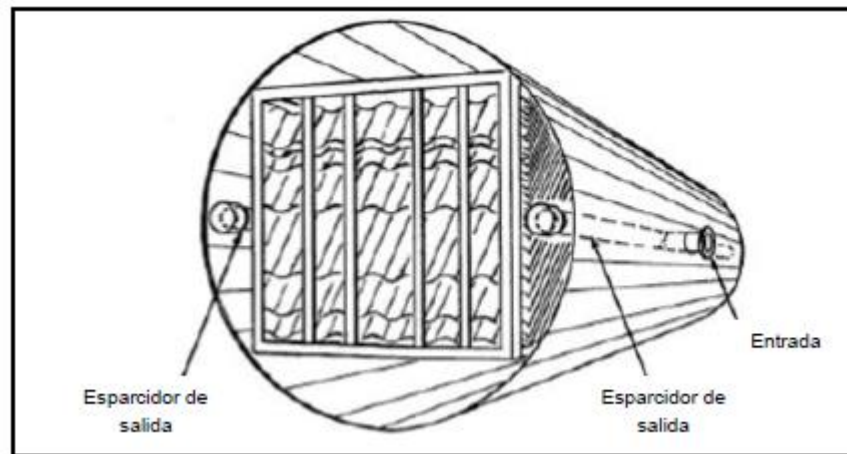


FUENTE: "Monographs on Refinery Environmental Control, Management of Water Discharges. API Publicación 421". 2001

4.3.2.3 Separadores de flujo transversal. Modificación del anterior caso, en el cual el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa. Esta

modificación permite una instalación de los platos de tal manera que se logre un ángulo mayor a 45° y así facilitar la remoción de sedimentos en un recipiente presurizado proporcionando un control del potencial de gas presente en el equipo. Este tipo de dispositivos pueden colocarse en recipientes a presión vertical u horizontal. En recipientes horizontales se requiere menor ángulo de inclinación, debido a que la distancia que recorre la partícula de aceite desde el fondo hasta la superficie es menor comparada con un recipiente vertical.

Figura 9. Esquema de un separador de flujo transversal.



FUENTE: Aguirre A., Eduardo. Facilidades de Superficie en la Industria Petrolera. 2005.

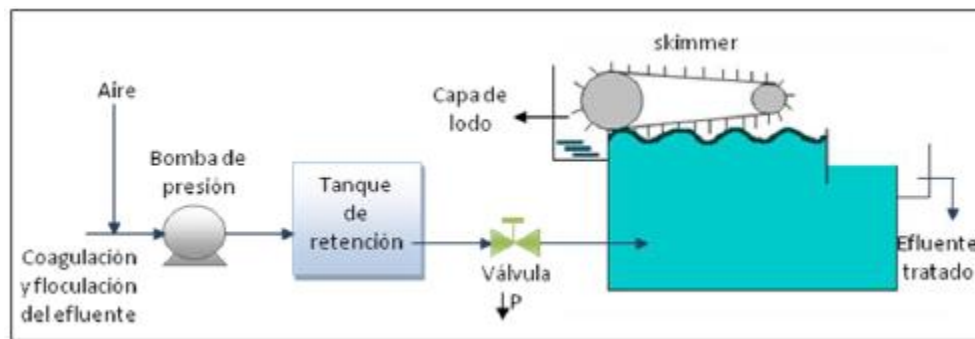
Se puede decir que los interceptores de placas corrugadas son más económicos y eficientes para la remoción de aceite que los de flujo transversal. Sin embargo, el flujo transversal es muy útil cuando se requiere el uso de recipientes a presión y se espera agua con mucho contenido de sólidos.

4.3.2.4 Paquetes de tubería en serpentín (s.p. packs). Este tipo de paquetes tiene como finalidad generar turbulencia al interior del separador, generalmente son instalados en elementos de segregación gravitacional primarios, como por ejemplo 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 lo cual permite a las

gotas de aceite presentes en el agua agruparse y ascender a superficie de una forma más eficiente. La presencia de sólidos puede generar problemas de eficiencia por taponamiento y abrasión de los equipos. Resultan muy efectivos si se implementan en sistemas de tratamiento primario ya que estos son diseñados para incrementar la distribución en el tamaño de la gota de aceite por medio del proceso de coalescencia llevándola hasta un diámetro límite de 1.000 μm lo que facilita su remoción.

4.3.3 Tanques de flotación. Este proceso se ayuda de la flotación en donde burbujas finas de gas se usan para separar pequeñas partículas suspendidas que son difíciles de separar por decantación o sedimentación. El tratamiento consiste en inyectar gas en el agua que se va a tratar, permitiendo que las partículas y gotas de aceite en suspensión en el agua se junten con las de gas y suban a superficie. El gas usado puede ser aire, nitrógeno u otro tipo de gas inerte.

Figura 10. Tanques de flotación



Fuente: COLORADO SCHOOL OF MINES. An integrated framework for treatment and management of produced water. USA

La eficiencia de este proceso depende de las diferencias de densidad del líquido y los contaminantes que van a ser eliminados. Este método puede remover alrededor del 93% de aceite, siendo por lo tanto altamente eficiente. Se pueden encontrar dos clases de unidades de flotación, la diferencia entre ellos se debe al

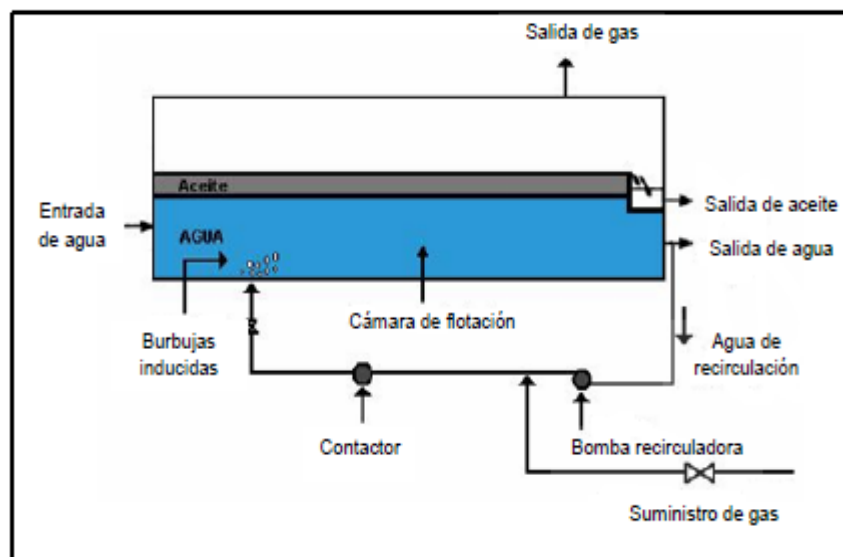
método utilizado para la producción de burbujas de gas en el agua residual, ellos son:

- Unidad de flotación por gas disuelto
- Unidad de flotación por gas disperso.

4.3.3.1 Unidades de flotación por gas disuelto. El agua residual entra al dispositivo y a medida que ésta pasa por la entrada impacta contra una platina desviadora tan pronto entra a la primera de las cuatro celdas activas, cuya función es evitar la formación de un flujo turbulento a la entrada del dispositivo.

