

**ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL PARA LA EVALUACIÓN DE NUEVAS
TECNOLOGIAS USADAS PARA SEPARAR EMULSIONES**

**HELLMAN ANDRES POVEDA SEPULVEDA
HOLGER ANIBAL PINZON CARDENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL PARA LA EVALUACIÓN DE NUEVAS
TECNOLOGÍAS USADAS PARA SEPARAR EMULSIONES**

**HELLMAN ANDRÉS POVEDA SEPÚLVEDA
HOLGER ANIBAL PINZÓN CÁRDENAS**

**Trabajo de grado como requisito para obtener el título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

Codirector

**CARLOS ESPINOZA LEÓN
M.Sc. en Ciencias e Ingeniería del Petróleo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de ser un profesional, siempre estuvo en los momentos difíciles y en los de gloria, aunque muchas veces en este camino tambaleamos él se encargó de ser nuestro apoyo para seguir adelante hasta el final.

A mi madre Yolanda, mi padre Hellman, mi hermana Zharick y toda mi familia quienes fueron, son y serán mi motor para cumplir mis metas y sueños, quienes se esforzaron hasta más no poder dándolo todo para que pudiera culminar esta etapa de mi vida, guiándome en cada paso, levantándome en cada tropiezo.

A mi pareja quien me apoyo y me motivo para ser un profesional, además de eso me dio uno de los mejores regalos mi pequeña Samantha quien fue la que me dio esa motivación final para terminar esta etapa

Hellman Andrés Poveda Sepulveda

DEDICATORIA

A dios por ser mi soporte en todo momento, por permitirme realizar cada cosa que me propongo y por darme la vida con las personas que quiero y aprecio.

A mis padres luz marina cárdenas y Aníbal pinzón por darme la vida, por todos esos valores inculcados y consejos dados, que me han ayudado a alcanzar este triunfo.

A mi Madre gracias por estar siempre a mi lado acompañándome ,por ser esa persona que cada día se esmera por salir adelante y hoy con alegría te puedo decir que hemos culminado nuestro objetivo ,gracias por ser esa madre amorosa, comprensiva ,tierna y especial con migo también porque eres esa amiga especial que siempre cuento en momentos complicados acompañado y comprendiéndome a cada paso que doy y espero que dios te de mucha salud para estar siempre a mi lado.

A mi nona teofilde león por ser una gran abuela amorosa y estar acompañándome.

A mi tío José ángel por ser una persona en la cual siempre estuvo apoyándome.
A mi tía Claudia con sus consejos me han ayudado a ser cada día una buena persona.

A mi tía Cecilia que estuvo pendiente durante el trayecto de mi carrera.

A mi compañero de tesis Hellman Andres Poveda alias el negro ,más que un compañero siempre será uno de mis mejores amigos que desde aquel primer

semestre que cursamos, siempre estuvimos apoyándonos y que a pesar de los obstáculos que tuvimos que atravesar siempre importo la amistad y hoy puedo decir que culminamos ese objetivo tan anhelado.

A mi novia por estar presente acompañándome y apoyándome, haciendo que cada momento sea especial.

A todos esos amigos que estarán presente en mi memoria porque se estudió a su lado y se compartió momentos felices con David, Cathe, Martica, Brayan, Shirley, Jeyson Solano, Elver, Monica, Castillo, Jesus, Luis vega, Jose Manuel, Karime, Stiven y demás personas que se me escapan en este momento gracias por contar con su amistad.

Holger Anibal Pinzón Cárdenas

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al MSc. John Alexander León Pabón, director del proyecto, quien se encargó de guiarnos a lo largo del desarrollo de la investigación y nos brindó la oportunidad de culminar nuestra formación como ingenieros, de igual manera agradecemos a nuestro codirector el MSc. Carlos Espinosa León quien dedico muchas horas de su tiempo junto a nosotros para el desarrollo y culminación del proyecto.

A el MSc. Edison O. García Navas quien se encargó de darnos las pautas necesarias para que el proyecto tuviera una culminación adecuada.

A nuestra compañera, colega y amiga Shirley Jaimes quien nos acompañó y nos guio en todo momento a lo largo del proyecto y la carrera, con su gran carisma y forma de ser, a quien considero como mi hermanita mayor.

A Luis vega y Steven menjura con quienes, aunque solo compartí los últimos meses en la universidad, son una calidad como personas y amigos, fueron un gran apoyo en esta última etapa de la universidad y de los mejores regalos que esta me deja.

A nuestro compañero, colega y amigo John Henry Avendaño que siempre nos colaboró durante nuestra carrera.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO DE REFERENCIA.....	22
1.1. EMULSIONES	22
1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES	23
1.2.1. Según estabilidad	23
1.2.2. Según las fases de la emulsión	24
1.3. COMPONENTES DE UNA EMULSION.....	26
1.3.1. Fases de la emulsión.	26
1.3.2. Agentes emulsificante.	27
1.3.3. Energía.	27
1.4. ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN.....	28
1.4.1. Relación de fases.	28
1.4.2. Temperatura.	29
1.4.3. Agitación.	29
1.4.4. Contenido de sólidos.....	29
1.4.5. Tamaño de gota.....	30
1.4.6. Contenido iónico del agua.....	30
1.4.7. Diferencia de densidades.....	31
1.4.8. Productos químicos.	31

1.4.9. Edad de la emulsión.	32
1.5 TECNOLOGIAS CONVENCIONALES PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES	32
1.5.1. Separación gravitacional.....	33
1.5.2. Coalescencia	35
1.5.3. Flotación.	37
1.6. PROCESOS CONVENCIONALES ENFOCADOS A EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO	39
1.6.1. Tratamiento químico.	40
1.6.2 Tratamiento gravitacional – Gun barrel.....	44
1.6.3. Tratamiento térmico.	46
1.6.4. Tratador termo electrostático	48
1.6.5 Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de crudo para separar emulsiones.....	49
1.7. PROCESOS CONVENCIONALES ENFOCADOS A EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	50
1.7.1. Tratamiento químico.	51
1.7.2 Tanque de desnatado.	52
1.7.3. Platinas Coalescedoras.	53
1.7.4 Unidades de Flotación.	54
1.7.5 Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de agua para separar emulsiones.....	55
2. METODOLOGÍA	57
2.1 TIPO DE ESTUDIO.....	57
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA SEPARACIÓN DE EMULSIONES	59
3.1 SEPARADOR HIDROCICLON EN FONDO.....	62

3.2 NANO PARTÍCULAS MAGNÉTICAS REVESTIDAS SUPERFICIALMENTE .	65
3.2.1 Tipos de combinaciones (núcleo-cáscara) con magnetita	67
3.3 TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	74
4. ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA SEPARAR EMULSIONES	81
4.1 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARADOR HIDROCICLONICO EN FONDO.....	82
4.2 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN POLIMERICA MACRO POROSA (MPPE) PARA SEPARAR EMULSIONES	83
4.3 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE NANO PARTÍCULAS CON CENTRO DE MAGNETITA RECUBIERTAS CON POLÍMEROS EN LA SEPARACIÓN DE EMULSIONES ...	84
5. MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES ÓPTIMAS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA SEPARAR CONVENCIONALES	88
5.1 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE HIDROCICLONES EN FONDO	88
5.2 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE EXTRACCIÓN POLIMERICA MACRO POROSA (MPPE).....	89
5.2.1 Propiedades y características de los fluidos:	89
5.2.2 Propiedades y capacidad del polímero	90
5.2.3 Parámetros operacionales	91
5.3 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE NANO PARTICULAS MAGNETICAS	92
5.3.1 Propiedades y características de los fluidos	92
5.3.2 Propiedades y capacidad del polímero.	93
5.3.3 Parámetros operacionales.	94

6. CONCLUSIONES	100
7. RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFIA.....	103
ANEXOS.....	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Emulsión inversa (O/W).....	24
Figura 2: Emulsión Normal (W/O).....	25
Figura 3: Emulsión múltiple.....	26
Figura 4: Fuerzas que interactúan en una partícula en el seno de un fluido viscoso.....	33
Figura 5: Proceso de coalescencia.....	37
Figura 6: Esquema de un equipo gun barrel.....	46
Figura 7: Esquema tratador térmico directo.....	47
Figura 8: Tratador Termo Electrostático.....	49
Figura 9: Vista Interior del Tanque Desnatadora.....	52
Figura 10: Coalescedoras liquido – líquido.....	54
Figura 11: Unidad de flotación.....	55
Figura 12: Esquema de funcionamiento de un hidrociclón.....	64
Figura 13: Nano partículas magnéticas revestidas superficialmente.....	66
Figura 14: Imágenes FESEM y distribución de tamaño de partículas de las Nano partículas a) magnetita y b) con estructura núcleo-cáscara.....	68
Figura 15: TEM y SEM imagen de Fe ₃ O ₄ (a, c) y Fe ₃ O ₄ @SiO ₂ (b, d) MNPs.....	69
Figura 16: Agregados de MNP unidos a pequeñas gotas de aceite después de haber reaccionado con gotas de aceite durante cierto tiempo.....	71
Figura 17: Ilustración esquemática de la configuración del experimento por lotes para la eliminación de las gotas de aceite mediante MNP.....	73
Figura 18: Procesos de aplicación de la tecnología MPPE, a) Estación MPPE estación de tratamiento de aceite en Ormen Lange, Noruega. b) Estación MPPE LBC en Rotterdam, Países bajos. c) Estación MPPE de tratamiento de aceite en	

Noruega. d) Unidad MPPE Pluto Woodside, Australia. e) Modulo MPPE Prelude FLNG, Australia. f) MPPE Inpex Ichthys en Australia.	76
Figura 19: Proceso de separación por medio de MPPE.	80
Figura 20 :Rubros de las diferentes tecnologías.	87
Figura 21: Presupuesto de las nuevas tecnologías.	87
Figura 22: curva de las MNPs a temperatura ambiente.	94
Figura 23: cambios en el potencial z de las MNP en función con el pH.	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Matriz de los parámetros operacionales de equipos convencionales para separar emulsiones.....	50
Tabla 2: Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de agua para separar emulsiones.....	55
Tabla 3: Screening para la selección de las tecnologías a estudiar.....	61
Tabla 4: Eficiencia de separación por medio de la tecnología MPPE.	77
Tabla 5: Presupuesto implementación de separadores hidrociclonicos en fondo. .	83
Tabla 6: Presupuesto para la implementación de la tecnología MPPE.....	84
Tabla 7: Estudio presupuestal para la implementación de nano partículas con centro de magnetita recubiertas con polímeros en la separación de emulsiones. .	85
Tabla 8: Comparación del presupuesto para las tecnologías de nano partículas magnéticas, MPPE y membranas.	86
Tabla 9: Parámetros operacionales hidrociclon en fondo.	88
Tabla 10: Matriz parámetros operacionales óptimos recomendados para la tecnología MPPE.	92
Tabla 11: Matriz de parámetros operacionales óptimos recomendados para la tecnología MNPS.	96
Tabla 12: Matriz comparativa de los parámetros operacionales de las nuevas tecnologías para separar emulsiones.	96
Tabla 13: Esquema comparativo entre los equipos convencionales utilizados actualmente para tratamiento de crudo y las nuevas tecnologías.	98
Tabla 14: Esquema comparativo entre los equipos convencionales utilizados actualmente para tratamiento de agua y las nuevas tecnologías.	99

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: Presupuesto del personal para la tecnología de extracción polimérica macro porosa.	108
ANEXO B: Presupuesto equipos nuevos, tecnología de MPPE.	109
ANEXO C: Presupuesto para materiales, tecnología de MPPE.....	110
ANEXO D: Presupuesto para transporte, tecnología de MPPE.	111
ANEXO E: Presupuesto para seguimiento, evaluación y mantenimiento.	112
ANEXO F: Presupuesto del personal para la Nano tecnología.....	113
ANEXO G: Presupuesto equipos, Nano tecnología.	114
ANEXO H: Presupuesto para materiales, Nano tecnología.	115
ANEXO I: Presupuesto para transporte, Nano tecnología.	116
ANEXO J: Presupuesto para seguimiento, evaluación, mantenimiento, Nano tecnología.	117

NOMENCLATURA

(Å.): Referente a angstroms y tiene una equivalencia de $1 \text{ \AA} = 0.1 \text{ nanómetro}$.

(A-MNPS): Nano partículas magnéticas funcionalizadas con amina libre.

(BTEX): Es un acrónimo que significa benceno, tolueno, etilbenceno y xileno.

(DAF): Flotación por aire disuelto.

(μm): Micras.

(MF): Micro filtración.

(MNP): Nano partículas magnéticas.

(MPPE): Extracción polimérica macro porosa.

(NF): Nanofiltración.

(NPS): Nano partículas.

(O): Aceite o petróleo.

(O/W): Emulsión aceite en agua.

(OI): Osmosis inversa.

(PAHS): Es un acrónimo que significa hidrocarburo aromático poli cíclico.

(PV): Per vaporación.

(U.M.A.): Se refiere a unidad de masa atómica y tiene una equivalencia de 1 uma
= $1,66054 \cdot 10^{-24}$ gr.

(UF): Ultrafiltración.

(W): agua.

(W/O): Emulsión agua en aceite.

(W/O/W): Emulsión agua en aceite en agua.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL PARA LA EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGIAS USADAS PARA SEPARAR EMULSIONES*.

AUTORES: HELLMAN ANDRES POVEDA SEPULVEDA
HOLGER ANIBAL PINZON CARDENAS**

PALABRAS CLAVE: PRESUPUESTO, ESTUDIO, NUEVAS TECNOLOGIAS, EMULSIONES, DESHIDRATACIÓN, PROBLEMAS, OPERACIONAL

Descripción: En la investigación se realizó una revisión bibliográfica de las tecnologías enfocadas a equipos utilizadas convencionalmente para la separación de emulsiones y los factores tanto operacionales como de propiedades de los fluidos entre otros, que se tuvieron en cuenta para su aplicación, para así tener un punto de referencia a la hora de realizar una comparación respecto a las nuevas tecnologías.

Este proyecto anualizo tres nuevas tecnologías para separar emulsiones, enfocadas al tratamiento de agua, las cuales fueron hidrocuciones en fondo, extracción polimérica macro porosa, nano partículas magnéticas, cada una de ellas se estudió técnicamente y posteriormente se analizó los parámetros operacionales óptimos para la implementación de estas en un campo petrolero.

Los resultados respecto a las condiciones operacionales se compilaron en una matriz para ser comparadas respecto a las tecnologías convencionales. En el desarrollo de la investigación se realizó un estudio presupuestal de la implementación de cada una de estas tecnologías teniendo en cuenta los factores más de terminante para la implementación de esta como lo son, los costos del personal, la compra de equipos, capacitación del personal entre otros. Finalizando la investigación de realizo una comparación entre las diversas matrices construidas, tanto en lo que se refiere a la parte operacional y a la parte presupuestal para así poder obtener las conclusiones..

* Proyecto de grado.

** Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director LEON POBON John, Codirector ESPINOSA Carlos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND BUDGET STUDY FOR THE EVALUATION OF NEW TECHNOLOGIES USED TO SEPARATE EMULSIONS*.

AUTHORS: HELLMAN ANDRES POVEDA SEPULVEDA
HOLGER ANIBAL PINZON CARDENAS**

KEY WORDS: BUDGET, STUDY, NEW TECHNOLOGIES, EMULSIONS, DEHYDRATION, PROBLEMS, OPERATIONAL.

Description: In the research a bibliographical review of the technologies focused on equipment used conventionally for the separation of emulsions and the operational factors as well as properties of the fluids among others, that were taken into account for its application, in order to have a point of Reference to the comparison of new technologies.

This project annualizes three new technologies to separate emulsions, focused on the treatment of water, which were bottom hydrocontrollers, macro porous polymeric extraction, magnetic nanoparticles, each of them was studied technically and later the optimal operational parameters for the implementation Of these in an oil field.

The results with respect to the operational conditions were compiled in a matrix to be compared with the conventional technologies. In the development of the research, a budget study of the implementation of each of these technologies was made taking into account the most strict factors for the implementation of this as they are, the costs of the personnel, the purchase of equipment, training of the personnel among others. At the end of the investigation, I make a comparison between the different constructed matrices, both in terms of the operational part and the budget part, in order to obtain the conclusions.

* Project of grade

** Faculty of Engineering Physical Chemical. School of Engineering Petroleum. Director LEON POBON John, Codirector ESPINOSA Carlos

INTRODUCCIÓN

Durante la producción del petróleo, siempre se produce agua, esta puede ser agua libre y se separa fácilmente por acción de la gravedad en tanques de asentamiento entre otros métodos de separación o puede generarse el caso en donde el agua contenga grasas y aceites dispersos asociados a la producción de hidrocarburos formando micro emulsiones o contaminación de agua a escala molécula.

El agua contaminada por petróleo a escala molecular con constituye en la industria uno de los grandes problemas a enfrentar, ya que representa un volumen extra que se debe tratar generando mayor consumo de energía por el calentamiento adicional requerido y la implementación de otros métodos para el tratamiento de esta, además de problemas socio ambientales que produce el vertimiento o disposición final de agua contaminada por producción de hidrocarburos.

La deshidratación del petróleo es el proceso de acondicionamiento del petróleo para separar el agua asociada, usando para ello una combinación de métodos químicos (adición de desemulsificantes), térmicos (calentamiento), mecánicos (agitación y lavado) o físicos (centrifugación y campo eléctrico).

Para el tratamiento de agua es importante monitorear la tensión inter-facial en los sistemas agua-aceite en función del tiempo, ya que es una medida de la cinética de adsorción de los surfactantes o desemulsificantes, por lo tanto, es un parámetro importante para cuantificar la estabilidad de una emulsión, y de alta relevancia en aplicaciones petroleras para el tratamiento de agua.

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1. EMULSIONES

Una emulsión, es un sistema polifásico que contiene dos fases líquidas inmiscibles, una de las cuales esta dispersada en la otra, una fase se encuentra en forma lóbulos llamada fase dispersa dentro de la otra llamada fase continua y cuya estructura es estabilizada por un agente emulsificante (surfactante, en formas de pequeñas partículas sólidas, parafinas, asfáltenos); llamado emulsionante (Salager, 1999). En el recorrido del fluido en el sistema de producción se genera la suficiente turbulencia para así poder generar la emulsión dado que las velocidades en el yacimiento (2ft/día) son muy bajas para que se puedan generar las emulsiones.

Si existieran dos fases bien definidas entre el agua y aceite estas se separarían fácilmente dado que la tensión inter facial entre los dos fluidos es alta, por lo cual para que se generara la emulsión tendría que darse una disminución de estas fuerzas para que las fases se mezclaran. Cuando la tensión inter facial es alta las partículas de agua por diferencia de densidades y con la ayuda de la fuerza de gravedad van agrupándose aumentando el volumen de la fase acuosa y facilitando su separación fácilmente, pero, por la existencia de un agente emulsificante la tensión inter facial disminuye obstruyendo la coalescencia de la fase dispersa.¹

Las cantidades relativas de fase dispersa y fase continua influyen notablemente sobre las propiedades de la emulsión y el comportamiento de esta, lo influye directamente en la selección del proceso o equipo para separar la emulsión. Por

¹ SUNIL LALCHAND KOKAL (SAUDI ARAMCO). Crude Oil Emulsions: A State of The Art Review. SPE – 77497 –PA. 2005.

debajo del 20% de fase interna se puede considerar que hay poca interacción de las gotas entre sí; por el contrario, las emulsiones donde la fase interna ocupa entre el 60 a 70% las interacciones entre las gotas dominan los efectos. Más allá de 75%, las gotas están literalmente al contacto y la emulsión se torna viscosa (Salager, 1999).