En este sistema se toma parte del agua que ha sido tratada, luego con ayuda de un contactor se satura con gas que viene a mayor presión y por último es inyectada al equipo. Al entrar al recipiente el gas disuelto en el agua recirculada se rompe formando pequeñas burbujas que hacen contacto con el aceite que posteriormente es arrastrado hasta superficie formando una capa de espuma que es removida posteriormente.

Figura 11. Esquema de Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto



FUENTE: Adaptado de: Smith Vemon, H. Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

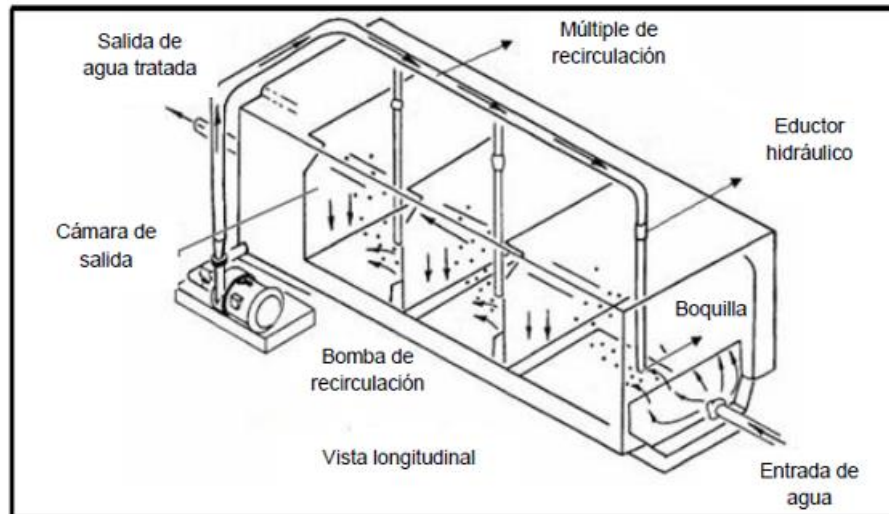
Entre las desventajas que podemos encontrar en las unidades de flotación tipo gas disuelto tenemos:

- Ocupan grandes espacios y son más pesadas, impidiendo su uso en costa afuera.
- En algunas instalaciones no se cuenta con unidades de recuperación del vapor, impidiendo así, la recirculación del mismo.

Las unidades de flotación tipo gas disuelto son más eficientes que las unidades tipo gas disperso al instalar un propagador de flujo, porque de esta forma proporcionan una mejor distribución de las burbujas en el recipiente.

4.3.3.2 Unidades de flotación por gas disperso. En estas unidades se hace uso de un reductor como mecanismo de formación de burbujas para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas, o también el uso de un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas. En este tipo de unidades las burbujas generadas son de mayor tamaño que las que se generan en las unidades de flotación tipo gas disuelto, debido a que no se encuentran en solución con el fluido y el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando un tiempo de residencia menor.

Figura 12. Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso

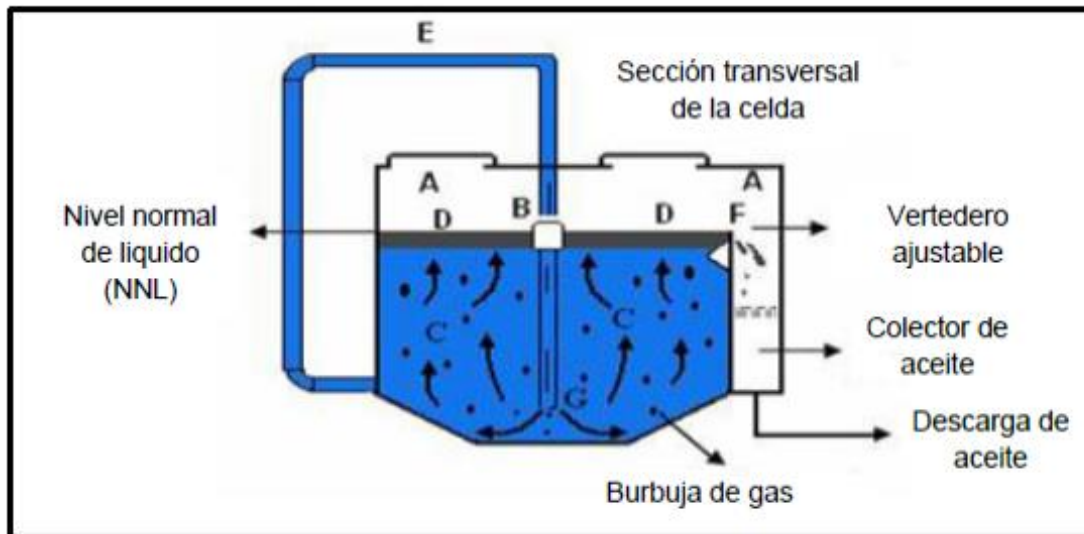


FUENTE: Smith Vernon, H. Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

- UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISPERSO CON EDUCTOR HIDRÁULICO

El dispositivo opera sustrayendo agua tratada de la cámara de salida de la unidad (ver figura), la cual luego es llevada hacia el múltiple de recirculación y se satura con mediante un eductor (B) que toma el gas de la sección de vapor (A), posteriormente el agua es inyectada a cada uno de los compartimientos del sistema para optimizar la operación. Las burbujas se rompen al salir de la boquilla (G) dispersándose en el volumen total para luego ser arrastradas las partículas de aceite disueltas en el agua hasta superficie formando una nata de aceite en forma de espuma (D), este proceso se conoce como flotación (C), por límite de la capacidad, la capa de aceite es vertida hacia un colector (F) para luego ser removida. Comúnmente el agua residual que es tratada en unidades de flotación tipo gas disperso el diseño de esta unidad consta de una a cuatro celdas. Valores menores a 10 ft³/bbl de la relación agua/gas son tomados como criterios de diseño. Las unidades de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico requieren mayor energía y gas que las unidades con aductor eléctrico.

Figura 13. Celda de una Unidad de Flotación tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico.

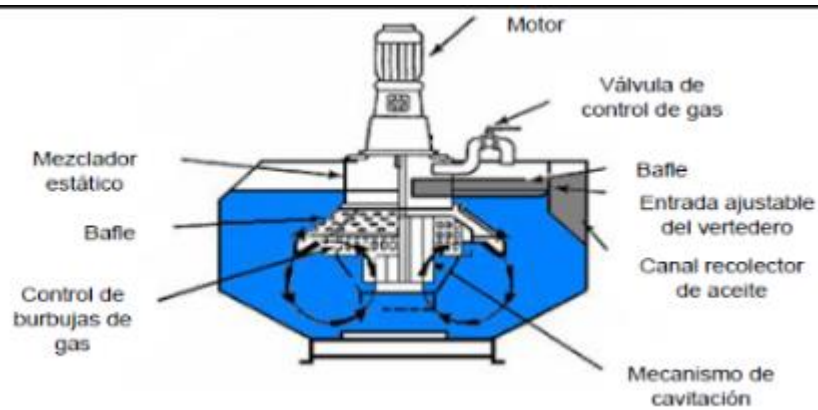


FUENTE: Mokhatab, Saeid. Y Poe, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2006.