1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES

Para el área de la industria del petróleo encuentran que las emulsiones se van a generar con dos fluidos principalmente el agua (w) y el aceite (O), las emulsiones están asociadas directamente a diferentes problemas operaciones ya que aumentan la viscosidad del fluido que producen los pozos petroleros lo cual genera a una disminución en la productividad del pozo, consecuentemente tendrán que realizar una inversión adicional dado que será necesario la instalación de equipos especializados para controlar, tratar y romper estas emulsiones. Las emulsiones se clasifican en:

1.2.1. Según estabilidad

Emulsión estable: Las emulsiones estables son sistemas en los cuales los glóbulos que la conforman conservan sus características iniciales y permanecen distribuidas uniformemente durante toda la fase continua a lo largo del tiempo y a pesar de diferentes perturbaciones que esta pueda tener.

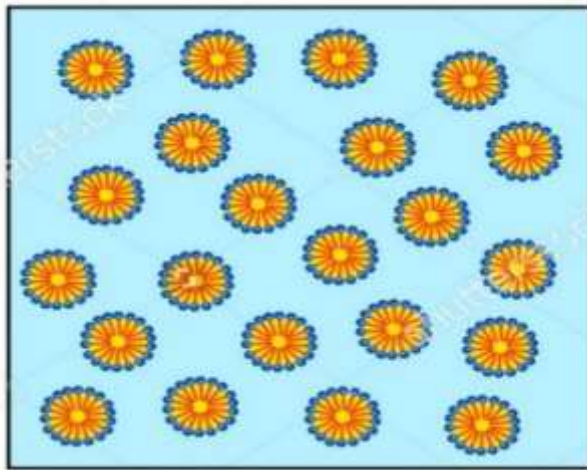
Emulsión inestable: Las emulsiones inestables son sistemas en los cuales los glóbulos que la conforman no conservan sus características iniciales y no permanecen distribuidas uniformemente durante toda la fase continua a lo largo del tiempo, la inestabilidad de la emulsión puede determinarse a partir de

diferentes factores a la hora de que analicen los fluidos, como lo son la floculación, inversión de fases, formación de nata.

1.2.2. Según las fases de la emulsión

Aceite en agua (O/W) o inversa: En las emulsiones inversas la fase dispersa, aceite se encuentra presente en forma de pequeñas gotas dentro de la fase continua que es el agua, como lo observan en la figura 1. Este tipo de emulsiones se da generalmente en campos que tienen un alto corte de agua.

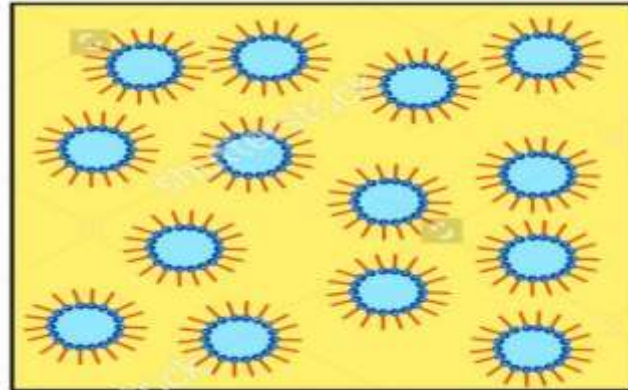
Figura 1: Emulsión inversa (O/W).



Fuente: SHUTTERSTOCK Emulsión [en línea] disponible en: www.shutterstock.com/s/emulsion/search.html.

Agua en aceite (W/O) o directa: También conocida como emulsión directa, en este tipo de emulsiones la fase dispersa es el agua, presente en forma de pequeñas gotas en la fase continua aceite, es el tipo de emulsión más común en los campos petroleros, como lo observamos en la figura 2.

Figura 2: Emulsión Normal (W/O).



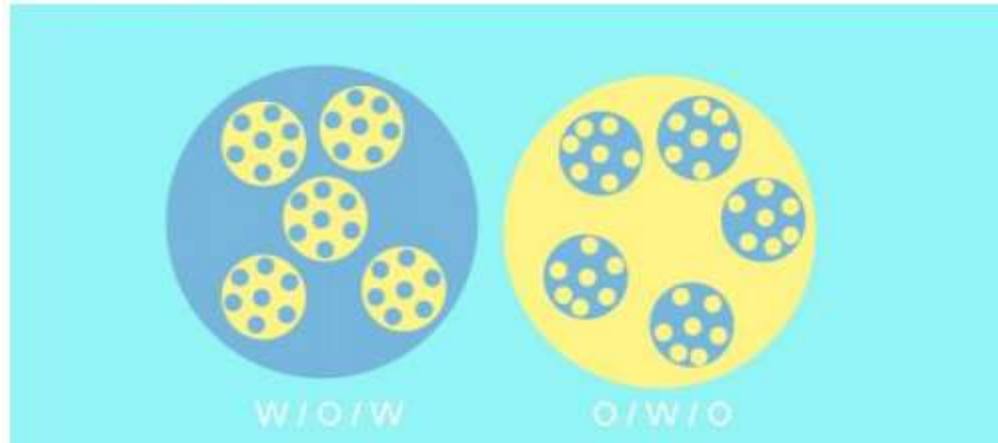
Fuente: SHUTTERSTOCK Emulsión [en línea] disponible en: www.shutterstock.com/s/emulsion/search.html.

Agua en aceite en agua (W/O/W): Cuando las gotas de aceite de una emulsión O/W contienen en su interior gotas microscópicas de agua, se dice que se tiene una emulsión múltiple del tipo W/O/W. Las emulsiones múltiples se encuentran en forma espontánea en ciertas circunstancias, o pueden prepararse para un determinado fin, como por ejemplo métodos de recobro con sistemas ASP.

Aceite en agua en aceite (O/W/O): Este tipo de emulsión no se encuentra con frecuencia y está constituida por una fase continua de aceite con gotas dispersas de agua en su interior, las cuales a su vez contienen gotas microscópicas de la fase aceitosa.² Como lo observan en la figura 3.

² RODRIGUES GARCIA. José Carlos. Ruptura de emulsiones petroleras o/w y w/o mediante la medición de la tensión interfacial, usando un tensiómetro de gota giratoria. Proyecto de grado Universidad del oriente. 2011

Figura 3: Emulsión múltiple.



Fuente: EMULSAR [en línea] disponible en: www.emulsar.com.

1.3. COMPONENTES DE UNA EMULSION

Las emulsiones están compuestas principalmente de dos fluidos inmiscibles los cuales conformaran la emulsión, pero además de esto la emulsión debe de tener un agente emulsificante y una energía suministrada para que la emulsión se genere.

1.3.1. Fases de la emulsión. Dado que una emulsión se define como la mezcla de dos líquidos inmiscibles, es importante establecer que éstos no necesariamente deben encontrarse en la misma proporción, luego es de esperar que uno de estos fluidos se encuentre en mayor cantidad y el otro se encuentre disperso en el primero, en forma de gotas. Se definen, por tanto, dos fases en una emulsión. La fase continua hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción (en algunos casos agua, en otros, petróleo), y la *fase dispersa* que se refiere al fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua.

En la industria petrolera existen varios tipos de emulsiones de acuerdo con la distribución de las fases. En primer lugar, las emulsiones de crudo en agua (O/W,

por sus iniciales en inglés) son las que normalmente se tienen desde el yacimiento hasta el sistema de tratamiento de agua. Por otra parte, las emulsiones de agua en crudo (W/O) se encuentran en el sistema de deshidratación y tratamiento de crudo.

Finalmente, en algunos puntos del sistema pueden presentarse emulsiones duales (W/O/W) en las cuales existen pequeñas gotas de agua dispersas en grandes gotas de crudo, que a su vez se encuentran dispersas en una fase continua de agua.

Las fuerzas que se generan en la superficie de contacto entre los fluidos (agua y crudo) hacen que ellos se repelan entre ellos, surge la cuestión de por qué se encuentran entonces en forma de emulsiones, y no simplemente como dos fases separadas entre sí. La respuesta apunta al hecho de que estos dos fluidos no se encuentran solos en el yacimiento, sino que existen diversas sustancias que actúan como puente de enlace entre las dos fases. Este tipo de sustancias se denominan tenso activos, surfactantes o agente emulsificante.

1.3.2. Agentes emulsificante. Un agente emulsificante (también llamado tenso activo, surfactante, etc.) es una sustancia parcialmente soluble tanto en el agua como en el crudo, que se ubica en la Interfaz permitiendo que la emulsión se establezca la emulsión.

Esta condición de solubilidad parcial en el agua y el crudo se debe a que sus moléculas están formadas por una cabeza polar y una cola no polar.

1.3.3. Energía. Para que se dé la generación de una emulsión deben de cumplirse ciertos parámetros, en primera instancia deben estar presentes los dos fluidos inmiscibles los cuales se va a encargar de formar tanto la fase continua como la fase dispersa de la emulsión, la cual se estabilizara por el efecto del tenso activo o

surfactante. Además de esto es muy importante que se suministre energía para que se pueda dar la mezcla de los dos fluidos, esta energía proviene generalmente de los sistemas de producción que es donde se genera la mayor agitación y turbulencia y así la generación de la emulsión, cabe resaltar que las emulsiones no se generan en el yacimiento dado que las velocidades de flujo son muy bajas³.

1.4. ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN

Para el rompimiento de las emulsiones se debe tener en cuenta los factores que estabilizan a estas, para así mismo comprender como es la mejor forma de atacar a los agentes que la estabilizan y así lograr romper o desestabilizar la emulsión.

1.4.1. Relación de fases. La relación de fases se entiende como la proporción existente entre el volumen de la fase dispersa y el volumen de la fase continua. Es correcto afirmar que cuanto más alto sea el volumen de la fase dispersa, menos estable es la emulsión. Para comprender esta situación es necesario aclarar que el rompimiento de la emulsión se basa (entre otros factores) en la colisión de las gotas dispersas, pues a medida que estas chocan se unen, aumentando su volumen y favoreciendo su precipitación. El hecho de que exista un gran volumen de la fase dispersa tiene implícito varios factores que desestabilizan la emulsión: aumento del número de gotas dispersas, aumento del tamaño de las gotas, reducción de la distancia que separa a las gotas y aumento del área inter facial. Estos factores incrementan la probabilidad de que las gotas choquen entre sí, reduciendo la estabilidad de la emulsión.

³ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición.

1.4.2. Temperatura. Muchas personas afirman con total convicción que para generar la ruptura de las emulsiones es necesario aumentar la temperatura del fluido que se está tratando, dado que al generar un incremento en la temperatura se reduce la viscosidad de la fase continua y favorece el movimiento de las gotas dispersas y su separación. En la mayoría de los casos se cumple esta condición de alterar o disminuir la estabilización de la emulsión es por medio del incremento de la temperatura⁴. De allí que se esté presentando una masificación del uso de calentadores en los campos de producción del mundo⁵.

1.4.3. Agitación. Como se mencionó anteriormente para que exista la emulsión se requiere la presencia de energía en el proceso para generar la agitación de los fluidos, con el fin de que se mezclen entre sí y se genere la emulsión. La relación que existe entre la estabilidad de la emulsión y la agitación es directamente proporcional, dado que entre mayor sea la agitación y la interacción entre los demás factores que están presentes en la emulsión, se producirá una emulsión mucho más estable.

Para efectos del rompimiento de las emulsiones es necesario tener en cuenta que el diseño de los sistemas de levantamiento, recolección y tratamiento tenga la menor cantidad posible de puntos en los cuales se presenten esfuerzos cortantes fuertes, tales como bombas, accesorios y estranguladores.

1.4.4. Contenido de sólidos. Los sólidos que se encuentran en la emulsión provienen del yacimiento (o introducidos por otros medios al pozo) tienden a estabilizar las emulsiones al actuar como tenso activo, dado que muchos de éstos son mojados tanto por el agua como por el crudo. Por tanto, al haber un mayor

⁴ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición, p.387.

⁵ MONTES PÁEZ. Erick Giovanni. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de grado. Especialización. UIS. 2010.

contenido de sólidos suspendidos en el fluido de producción, se producirá una mayor estabilidad de la emulsión formada.

1.4.5. Tamaño de gota. El tamaño de gota es una de los parámetros más importantes a la hora de analizar la estabilidad de una emulsión y por ende la facilidad para el rompimiento de esta, se encuentra directamente relacionado con el contenido de sólidos, dado que las pequeñas gotas del fluido se adhieren a los sólidos y este actúa como pilar para la unión de gotas pequeñas que al final del proceso producirán gotas más grandes. Es fundamental conocer el tamaño de gota de la fase dispersa de la emulsión, a lo largo del aparataje de producción, y sobre todo a la entrada de los diferentes equipos que se utilizan para tratar el agua y el crudo, el conocimiento del tamaño de la partícula a la entrada de los equipos permite realizar un diseño óptimo de estos y garantizando que la fase agua y aceite se separen⁶.

1.4.6. Contenido iónico del agua. No existe, en términos generales, una regla que relacione el contenido iónico del agua con la estabilidad de la emulsión. Por ejemplo, la presencia de algunos iones monovalentes como el sodio (Na+) y el potasio (K+) ayudan a desestabilizar la emulsión, teniendo que para emulsiones con agua fresca o de salinidad muy baja son mucho más estables que las emulsiones con salmueras muy concentradas. Por otra parte, la presencia de cationes divalentes como el calcio (Ca+2) y el magnesio (Mg+2) tienden a estabilizar la emulsión.

Es necesario que en cada campo se tenga muy claro el contenido iónico del agua (tanto de aniones como de cationes) construyendo, por ejemplo, un diagrama de Stiff, a partir del cual se pueden plantear esquemas de tratamiento tales como: el tipo de químicos a utilizar, la conveniencia del uso de sistemas de calentamiento,

⁶ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición.

el tipo de materiales requeridos en los equipos (por la tendencia incrustante o corrosiva del agua), etc.⁷.

1.4.7. Diferencia de densidades. Cuando la diferencia de densidades es muy marcada entre las fases de la emulsión va a ser mucho más fácil y eficiente el rompimiento de la emulsión dado que se podrían aplicar métodos físicos como los gravitacionales para la separación de fases dado que estos se fundamentan en la diferencia de densidades, por otro lado si se tiene que los fluidos tienen densidades muy similares va a ser extremadamente difícil separarlos, ya que en teoría pueden llegar a pensar que es el mismo fluido por la gran similitud en su gravedad API, por lo cual se tiende a utilizar una serie de equipos y proceso en cadena para el tratamiento y rompimiento de las emulsiones.

1.4.8. Productos químicos. A lo largo de los sistemas de levantamiento, recolección y tratamiento existen diversos problemas con los cuales se debe convivir. La corrosión, la depositación de escamas, la formación de espumas, la presencia de bacterias, son ejemplos de estos problemas. Para resolverlos es muy común que se opte por el uso de químicos (inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, antiespumantes, bactericidas, entre otros) que efectivamente atacan y mitigan esos problemas. Pero es importante reconocer que muchos de los productos químicos utilizados tienen en su composición sustancias que actúan como tenso activo. Por lo cual, mientras éstos son usados para controlar algunos de los problemas, que se producen en el proceso de producción y extracción de crudo, se están generando nuevos problemas al agregar químicos que producirán efectos negativos ya que estos químicos pueden actuar como agentes emulsificante en el sistema, endureciendo la emulsión y dándole estabilidad. Ante esto, lo que normalmente se hace es incrementar la dosis de los productos usados

⁷ MONTES PÁEZ. Erick Giovanni. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de grado. Especialización. UIS. 2010. p.37.

para el rompimiento de la emulsión, incrementando dramáticamente los costos de levantamiento.

Es importante que antes de añadir cualquier producto químico nuevo al sistema, se considere, mida y evalúe el efecto que genera la interacción de este nuevo producto con los productos usados anteriormente y, por supuesto, la interacción de éste con la emulsión, pues normalmente se cae en un efecto “bola de nieve” en el cual se van agregando más y más capas de tenso activo a los fluidos.

1.4.9. Edad de la emulsión. A medida que pasa el tiempo la emulsión se endurece y estabiliza. Si bien se ha dicho que en el yacimiento no es posible que las emulsiones se generen, es claro que desde el momento en que los fluidos llegan al pozo comienza a generarse turbulencia y por ende la generación y estabilización de la emulsión, pues el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfaz, haciendo que la película que recubre las gotas se haga cada vez más gruesa, más fuerte y más estable.

Teniendo en cuenta esta situación, muchas empresas han optado por iniciar el tratamiento de las emulsiones desde el mismo fondo del pozo, instalando capilares que conducen de forma continua productos químicos para el rompimiento de emulsiones desde la superficie hasta el extremo de la tubería de producción. Con esto se consigue que el endurecimiento de la interfaz se retarde o no ocurra, facilitando la separación del crudo y el agua⁸.

1.5 TECNOLOGIAS CONVENCIONALES PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES

⁸ VERNON, H. ARNOLD, K. Handbook of petroleum engineering - Crude oil emulsions. Richardson: SPE, 1987.

A lo largo en la historia de la industria de los hidrocarburos se ha invertido mucho tiempo y dinero en estudios y análisis que ayuden al entendimiento de la dinámica de una emulsión para así mismo poder establecer diferentes prácticas para su rompimiento, en el presente capítulo se hablara respecto a los principios y prácticas que se usan actualmente para el rompimiento de emulsiones.

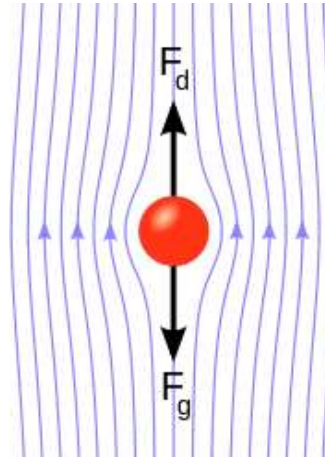
1.5.1. Separación gravitacional. La mayoría de los equipos que se encargan del tratamiento de aceite se basan en la gravedad para separar las gotas de agua de la fase continua de aceite (emulsión directa), esta fuerza de gravedad interactúa con la ley de stock, dado que esta ley describe las fuerzas que experimente partículas esféricas en el seno de un fluido viscoso, que para el caso de estudio es la partícula de agua dentro del crudo.

A medida que mayor sea la diferencia de densidades la separación gravitacional va ser mucho más eficiente dado que causara una mayor fuerza sobre las partículas de agua llevándolas así a la parte inferior del equipo en donde se extraen posteriormente por la acción de un medidor especialmente diseñado para este proceso de separación.

La *ley de Stokes* se refiere a la fuerza de fricción experimentada por objetos esféricos moviéndose en el seno de un fluido viscoso en un régimen laminar de bajos números de Reynolds. Fue derivada en 1851 por George -Gabriel Stokes. En general la ley de Stokes es válida en el movimiento de partículas esféricas pequeñas moviéndose a velocidades bajas⁹, como lo podemos observar en la figura 4.

Figura 4: Fuerzas que interactúan en una partícula en el seno de un fluido viscoso.

⁹ ALONSO M., FINN E. J., Física Vol. I: Mecánica, Fondo Educativo Interamericano, México, 1986.



Fuente: WIKIPEDIA Ley de Stokes [en línea] disponible en: www.es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Stokes.

Ecuación 1: Velocidad terminal.

Unidades de campo

$$V_t = 1.78 * 10^{-6} * \frac{(\Delta SG) * d_m^2}{\mu} \quad (1)$$

Donde:

V_t

= velocidad de asentamiento de la partícula de agua en la fase continua crudo, $\frac{ft}{s}$

d_m = Diámetro de la partícula de agua, micras.

(ΔSG) = Diferencia entre la gravedad específica del crudo y el agua.

μ = Viscosidad dinámica de la fase continua crudo.

A partir de la ley de Stokes podemos determinar algunas conclusiones como lo son:

- Cuanto mayor sea el tamaño de una gota de agua, mayor será el cuadrado de su diámetro Y , por lo tanto, mayor será su velocidad hacia abajo. Es decir, entre más grande sea el tamaño de la gota, menor es el tiempo que tarda en

depositarse la gota en parte inferior del recipiente y por lo tanto es más eficiente el proceso de tratamiento de crudo.

- Cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre las gotas de agua y la fase de crudo, mayor será la velocidad hacia abajo, esto para cuando el crudo es liviano, por lo cual es más fácil tratar el aceite. Si la gravedad del crudo es de 10 API y el agua es fresca, la velocidad de sedimentación es cero, ya que no hay diferencia de gravedad.
- Cuanto mayor sea la temperatura, menor será la viscosidad del crudo y, por lo tanto, mayor será la velocidad hacia abajo. Es decir, es más fácil tratar el crudo a altas temperaturas que a bajas temperaturas (suponiendo que se genera un pequeño efecto sobre la diferencia de gravedad debido al aumento de la temperatura)¹⁰.

1.5.2. Coalescencia Para poder separar las gotas más pequeñas usando la fuerza de gravedad es necesaria hacer que las gotas más pequeñas se unan y conformen una gota más grande que por ende va a tener una mayor cantidad de masa y la fuerza de gravedad que se ejerce sobre esta será lo suficiente para hacer que se desplace hacia la parte inferior del recipiente y ocurra la separación.

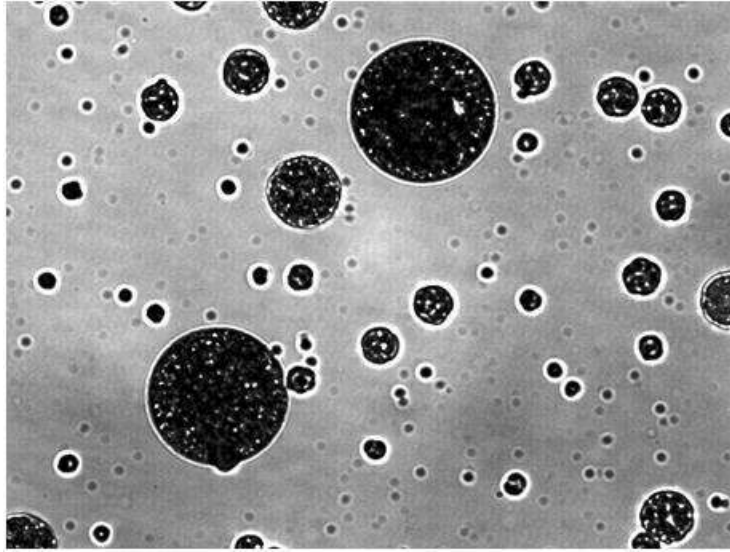
El fenómeno de la coalescencia no ocurre de manera espontánea ni mucho menos es fácil de lograr, dado que a medida que se utilizan diferentes procesos para generar la coalescencia, las gotas de agua para el caso de una emulsión directa se empiecen a acercar entre sí pero no se unen dado que el agente emulsificante forma una “chaqueta” la cual cubre las partículas de agua impidiendo que estas se unan y ocurra la coalescencia, en este punto entran en juego los

¹⁰ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición, p.441.

desemulsificantes que se encargan de neutralizar la acción del agente emulsificante dependiendo del tipo que este sea.

Una vez logran romper esta “chaqueta” generada por el surfactante o agente emulsificante ya se genera la coalescencia aumentando el tamaño de las gotas y facilitando su separación, como lo observamos en la figura 5.

Figura 5: Proceso de coalescencia.



Fuente: IFISICA Emulsiones [en línea] disponible en: www.ifisica.uaslp.mx/~alara/emulsiones.html

1.5.3. Flotación. La flotación es una operación física que consiste en generar pequeñas burbujas de gas (aire), que se adhieren o asocian a las partículas de crudo presentes en el agua las cuales se desplazaran a la superficie del fluido que se está tratando, donde posteriormente son extraídas del sistema. La flotación es muy eficiente para eliminar partículas de crudo es suspensión siempre y cuando las partículas tengan una densidad inferior o muy parecida a la del agua, así como en el caso de las emulsiones, es decir, una dispersión de gotas de un líquido inmisible, como lo son aceites y grasas. En este caso las burbujas de aire que se inyectan causaran que partículas de crudo “floten” mucho más rápido acelerando el proceso de separación. En esta operación hay un parámetro importante a la hora del diseño: La relación aire/sólidos, ml/l de aire liberados en el sistema por cada mg/l de concentración de sólidos en suspensión contenidos en el agua a tratar. Es un dato a determinar experimentalmente y suele tener un valor óptimo comprendido entre 0.005 y 0.06. En el tratamiento de aguas pueden utilizar aire o gas como agente de flotación, suele ser utilizado en la mayoría de los casos el gas, dado que el fluido a tratar está asociado a hidrocarburos y contiene

hidrocarburos, sería muy peligrosos usar aire por que se crearía un ambiente óptimo para que ocurra la combustión generando un accidente. En función de cómo se introduzca en el líquido, se tienen dos sistemas de flotación:

Flotación por aire disuelto (DAF): En este sistema el aire se introduce en el agua residual bajo una presión de varias atmósferas. Los elementos principales de estos equipos son la bomba de presurización, el equipo de inyección de aire, el tanque de retención o saturado y la unidad de flotación propiamente dicha, donde tiene lugar la reducción brusca de la presión, por lo que el aire disuelto se libera, formando multitud de micro burbujas de aire.

Flotación por aire inducido: La operación es similar al caso anterior, pero la generación de burbujas se realiza a través de difusores de aire, normalmente situados en la parte inferior del equipo de flotación, o bien inducidas por rotores o agitadores. En este caso el tamaño de las burbujas inducidas es mayor que en el caso anterior¹¹.

1.5.4. Filtración. Los procesos expuestos en esa parte permiten retirar partículas cada vez más pequeñas. Por ejemplo, la separación gravitacional permite retirar gotas de más de 100 μm , la coalescencia retira gotas de hasta 50 μm y la flotación permite remover partículas de 10 μm , aproximadamente.

Si requieren la remoción de partículas de un tamaño entre 10 y 40 μm es necesario recurrir a procesos de filtración. La filtración es un proceso de separación de fases que consiste en pasar una mezcla de fluidos a través de un medio poroso para que las partículas que exceden el tamaño de los poros, que están determinados en la construcción del equipo o material que se usa para

¹¹ RODRÍGUES FERNÁNDEZ. Antonio, y otros. Tratamiento avanzado de aguas residuales industriales. Informa de vigilancia tecnológica. Circulo de innovación en tecnologías medioambientales y energía. CEIM. Madrid – España.2006.

filtración sean retenidas, mientras que las de menor tamaño puedan fluir libremente.

Evidentemente se trata de un proceso físico que tiene una amplia difusión en la industria petrolera. Para conseguir el éxito en la filtración, es necesaria la aplicación de un diferencial de presión entre los dos lados del filtro. Para el caso de los filtros sencillos que son empleados en la mayoría de los campos, basta con un diferencial de una poca psi de presión, si se desea obtener un mayor grado de filtración sería necesario utilizar poros más pequeños y diferenciales de presión cuya diferencia sea más grandes¹².

Existen muchos tipos de filtración como lo son micro filtración, ultrafiltración, nano filtración, osmosis inversa, siendo esta ultima la más eficiente ya que logra remover partículas de tamañas menores a 0.0001 micras, pero su aplicación está limitada por su alto costo.

1.6. PROCESOS CONVENCIONALES ENFOCADOS A EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO

El tratamiento de crudo en los campos petroleros es un proceso muy importante y complejo dado que el alto contenido de agua con lleva a muchos problemas, tanto operacionales como de fiscalización, entre ellos encontramos con la corrosión, incrustaciones, ocupación de espacio que podría ser utilizado para crudo. Por otra parte, tenemos que le crudo lo debemos tener con unas condiciones ya establecidas por normativa para su venta y fiscalización dado que no se pueden vender volúmenes falsos, a continuación, se describen las técnicas usadas actualmente para el tratamiento de crudo.

¹² FORERO. Jorge, ORTIZ. Patricia, RIOS. Fabián. Aplicación de Proceso de Oxidación Avanzada como Tratamiento de Fenol en Aguas Residuales Industriales de Refinería. ICP. Texas University, USA. 2005.

1.6.1. Tratamiento químico. Cuando se realiza un tratamiento químico al crudo inicialmente se va a tener una interacción de fluidos en la cual la fase continua va a ser el aceite y la fase dispersa el agua los cuales van a estar juntos y estabilizados por diferentes factores como se mencionó en capítulos anteriores. Lo que se quiere lograr con la adición del químico llamado desemulsificante es que este logre una interacción iónica entre el agua y el aceite. El desemulsificante posee una parte hidrófila y otra oleofílica, lo cual le permite ubicarse en la interfaz de los dos fluidos de tal forma que cause algunos efectos principales como lo son; el primero de ellos es el de lograr detener la acción del agente emulsificante ya que es el mayor factor a tener en cuenta para la estabilidad de la emulsión, el segundo de ellos es el de causar un intercambio e interacción iónica entre los fluidos “jugando” con la atracción de estos, es decir generara una expansión y contracción de las pequeñas gotas de agua desestabilizando y neutralizando el agente emulsificante para así lograr que las fuerzas de atracción entre las gotas de agua sean lo suficientemente grandes para poder causar la floculación y posteriormente la coalescencia. Es muy importante a tener en cuenta que para un buen desempeño de los químicos usados se deben incorporar en zonas donde se genere cambios de flujo y un alto grado de turbulencia garantizando que se tenga la energía suficiente para que los fluidos y los químicos se mezclen y dispersen homogéneamente.

El efecto de los desemulsificantes se puede ver reflejado en que logra generar una emulsión inversa respecto a la original, es decir que para el caso del tratamiento del crudo se va a formar una emulsión en donde la fase continua va a ser el agua, esta fase continua de agua tendrá un volumen mucho mayor que al inicio del tratamiento cuando se encontraba dispersa, por lo cual va a facilitar su separación.

Los desemulsificantes se ubican en la interface agua – petróleo con el fin de causar la desestabilización y neutralización de estos, el funcionamiento de los

desemulsificantes depende de la naturaleza de estos ya esta va determinar sus propiedades. Estos desemulsificantes están compuestos por una “cabeza” y una “cola” o cadena, dependiendo del tratamiento que se quiera realizar, es decir que la emulsión a tratar se puede seleccionar un desemulsificante que tenga una cabeza con determinada polaridad para que sea atraída por la fase agua mientras una cola no polar que sea atraída por la fase aceite, cumpliendo así con el objetivo de separación.

El tratamiento químico consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes, las cuales atacan la sustancia o agente emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión. Los efectos de los desemulsificantes fundamentan su acción en tres principios:

- Atracción fuerte hacia la interfaz aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los agentes emulsificante presentes en la película de la interfaz.
- Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas de agua, permitiendo el contacto de las mismas.
- Coalescencia: permiten que pequeñas gotas de agua se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para separarse gravitacionalmente.

Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota. Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas y fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas.

- Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales.

- Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas.

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, afirma que “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones W/O, al tender en forma natural a formar emulsiones O/W. Otra explicación para el funcionamiento de los desemulsificantes es que causan que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse. Los productos químicos desemulsificantes pueden ser caracterizados:

- Esteres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas.
- Di-epóxidos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- Poli alquílenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse.
- Sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, al sobre dosificarse no causa emulsiones

inversas, pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.

- Poliéster aminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobre dosificarse producen emulsiones inversas.
- Oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas. Poliamidas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.
- Alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas nombradas anteriormente, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua. Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas son muy solubles en agua y poco solubles en el aceite.

Comúnmente son poli aminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc. Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable, dado que produciría un alto grado de incertidumbre. Generalmente los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque es muy común aplicar desemulsificantes cuya dosificación está en un rango de 10 a 60 ppm, pero los rangos que se menciona anteriormente no son camisas de fuerza ni mucho menos un dato fiable a la hora de aplicar un tratamiento químico, dado que la

concentración del desemulsificante va a depender de las propiedades y tipos de crudo que se va a tratar, lo cual implica que si van a tratar un crudo pesado requerirá una mayor concentración de desemulsificante.

El exceso de dosificación de desemulsificantes incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aún más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite). Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia muy especializada¹³. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988)¹⁴.

1.6.2 Tratamiento gravitacional – Gun barrel. Muchos de los equipos dependen de la gravedad para separar las fases de agua y crudo, la ley de Stokes describe el proceso.

¹³ OSPINO IBÁÑEZ. Diana Carolina. Optimización Del Tratamiento Químico Del Fluido de la De La Distribución de Flujos. Proyecto de grado: UIS. 2009. P.58.

¹⁴ API. Manual of Petroleum Measurement Standards. MPMS. Chapter 10.

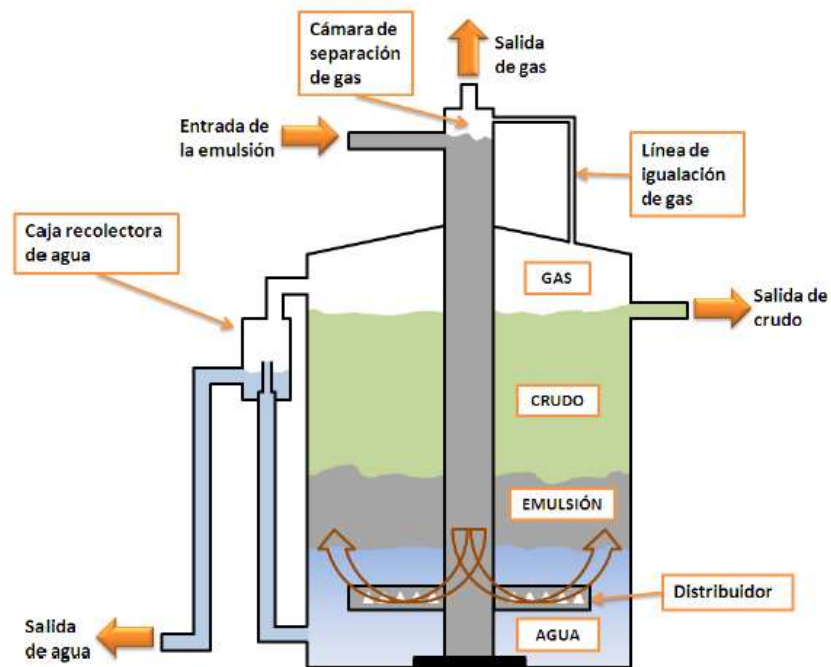
Entre mayor sea el tamaño de gota, mayor será el cuadrado de su diámetro, y mayor la velocidad de asentamiento, lo que indica que entre más grande sean las gotas, menos tiempo tomará el asentamiento a la base del tanque y más fácil el tratamiento del aceite.

No solo el tamaño de gota determina la velocidad de asentamiento, también está determinada por la diferencia de densidad entre el aceite y el agua, lo cual implícitamente incluye el API del crudo dado que si el crudo es liviano será más eficiente y efectivo el tratamiento, caso contrario para crudos pesados cuyo API es similar al del agua. A mayor temperatura, menor viscosidad del aceite y mayor velocidad de asentamiento. El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrel” y eliminadores de agua libre o free wáter knock out (FWKOS).

Los Gun barrel son tratadores (tanques) que trabajan a presión atmosférica. Generalmente estos equipos poseen separador o una bota de gas en el tope donde el gas que posee la corriente que no pudo ser extraído por equipos instalados anteriormente, es retirado para ser separado y venteado para evitar la formación de una atmosfera explosiva. Debido a que los gun barrels tienden a ser de mayor diámetro que los tratadores verticales, muchos han elaborado un sistema que crea un flujo ascendente uniforme; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y contenido de agua. En la figura 6 se muestra un diseño típico de un Gun barrels¹⁵.

¹⁵ OSPINO IBÁÑEZ. Diana Carolina. Optimización Del Tratamiento Químico Del Fluido de la De La Distribución de Flujos. Proyecto de grado: UIS. 2009. p.60

Figura 6: Esquema de un equipo gun barrel.



Fuente: MONTES PÁEZ. Erick Giovanni. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de grado. Especialización. UIS. 2010.

1.6.3. Tratamiento térmico. El tratamiento térmico para separar emulsiones como su nombre lo indica se fundamenta en la adición de temperatura mediante un equipo especializado (intercambiador de calor) para causar una disminución en la viscosidad del crudo y así disminuir las fuerzas de atracción que los fluidos experimentan en su interfaz. Calentando la emulsión se optimiza su rompimiento y separación, Se reduce la viscosidad del aceite, aumenta la tasa de asentamiento del agua y la frecuencia de coalescencia entre las gotas dispersas, desestabilizando la película interfacial. Sin embargo, tiene efectos negativos, como el alto costo del tratamiento dado el requerimiento de un equipo adicional y el suministro de energía permanente para el funcionamiento del equipo ya sea suministro eléctrico, de gas entre otros, por otro lado, producirá la pérdida de componentes livianos del crudo, reduciendo la gravedad API.

El equipo comúnmente utilizado para el tratamiento de emulsiones en crudos pesados es el tratador térmico como el de la figura 6, ya que la viscosidad en los crudos pesados es una variable muy sensible a los cambios de temperatura, esto implica una disminución significativa de la viscosidad del crudo, facilitando así la separación de las gotas de agua dispersas en el crudo¹⁶. Las variables operacionales que interviene en la separación de la emulsión en los tratadores térmicos, estas son¹⁷:

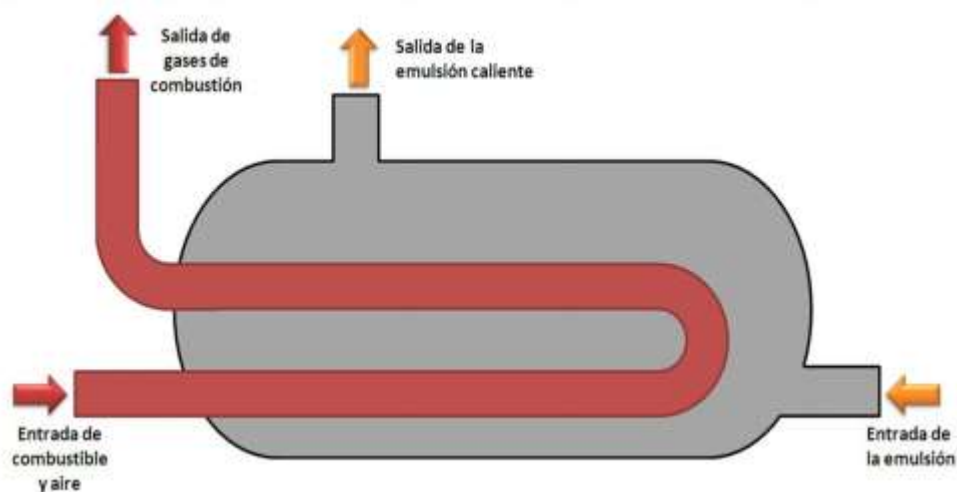
- Temperatura del tratador.
- Longitud de la zona de calentamiento.