- **UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISPERSO CON ROTOR MECÁNICO**

Ésta unidad como su nombre lo indica funciona con rotor mecánico que hace el agua fluya como se muestra en la figura abajo, las flechas se mueven creando remolinos y vacío dentro del flujo circular. Las cubiertas aseguran que el gas se disperse y sea arrastrado con el agua. Posteriormente las burbujas arrastran partículas de aceite hacia superficie, allí chocan con un baffle colocado en la tapa que conduce la espuma al colector para luego ser removida.

Figura 14. Sección Transversal de una Celda de una Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Rotor Mecánico.



FUENTE: Mokhatab, Saeid. Y Poe, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2006.

4.3.4 Hidrociclones. Son utilizados para separar sólidos de líquidos valiéndose de la diferencia de densidad entre ellos y la fuerza centrífuga. Constan de una sección cilíndrica en la parte superior donde se alimenta el líquido de forma tangencial y una base cónica necesaria para crear un ángulo que determine la capacidad de separación del hidrociclón.

Los hidrociclones estáticos requieren una presión mínima de 100 psi para generar las velocidades requeridas de funcionamiento, entre mayor sea la presión de operación es más efectivo el funcionamiento del hidrociclón. Los hidrociclones pueden remover partículas de aceite entre 5 y 15 μm de diámetro.

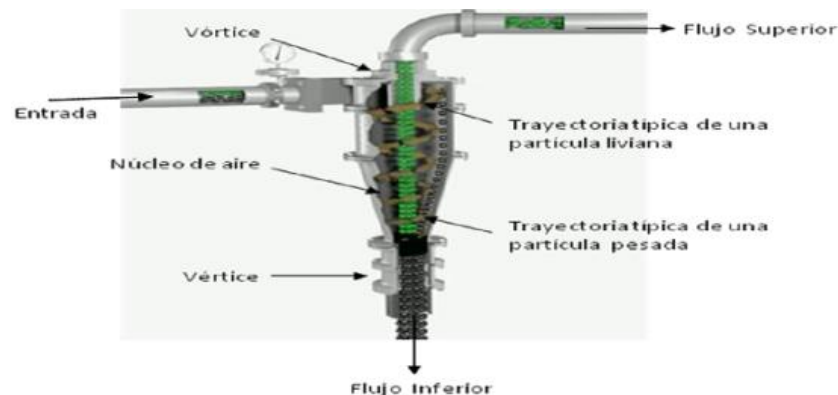
El funcionamiento general es influenciado por la relación de descarga de aceite y la relación de la caída de presión, también influye el tamaño de la gota de aceite y la concentración de aceite en la entrada. Se desea el uso de temperaturas mayores a 80°F ya que arroja mejores resultados.

Los hidrociclones presentan varias ventajas de las cuales podemos mencionar:

- No poseen partes móviles, lo que reduce los costos de mantenimiento y operación.
- Son estables al movimiento.
- Su diseño modular permite manejar volúmenes mayores de flujo.
- Costos de operación más bajos comparados con las unidades de flotación.

Entre las desventajas la más importante es el mantenimiento de la presión y la tendencia del puerto de descarga a taponarse con arena y/o.

Figura 15. Esquema general de un hidrociclón



Fuente: LENNTECH. Centrifugation. <http://www.lennotech.com/library/clarification/clarification/centrifugation.htm>

4.4 CAJA API

Esta técnica consiste en el uso de un equipo compuesto principalmente por una piscina o alberca expuesta a la atmósfera la cual presenta una serie de compartimientos. El objetivo principal de este equipo es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes y disparos de las PSV (pressure safety valve) también conocidas como válvulas de control de presión. Su principio de operación consiste en aprovechar el tiempo de asentamiento y la diferencia entre densidades

del agua y del aceite. En estos dispositivos el fluido entra en un sistema descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a una 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. El aceite una vez está acumulado es recogido por medio de una canaleta tubular y luego conducido a un tanque recolector de aceite. El agua que se asienta al fondo del separador API es conducida hacia piscinas aledañas. Las partes más representativas de este método las podemos enumerar de la siguiente manera:

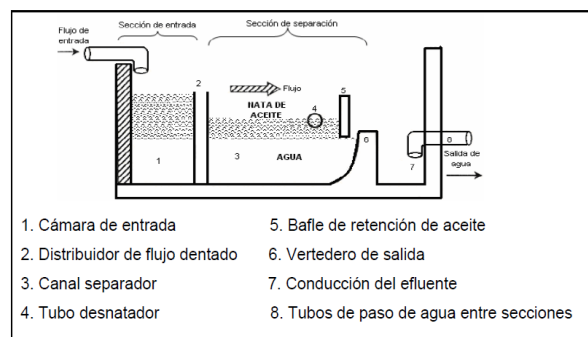
- **Sección de entrada**

Zona en donde disminuye el caudal, se remueve sólidos y se disminuye la carga a la sección de separación.

- **Sección de separación**

Zona en forma de cámara conformada por una serie de conductos de entrada, canal desnatador, baffles de retención y colectores de aceite.

Figura 16. Secciones del separador API



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

Existen varios tipos de cajas API o como también se les conoce, piscinas para el tratamiento de aguas, entre ellas tenemos:

- Piscinas Aeróbicas
- Piscinas Anaeróbicas
- Piscinas Facultativas
- Piscinas de Sedimentación
- Piscinas de Oxidación

4.4.1 Piscinas aeróbica. Aquellas en las cuales microorganismos oxidan la materia orgánica haciendo uso del oxígeno disuelto en el agua. Tienen una profundidad entre un rango de 0,5 y 1 m, lo que permite el paso de la luz solar, y así favorecer la proliferación de algas por acción de la fotosíntesis las cuales ayudan con la generación de oxígeno.

4.4.2 Piscinas anaeróbicas. Son aquellas en las cuales se manejan profundidades entre 2,0 y 4,0 m, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para producir CO₂, por consiguiente este tipo de piscinas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto.

4.4.3 Piscinas facultativas. Son aquellas que presentan tanto características aeróbicas como anaeróbicas, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La profundidad se encuentra en un rango entre 1,0 y 2,0 m. Estas piscinas se usan en la industria del petróleo implementando sistemas de aireadores.

Las piscinas para el tratamiento de aguas residuales tienen como objetivo:

- Preservar la flora y la fauna removiendo el aceite que inciden de forma adversa el agua receptora.

- Estabilizar las condiciones de pH.
- Incrementar los niveles de oxígeno disuelto en el agua residual.