Los tratadores térmicos pueden ser directos o indirectos, en los directos la eficiencia es alta y oscila entre el 75 y el 90% y ofrecen un costo inicial que no es tan elevado como otros sistemas de calentamiento. Para su operación es común que se utilice como fuente de energía gas o incluso crudo del mismo campo. Estos fluidos se utilizan para calentar emulsiones no corrosivas para garantizar la integridad de los quipos y operan a presiones relativamente bajas. Por otro lado, los calentadores indirectos de fuego son más seguros, dado que no existe un contacto directo entre la fuente de calor y la emulsión, pero esto acarrea pérdidas de energía, lo que se traduce en eficiencias más bajas. El calor de la zona de combustión es transferido dentro del recipiente indirectamente por medio de un baño de agua al haz de tubos. Como se muestra en la figura 7.

Figura 7: Esquema tratador térmico directo.

¹⁶ ARAQUE BARRERA. Diego Camilo. BARRERA MONGUI. Ricardo Alonso. Análisis de sensibilidad de los métodos convencionales para la deshidratación de emulsiones de crudos pesados. Proyecto de grado. UIS. 2012.

¹⁷ KOKAL, S.I, Juraid., quantification of various factors affecting emulsion stability: water cut, temperature, shear, asphaltene content, desemulsifier dosage and mixing different crudes, SPE Paper 56641 1999.



Fuente: MONTES PÁEZ. Erick Giovanni. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de grado. Especialización. UIS. 2010.

1.6.4. Tratador termo electrostático Los tratadores electrostáticos en realidad son una variación de los tratadores térmicos y se denominan tratadores Termo electrostáticos, cuyo diseño o esquema como se observa en la figura 8, es similar al de un tratador térmico, pero con la variación de que se le incluye una sección adicional en que se instalan unas rejillas las cuales proporcionan una carga o corriente eléctrica al fluido que se va a tratar, causando una interacción iónica entre el fluido alterando las fuerzas polares de estas para así lograr la coalescencia como se menciona en capítulos anteriores.

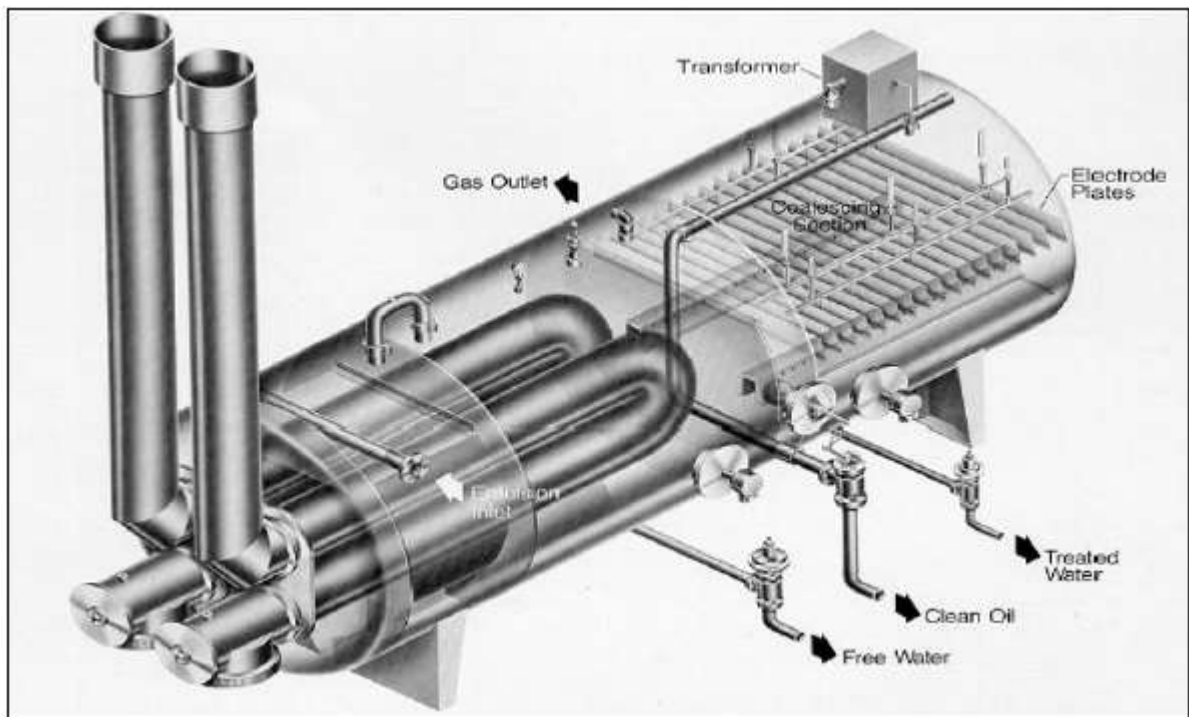
Este proceso es posible debido a la composición molecular del agua (naturaleza polar), es decir, en la misma molécula existen dos polos uno positivo y uno negativo, y cuando estas moléculas pasan por un campo electrostático, se orientan en la dirección de este¹⁸. Esta orientación produce que las pequeñas gotas de agua que se encuentran dispersas en el crudo sean guiadas y puedan

¹⁸ ARAQUE BARRERA. Diego Camilo. BARRERA MONGUI. Ricardo Alonso. Análisis de sensibilidad de los métodos convencionales para la deshidratación de emulsiones de crudos pesados. Proyecto de grado. UIS. 2012.

llegar a un punto o zona en común para lograr que las pequeñas gotas se adhieran a otras y formen gotas más grandes, facilitando su separación, las variables que afectan la separación en un tratador termo electrostático son¹⁹:

- La viscosidad del crudo.
- La diferencia entre las gravedades específicas del crudo y el agua.
- La conductividad eléctrica del aceite.
- La salinidad del agua.

Figura 8: Tratador Termo Electrostático.



Fuente: NALCO. Oil Field Chemicals Training Manual. Houston: Capex Collage, 2004.

1.6.5 Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de crudo para separar emulsiones. Es muy importante establecer un punto de comparación entre los parámetros operacionales de los equipos convencionales y de los nuevos equipos, esto con el fin de poder sacar

¹⁹ KOKAL, S.I, Juraid SPE Paper 56641, quantification of various factors affecting emulsion stability: water cut, temperature, shear, asphaltene content, desensulfier dosage and mixing different crudes, 1999.

conclusiones concretas y justificar a la hora de realizar la comparación por lo cual a continuación en la tabla 1, se muestran los parámetros operacionales de los equipos convencionales²⁰.

Tabla 1: Matriz de los parámetros operacionales de quipos convencionales para separar emulsiones.

Parámetros	Unidad	Equipo					
		Gun Barrel		Tratador Térmicos		Tratador electrostático	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
P	psi	14.7	50	35	60	5	50
TR	min	720	1440	60	90	30	60
T	°F	60	200	140	185	85	135
Cp	BBL/Hr	5000	60000	15000	25000	15000	20000
CS	mscfd	.-----.	.-----.	100			
Vol	VAC	.-----.	.-----.	.-----.	.-----.	10.000	35.000
CS'	KVA/Ft2	.-----.	.-----.	.-----.	.-----.	0,5	10
CC	.-----.	Necesario		Necesario		Necesario	
DL	Años	20		10		15	
MT	.-----.	Moderado		Frecuente		Frecuente	

Donde:

P: Presión

TR: Tiempo de retención

CS: Consumo

T: Temperatura

CC: Control de corrosión

DL: Vida Útil

CP: Capacidad

.-----.: No definido

1.7. PROCESOS CONVENCIONALES ENFOCADOS A EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

²⁰ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición

Para el tratamiento de agua se utilizan equipos y principios que se encargan de garantizar que las gotas de aceite presentes en la fase continua de agua se separen y romper las emulsiones que esta contenga, dado que el agua estaría llevando consigo crudo en ella lo cual causaría que no cumpla con los requerimientos legales para la disposición, reutilización u otro fin.

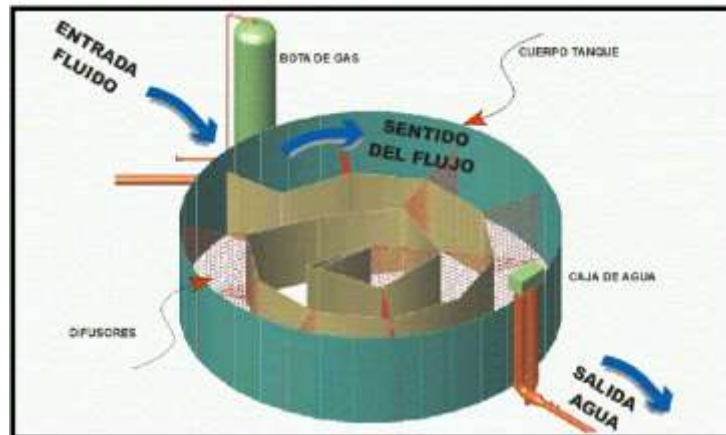
1.7.1. Tratamiento químico. El tratamiento químico para tratar el agua asociada a producción de hidrocarburos posee una emulsión en la cual la fase continua es el agua mientras que las pequeñas gotas que están en esta son de crudo, esta emulsión va a estar estabilizada por sólidos, agente emulsificante, entre otros factores, en este punto la emulsión se va a desestabilizar dado que el químico va a generar una deformación, expansión y contracción de la interfaz de la emulsión para al fin del proceso generar una emulsión inversa es decir que las pequeñas gotas de aceite empezaran a ser más grandes y así mismo facilitara la separación de las dos fases. En este proceso se agregar a la emulsión ciertos compuestos químicos, llamados desemulsificantes, los cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión, es estos químicos o desemulsificantes tienen como acciones principales:

- Fuerzas de atracción hacia la interface (O/W)
- Floculación
- Coalescencia

Es un buen tratamiento debido a que se puede realizar inicialmente en el laboratorio con la prueba de botella para saber la efectividad del compuesto y poder romper la emulsión en frío, pero se puede caer en el error de agregar bastante compuesto y dar como resultado una emulsión lo cual cause una sobredosis en la emulsión haciéndome que sea más difícil de romper con los químicos anteriormente utilizados.

1.7.2 Tanque de desnatado. También conocidos como Skin tanks, es el equipo básico para realizar un tratamiento primario los cuales pueden ser a presión o atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional,²¹ como se muestra en la figura 9.

Figura 9: Vista Interior del Tanque Desnatadora.



Fuente: GALVIS PORTILLA, Yuly Cristina. Estudio de los Procesos de Deshidratación de Crudo y Tratamiento de Aguas de Producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. 2007.

El flujo a tratar entra e ingresa por un tubo que lo direcciona hacia la parte inferior del equipo, en donde se ubica un colchón de agua el cual actúa como filtro al hacer pasar la corriente de flujo por este colchón, como se hace pasar por un colchón en el cual las fases son inmiscibles ejercerá una fuerza la cual separa las partículas de crudo del agua. La entrada inferior que se encarga de dirigir el flujo a tratar a través del colchón lo hace mediante dispersores especializados para permitir que el agua tenga un flujo en dirección hacia abajo con la velocidad laminar sobre toda la sección del área transversal en el tanque.

²¹ CASTRO CASTELL, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros, 2004.

1.7.3. Platinas Coalescedoras. Las placas paralelas son disponibles en módulos que se pueden adaptar generalmente a un separador convencional sin modificaciones estructurales importantes. Sin el equipo mecánico de remoción de los sedimentos, adaptar platos paralelos puede no ser práctico, dado que la remoción manual de sedimentos puede requerir el retiro del paquete de placas del separador en intervalos regulares, la figura 9 muestra el arreglo de un paquete de platos corrugados²².

En teoría, los módulos de placas paralelas pueden mejorar el funcionamiento de dos maneras:

- Proporcionan un aumento en el área superficial horizontal del separador.
- Crean una distribución más uniforme, características de flujo menos turbulento, proporcionando condiciones más favorables para la separación del aceite libre.

La adaptación de módulos de placas paralelas en un separador existente puede acomodarse para flujos más altos, o disminuir la salida de aceite bajo las mismas condiciones de flujo²³. El espaciamiento entre platos y el ángulo de la placa son críticos para el apropiado funcionamiento del paquete de placas. La información requerida de los separadores existentes para ser adaptados incluye la geometría existente del separador, niveles de agua de lavado, calidad del influente, gravedad específica de las fases agua/aceite dadas a la temperatura de diseño y la calidad del efluente deseada.

Entre las más comunes se encuentran:

- **PPI:** Interceptor de platinas paralelas.
- **CPI:** Interceptor de placas corrugadas.

²² PATTON, C. Water Sampling and Analysis. Applied Water Technology. 1986.

²³ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición.

- **CFD:** Separador de flujo transversal.

Donde estas placas se pueden implementar tanto como elementos de optimización primarios en Oil Skimmer, como elementos independientes en procesos de recuperación primaria y secundaria²⁴.

Figura 10: Coalescedoras liquido – líquido.



Fuente: SERMAT [en línea] disponible en: www.seramat.com.br.

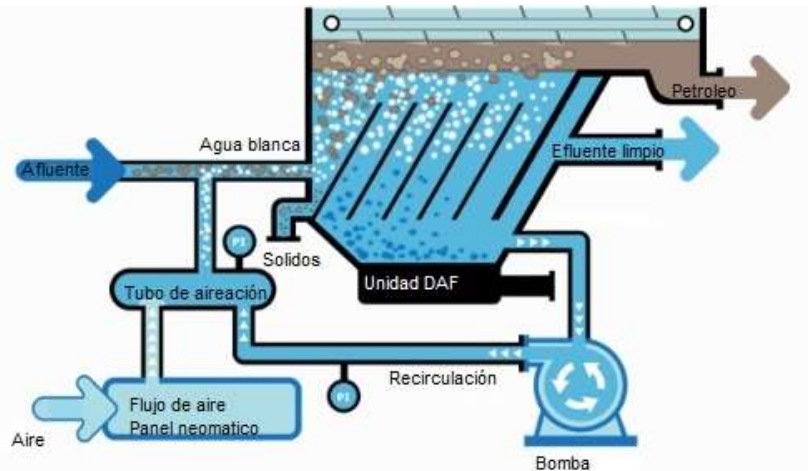
1.7.4 Unidades de Flotación. Las unidades de flotación son los únicos equipos de tratamiento de agua residual cuyo principio de separación se fundamenta en el arrastre por gas de las partículas de aceite, aunque también ocurre la separación gravitacional, pero en menor proporción. Las unidades de la flotación emplean un proceso en el cual pequeñas burbujas de gas son generadas y dispersadas en el agua, donde hacen contacto con las gotas del aceite y partículas sólidas, como se observa en la figura 10. Las burbujas de gas incrementan la diferencia de densidades y ayudan a las gotas de aceite a ascender rápidamente a superficie para su posterior recolección²⁵. Coagulantes, poli electrólitos, o desémulsificantes

²⁴ MANCILLA. Robinson Andrés, MESA. Henry Oswaldo, Metodología Para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero, p 66.

²⁵ Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

son agregados para optimizar el funcionamiento del equipo²⁶. Se pueden encontrar dos clases de unidades de flotación diferenciándose por el método de producción de burbujas de gas en el agua residual, tales como; unidades de flotación por gas disuelto, unidades de flotación por gas disperso.

Figura 11: Unidad de flotación.



Fuente: FRC SYSTEMS [en línea] disponible en: www.frcsystems.com. Modificado.

1.7.5 Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de agua para separar emulsiones. Es muy importante establecer un punto de comparación entre los parámetros operacionales de los equipos convencionales y de los nuevos equipos, esto con el fin de poder sacar conclusiones concretas y justificar a la hora de realizar la comparación por lo cual a continuación en la tabla 2 se muestran los parámetros operacionales de los equipos convencionales²⁷.

Tabla 2: Matriz de parámetros operacionales de los equipos convencionales de tratamiento de agua para separar emulsiones.

²⁶ MANCILLA. Robinson Andrés, MESA. Henry Oswaldo, Metodología Para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero, p 75.

²⁷ KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición

Parámetros		Gravitacional		Coalescencia		Flotación		Químico	
Variable	Unidad	Skim Tank		Platinas Coalescedoras		Unidad de Flotación		Desemulsificante	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
P	Psi	5	50	300	2500	30	100	.-----.	.-----.
TR	Min	10	30	10	20	3	10	480	1440
[O]	Mg / L	500	10.000	150	3000	50	500	.-----.	.-----.
φ	Micras	100	300	30	50	10	20	250	500
T	°F	60	.-----.	140	350	77	122	80	350
Ph	.-----.	2	14	4	14	3	14	0,5	9
Cp	BPD	1.5	100000	133	4750	50000	100000	.-----.	.-----.
Cs	Ft3 / bbl	.-----.	.-----.	0	0	1	35	.-----.	.-----.
Ct	ppm	0	0	0	0	0	0	2	200
CC	.-----.	Necesario		Necesario		Necesario		No aplica	
DL	años	20	30	3	10	10	15	No aplica	
Mt		Poco frecuente		Moderado		Frecuente		No aplica	

Donde:

P: Presión

TR: Tiempo de retención

[O]: Concentración de aceite

CT: Concentración

φ: Tamaño de partícula

T: Temperatura

PH: Valor medido del PH

CC: Control de corrosión

DL: Vida Útil

CS: Consumo

CP: Capacidad

2. METODOLOGÍA

En la presente investigación se propone una descripción secuencial en donde se evaluarán los diferentes aspectos con respecto a las tecnologías para separar emulsiones, para así realizar un análisis de las condiciones de operación y manejo de estas tecnologías.

2.1 TIPO DE ESTUDIO

El trabajo a realizar es de tipo descriptivo, el cual se define como un estudio enfocado en describir características, funciones o rasgos, teniendo un diseño planeado y estructurado con anticipación.

Esta investigación tiene como propósito primario explorar las nuevas tecnologías utilizadas para la separación de emulsiones, estudiando y analizando las variables de ejecución para obtener una mayor eficiencia a una menor inversión.

Por lo tanto para el desarrollo de los objetivos planteados como primera medida se va a realizar una revisión bibliográfica al respecto de las tecnologías convencionales para separar emulsiones, teniendo esta base como punto de partida para comenzar a estudiar las nuevas tecnologías y las mejoras realizadas y su eficiencia a la hora de ser utilizadas en campo.

Posteriormente se revisarán los equipos empleados en cada una de estas tecnologías con el fin de determinar los parámetros operativos óptimos y las condiciones en las cuales tendrán un mejor desempeño.

Además se realizará un estudio presupuestal el cual tiene como objetivo dar una pronóstico claro de los costos de los equipos, transporte, instalación y demás instrumentos requeridos para la aplicación de las nuevas tecnologías empleadas en la industria.

Por último, se construirá una matriz en la cual se evidencien los parámetros operativos de las nuevas tecnologías y las mejores que se adaptan a las condiciones dadas del campo para su funcionamiento.

3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA SEPARACIÓN DE EMULSIONES

La normativa que rige la industria petrolera tanto en lo que concierne a las condiciones de entrega del agua asociada a la producción, como en los parámetros para la fiscalización de crudo es más severa, por cual se hace necesario el desarrollo de nuevas tecnologías las cuales se encarguen de garantizar la calidad estos.