Las piscinas para el tratamiento de agua también se pueden clasificar según el fenómeno que se aplique en:

4.4.4 Piscinas de sedimentación. Su funcionamiento se basa en la separación gravitacional que se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la cantidad de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H₂S y CO₂. Es sumamente necesario el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante en la industria del petróleo. Hay que tener en cuenta ciertos aspectos tales como:

- La disponibilidad de grandes extensiones de tierra.
- La influencia del ambiente, existen ciertos elementos que pueden evaporarse e influir de manera positiva o negativa dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye.
- La separación por gravedad de grasas y aceites no es óptima
- La lluvia ayuda a la oxigenación; cuando la oxigenación no es adecuada se hace uso de aireadores y biofiltros.

4.4.5 Piscinas de oxidación. En este tipo de unidades el proceso se lleva a cabo gracias al uso de aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la proliferación de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, dando como resultado un material con mayor densidad que se depositará representando una disminución de la carga contaminante y de la temperatura del agua. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas.

5. MINIMIZACIÓN DE LOS CAUDALES DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

El tratamiento y la eliminación de los residuos generados en los hidrocarburos, incluyendo el agua de producción, de acuerdo a las reglamentaciones ambientales de los países y las guías aceptadas, disminuyen las consecuencias generadas y satisfacen los requisitos para la protección ambiental, por estos pero no trata el origen del problema ya que no se maneja de forma óptima los desperdicios generados.

El lugar del agua producida dentro de las operaciones de la industria de los hidrocarburos en un tema de interés global que requiere un entendimiento completo de los procesos que se presentan durante la explotación de petróleo y gas, incluyendo los mecanismos efectivos de producción del yacimiento, la homogeneidad y/o estratificación del yacimiento, los métodos de producción, los tratamientos que se generan en superficie, las predicciones de volúmenes y las alternativas de eliminación que se le dan al agua de producción. Este entendimiento conducirá a una optimización del manejo de todos los desperdicios de los proyectos realizados la cual incluirá métodos de reducción de desechos tales como las 4R (Reducción, reutilización, reciclado y recuperación)

5.1 REDUCCIÓN DE VOLÚMENES DE AGUA PRODUCIDA

La reducción del agua producida puede considerarse como la opción más deseada. Producir la menor cantidad posible de agua disminuye todos los problemas ambientales y costos generados por los tratamientos, sin embargo el agua es producida conjuntamente con el petróleo y muchas veces es extremadamente difícil o incluso imposible disminuir estos volúmenes de agua. A pesar de esto, existen algunas opciones basadas en situaciones específicas.

5.1.1 Cierre de pozos productores de agua. En casos donde la capacidad de los oleoductos es superior a la producción, o hay exceso de productividad, es posible que se puedan cerrar aquellos pozos cuyas producciones de agua sean más elevadas para poder mantener los niveles de producción con otros pozos que generen un menor volumen de aguas producidas. Para estos casos es necesario asignar prioridad para que el aumento en los niveles de producción se dé con los pozos que generan menor cantidad de agua para que no se lleguen a presentar daños o problemas permanentes tales como conificación del agua o reducción de la recuperación total de petróleo.

A pesar de que esta alternativa disminuye los caudales de agua de producción, en la mayoría de los casos, el cierre de pozos solo reducirá la producción de agua en forma temporal. Por tanto, se recomienda a los operadores que usen este tiempo para planear como extraer, recolectar, tratar y eliminar el agua de producción prevista.

5.1.2 Rehabilitación de pozos productores. En algunos campos, la rehabilitación de pozos ha sido utilizada como método para la mitigación de la producción de agua y en otros casos ha postergado el ascenso de los niveles producidos. Estas rehabilitaciones han arrojado mejores resultados en yacimientos grandes y homogéneos con empuje inferior por agua y sin permeabilidad vertical excesiva. En estos casos, la restricción de la producción a la parte más cercana al tope de la zona mediante perforación controlada, el taponamiento con cemento de las perforaciones en las zonas inferiores, retro taponamientos y la limitación a descensos de nivel han extendido la producción limpia por varios años. Aún en estos casos el agua ha llegado inevitablemente a la zona de producción, dando como resultado la producción de agua.

El éxito de las rehabilitaciones depende de la causa de la producción de agua. Los problemas causados por la cementación, las fajas de alta productividad por

diferencias de permeabilidades, problemas mecánicos, deben ser solucionados para determinar si el exceso de producción se debe a esto o simplemente se da por la progresión natural de la vida del pozo.

Este procedimiento requiere altos costos y tiene posibilidades limitadas de éxito. Cada caso debe ser evaluado en detalle de acuerdo a las características que se estén presentando.

5.1.3 Aditivos a las corrientes de aguas producidas. Los componentes del agua producida son bien conocidos y relativamente inocuos. Esto puede cambiar con la adición de varios productos químicos a lo largo de la producción. Los aditivos utilizados son extremadamente tóxicos y pueden cambiar las propiedades del agua producida. Para realizar este proceso de igual forma es necesario evaluar todo el sistema de producción y así decidir qué productos deben añadirse, en que puntos y en que concentraciones.

A continuación se nombran alguno de los productos químicos usados como aditivos en aguas de producción.

- Rompedores de emulsión: Empleados para facilitar la recuperación de emulsión. A menudo son una combinación compleja de compuestos aniónicos.
- Inhibidores de corrosión: Tales como aminas formadoras de películas solubles en agua. Pueden llegar a ser tóxicas.
- Inhibidores de parafinas: Utilizados con levantamiento artificial en áreas donde la deposición de parafina puede ocasionar problemas.
- Inhibidores de incrustación: utilizados a menudo en áreas de alto corte de agua para impedir la deposición de costras de carbonatos y sulfatos.
- Bactericidas
- Removedores de oxígeno
- Elementos que minimizan los hidratos tales como metanol o glicol.

Luego de procesos de estimulación o rehabilitación, se debe tener especial cuidado con que los fluidos usados no se adicionen a la corriente de agua producida ya que pueden tener ácidos, agentes gelatinantes, o inhibidores de ácido los cuales generalmente están compuestos por arsénico.

5.2 REUTILIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.

En términos prácticos el agua de producción se puede definir como un subproducto generado al extraer petróleo y gas y no como un producto de desecho. Por este motivo, no puede ser reutilizada en la superficie para la producción de petróleo pero si puede tener usos alternativos que están limitados por la calidad del agua extraída del subsuelo.

Debido a los grandes retos que enfrenta el mundo en la actualidad debido al desabastecimiento de agua y el agotamiento de las fuentes de agua que se están utilizando, ha sido necesario crear alternativas que permitan la reutilización y aprovechamiento del agua producida en la industria de los hidrocarburos; para esto es necesario primero evaluar las concentraciones de los componentes con los que llega a superficie el agua y luego realizar procesos de purificación de la misma de acuerdo a el uso que se planea darle.

5.2.1 Usos industriales. La reutilización de agua producida en las operaciones de la industria de los hidrocarburos incluye múltiples aplicaciones tales como perforación, fracturamiento hidráulico, recuperación secundaria y mantenimiento de presión del acuífero. Estos procedimientos requieren grandes volúmenes de agua, es por esto que se busca la reutilización de aguas de producción y así minimizar el consumo de aguas frescas. Además de lo anterior, este proceso puede disminuir los costos operacionales al evitar el transporte del agua desde las fuentes. Sin embargo en otras ocasiones, los gastos son superiores debido a que

los tratamientos para que el agua de producción cumpla los estándares de calidad requieren muchos procedimientos que requieren un mayor valor.