En la selección de las nuevas tecnologías para separar emulsiones usadas en el desarrollo del proyecto se realizó un screening donde se tuvieron en cuenta varios criterios los cuales garanticen que las tecnologías seleccionadas sean lo suficientemente desarrolladas y completas para realizar el análisis presupuestal y la matriz de las condiciones operacionales , los criterios tenidos en cuenta fueron : Consolidación de la tecnología , Implementación en campo ,Disponibilidad de equipos en las empresas, enfoque de la tecnología.

- **Consolidación de la tecnología:** Se basó en el grado de desarrollo de la tecnología, la cual tendrá que haber sido estudiada y analizada por un tiempo considerable garantizando así el suministro y calidad de la información recopilada.
- **Implementación en campo:** No es suficiente con los estudios y pruebas en laboratorio, la tecnología como mínimo deberá tener una aplicación en campo como piloto o en el mejor de los casos la implementación completa en el sistema de facilidades de superficie en las instalaciones de un campo petrolero a nivel mundial.

- **Disponibilidad de equipos en las empresas:** la disponibilidad de las empresas en brindar información de los equipos como lo son; costos, disponibilidad, propiedades del equipo, parámetros operacionales entre otros.
- **Enfoque de la tecnología:** La(s) tecnología(s) seleccionadas deben de tener el enfoque a equipos ya sea bajo un principio en desarrollo o uno ya consolidado.
- **Disponibilidad bibliográfica:** Cantidad de información disponible de los papers, análisis de laboratorio, resultados de pilotos entre otros, para el desarrollo del proyecto.

Los resultados recopilados teniendo en cuenta los parámetros anteriormente mencionados se encuentran descritos en la tabla 3.

Tabla 3: Screening para la selección de las tecnologías a estudiar.

Parámetros Tecnologías	Consolidación de la tecnología	Disponibilidad bibliográfica	Implementación en campo	Disponibilidad de compra en las empresas	Enfoque de la tecnología
Vane type pipe separator	Altamente consolidada	Media	Si	No disponible	Equipo
Electrocoagulación	Altamente consolidada	Extensa	No	No disponible	Químico
Water Web - Halliburton	Medianamente consolidada	Limitada	Si	No disponible	Químico
Extracción polimérica macro porosa(MPPE)	Altamente consolidada	Extensa	Si	Disponible	Equipo
Voscell- chevron	Medianamente consolidada	Limitada	Si	No disponible	Equipo
Hidrociclones en fondo	Altamente consolidada	Extensa	Si	Disponible	Equipo
Downhole Oil-Water Separation	Altamente consolidada	Extensa	Si	No disponible	Equipo
Nano partículas magnéticas(MNP)	Altamente consolidada	Extensa	Si	Disponible	Equipo - Químico

Según el screening en donde se analizaron 9 tecnologías, se descartaron inicialmente las tecnologías de electrocoagulación. Por otro lado, las tecnologías de water web – Halliburton y Voscell – chevron no fueron seleccionadas dado que las empresas dueñas de estas tecnologías limitan el acceso a la información tanto técnica como de costos. Finalmente, la tecnología de vane type pipe separator no es aplicable a la investigación dado que, en comparación con las tecnologías de Hidrociclones, extracción polimérica macro porosa, nano partículas magnéticas no está lo suficientemente consolidada para realizar la investigación. Es muy importante resaltar que estas tecnologías son aplicables a tratamiento de agua y se fundamentan en la separación de iones y partículas microscópicas para descontaminar el agua

3.1 SEPARADOR HIDROCICLON EN FONDO

Lo separadores hidrociclonicos consisten en una parte cónica seguida por una cámara cilíndrica, en la cual existen una entrada tangencial para la suspensión de la alimentación. la parte superior de los Hidrociclones presenta un tubo para la salida de la suspensión diluida que se denomina vortex, y el orificio de salida del concentrado se denomina ápex.

La suspensión de es bombeada bajo presión y entrando al hidrociclon a través del tubo de alimento se genera un movimiento de tipo espiral descendente debido a la forma del equipo y la acción de la fuerza de gravedad. A razón de este movimiento se produce ua zona de muy baja presión a lo largo del eje del equipo, por lo que se desarrolla un núcleo de aire en ese lugar. A medida que la sección transversal disminuye en la parte cónica, se superpone una corriente interior que genera un flujo neto ascendente también de tipo espiral a lo largo del eje central del equipo, lo que permite que el flujo encuentre en su camino al vortex que actúa como rebalse.

Las partículas en el seno del fluido se ven afectadas en el sentido radial por dos fuerzas opositoras: una hacia la periferia del equipo debido a la aceleración centrífuga y la otra hacia el interior del equipo debido al arrastre que se mueve a través del HIDROCICLÓN. Consecuentemente, la mayor parte de las partículas finas abandonarán el equipo a través del vortex, y el resto de las partículas, mayoritariamente los gruesos, saldrán a través del apex. En la siguiente figura se puede observar la trayectoria de flujos dentro del HIDROCICLÓN.

Básicamente los cuatro parámetros independientes que permiten variar las condiciones de operación son: la densidad de la pulpa, la caída de presión en la alimentación, el diámetro del vortex y el diámetro del apex. El tamaño de corte y la eficiencia de la separación son controlados mediante el ajuste de estos parámetros.

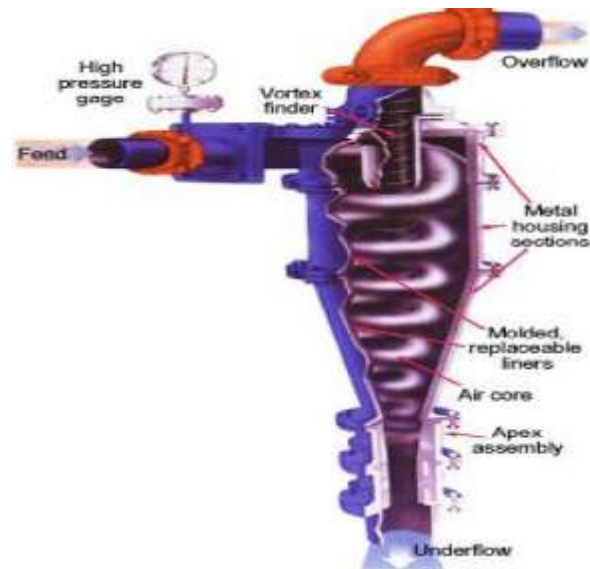
El diámetro del HIDROCICLÓN puede variar desde una pulgada hasta dimensiones que pueden alcanzar las 70 pulgadas. HIDROCICLONES de mayor diámetro producen separaciones gruesas e HIDROCICLONES de menor diámetro producen separaciones finas. Las figuras 3 y 4 ilustran el tamaño de corte producido por los HIDROCICLONES típicos y las capacidades que estos Hidrociclones ofrecen²⁸.

La aplicación de los Hidrociclones en fondo se ha venido desarrollando ya hace algún tiempo siendo así una de las alternativas para separar la fase acuosa de la fase aceite mediante la diferencia de densidad que estos tengan, aplicando una fuerza centrífuga para separar líquidos de diferente peso específico sin el requerimiento de alguna pieza móvil. Una mezcla de aceite y agua ingresa en el hidrociclón a una velocidad alta desde un lado de una cámara cónica. Luego, la acción de remolino hace que el agua (con mayor densidad con respecto a la del

²⁸ SVARPVSKY L., BRADLEY D., Hydrocycolone. [en línea] disponible en: www.taninos.tripod/hidrociclón.com

aceite) se mueva hacia el exterior de la cámara y a su vez hacia la salida a través de un extremo del hidrociclón, mientras que el aceite más ligero permanece en el interior de la cámara y sale a través de una segunda abertura. Como se observa en la figura 12. A continuación, se inyecta la fracción de agua, y la fracción de aceite se bombea a la superficie. La tecnología DOWS tipo Hidrociclón ha sido diseñada para funcionar en conjunto con bombas eléctricas sumergibles, bombas de cavidad progresiva y bombas de varilla respectivamente. La mayor parte del trabajo de desarrollo de este tipo de sistema se hizo a través de varios proyectos de la industria realizados por una organización canadiense, *CFER-Technologies*²⁹.

Figura 12: Esquema de funcionamiento de un hidrociclón.



Fuente: RAMIREZ. Orlando. identificación y valoración de las condiciones para la implementación de tecnologías de separación avanzada líquido – líquido y líquido – gas aplicado a la industria de los hidrocarburos. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. 2014

²⁹ RAMIREZ. Orlando. identificación y valoración de las condiciones para la implementación de tecnologías de separación avanzada líquido – líquido y líquido – gas aplicado a la industria de los hidrocarburos. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. 2014.

3.2 NANO PARTÍCULAS MAGNÉTICAS REVESTIDAS SUPERFICIALMENTE

Las nano partículas magnéticas (MNP) están hechas de un núcleo de magnetita están revestidas superficialmente con un polímero Aniónico o catiónico. El revestimiento superficial de la nano partícula según los investigadores hace que se alargue el tiempo de vida útil de las nano partículas sin perder las propiedades magnéticas, estas tienen un diámetro promedio que oscilan entre 1 y 100 nm.

La modificación química de la superficie de la nano partícula de magnetita que consiguieron hacer los investigadores tras varios experimentos realizados por ellos pudieron entender que esa modificación es de vital importancia para poder tener los dominios de las NPS para diferentes aplicaciones. Según los investigadores la estructura cristalina y el control del crecimiento de las NPs son principalmente reguladas por los tenso activos o polímeros modificados³⁰.

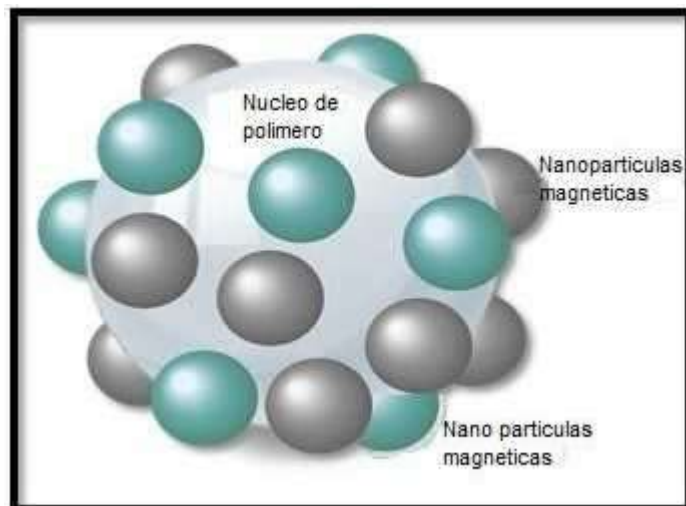
Las modificaciones superficiales de NPs por enlace covalente o revestimiento físico Han sido ampliamente exploradas para prevenir esta escasez; Se ha conseguido que puedan servir como un Componente de la cáscara para la magnetita debido a la estabilidad en condiciones ácidas, inercia a las reacciones redox, Introdujeron un grupo hidroxilo superficial que tienen una fuerte capacidad para enlazar grupos funcionales especiales. La atracción principal para MNPs es su respuesta rápida al movimiento en un Dirección deseada con la aplicación de un campo magnético externo y una de las ventajas principales de las NPs es Una superficie extremadamente grande por la masa,

³⁰ ZHANG, Shuang y otros. Synthesis of quaternized chitosan-coated magnetic nanoparticles for oil-water separation: Elsevier.2016.

lo que les permite a los científicos tener una plataforma eficiente, movable y reutilizable de una variedad de Reacciones y otros procesos³¹.

Las NPS magnéticas con superficie aniónica se añaden a la salmuera de alta dureza donde adsorben cationes multivalentes en sus sitios de superficie reactiva como se muestra en la figura 21. Pueden separar eficazmente el contaminante aislándolo magnéticamente del agua y producir una pequeña cantidad de lodo que hace que el proceso sea amigable con el medio ambiente.

Figura 13: Nano partículas magnéticas revestidas superficialmente.



Fuente: NANOMYP [en línea] disponible en: www.nanomyp.com/es.

Por otro lado, las MNPs con superficie catiónica se añaden a una emulsión de aceite en agua para su adsorción sobre la interface aceite-agua. En ambos casos la separación se hace mediante la inducción de un campo magnético separando el agua. La separación magnética de alto gradiente, en la cual el gradiente magnético puede ser tan alto como 104T/m. Se ha aplicado recientemente en formas más complicadas de separación en diversos campos.

³¹SAEBOM Ko, HYUNJAE Lee y CHUN Huh. Efficient Removal of Enhanced-Oil Recovery Polymer from Produced Water with Magnetic Nanoparticles and Regeneration/Reuse of Spent Particles. University of Texas at Austin.2016.

El método emplea a las MNP permitiendo que se adhieren a los "contaminantes" y luego se separan por la aplicación de un gradiente de campo magnético. El modelo describe tanto la sedimentación coloidal bien establecida como los efectos potenciadores del campo magnético. Donde la función de flujo se derivó de las pruebas de sedimentación y el modelo fue validado con Experimentos.³²

Luego de varios estudios los científicos observaron que las NP no se agregan, disocian o reaccionan químicamente con la envoltura o cualquier gas disuelto, existen varios métodos para sintetizar nano partículas de magnetita (MNPs), tales como deposición química en fase vapor, explosión eléctrica y Fresado mecánico. Con el fin de mejorar el Rendimiento de las Nanopartículas de magnetita, deben satisfacer ciertos criterios como la citotoxicidad mínima, Excelente estabilidad coloidal en condiciones fisiológicas, y forma de partícula y distribución de tamaño³³.

Esta tecnología de MNP también pueden generar lodos menos peligrosos Mediante la regeneración y reutilización de la superficie MNP, para prolongar la vida útil de uso. La interacción superficial entre los MNPs y los contaminantes puede ser controlada con diferentes recubrimientos superficiales en MNPs³⁴, dependiendo del estado de carga superficial y la salinidad y el pH de agua. Los usos de las MNPs para eliminar las gotas de aceite dispersadas del agua producida es una forma prometedora que por encima de las dificultades que enfrentan las tecnologías actuales de tratamiento de agua producida.

3.2.1 Tipos de combinaciones (núcleo-cáscara) con magnetita La combinación núcleo-cáscara se realiza debido a que la nano partícula magnética debe estar

³² PRIGIOBBE, Valentina y otros. Magnetic Nanoparticles for Efficient Removal of Oilfield Contaminants: Modeling of Magnetic Separation and Validation: Society of Petroleum Engineers.2015.

³³ AYMAN M. ATTA y otros. Functionalization of Magnetite Nanoparticles as Oil Spill Collector. International Journal of Molecular Sciences.2015.

³⁴ SAEBOM Ko, HYUNJAE Lee y Chun Huh. Efficient Removal of Enhanced-Oil Recovery Polymer from Produced Water with Magnetic Nanoparticles and Regeneration/Reuse of Spent Particles. University of Texas at Austin.2016.

protegida al ambiente donde se empleara puesto que son ambientes difíciles como lo es la alta acidez por tal motivo se modifica la estructura para poder tener un tiempo de vida prolonga de la nano partícula.

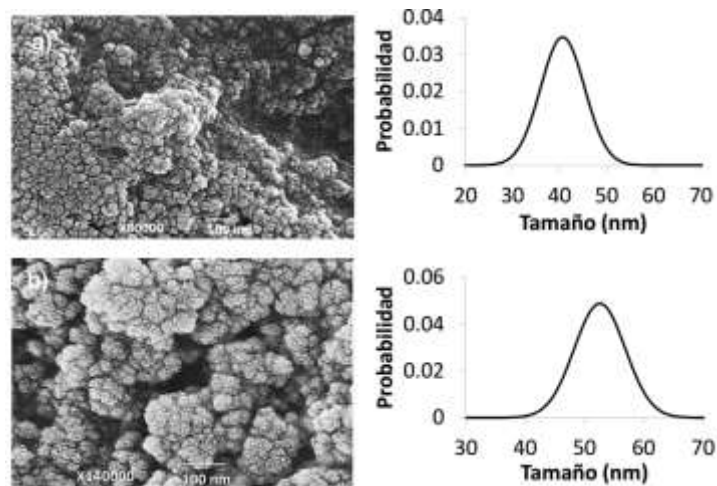
Nano partículas magnéticas recubiertas con sílice: El método implementado para sintetizar las nano partículas de sílice fue el método de sol-gel, el cual consiste en la preparación de materiales cerámicos a partir de la preparación de un sol, la gelación del sol y la remoción del solvente. Los soles son dispersiones de partículas coloidales en un líquido. El gel es una red rígida interconectada con poros de dimensiones su micrométricas y cadenas poliméricas, cuya longitud es más grande que un micrómetro³⁵.

La silica gel es sintetizada a través de la formación de una red interconectada 3-D por la hidrólisis y poli condensación simultánea de un precursor organometálico, Para el proceso de síntesis se añadieron los reactivos en el siguiente orden: TEOS, etanol y NH₄OH. Durante el proceso, la solución se sometió a agitación continua y vigorosa durante 1 hora a 25°C para asegurar un tiempo de reacción. Por último, la muestra se secó en una mufla a 80°C durante 24 horas.

La mezcla con el nano fluido se inyectó dentro del medio poroso y fue bombeada hacia el filtro para retener cualquier sólido suspendido en el fluido. Las condiciones de trabajo que se definieron fueron: temperatura de 85°C y un valor de presión de sobrecarga de 2500 psi, manteniendo una presión efectiva de 1500 psi. Teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento.

Figura 14: Imágenes FESEM y distribución de tamaño de partículas de las Nano partículas a) magnetita y b) con estructura núcleo-cáscara.

³⁵ OTALVARO, Julián. Emulsions with heavy crude oil in presence of nanoparticles.UNC.2014.



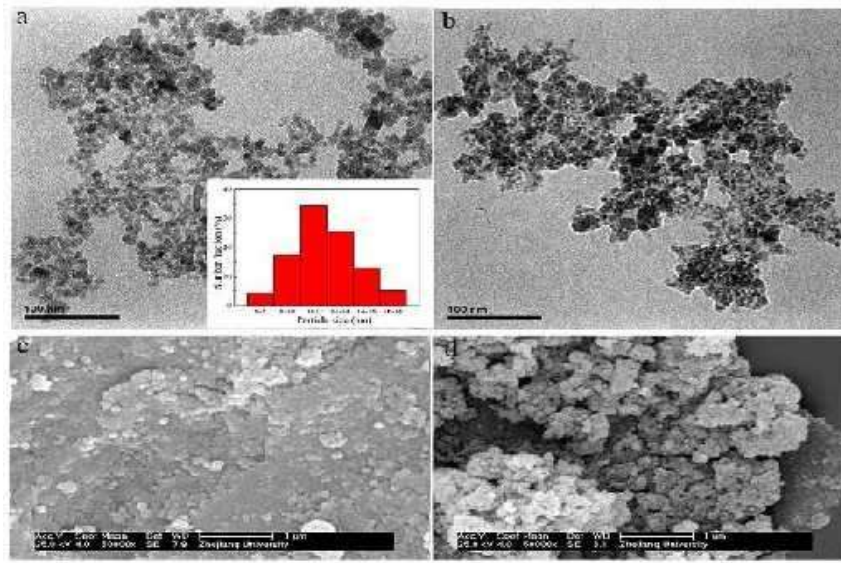
Fuente: BETANCUR, Stefania. Desarrollo de nano partículas Basadas en Sílice para la Inhibición de la Precipitación/Deposición de Asfáltenos. Universidad Nacional de Colombia.2015.

Como se pudo observar en la figura 22. El tamaño de partícula es menor que el tamaño de la estructura núcleo-cascara, esto con el fin de mejorar las características de las nano partículas y evitar la tendencia de agregados que existen en las nano partículas magnéticas.

Nano partículas magnéticas recubiertas con quitosan quaterizado:el quitosan cauterizado(QC) se emplea como el material de sustrato ideal debido a que tiene cargas catiónicas permanentes haciendo una interacción más sencilla con las gotas de aceite cargadas negativamente. Tiene la posibilidad de eliminar el aceite emulsionado.

Las MNP se sintetizaron mediante injerto de QC en MNPs revestidos con 3-aminopropyltriethoxysilane (APTES). Finalmente, las eficiencias de separación aceite-agua de los MNPs sintetizados Fueron investigadas en detalle en función de la dosis, el valor del pH y Reutilización.

Figura 15: TEM y SEM imagen de Fe₃O₄ (a, c) y Fe₃O₄@SiO₂ (b, d) MNPs.



Fuente: ZHANG, Shuang y otros. Synthesis of quaternized chitosan-coated magnetic nanoparticles for oil-water separation. Elsevier.2016.

Nano partículas magnéticas (MNP) para la separación aceite-agua. Fe_3O_4 MNPs fueron revestidos con sílice y 3-aminopropiltriétoxissilano (APTES), seguido de injerto QC para producir MNP revestidos con QC. Los resultados mostraron Que Fe_3O_4 y $Fe_3O_4 @ SiO_2$.

Las MNPs mostraron un efecto de separación de aceite-agua despreciable, el revestimiento sobre $Fe_3O_4 @ SiO_2$ MNPs sólo podría mejorar su eficiencia de separación en condiciones ácidas. Sin embargo, MNPs ligadas no sólo exhibió un excelente rendimiento de separación aceite-agua a varios niveles de pH, sino también Podría reutilizarse hasta 8 veces sin mostrar una disminución significativa en la eficiencia de separación³⁶.

Los resultados sugirieron que el MNP recubierto con QC podría ser utilizado potencialmente como una clase de materiales prometedores para el aceite-agua separación.

³⁶ PARK, Siman y otros. Oil Droplet Removal from Produced Water Using Nanoparticles and Their Magnetic Separation: Society of Petroleum Engineers.2016.

Nano partículas magnéticas revestidas con amina libre (A-MNPs): La eliminación del aceite disperso altamente estable producido durante los procesos de recuperación de petróleo es muy difícil, especialmente en operaciones offshore donde el espacio limitado no permite el uso de equipos con tiempo de residencia para la separación requerida. Utilizando nano partículas magnéticas (MNP) para eliminar el aceite dispersado del agua producida es una manera prometedora de superar las dificultades que las actuales tecnologías de tratamiento. Ya que las gotitas de aceite unidas a MNPs pueden separarse rápida y eficientemente con la aplicación de un campo magnético externo. Los MNP también se pueden regenerar y reutilizar, minimizando la generación de residuos peligrosos. Se investigó no sólo las condiciones óptimas de operación, como la concentración de MNP y la salinidad, pero también los mecanismos de MNPs-aceite y separación magnética, Como se observa en la figura 24.

Figura 16: Agregados de MNP unidos a pequeñas gotas de aceite después de haber reaccionado con gotas de aceite durante cierto tiempo.



Fuente: PARK, Siman y otros. Oil Droplet Removal from Produced Water Using Nanoparticles and Their Magnetic Separation: Society of Petroleum Engineers.2016.

Los investigadores han sintetizado MNPs en el laboratorio con un revestimiento de superficie prescrito, estas fueron de naturaleza Súper paramagnético con un tamaño de partícula individual medio de ~ 10 nm.

Contenido de crudo en agua separada Se redujo hasta en un 99,9% usando concentraciones de MNP tan bajas como 0,04% en peso en 5 minutos después de MNPs Y el aceite.

La atracción electrostática entre emulsiones de aceite en agua cargadas negativamente y cargas positivas MNPs controla la fijación de MNPs a la superficie de la gotita; Y la posterior agregación de las gotitas de aceite conectadas a MNPs eléctricamente neutras desempeñan un papel crítico para acelerar y separación³⁷. La agregación de partículas ocurrió rápidamente, generalmente dentro de un minuto. Por lo tanto, el tiempo total de separación se redujo dramáticamente a tan corto como 1 segundo, contrariamente a la de los MNPs libres, individuales donde tomó alrededor de 36 ~ 72 horas, dependiendo de las concentraciones de MNP.

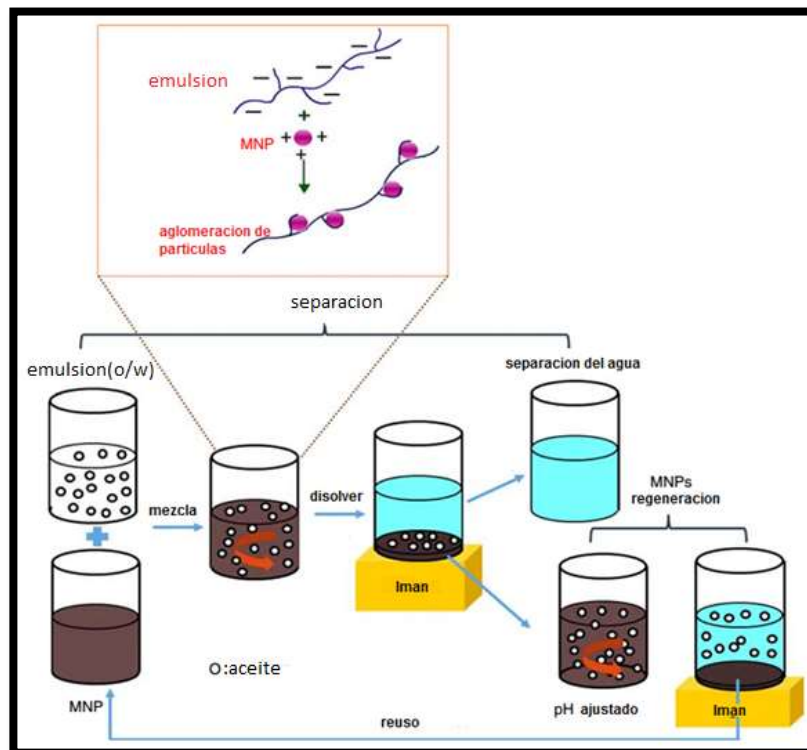
Los Cálculos del modelo de velocidad de separación magnética, que representan la magnetización MNP y viscosidad Arrastrar, muestran que la velocidad de los MNP funcionalizadas con amina libre (A-MNPs) aumenta aproximadamente 1 ~ 3 órdenes de Magnitud a medida que las partículas se acercan al imán dependiendo del tamaño de partícula. Cuantas más pequeñas sean las partículas, Mayor es el efecto del campo magnético sobre la velocidad. Una condición típica de operación sería cuando El tamaño de los agregados de gotitas de MNPs-aceite se hace crecer para ser mayor que 360 nm. Entonces, la magnetita total, el tiempo de separación será de aproximadamente 5 minutos.

Remoción magnética de gotas de aceite: El costo de su tratamiento es uno de los mayores costos operativos del campo petrolero. El uso de MNPs para eliminar el aceite disperso altamente estable del agua producida es una forma prometedora de superar las tecnologías de tratamiento de agua producidas en la actualidad,

³⁷ ZARAND, Ali Ami ri y otros. Self-organization of an optomagnetic CoFe₂O₄–ZnS nanocomposite: preparation and characterization.2015.

como las restricciones de espacio de la plataforma, Generaciones de residuos y alto consumo de energía, debido a la rápida respuesta del MNP a magnético para separar las gotitas de aceite unidas a MNP .La fuerza magnética puede ser de órdenes de magnitud Mayor que la fuerza gravitatoria, permitiendo una separación sea mucho más rápida de los MNPs unidos a las gotitas de aceite dispersando el agua.

Figura 17: Ilustración esquemática de la configuración del experimento por lotes para la eliminación de las gotas de aceite mediante MNP.



Fuente: DAIGLE, Hugh y otros. Oil Droplet Removal from Produced Water Using Nano particles and Their Magnetic Separation: Society of Petroleum Engineers.2016.modificado

La interacción superficial entre MNPs (MNPs) recubiertos con polímeros adecuados (SPMNPs) y contaminantes puede ser Controlado mediante el uso de diferentes revestimientos superficiales en SPMNP, dependiendo del estado de Salinidad y pH del agua y el medio donde se dispersa el aceite. Los

experimentos demostraron que la gotita de aceite cargadas negativamente se separó satisfactoriamente del agua usando tensos activos catiónicos o MNPs revestidos con polímero, con aceite eficiencia de eliminación de hasta 99,99%. Los MNPs cargados negativamente no separaron el aceite cargado negativamente gotas del agua, lo que indica que la atracción electrostática es la principal interacción entre el petróleo gotitas y MNPs.

3.3 TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

En el desarrollo de la investigación de analizo varias alternativas, entre ellas las tecnologías que se enfocaron a el tratamiento de agua como es la tecnología de extracción polimérica macro porosa.

TECNOLOGÍA DE EXTRACCIÓN POLIMERICA MACRO POROSA (MPPE)

La tecnología de extracción macro poroso con polímero es una tecnología desarrollada a principio de los 90 por Akzo Nobel que permite realizar una separación liquido - liquido entre los hidrocarburos que se encuentran disueltos y dispersos en el agua, estos líquidos son extraídos siempre y cuando tenga una polaridad menor a la del agua, esta tecnología tiene un amplio rango de aplicación dado a su fácil transporte y tamaño compacto lo cual permite su aplicación en plataformas costa fuera.

Principio de funcionamiento

La tecnología de extracción polimérica macro porosa se fundamenta en la capacidad y propiedades con las cuales se diseñe un polímero que para este caso

será un polímero súper absorbente hidrofóbico lo cual garantizara la extracción del aceite disperso en el agua, esta propiedad se le agrega al polímero al momento de su construcción en donde se le aplicara una modificación a su interacción iónica para que esta repela los fluidos polares y tenga afinidad por los no polares como el crudo. Los polímeros súper absorbentes se caracterizan por tener la capacidad de absorber hasta 300 veces su propio peso, incluso puede llegar a ser un 99% de líquido, esto en condiciones óptimas de funcionamiento, pero en algunos casos se ve afectado por dos factores principales³⁸. El primero de ellos es la temperatura dado que a medida que aumenta la temperatura esta genera una degradación en la estructura del polímero dado que afecta directamente los enlaces de la estructura de este, reduciendo así la vida útil del polímero y la eficiencia de absorción³⁹.

El segundo factor a tener en cuenta es el contenido de sal en el fluido a tratar, el agua asociada a formaciones productora está asociada a altos contenidos de sal por lo cual desde un inicio no se puede pensar que la eficiencia del polímero va a ser del 100%, el hecho de que se esté tratando un fluido con un contenido de sal muy alto, hace necesario que en la aplicación de polímeros súper absorbentes para extraer el crudo de la fase acuosa se realice primero un tratamiento para disminuir la cantidad de sal ya sea disuelta o no, el efecto de la salinidad sobre la eficiencia del polímero es tan grande que puede hacer que el polímero sea tan solo de absorber 50 veces su peso, lo cual es mucho menor a lo estipulado en condiciones óptimas.

Configuración de los equipos: El proceso de separación con MPPE para hidrocarburos en forma de emulsión en el agua se desarrolla dirigiendo la corriente

³⁸ SCCHULA, Ksuda. Super Absorbent Polymers and super absorbent Polymer Composite. Science Asia 33, Supplement 1.2007.

³⁹ H.M, Paris. AKZO, Meijer. Removal of Dissolved Hydrocarbons from Production Water by Macro Porous Polymer Extraction (MPPE). SPE. 1998.

de agua a una torre o columna de extracción de hidrocarburos en la cual se va a disponer con una “cama” de material MPPE⁴⁰.

El material macro poroso de polímero tiene una afinidad por los hidrocarburos, la cual se va a encargar de realizar la separación de los hidrocarburos y el agua, en algunos casos el proceso de separación por MPPE es tan eficiente que el agua tratada puede disponerse inmediatamente, en caso contrario la corriente de agua deberá ser recirculada o pasar por una segunda columna para así poder terminar su tratamiento y que esta cumpla con los requerimientos de ley para su disposición.

La primera columna se regenera con vapor de baja presión. Una vez que la segunda columna está saturada, las alimentaciones se conmutan de nuevo a la primera columna. Después del Segundo ciclo, las alimentaciones son redirigidas a la primera columna de nuevo generalmente un ciclo característico tiene una duración entre 1 a 2 horas. Vapor de agua y los vapores de hidrocarburos se condensan y pueden separarse fácilmente debido a la alta concentración de Hidrocarburos. Los hidrocarburos son conducidos al sistema de tratamiento de condensado, la pequeña cantidad de agua es redirigida en la instalación y tratados. La tecnología MPPE tiene un rango de aplicación muy grande como lo es en el de tratamiento de aguas residuales, producción de gas natural, producción de petróleo, tratamiento de aguas subterráneas, removiendo tenso activos o disolventes de las corrientes de agua entre otros, como se observa en la figura 19.

Figura 18: Procesos de aplicación de la tecnología MPPE, a) Estación MPPE estación de tratamiento de aceite en Ormen Lange, Noruega. b) Estación

⁴⁰D. Th. Meijer, C.A.T. Kuyvenhoven Field – Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer – Extraction Technology. SPE. OTC 13217.2016

MPPE LBC en Rotterdam, Países bajos. c) Estación MPPE de tratamiento de aceite en Noruega. d) Unidad MPPE Pluto Woodside, Australia. e) Modulo MPPE Prelude FLNG, Australia. f) MPPE Inpex Ichthys en Australia.



Fuente: VEOLIA. Water Technologies. Modificado por el autor.

El proceso de separación por medio de la tecnología MPPE alcanza rango de separación como se muestra en la tabla 3. Además de realizar una separación y extracción de aceites disueltos y dispersos también logra extraer algunos metales pesados y productos químicos⁴¹.

Tabla 4: Eficiencia de separación por medio de la tecnología MPPE.

⁴¹ OSPAR. Commission Offshore Industry Series. Back ground Document Concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. 2002.

Compuesto	Eficiencia de extracción %
Metales Pesados	
Mercurio	No especificada
Productos Químicos	
Metanol	> 99
Isobutanol, esteres y éteres	40 - 80
Fenol	50
Inhibidores de corrosión	> 99
Aceites disueltos	
BTEX	> 99
Benceno	> 99
PAHs	50 -80
Aceites dispersos	
Crudo	> 99

Fuente: OSPAR. Commission Offshore Industry Series. Back ground Document Concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. 2002. Modificada por los autores.

Tecnología de extracción polimérica macro porosa (MPPE) en la industria petrolera: La tecnología MPPE tiene una gran aplicación en la industria petrolera es fuertemente utiliza en operaciones costa fuera y especialmente en el tratamiento de agua asociada al gas, la cual es tratada mediante la absorción, usando una planta de tratamiento con glicol, en estas plantas de tratamiento por glicol al final de proceso separan el glicol de la corriente de agua, mientras el glicol es reprocesado para utilizarlo, el agua por otra parte se dispone para su respectivo

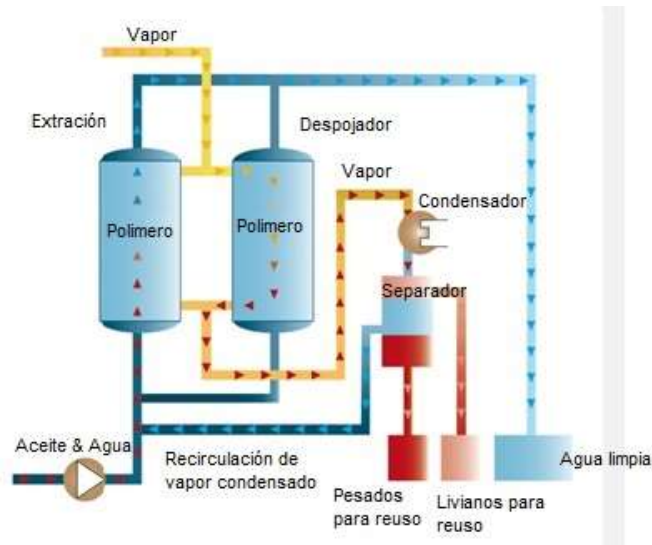
tratamiento en este punto es donde entra en juego la tecnología MPPE para tratar el agua asociada a la producción de gas y así poder darle su disposición final.

El proceso de separación líquido – líquido MPPE consiste en hacer que la corriente de líquido atraviese una columna rellena de partículas MPPE, en 2016 se realizó una modificación a estas partículas logrando así una obtención de un **polímero éter** que mejora la eficiencia de separación y alarga el tiempo de vida útil del polímero, esto se logró por una compañía canadiense que publicó su informe online con todo el análisis técnico y proyecciones respecto al posible mercado que este pueda tener⁴². El polímero éter va a tener un determinado grado de afinidad por los hidrocarburos causando así una retención de estos, posteriormente la corriente de agua queda limpia de hidrocarburos y se procede a realizar un proceso de separación entre hidrocarburos pesados y livianos teniendo en cuenta el punto en el cual se produce el cambio de fase de estos, logrando así una separación por condensación, vale la pena resaltar que en todo este proceso se lleva a cabo con la ayuda de una corriente de vapor como se muestra en la figura 20⁴³.

⁴²Global Modified Polyphenylene Ether (MPPE) Market 2016 Industry Trends, Sales, Supply, Demand, Analysis & Forecast to 2021. QY, Research Group. 2016.

⁴³ J. B. Kok, Veolia Water Technologies. Toxic Contents Removal from Gas/Condensate Offshore Produced Water with the Macro Porous Polymer Extraction Technology. SPE. 2016.

Figura 19: Proceso de separación por medio de MPPE.



Fuente: J. B. Kok, Veolia Water Technologies. Toxic Contents Removal from Gas/Condensate Offshore Produced Water with the Macro Porous Polymer Extraction Technology. SPE. 2016. Modificado.

Entre las ventajas que resaltan en la tecnología MPPE se encuentran:

- Eficiencia de separación del 99% durante la vida operativa
- Costo competitivo comparado con otras tecnologías como las de carbón activado, torres despojadoras, tratamientos biológicos y térmicos.
- Regeneración in situ y consumo de energía muy bajo
- No se produce ensuciamiento biológico dada la regeneración periódica in situ por vapor
- Funcionamiento fácil y automatizado, fácil control remoto.
- Fácil adaptación para cambios en las corrientes de alimentación
- Equipo compacto que permite la aplicación offshore
- Amigable con el medio ambiente dado que no desperdicia polímero, no utiliza químicos tóxicos entre otros.

4. ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA SEPARAR EMULSIONES

Para la implementación de las nuevas tecnologías se estudiaron diferentes parámetros para determinar el presupuesto necesario para la implementación de estas tecnologías en campo.

El estudio presupuestal tiene un grado de incertidumbre bastante alto dado que los costos pueden variar dependiendo del tipo de contrato, precio del dólar, disponibilidad de los equipos entre otros. Algunos costos en el estudio se obtuvieron a partir de referencias como artículos y revistas técnicas, catálogos y en su mayoría de profesionales con experiencia en la industria dado la limitación de las empresas a brindar información.