5.2.1.1 Fracturamiento hidráulico. Las fuentes no convencionales comúnmente existen en las formaciones con bajas permeabilidades. La estimulación por medio del fracturamiento hidráulico es requerida para permitir el aumento de la producción y que sea económicamente viable explotar el hidrocarburo por medio de la creación o extensión de fracturas naturales las cuales incrementa la permeabilidad de la formación.

Para el fracturamiento hidráulico se utiliza principalmente agua y un material de consolidación como arena o granos de cerámica, el cual mantiene las aberturas después de que el fracturamiento ha terminado; además contiene bajas concentraciones de sal y de compuestos tales como bario y sílice. Es importante mantener estas concentraciones bajas debido a las precipitaciones de sales a la formación que pueden bloquear las fracturas y disminuir la permeabilidad.

5.2.1.2 Métodos de recobro mejorado. La recuperación de petróleo por medio del recobro mejorado se utiliza para extraer el petróleo de un yacimiento que no se ha podido extraer por medio de métodos convencionales.

La inyección de agua al acuífero es uno de los métodos más comunes para el recobro de hidrocarburo, por medio de este método el agua inyectada desplaza aceite a través de los pozos productores y así poder recuperar un porcentaje adicional de aceite remanente. Los volúmenes de agua requerida para la inyección dependen del yacimiento y en cuanto a calidad, es necesario disminuir los cationes divalentes y sílice y minimizar la formación de escamas. El agua producida genera una alternativa y puede ser tratada para utilizarla en métodos de recobro mejorado y disminuir los volúmenes de agua fresca requeridos.

5.2.1.3 Supresión de partículas de polvo. Debido a los cambios climáticos y las regiones áridas, es muy común que los campos petroleros se encuentren ubicados en sectores que sean propensas al polvo. El ingreso de vehículos de carga pesada a zonas sin pavimentar genera grandes capas de estas partículas las cuales dificultan la visibilidad de los conductores y son perjudiciales para la respiración de la comunidad que se encuentran en el campo. Por medio del riego del agua de producción en estas regiones, se genera una solución para este problema en la industria de los hidrocarburos, del carbón, entre otras.

5.2.1.4 Detención de incendios. El agua de producción puede potencialmente ser usada para combatir incendios. A menudo el agua potable es utilizada para este propósito, sin embargo, la calidad de agua que se requiere no maneja un margen estricto de pureza y por esto otras fuentes de agua pueden suplir esta demanda y así disminuir el consumo de agua fresca.

Para usar el agua producida en la protección y detención de incendios, el suministro de agua debe ser fácilmente accesible y existir en grandes volúmenes.

5.2.2 Uso en la ganadería. Es uno de los usos que más éxito ha tenido en su implementación en países como los Estados Unidos, hay que tener en cuenta que debido a la actividad que se ve beneficiada se necesita un agua de producción con niveles de contaminantes no perceptibles para no dañar la salud humana de forma indirecta. Los requerimientos necesarios de agua dependen del tipo de ganadería (bovina, ovina, porcina, etc), forma de alimentación y temperatura ambiente.

Tabla 18. Volúmenes de agua necesarios para el sostenimiento de distintos tipos de ganadería.

TIPO DE GANADO	AGUA REQUERIDA	UNIDADES
Bovino	3.5 a 23.0	Galones/día
Ovino	1.5 a 3.0	Galones/día
Porcino	0.5 a 5.5	Galones/día
Equino	6.0 a 18.0	Galones/día

Fuente: Oil and Gas Management and Beneficial Use in the Western United States, 2011

Los diferentes tipo de ganado toleran mayor cantidad de sólidos en suspensión en el agua que los seres humanos pero hay ciertos rangos de iones y salinidad que pueden dañar a los animales. En la siguiente tabla podemos ver rangos de la cantidad de sólidos totales disueltos en el agua y una valoración cualitativa para su uso en la ganadería.

Tabla 19. Categorías de la cantidad de sólidos totales en suspensión para el agua destinada a ganadería.

CATEGORÍA	RANGO	DESCRIPCIÓN
Nivel 1	<1000	Satisfactorio
Nivel 2	1000 a 2999	Satisfactorio, enfermedades temporales
Nivel 3	3000 a 4999	Satisfactorio, aumenta mortalidad en aves de corral
Nivel 4	5000 a 6999	Razonable, inseguro para aves de corral
Nivel 5	7000 a 10000	Inseguro para aves de corral y ganado porcino,

CATEGORÍA	RANGO	DESCRIPCIÓN
		aceptable pero no recomendable para el resto de ganaderías
Nivel 6	>10000	No recomendable

Fuente: Oil and Gas Management and Beneficial Use in the Western United States, 2011

5.2.3 Irrigación. En determinados países la irrigación representa el mayor consumo de agua dulce entre distintas actividades. El agua usada para irrigación es más difícil de recuperar y reutilizar que el agua destinada a consumo humano. La irrigación requiere grandes volúmenes de agua con una calidad establecida, parámetros tales como los niveles de sodio son importantes ya que si este es muy alto puede causar daño a los cultivos en los que sea aplicada esta agua. Los niveles de sodio se pueden calcular por medio de una ecuación descrita a continuación:

$$SAR = \frac{[Na^+]}{\sqrt{\frac{[Ca^{+2}] + [Mg^{+2}]}{2}}}$$

Donde SAR corresponde a las siglas de Sodium Absorption Ratio (ratio de absorción de sodio) y las concentraciones de sodio (Na), magnesio (Mg) y calcio (Ca) se expresan en mili equivalentes por litro. Un rango de SAR mayor a 3 es perjudicial para los cultivos por lo cual se debe hacer un mejor tratamiento al agua.

6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO PARA AGUAS DE PRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta lo presentado en los capítulos anteriores, a continuación presentaremos la metodología utilizada para la selección del tratamiento de aguas de producción. Esta metodología depende de los parámetros técnicos que presentan estas aguas y asegurará que el procedimiento que escojamos para tratarlas se realice de forma óptima, minimizando los riesgos por problemas operacionales, ya que garantiza que se realicen los procesos de acuerdo a las características que presente el agua de producción tales como presencia de sólidos, contenido de aceite disperso, presencia de emulsiones entre otros.

Para el desarrollo de la metodología, fue necesario realizar un screening de cada uno de los procedimientos caracterizando de acuerdo al grado de concordancia entre cada dato ingresado y cada método, asignando un puntaje clasificadorio a cada variable de referencia, es decir en que rangos se considera un procedimiento optimo, bueno, aceptable o no aplicable. Debido a la gran cantidad de datos que se manejan durante la aplicación de esta metodología y al elevado número de cálculos y comparaciones, se hace necesaria la utilización de un ordenador para el manejo de esta información. Por esta razón, se incluyen dentro de cada etapa la metodología, las aclaraciones respectivas en cuanto al manejo informático y analítico de dicha información tales como vectores y matrices para el almacenamiento de datos, procedimientos iterativos y de selección, cálculos realizados e información presentada.

6.1 SCREENING TÉCNICAS DE DIPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.

Los screening que se presentaran a continuación contienen los rangos de acuerdo al desempeño de las técnicas de disposición.

6.1.2 Tratadores

Tabla 21. Screening Tratadores

TÉCNICA DE TRATADORES DE EMULSIONES EMPLEADA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-44.9	45.0-54.9	55.0-69.9	70.0-89.0	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 12.0-14.0	3.0-4.9, 10.0-10.9	5.0-5.9, 9.1-9.9	8.0-9.0	6.0-7.9
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1500	1000-1500	700.0-1000	250.0-700	250
Presencia de solidos [mg/L]	>1000	1000-750	750-500	500-250	<250
Presencia emulsiones	-	>90.0	70.0-89.9	40.0-69.9	<39.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	70.1-94.9	<70.0
Espacio adecuado para instalación	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.3 Tanques desnatadores

Tabla 22. Screening desnatadores

USO DE TANQUES DESNATADORES PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-69.9	70.0-74.9	75.0-79.9	80.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1500	1000-1499.9	800.0-999.9	400.0-799.9	<399.9
Presencia de solidos [mg/L]	>1750	1500-1750	1000-1500	750-1000	<750
Presencia emulsiones	90.0-100.0	80.0-89.9	60.0-79.9	40.0-59.9	<39.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	60.1-94.9	<60.0
Espacio adecuado para instalación [ft ²]	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.4 Interceptor platinas paralelas

Tabla 23. Screening Interceptor platinas paralelas

USO DE PLATINAS PARALELAS PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-69.9	70.0-74.9	75.0-79.9	80.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>13000	13000-3669	3669-1500	1500-500	<499.9
Presencia de solidos [mg/L]	>750	750-550	550-400	400-200	<200
Presencia emulsiones	90.0-100.0	80.0-89.9	60.0-79.9	30.0-59.9	<29.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.5 Platos corrugados

Tabla 24. Screening Platos Corrugados

USO DE PLATOS CORRUGADOS PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-69.9	70.0-74.9	75.0-79.9	80.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 12.0-14.0	3.0-4.9, 10.0-11.9	5.0-5.9, 8.1-9.9	6.0-6.4, 7.6-8.5	6.5-8.0
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>13000	13000-3669	3669-1500	1500-500	<499.9
Presencia de solidos [mg/L]	>1200	900-1200	650-900	400-650	<400
Presencia emulsiones	90.0-100.0	80.0-89.9	60.0-79.9	40.0-59.9	<39.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.6 Separadores de flujo transversal

Tabla 25. Screening Separadores de flujo transversal

USO DE SEPARADORES DE FLUJO TRANSVERSAL PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE
Corte de agua [%]	0.0-59.9	60.0-64.9	65.0-74.9	75.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 12.0-14.0	3.0-4.9, 10.0-11.9	5.0-5.9, 8.1-9.9	6.0-6.4, 7.6-8.5	6.5-8.0
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>3669	3669-1500	1500-1000	1000-500	<500
Presencia de solidos [mg/L]	>1500	1000-1500	750-1000	500-750	<500
Presencia emulsiones	90.0-100.0	80.0-89.9	60.0-79.9	40.0-59.9	<39.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.7 Unidad de flotación tipo gas disuelto

Tabla 26. Screening Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto

TÉCNICA UNIDAD DE FLOTACIÓN TIPO GAS DISUELTO PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-74.9	75.0-79.9	80.0-84.9	85.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1500	1300-1499.9	800.0-1299.9	400.0-799.9	<399.9
Presencia de solidos [µm]	>650	500-650	350-500	200-350	<200
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<1500	-	-	-	>1500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.8 Unidad de flotación tipo gas disperso

Tabla 27. Screening Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso

TÉCNICA UNIDAD DE FLOTACIÓN TIPO GAS DISPERSO CON EDUCTOR HIDRÁULICO PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-74.9	75.0-79.9	80.0-84.9	85.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1500	1300-1499.9	800.0-1299.9	400.0-799.9	<399.9
Presencia de solidos [mg/L]	>950	700-950	400-700	250-400	<250
Presencia emulsiones	75.0-100.0	60.0-74.9	50.0-59.9	35.0-49.9	<34.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<1500	-	-	-	>1500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.9 Unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico

Tabla 28. Screening Unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico

TÉCNICA UNIDAD DE FLOTACIÓN TIPO GAS DISPERSO CON ROTOR MECÁNICO PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-69.9	70.0-74.9	75.0-79.9	80.0-89.9	80.0-89.9
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-7.9	8.0-9.9	10.0-20.0	>20.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1500	1500-1000	1000-500	500-250	<250
Presencia de solidos [mg/L]	>650	500-650	350-500	200-350	<200
Presencia emulsiones	75.0-100.0	60.0-74.9	50.0-59.9	35.0-49.9	<34.9
Temperatura del agua [°F]	>158	140.0-157.9	77.1-140.0	60.1-77.0	<60
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<1500	-	-	-	>1500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.10 Hidrociclón

Tabla 29. Screening Hidrociclón

TÉCNICA DE HIDROCIKLÓN PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-44.9	45.0-54.9	55.0-69.9	70.0-89.0	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 12.0-14.0	3.0-4.9, 10.0-11.9	5.0-5.9, 8.1-9.9	6.0-6.4, 7.6-8.5	6.5-8.0
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	>1000	1000-700	700-500	500-250	<250
Presencia de solidos [mg/L]	>650	500-650	350-500	200-350	<200
Presencia emulsiones[%]	90.0-100.0	80.0-89.9	70.0-79.9	45.0-69.9	<44.9
Temperatura del agua [°F]	<60	60 - 79.9	80-99.9	100-119.9	120-150
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<100	-	-	-	>100.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.11 Caja API

6.1.11.1 Piscinas aeróbicas

Tabla 30. Screening Piscinas aeróbicas

TÉCNICA CAJA API (PISCINAS AERÓBICAS) PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-54.9	55.0-79.9	80.0-84.9	85.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 13.1-14.0	3.0-4.9, 12.1-13.0	4.0-4.9, 10.1-12.0	9.0-10.0	5.0-8.9
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	7000-15000	3000-7000	2500-3000	1500-2500	<1500
Presencia de solidos [mg/L]	>3000	3000-2000	2000-1500	1500-1000	<1000
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	60.1-94.9	<60.0
Espacio adecuado para instalación [ft²]	<4500				>4500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.11.2 Piscinas anaeróbicas

Tabla 31. Screening piscinas anaeróbicas

TÉCNICA CAJA API (PISCINAS ANAERÓBICAS) PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-59.9	60.0-84.9	85.0-89.9	90.0-94.9	95.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	>5.0	4.0-4.9	3.0-3.9	2.0-2.9	<1.9
Contenido de aceite disperso [mg/L]	7000-15000	3000-7000	2500-3000	1500-2500	<1500
Presencia de solidos [mg/L]	>3000	3000-2000	2000-1500	1500-1000	<1000
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	60.1-94.9	<60.0
Espacio adecuado para instalación [ft ²]	<4500				>4500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.11.3 Piscinas Facultativas