El estudio presupuestal que se realizó tiene 5 categorías principales:

- Personal calificado: En esta categoría se encuentran contemplados los costos de los salarios pertinentes de cada una de las personas implicadas en el proyecto desde el área del estudio técnico hasta la mano de obra que ejecuta la implementación de los equipos y demás⁴⁴.
- Compra de equipos: En esta categoría se encuentran contemplados los costos de los equipos nuevos que se van a instalar.
- Material e insumo: En esta categoría se encuentran contemplados los costos de material o herramientas necesarias para la instalación e implementación de los equipos como lo son líneas de flujo válvulas entre otros.

⁴⁴ Guía de Aspectos y Condiciones Laborales en Actividades Contratadas por Ecopetrol. Gestión de Abastecimiento Dirección estratégica de abastecimiento. Ecopetrol. 2016.

- Transporte: En esta categoría se encuentran contemplados los costos del transporte interno del equipo en la ciudad de origen y destino hasta el puerto donde se va a realizar el envío internacional y el costo de este⁴⁵.
- Seguimiento, evaluación, Mantenimiento: En esta categoría se encuentran contemplados los costos de reparación, mantenimiento, reemplazo de piezas o del equipo, implementación de software para monitoreo, capacitación del personal.

4.1 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARADOR HIDROCICLONICO EN FONDO

Los costos de los Hidrociclones en fondo son altos. por ejemplo, el costo de un sistema eléctrico para Hidrociclones de tipo bomba sumergible está considerado aproximadamente en un valor de entre el doble al triple del costo de reemplazar una bomba sumergible eléctrica convencional⁴⁶. Los datos compilados se muestran en la tabla 5.

⁴⁵ www.icontainers.com.

⁴⁶ RAMIREZ. Orlando. identificación y valoración de las condiciones para la implementación de tecnologías de separación avanzada líquido – líquido y líquido – gas aplicado a la industria de los hidrocarburos. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. 2014.

Tabla 5: Presupuesto implementación de separadores hidrociclonicos en fondo.

Rubros	Fuentes de financiación	
	Universidad Industrial de Santander	
1. Personal calificado		7.373
2. Equipos	Compra	3.900
3. Materiales e insumos		2.800
4. Transporte		5.200
5. Seguimiento, evaluación, Mantenimiento		10.000
Totales USD		29.273

4.2 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN POLIMERICA MACRO POROSA (MPPE) PARA SEPARAR EMULSIONES

Para el estudio se seleccionó un sistema MPPE como el que proporciona Veolia Technology con un polímero modificado, que para este caso es un “polímero éter” el cual tiene una afinidad por el aceite (oleofílica), ya que es una de las más eficientes a la hora de la implementación de esta tecnología además de ello es de fácil disposición y con costo competitivo frente a las tecnologías convencionales.

En la tabla 6 se encuentra la recopilación general y compacta de los costos de la implementación de la tecnología de MPPE para separar emulsiones en la industria petrolera, en este estudio se tuvieron en cuenta las categorías mencionadas anteriormente, la descripción detallada de cada una de estas categorías se encuentra en los anexos.

Tabla 6: Presupuesto para la implementación de la tecnología MPPE.

Nombre del proyecto:	Nuevas tecnologías para separar emulsiones
Responsable del proyecto:	Hellman Andrés Poveda
	Holger Aníbal Pinzón
Área o Facultad responsable:	Escuela de ingeniería de Petróleos
Duración del proyecto:	

Cuadro general - presupuesto global de la propuesta

Rubros	Fuentes de financiación		Total
	Universidad Industrial de Santander		
1. Personal calificado		4.555	4.555
2. Equipos	Compra	3.112	3.112
3. Materiales e insumos		3.300	3.300
4. Transporte		6.850	6.850
5. Seguimiento, evaluación, Mantenimiento		1.412	1.412
Totales USD		19.229	19.229

Nota : se asume 1 USD = 2800 COP

ENTIDAD EJECUTORA: UIS

ENTIDADES CO-

EJECUTORAS: Escuela de ingeniería de petróleos

4.3 ESTUDIO PRESUPUESTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE NANO PARTÍCULAS CON CENTRO DE MAGNETITA RECUBIERTAS CON POLÍMEROS EN LA SEPARACIÓN DE EMULSIONES

Para la implementación de esta tecnología se observó diferentes variables para determinar la viabilidad que fuera más apropiada con los menores gastos, empezando por tener en cuenta el personal calificado, los cuales deben de estar pendientes del proceso de regeneración de la nano partículas y que no hay inconvenientes imprevistos asegurándose de que la separación sea aceptable. los

equipos implementados para esta tecnología principalmente son las nano partículas y un separador magnético con un campo magnético aproximado de 10^4 T/m. para el desarrollo del proyecto se tuvo en cuenta el precio del dólar para ajustarse a la economía y tener como congeda de referencia.

Por otro lado la nano partículas de magnetita al estar recubiertas con el polímero hacen que sean más fuertes a los distintos ambientes que se pueden encontrar en la emulsión soportando una regeneración hasta de 6 veces sin perder su estructura, lo cual hace esta tecnología viable aparte de ser una tecnología amigable con el medio ambiente debido a que no se está vertiendo químicos tóxicos además que se puede volver a reutilizar.

Tabla 7: Estudio presupuestal para la implementación de nano partículas con centro de magnetita recubiertas con polímeros en la separación de emulsiones.

Nombre del proyecto:	Nuevas tecnologías para separar emulsiones
Responsable del proyecto:	Hellman Andrés Poveda
	Holger Aníbal Pinzón
Área o Facultad responsable:	Escuela de ingeniería de Petróleos

Cuadro general - presupuesto global de la propuesta

Rubros	Fuentes de financiación		Total
	Universidad Industrial de Santander		
1. Personal calificado		1.076	1.076
2. Equipos	Compra	6.640	6.640
3. Materiales e insumos		660	660
4. Transporte		4.500	4.500
5. Seguimiento, evaluación, Mantenimiento		2.440	2.440

Totales USD	15.316	15.316
--------------------	---------------	---------------

Nota: se asume 1 USD = 2800 COP

ENTIDAD EJECUTORA: UIS

ENTIDADES CO-

EJECUTORAS: Escuela de ingeniería de petróleos

Para generar un análisis respecto al presupuesto empleado para las separaciones de emulsiones mediante el uso de nuevas tecnologías como las membranas, MPPE y nano partículas magnéticas, es necesario realizar una comparación entre los presupuestos de las diferentes tecnologías, como el que se observa en la tabla 9.

Tabla 8: Comparación del presupuesto para las tecnologías de nano partículas magnéticas, MPPE y membranas.

Rubros	Tecnología		
	Partículas magnéticas	MPPE	Hidrociclones en fondo
1. Personal calificado	1.076	4.555	7.373
2. Equipos Compra	6.640	3.112	3.900
3. Materiales e insumos	660	3.300	2.800
4. Transporte	4.500	6.850	5.200
5. Seguimiento, evaluación, Mantenimiento	2.440	1.412	10.000
Total, USD	15.316	19.229	29.273

Para poder tener una mejor visualización de la comparación y análisis de los presupuestos con las nuevas tecnologías se muestran en la figura 26 y 27.

Figura 20 :Rubros de las diferentes tecnologías.

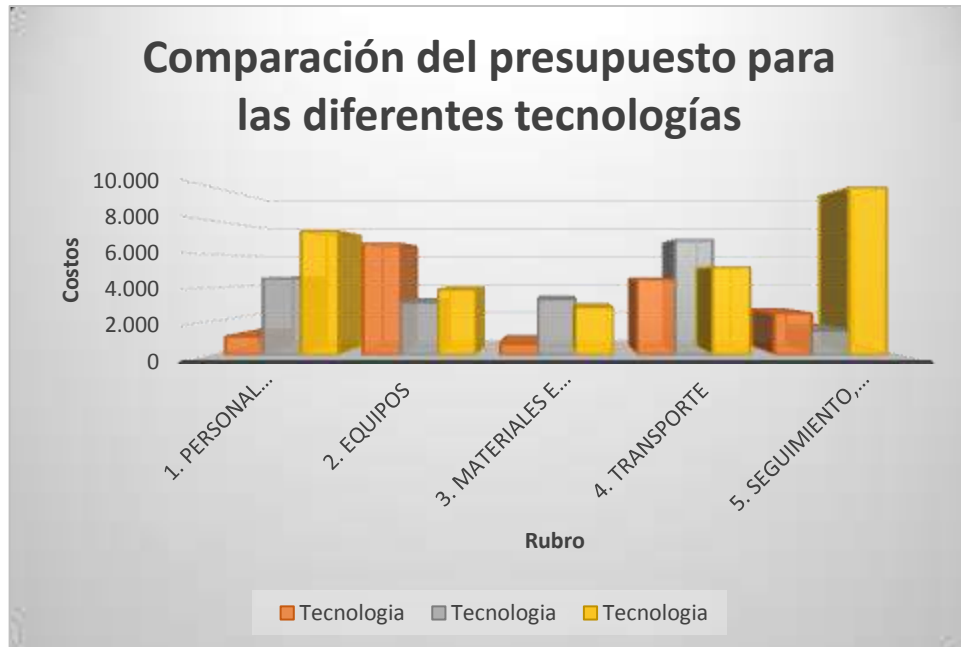
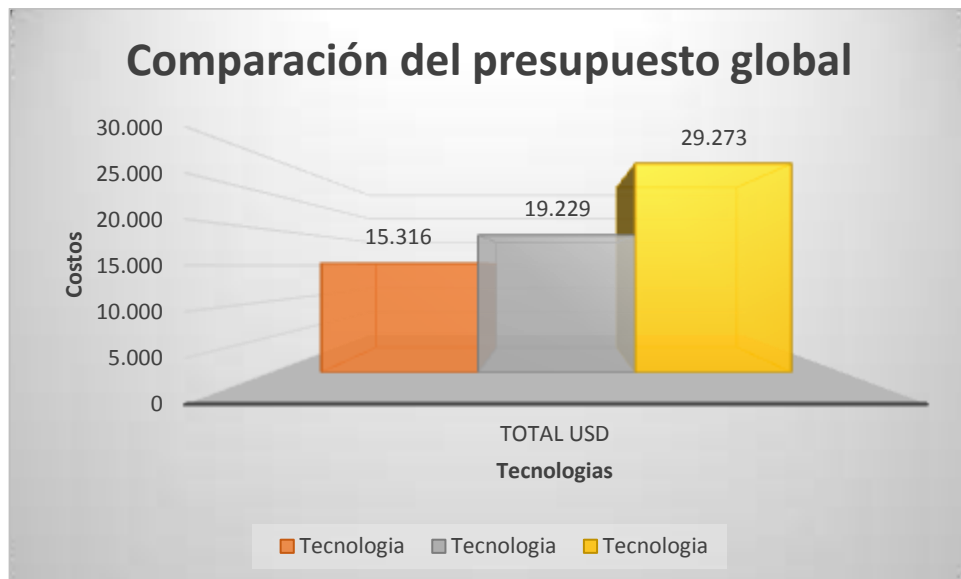


Figura 21: Presupuesto de las nuevas tecnologías.



5. MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES ÓPTIMAS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA SEPARAR CONVENCIONALES

Como se mencionó a lo largo de la investigación las nuevas tecnologías para separar emulsiones son altamente sensibles, por lo cual trae consigo muchas limitaciones respecto a los parámetros operacionales, por lo cual se construyó la matriz de condiciones operacionales óptimas para la implementación de las diferentes nuevas tecnologías para separar emulsiones.

5.1 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE HIDROCICLONES EN FONDO

Los Hidrociclones son equipos muy eficientes bajo las condiciones operacionales adecuadas, pero a la hora de implementar esta tecnología en donde se ve confrontada a condiciones de operación extremas, por lo cual se genera una matriz de condiciones operacionales como referencia para garantizar la integridad y el correcto funcionamiento del equipo como se muestra en la tabla 9.

Tabla 9: Parámetros operacionales hidrociclón en fondo.

Parámetros	Hidrociclones	
	Mínimo	Máximo
Temperatura(°F)	50	1100
Presión(psi)	38	370
Caudal(bbl/Hr)	70	1000
Φ (um)	10	300
% de solidos	0	15
Angulo apex (°)	60	75
Densidad líquidos(kg/m ³)	0	1000
Densidad de solidos(kg/m ³)	0	8960

5.2 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE EXTRACCIÓN POLIMÉRICA MACRO POROSA (MPPE).

Como se mencionó a lo largo de la investigación la tecnología de MPPE tiene un alto grado de aplicabilidad y es muy tolerante a las variaciones en las condiciones operacionales, lo cual le permite desempeñarse óptimamente en diferentes escenarios, a continuación se establecerán unas recomendaciones respecto a las condiciones que garantizarán un óptimo funcionamiento del equipo y una larga vida útil.

Dentro de las propiedades y parámetros que afectan al equipo de MPPE para separar emulsiones los podemos agrupar en tres grupos, Propiedades y características de los fluidos, propiedades y capacidad del polímero, parámetros operacionales.

5.2.1 Propiedades y características de los fluidos: Las propiedades y el tipo de fluido son muy importante a la hora de realizar un tratamiento mediante MPPE, dado que el polímero a usar tendría propiedades completamente diferentes dependiendo del tipo de emulsión y de las propiedades independientes de los fluidos que componen la emulsión, dado que con estas propiedades podremos tener una idea mucho más amplia de como afectara este fluido a el proceso. Como se estudió a lo largo de la investigación entre los parámetros más importante está la temperatura dado que esta produce una degradación de los polímeros causando una reducción en la eficiencia del proceso, por otra parte, se analiza el contenido de materia orgánica e inorgánica, sólidos disueltos. Sólidos suspendido entre otros parámetros⁴⁷. Dentro de las propiedades y características de los fluidos se encuentran:

⁴⁷ D. Th. Meijer, C.A.T. Kuyvenhoven Field – Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer – Extraction Technology. SPE. OTC 13217.2016

Tipo de emulsión: El tipo de emulsión es determinante a la hora de realizar un proceso MPPE dado que las que el polímero deberá cumplir con las condiciones de preferencia de absorción a un fluido determinado y así mismo determinara si lo que se va a tratar el al agua o crudo, cabe la pena resalta que es más usada para el tratamiento de agua que para el de crudo.

PH: Valores bajos de pH causarían un deterioro general del equipo y además de esto una degradación adicional del polímero y también estaría directamente relacionado con la eficiencia de separación dado que como se mencionó en capítulos anterior el pH es un factor importante a tener en cuenta en la estabilidad de la emulsión.

Contenido de materia orgánica: El contenido de materia orgánica es muy importante en el proceso MPPE dado que si se tienen contenidos muy altos a la hora de estar realizando un tratamiento de agua el polímero no va a tener las capacidades suficientes para producir la separación, además de estos dependiendo del contenido de esta materia orgánica o hidrocarburos va a tener un efecto directo en la velocidad de separación dada la viscosidad que esta pueda tener disminuyendo así su eficiencia.

5.2.2 Propiedades y capacidad del polímero Las propiedades del polímero que seleccione para el proceso me van a determinar en gran parte la eficiencia de separación y además de esto la fase que voy a extraer y que posteriormente podrá ser utilizada.

Tipo de polímero: Algunos polímeros se han logrado modificar o reforzar de tal forma que pueden tener un mayor rango de aplicabilidad respecto a la temperatura ya que como se mencionó en ocasiones anteriores este se degrada a altas temperaturas.

Afinidad por un fluido: El polímero por la naturaleza de su estructura va a tener una afinidad por un fluido ya sea el agua (hidrofilico) o el aceite (oleofilica), generando así una adsorción de la fase dispersa de la emulsión.

5.2.3 Parámetros operacionales Los parámetros operacionales son la parte fundamental a la hora de tener en cuenta la implementación de este equipo, dado que es de los equipos que proporciona menos problemas operaciones es sensible a parámetros como lo son la presión, la temperatura, el pH, entre otros⁴⁸.

Temperatura: La temperatura es un parámetro fundamental a la hora de implementar el proceso MPPE y que como se mencionó a lo largo de la investigación una alta temperatura en primera medida causara una degradación del polímero y por otra parte afectara la viscosidad del aceite y del agua haciendo que la diferencia entre estos se aumente o se disminuya dependiendo del cambio en la temperatura y así mismo afectara la eficiencia de separación. El aumento de la temperatura generara una disminución en el ph del agua, produciendo que el agua sea acida generando daños y alteraciones como las que se mencionaron anteriormente.

Presión: Las torres donde ocurre la separación son recipientes a presión, la cual debe controlarse para que no ocurran accidentes, para que la velocidad y tasa de flujo sea la correcta y para que el polímero tenga una buena distribución en la torre. A continuación, en la tabla 10. Se pueden observar los parámetros operacionales óptimos recomendados para la tecnología MPPE.

⁴⁸ J. B. Kok, Veolia Water Technologies. Toxic Contents Removal from Gas/Condensate Offshore Produced Water with the Macro Porous Polymer Extraction Technology. SPE. 2016.

Tabla 10: Matriz parámetros operacionales óptimos recomendados para la tecnología MPPE.

Parámetros operacionales		
Parámetro	valor	
	Mínimo	Máximo
Temperatura (°F)	68	140
P (Psi)	300	1000
PH	3	9
Rango de flujo (bbl/hr)	800	5200
BTEX (ppb)	30.000	70.000
Alifáticos (aceite disperso) (ppb)	15.000	40.000
PAHs (ppb)	500	2.100
salinidad (ppm)	1.000	57.000

5.3 MATRIZ DE CONDICIONES OPERACIONALES PARA LA TECNOLOGÍA DE NANO PARTICULAS MAGNETICAS

Lo observado anteriormente con la tecnología de nano partículas magnéticas donde se puede inferir que para su buen funcionamiento tiene que contar con unas condiciones óptimas para poder operar, debido a que si no se tienen en cuenta la vida útil podría verse afectada.

Dentro de las propiedades y parámetros que afectan las nano partículas magnéticas para separar emulsiones las podemos agrupar en tres grupos, Propiedades y características de los fluidos, propiedades y capacidad del polímero, parámetros operacionales.

5.3.1 Propiedades y características de los fluidos En el presente donde se tiene muy en cuenta la relación costo beneficio de una tecnología como el caso de las nano partículas magnéticas recubiertas con un polímero, tenemos que mirar

que el uso sea adecuado y así pueda tener un rendimiento mayor en la eficiencia de separación y vida útil de la misma. por tal motivo es de vital importancia tener estos criterios presentes a la hora de implementar esta tecnología en campo.

Tipo de emulsión: el tipo de emulsión es importante en esta tecnología debido que ahí se determina la naturaleza de su carga, que para nuestro caso se recomienda que sea catiónica, lo cual me va ayudar a separar más fácilmente el crudo del agua.

PH: es un factor que se tiene que tener en cuenta debido a que los estudios realizados de términos que se efectúa en mayor proporción la separación de aceite-agua mediante las nano partículas magnéticas cuando el pH es cercano a 7, lo cual me indica que no sea básico ni ácido, también debido a que una concentración mayor podría afectarme la estructura principal de la nano partícula.

5.3.2 Propiedades y capacidad del polímero. Las propiedades del polímero que me van a recubrir la nano partícula se determina mediante los experimentos en laboratorio para observar la dureza de este material y si está en condiciones de soportar los ambientes a los cuales se va a enfrentar.