Tabla 32. Screening Piscinas Facultativas

TÉCNICA CAJA API (PISCINAS FACULTATIVAS) PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-59.9	60.0-84.9	85.0-89.9	90.0-94.9	95.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 13.1-14.0	3.0-4.9, 12.1-13.0	4.0-4.9, 10.1-12.0	9.0-10.0	5.0-8.9
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	7000-15000	3000-7000	2500-3000	1500-2500	<1500
Presencia de solidos [mg/L]	>3000	3000-2000	2000-1500	1500-1000	<1000
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	60.1-94.9	<60.0
Espacio adecuado para instalación [ft ²]	<4500				>4500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.11.4 Piscinas de sedimentación

Tabla 33. Screening Piscinas de sedimentación

TÉCNICA CAJA API (PISCINAS DE SEDIMENTACIÓN) PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-59.9	60.0-84.9	85.0-89.9	90.0-94.9	95.0-100.0
ph del agua	0.0-3.9, 11.0-14.0	4.0-4.9, 9.0-10.9	5.0-5.9, 8.1-9.0	6.0-6.4, 7.6-8.0	6.5-7.5
Oxígeno disuelto [ppm]	>5.0	4.0-4.9	3.0-3.9	2.0-2.9	<1.9
Contenido de aceite disperso [mg/L]	7000-15000	3000-7000	2500-3000	1500-2500	<1500
Presencia de solidos [mg/L]	>3000	3000-2000	2000-1500	1500-1000	<1000
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	70.1-94.9	<70.0
Espacio adecuado para instalación [ft ²]	<7500				>7500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.1.11.5 Piscinas de oxidación

Tabla 34. Screening Piscinas de Oxidación

TÉCNICA CAJA API (PISCINAS DE OXIDACIÓN) PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
Corte de agua [%]	0.0-64.9	65.0-79.9	80.0-84.9	85.0-89.9	90.0-100.0
ph del agua	0.0-2.9, 13.1-14.0	3.0-4.9, 12.1-13.0	4.0-4.9, 10.1-12.0	9.0-10.0	5.0-8.9
Oxígeno disuelto [ppm]	-	0.0-4.9	5.0-6.9	7.0-12.0	>12.0
Contenido de aceite disperso [mg/L]	7000-15000	3000-7000	2500-3000	1500-2500	<1500
Presencia de solidos [mg/L]	>3000	3000-2000	2000-1500	1500-1000	<1000
Presencia emulsiones	80.0-100.0	70.0-79.9	50.0-69.9	25.0-49.9	<24.9
Temperatura del agua [°F]	>176	158.0-175.9	95.0-157.9	60.1-94.9	<60.0
Espacio adecuado para instalación [ft ²]	<7500				>7500.1
PUNTUACION	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para la aplicación de la metodología que nos permita optimizar la selección de los tratamientos, es necesario contar con datos de agua de producción que se indican en la figura 17, estos datos se obtienen a partir de la caracterización que se le realice al agua que es producida junto al hidrocarburo, mediante pruebas químicas y algunas condiciones del campo.

Figura 17. Matriz de evaluación

DATOS PRODUCCION CAMPO X	
VARIABLES	VALORES
Corte de agua[%]	
pH del agua ¹	
Oxígeno disuelto[ppm]	
Contenido de aceite disperso[mg/L] ²	
Presencia de solidos[μ m]	
Presencia emulsiones ([%emulsionado	
Temperatura del agua[°F] ¹	
Espacio adecuado para instalación[ft ²]	

Fuente: Autores

6.3 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS TÉCNICAS EMPLEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA.

Para cada uno de los rangos definidos en el screening presentado anteriormente, se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 4 que permite generar una valoración y comparar el desempeño de un tratamiento con respecto a los demás mediante la cuantificación del desempeño frente a cada variable en particular.

Figura 18. Valores numéricos de los rangos del screening

RANGO	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	ÓPTIMO
VALOR NUMÉRICO	0	1	2	3	4

Fuente: Autores

Para la generación de la matriz se le asigna un grado de importancia a las variables dependiendo de la influencia de estas en los procesos para el tratamiento de las aguas de producción. Cada grupo de variables tiene asignado un porcentaje diferente, los cuales serán determinantes a la hora de obtener los resultados con el mejor procedimiento.

6.3.1 Variables Tipo I. Este tipo de variables representa el 42% de la calificación sobre una base del 100%, la cual representa la totalidad de los casos en los cuales, por lo menos una de las variables contempladas en la presente metodología fue utilizada como criterio de selección.

Figura 19. Variables tipo I para la matriz de selección de tratamientos de agua de producción.

VARIABLES CLASE 1	
PRESENCIA SOLIDOS	CONTENIDO ACEITE

Fuente: Autores

6.3.2 Variables Tipo II. Este tipo de variables representa el 40.5% de la calificación sobre la base del 100%

Figura 20. Variables tipo II para la matriz de selección de tratamientos de agua de producción.

VARIABLES CLASE 2		
CORTE DE AGUA	PRESENCIA DE EMULSIONES	ÁREA DE INSTALACION

Fuente: Autores

6.3.3 Variables Tipo III

Este tipo de variables representa el 17.5% de la calificación, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre sí, el 100% esperado.

Figura 20. Variables tipo III para la matriz de selección de tratamientos de agua de producción.

VARIABLES CLASE 3		
PH DEL AGUA	OXIGENO DISUELTO	TEMPERATURA DEL AGUA

Fuente: Autores

Finalmente, se estableció que las variables que pertenecen a una mismo tipo, tendrán la misma importancia relativa, es por esto, que la distribución interna del porcentaje dentro de cada clase debe ser equitativa, obteniéndose como resultado los siguientes porcentajes por variables:

- Variables tipo I: 21% (2 variables=42%)
- Variables tipo II: 13.5%(3 variables=40.5%)
- Variables tipo III: 5.83% (3 variables=17.5%)

6.4 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE TRATAMIENTOS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Luego de contar con los datos necesarios para la evaluación de los sistemas, se procede a determinar el valor numérico al cual corresponden dichos datos según los rangos presentados en los screening anteriormente mostrados. Este valor numérico asignado se registra en la matriz la cual realiza los cálculos dependiendo de los porcentajes asignados a cada variable.

6.5 APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN A UN CAMPO

Para la utilización de la matriz, utilizamos los datos presentados a continuación, los cuales corresponden a la caracterización de un campo “x”.

Figura 21. Datos de producción de un campo “X”

DATOS PRODUCCION CAMPO X	
VARIABLES	VALORES
Corte de agua[%]	59.33
pH del agua ¹	7.22
Oxígeno disuelto[ppm]	7.36
Contenido de aceite disperso[mg/L] ²	2.3
Presencia de solidos[μ m]	70
Presencia emulsiones ([%emulsionado	60
Temperatura del agua[°F] ¹	96.8
Espacio adecuado para instalación[ft ²]	2500

Fuente: Autores

A Partir de estos datos, se obtuvo la matriz presentada a continuación.

Figura 22. Matriz de selección agua de producción aplicada a un campo “X”

MATRIZ DE SELECCIÓN TRATAMIENTO DE DISPOSICION DE AGUA DE PRODUCCION									
TRATAMIENTO	VARIABLES A TENER EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO								PUNTAJACION
TRATAMIENTO	PRESENCIA SOLIDOS	CONTENIDO ACEITE	CORTE DE AGUA	PRESENCIA DE	ÁREA DE INSTALACIO	PH DEL AGUA	OXIGENO DISUELTO	TEMPERATURA DEL	PUNTAJACION
SEPARACIÓN TRIFÁSICA	2	4	3	0	4	4	3	2	2.73
TRATADORES	2	4	2	3	4	4	3	2	3.00
TANQUES DESNATADORES	2	4	4	2	4	4	3	2	3.14
INTERCEPTOR PLATINAS PARALELAS	1	4	4	2	4	4	3	2	2.93
PLATOS CORRUGADOS	1	4	4	2	4	4	3	2	2.93
SEPARADORES, FLUJO TRANSVERSAL	2	4	4	2	4	4	3	2	3.14
UNIDAD DE FLOTACIÓN GAS DISUELTO	2	4	4	3	4	4	3	2	3.27
UNIDAD DE FLOTACIÓN (GAS DISPERSO)	2	4	4	1	4	4	3	2	3.00
UNIDAD DE FLOTACIÓN (GAS DISPERSO)	2	4	4	1	4	4	3	2	3.00
HIDROCICLON	0	4	1	3	4	4	3	2	2.45
PISCINAS AERÓBICAS	2	4	4	2	0	4	3	2	2.60
PISCINAS ANAERÓBICAS	3	4	4	2	0	4	0	2	2.63
PISCINAS DE SEDIMENTACIÓN	3	4	4	2	0	4	0	2	2.63
PISCINAS DE OXIDACIÓN	2	4	4	2	0	4	3	2	2.60
PISCINAS FACULTATIVAS	2	4	4	2	0	4	3	2	2.60
	VARIABLES CLASE 1		VARIABLES CLASE 2		VARIABLES CLASE 3				

Como podemos observar, según la caracterización del campo “x” el procedimiento más óptimo para realizar el tratamiento de las aguas de producción es la unidad de flotación con gas disuelto, el cual presenta una mayor puntuación con respecto a los otros procedimientos.

Dado el caso que luego de utilizar la matriz de selección dos o más tratamientos finalicen con la misma puntuación se entraría a evaluar los criterios económicos los cuales no se incluyen en nuestra metodología ya que la clasificación de este parámetro depende de la viabilidad económica que presente el campo.

7. CONCLUSIONES

- El agua de producción es un problema para la industria petrolera debido a la gran cantidad de contaminantes que trae consigo y a los altos volúmenes que se deben manejar para su tratamiento, debido a esto es importante conocer las características físicas y químicas del agua para transformar esta fuente de problemas en soluciones viables que requieran el uso de este recurso hídrico.
- A pesar de que la legislación ambiental en Colombia ha mejorado sustancialmente con la aplicación de nuevas reformas (decreto 3930 de 2010) se hace necesario que la máxima autoridad sobre el tema en el país el cual es el ministerio de ambiente haga cumplir dicha legislación de la forma más precisa posible para que los beneficios si se vean reflejados.
- El agua de producción no presenta un perfil único composicional y por eso es necesario el desarrollo de una amplia gama de tecnologías para elegir de la forma más óptima el tratamiento requerido teniendo en cuentas las características únicas de cada campo petrolero.
- Las posibilidades de reutilización del agua de producción en otras actividades económicas son altísimas y depende de la correcta aplicación de las tecnologías de tratamiento para lograr ese fin entendiendo donde hay mayor demanda (por ejemplo las actividades agrícolas) y la calidad que esa industria en particular exige para la utilización del agua tratada.
- Herramientas sencillas como las matrices de selección o los diagramas de flujo son muy útiles para llevar una secuencia lógica que involucre cada una de las variables establecidas en cuanto a normatividad y tratamiento se refiere para la disposición del agua, además también por ser de rápido acceso y consulta.

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, KEN Y STEWART, MAURICE. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. 1999.

B. FERRO, M. Smith "Global Onshore and Offshore Water Production. Exploration & Production, Oil & Gas review, (2007).

BRAND, G.W., C.F Gibbs, C.A. Monahan, D.H. Palmer, A.J. Murray, G.J. Fabris, T. Chamberlain, and G.J. Nicholson. Production waters from thw Bass Strait oil and gas field: chemical characterization and toxicity to marine organisms.

BRIGHT, J. 1983. Oilfield Water Analysis Data Bank. DOE/EC/10116-2. Washington, DC: US DOE.

COATES, M., D.W. Connell and D.M Barron Aqueous solubility and octann-1-ol to water partition coefficients of aliphatic hydrocarbons.

COLORADO SCHOOL OF MINES. An integrated framework for treatment and management of produced WATER.USA

Davis, J.G.,R.M Waskom, "Managing Sodic Soils" 2007

G.D. BARTELLE, S.J. SATOIL, J.N. BATELLE, Produced Water Impact Monitoring in the Norwegian Sector of the North Sea: Overview of Water Column Surveys in the Three Major Regions, 2004

JAMES K. OTTON, Enviromental Aspects of Produced Water Salt Releases in Onshore and Coastal Petroleum Producing Areas of the Conterminous U.S 2006

KATIE L. Benko and Jörg E. Drewes. Environmental Engineering Science. 2008

KHARAKA, Y.K.,L.M., Carothers, W. W.,and Goerlitz, D.F., 1986, Role of Organic Species Dissolved in Formation Waters from Sedimentary Basins in Mineral Diagnosis, SEPM Spec.

KOONS, C.B., C.D. McAuliffe, and F.T. Weiss. Effect of produced waters on the marine environment.

LANDAZÁBAL PINZÓN, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, 2007.

MARTÍNEZ DE BASCARAN, 1976, Prat *et al.* 1986, MOPT 1992

MOKHATAB, SAEID. Y Poe, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2006.

RICE, C.A., and V. Nuccio. 2000. Water Produced with Coal-Bed Methane. United States Geological Survey. Denver, Colorado. U.S Department of the Interior.

RICHARD, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso. Oilfield Review Schlumberger, 2010.

SMITH VEMON, H. Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

STEPHENSON, M.T., A survey of produced water studies, Produced Water, Technological/Environmental Issues and Solutions.

TIBETTS, P.J.C., Buchanan, I.T., Gawell, L.J., and Large, R, 1992, A comprehensive determination of produced water composition.

U.S DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Oil and Gas Management and Beneficial Use in the Western United States, 2011

United States Geological Survey. 2002. Produced Waters Database. U.S. Department of the Interior.

VEIL. J.A., M.G. Pruder, D. Elcock, R.J. Redweik, Jr. 2004. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and Coal Bed Methane, Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.