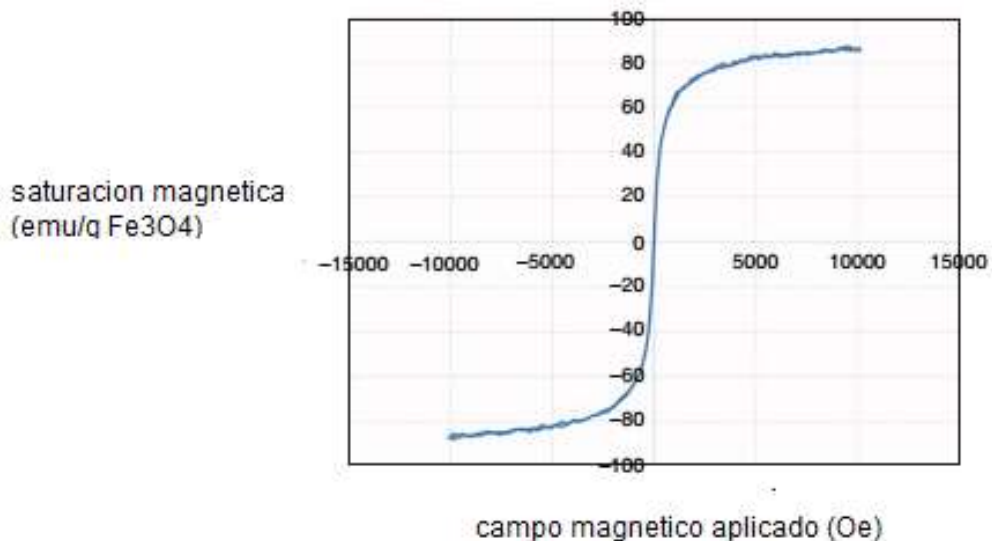
Tipo de polímero: los polímeros utilizados para recubrir la nano partícula magnética han sido modificados en laboratorio para obtener una mayor resistencia a las condiciones de deposición.

Afinidad por un fluido: El polímero por la naturaleza de su estructura va a tener una afinidad por un fluido ya sea el agua (hidrofilico) o el aceite (oleofilica), generando así una adsorción de la fase dispersa de la emulsión.

5.3.3 Parámetros operacionales. Los parámetros operacionales son la parte fundamental a la hora de tener en cuenta la implementación de esta tecnología, dado que las nano partículas magnéticas proporciona menos problemas operaciones es sensible a parámetros como lo son la temperatura, el pH, agente absorbente, entre otros.

Temperatura: Es un factor importante a tener en cuenta debido a que preserva la nano partícula magnética, en los estudios recientes se pudo inferir que la cristalinidad de las nano partículas mejora a medida que aumenta la temperatura, lo que también sucede con el tamaño de la nano partícula, por otro lado si la temperatura es muy alta generara un deterioro en el sistema nano cristalino de la nano partícula. Si la temperatura de operación es muy alta generara una disminución en el ph, esta acidificación del fluido causara una degradación en la nano partículas entre otros inconvenientes como se mencionó anteriormente.

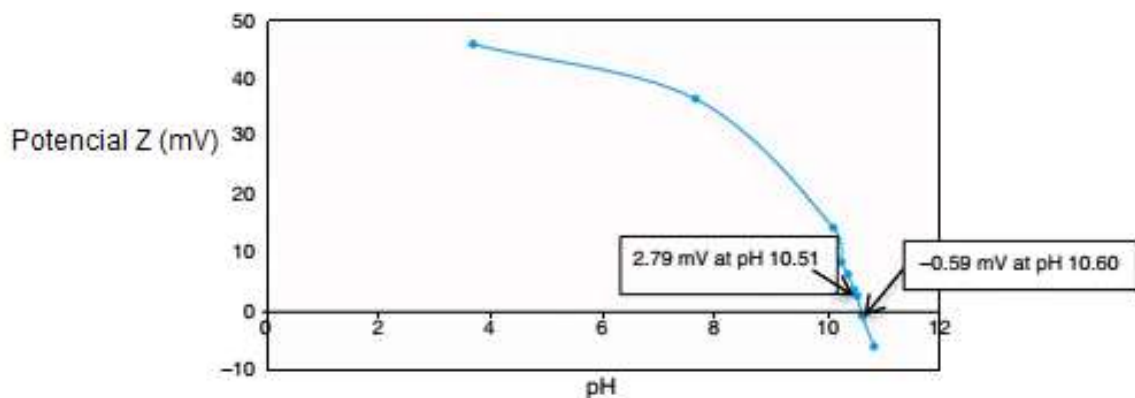
Figura 22: curva de las MNPs a temperatura ambiente.



Fuente: Saebom Ko, Hyunjae Lee y Chun Huh. Efficient Removal of Enhanced-Oil Recovery Polymer from Produced Water with Magnetic Nanoparticles and Regeneration/Reuse of Spent Particles. University of Texas at Austin.2016

PH: Es un parámetro que afecta directamente a las nano partículas magnéticas cuando su función es separar la emulsión aceite-agua debido a que se ha determinado que la mayor eficiencia de remoción se logra con valores cercanos a 7, pero siendo más fácilmente separar los de naturaleza básica, también influye en el tiempo de vida útil de la nano partícula magnética. En la siguiente grafica se puede observar los distintos potenciales para un valor de pH.

Figura 23: cambios en el potencial z de las MNP en función con el pH.



Fuente: Saebom Ko, Hyunjae Lee y Chun Huh. Efficient Removal of Enhanced-Oil Recovery Polymer from Produced Water with Magnetic Nanoparticles and Regeneration/Reuse of Spent Particles. University of Texas at Austin.2016.

Agente absorbente: Es muy importante para determinar la capacidad de la MNP en separar la emulsión, en los estudios realizados se determinó que la temperatura optima y con la cual daba la mayor intensidad es de 75° C, encontrando un potencial apropiado en un rango de 3,88 eV y 4,02 eV. Esto principalmente determina la viabilidad de las MNP.

Tamaño de las MNPs: el tamaño influye en la calidad de la separación de la emulsión puesto que se tiene que tener un tamaño apropiado generalmente entre (1 a 10nm), también se debe asegurar una amplia área superficial y una redondez aceptable esto determinado con los estudios realizados empíricamente.

Tabla 11: Matriz de parámetros operacionales óptimos recomendados para la tecnología MNPS.

Parámetros operacionales		
Parámetro	valor	
	Mínimo	Máximo
Temperatura (F)	70	212
P (Psi)	250	600
PH	5	12
Rango de flujo (bbl/hr)	320	5000
BTEX (ppb)	30.000	70.000
Agua recobrada (%)	-	99,99
Densidad (g/m3)	$1.18 \cdot 10^{-3}$	$1.18 \cdot 10^6$
salinidad (ppm)	1000	120.000

Dado los resultados obtenidos al generar las matrices operacionales para las tecnologías de separación mediante membranas, MPPE y nano partículas magnéticas, se realiza una comparación entre las tres tecnologías como el que se muestra en la tabla 11. Para así determinar cuál de las tecnologías es más eficiente, teniendo en cuenta factores como un mayor rango de aplicabilidad, eficiencia del proceso, versatilidad entre otros.

Tabla 12: Matriz comparativa de los parámetros operacionales de las nuevas tecnologías para separar emulsiones.

Parámetros	Tecnologías					
	Tecnología NMP		Tecnología MPPE		Hidrociclones	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Temperatura(°F)	70	212	68	140	50	1100
Presión(psi)	250	600	300	1000	38	370
Caudal(bbl/hr)	320	5000	800	5200	70	1000
PH	3	10	3	9	3	14
Salinidad(ppm)	1000	120000	1000	57000	0	15000
Campo magnético (T)	0.44		No aplica		No aplica	

Parámetros	Tecnologías					
	Tecnología NMP		Tecnología MPPE		Hidrociclones	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Material de construcción	No aplica		No aplica		No aplica	
Capacidad de absorción	10 Veces su peso		50 y 230 veces su peso		No aplica	

Al inicio de la investigación se realizó una revisión respecto a las tecnologías convencionales en las cuales se incluyó las respectivas matrices de condiciones operacionales para cada uno de los equipos usados actualmente, por cual se establece una comparación entre los parámetros de las tecnologías convencionales y de las nuevas tecnologías, como se observa en la tabla 12 y 13. Para así poder tener una referencia a la hora de seleccionar un de las tecnologías y aplicarla a campo.

Tabla 13: Esquema comparativo entre los equipos convencionales utilizados actualmente para tratamiento de crudo y las nuevas tecnologías.

Parámetros	Equipo					
	Gun Barrel		Tratador Térmicos		Tratador electrostático	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Temperatura(°F)	60	200	140	185	85	135
Presión(psi)	14.7	50	35	60	5	50
Caudal(bbl/Hr)	5000	60000	15000	25000	15000	20000
Tiempo retención (min)	720	1440	60	90	30	60
Campo magnético	No aplica		No aplica		No aplica	
Material de construcción	No aplica		No aplica		No aplica	
Capacidad de absorción	No aplica		No aplica		No aplica	
Parámetros	Tecnologías					
	Tecnología NMP		Tecnología MPPE		Hidrociclones	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Temperatura(°F)	70	212	68	140	50	1100
Presión(psi)	250	600	300	1000	38	370
Caudal(bbl/hr)	320	5000	800	5200	70	1000
PH	3	10	3	9	3	14
Salinidad(ppm)	1000	120000	1000	57000	0	15000
Campo magnético (T)	0.44		No aplica		No aplica	
Material de construcción	No aplica		No aplica		No aplica	
Capacidad de absorción	10 Veces su peso		50 y 230 veces su peso		No aplica	

Tabla 14: Esquema comparativo entre los equipos convencionales utilizados actualmente para tratamiento de agua y las nuevas tecnologías.

Parámetros	Gravitacional Skim Tank		Coalescencia Platinas Coalescedoras		Flotación Unidad de Flotación		Químico Desemulsificante	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Temperatura(°F)	60	140	350	77	122	80	350
Presión(psi)	5	50	300	2500	30	100
Caudal(bbl/Hr)	1.5	100000	133	4750	50000	100000
PH	2	14	4	14	3	14	0,5	9
Tiempo retención (min)	10	30	10	20	3	10	480	1440
Campo magnético	No aplica		No aplica		No aplica		No aplica	
Material de construcción	No aplica		No aplica		No aplica		No aplica	
Capacidad de absorción	No aplica		No aplica		No aplica		No aplica	
Parámetros	Tecnologías							
	Tecnología NMP		Tecnología MPPE		Hidrociclones			
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
Temperatura(°F)	70	212	68	140	50	1100		
Presión(psi)	250	600	300	1000	38	370		
Caudal(bbl/hr)	260	5000	800	5200	70	1000		
PH	3	10	3	9	3	14		
Salinidad(ppm)	1000	120000	1000	57000	0	15000		
Campo magnético	0.44 T		No aplica		No aplica			
Material de construcción	No aplica		No aplica		No aplica			
Capacidad de absorción	10 Veces su peso		Entre 50 y 230 veces su peso		No aplica			

6. CONCLUSIONES

- La tecnología de separación por Hidrociclones en fondo alcanza eficiencias del 40 a 60 %. y la instalación del equipo para la separación líquido - líquido es muy limitada dado que los costos de instalación son 29.000 dólares en promedio.
- La tecnología de extracción polimérica macro porosa proporciona un alto desempeño para tratamiento de agua retirando iones o partículas pequeñas del agua teniendo así el 99% de eficiencia, además es un equipo compacto comparado con equipos como los tratadores térmicos, electrostáticos y aun más con los equipos de mayor tamaño como los gun barrels y skim tank, lo cual permite su aplicación en plataformas costa fuera. Su aplicabilidad principal es al tratamiento de agua asociada a la deshidratación de gas, con aplicabilidad aceptable al tratamiento de fluidos asociados a la producción de crudo.
- Las nano partículas magnéticas(MMP) revestidas con Quitosan cuaternizado (QC) demostraron un excelente rendimiento de separación aceite-agua con valores superiores al 96% y con varios niveles de PH de 4 a 10, también podrían ser reutilizadas hasta 8 veces sin mostrar una disminución significativa en la eficiencia de separación.
- Se encontró que cuando el tamaño de partícula de MNPs es relativamente pequeño menor a 10nm, el aumento del tamaño de partícula podría aumentar la velocidad de sedimentación de agregados bajo el campo magnético, mejorando así la eficiencia de separación hasta cierto punto.

- Según el estudio realizado y comparando técnica y económicamente las tres tecnologías se logra concluir que la tecnología más viable para la implementación en un campo petrolero colombiano es la tecnología de nano partículas magnéticas, dado que resultó ser la menos costosa al momento de su implementación y con las menores limitaciones operacionales.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar técnica y económicamente la tecnología de separador hidrociclonicos en fondo para ser implementado en un campo petrolero colombiano.
- Realizar el diseño conceptual de las facilidades de superficie para la aplicación de la tecnología de extracción polimérica macro porosa en un campo petrolero colombiano y evaluar económicamente la viabilidad de la tecnología.

BIBLIOGRAFIA

ARAQUE BARRERA. Diego Camilo. BARRERA MONGUI. Ricardo Alonso. Análisis de sensibilidad de los métodos convencionales para la deshidratación de emulsiones de crudos pesados. Proyecto de grado. UIS. 2012.

AYMAN M. ATTA y otros. Functionalization of Magnetite Nanoparticles as Oil Spill Collector. International Journal of Molecular Sciences.2015.

BRIAN R. Solomon, MD. NASIM Hyder & KRIPA K. Varanasi. Separating oil -water Nano emulsions using flux – enhanced hierarchical membranes. Department of Mechanical Engineering, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge. July 2014.

CASTRO CASTELL, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción. Proyecto de grado. UIS. 2014. P 78.

D. Th. Meijer, C.A.T. kуйvenhoven Field – Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer – Extraction Technology. SPE. OTC 13217.2016

DELGADO LINARES José. SALAGER Louis. BULLON Johnny. Aplicaciones de las micro- y nanotecnología en la exploración y producción de petróleo y gas. Universidad de los Andes. Venezuela. 2015.

FRANCO. Camilo. CORTES. Farid. NASSAR. Nashaat. Adsorptive removal of oil spill from oil in fresh water emulsions by hydrophobic alumina nanoparticles functionalized with petroleum vacuum residue. UNAL.2014.

GALVIS PORTILLA, Yuly Cristina. Estudio de los Procesos de Deshidratación de Crudo y Tratamiento de Aguas de Producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. 2007.

GARCÍA. Pedro. FERNANDEZ. Susan. Tratamiento avanzado de aguas residuales industriales. Informa de vigilancia tecnológica. CEIM.2006.

J. B. Kok, Veolia Water Technologies. Toxic Contents Removal from Gas/Condensate Offshore Produced Water with the Macro Porous Polymer Extraction Technology. SPE. 2016.

KEN. Arnold & MAURICE Stewart. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Texas. Volumen uno, Tercera edición, p.387.

MONTES PÁEZ. Erick Giovanni. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de grado. Especialización. UIS. 2010.

OSPAR. Commission Offshore Industry Series. Background Document Concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. 2002. Pg.29.

OSPINO IBÁÑEZ. Diana Carolina. Optimización Del Tratamiento Químico Del Fluido de la De La Distribución de Flujos. Proyecto de grado: UIS. 2009. P.58.

PARK, Siman y otros. Oil Droplet Removal from Produced Water Using Nanoparticles and Their Magnetic Separation: Society of Petroleum Engineers.2016.

PEDENAUD. Pierre, HENG. Samuel. VEOLIA Water. Ceramic Membrane and Core Pilot Results for Produced Water Management.SPE.2011.

PÉREZ MORENO. Carlos Alberto, Los problemas de emulsiones y como afectan la productividad de un campo productor. campo jibá – occidental Colombia. Proyecto de grado. UIS. 2006.

PRIGIOBBE, Valentina y otros. Accelerated Oil Droplet Separation from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles: Society of Petroleum Engineer.2014.

PRIGIOBBE, Valentina y otros. Magnetic Nanoparticles for Efficient Removal of Oilfield Contaminants: Modeling of Magnetic Separation and Validation: Society of Petroleum Engineers.2015.

RODRIGUES GARCIA. José Carlos. Ruptura de emulsiones petroleras o/w y w/o mediante la medición de la tensión inter facial, usando un tensiómetro de gota giratoria. Proyecto de grado Universidad del oriente. 2011.

Saebom Ko, Hyunjae Lee y Chun Huh. Efficient Removal of Enhanced-Oil Recovery Polymer from Produced Water with Magnetic Nanoparticles and Regeneration/Reuse of Spent Particles. University of Texas at Austin.2016.

Saebom Ko, Valentina Prigiobbe, Chun Huh, y Steven Bryant. Accelerated Oil Droplet Separation from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles: Society of Petroleum Engineers.2014.

SANCHEZ. Francesc. Estudio y diseño de una planta de producción de membrana cerámicas de coste reducido. Escola técnica superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona. 2006.

WISNIEWSKA, Joanna Skopinsk y otros. Chitosan–Collagen Coated Magnetic Nanoparticles for Lipase Immobilization—New Type of “Enzyme Friendly” Polymer Shell Crosslinking with Squaric Acid.

ZARAND, Ali Ami ri y otros. Self-organization of an opt magnetic CoFe₂O₄–ZnS nanocomposite: preparation and characterization.

ZHANG, Shuang y otros. Synthesis of quaternized chitosan-coated magnetic nanoparticles for oil-water separation: Elsevier.2016.

ANEXOS

ANEXO A: Presupuesto del personal para la tecnología de extracción polimérica macro porosa.

Personal						
Nombre del investigador	Formación académica	Función dentro del proyecto	Dedicación horas semana	Valor nominal diario USD	Duración días en el proyecto	Recursos UIS / Total del proyecto
Ingeniero civil	Ingeniero	Realizar estudio técnico de la implementación del proyecto	8	28	25	700
Metal mecánico	Ingeniero	Realizar logista de adquisición de equipos y demás	8	28	25	700
Ingeniero Petróleos	Magister	Realizar logista de instalación de equipos	8	32	30	960
Técnico 1	Tecnólogo	Mano de obra para la implementación de equipos	8	22	30	660
Técnico 2	Tecnólogo	Mano de obra para la implementación de equipos	8	22	30	660
Técnico 3	Tecnólogo	Mano de obra para la implementación de equipos	8	22	25	550
Técnico 4	Tecnólogo	Mano de obra para la implementación de equipos	8	13	25	325
		TOTAL USD				4.555

ANEXO B: Presupuesto equipos nuevos, tecnología de MPPE.

Equipos nuevos					
Equipo	Cantidad	Justificación	Recursos USD		Total proyecto USD
			UIS		
Torre de extracción	2	Equipo principal donde va a ocurrir la separación	3.000	USD	3.000
Polímero	16	kg de polímero para que se de la separación de la emulsión	7	USD/Kg	12
Total, USD					3.112

ANEXO C: Presupuesto para materiales, tecnología de MPPE.

Materiales				
Materiales	Justificación	Costo		Recursos UIS
				Total, proyecto
Líneas de flujo ft	60	15	USD/Ft	900
bases del quipo m2	50	50	USD/m2	2.500
empaques, codos, accesorios, otros	1	200	USD	200
condensador	1	1000	USD	1.000
separador	1	2000	USD	2.000
tanques	1	1300	USD	1.300
	Total, USD			11.500

ANEXO D: Presupuesto para transporte, tecnología de MPPE.

Transporte			
Materiales	Justificación	Recursos UIS	Total, proyecto
		Total, proyecto	
Importación	Transporte marítimo	5.500	5.500
transporte zona de procedencia		500	500
Transporte a zona de destino		850	850
	Total, USD	6.850	6.850

ANEXO E: Presupuesto para seguimiento, evaluación y mantenimiento.

Seguimiento, evaluación, mantenimiento			
Descripción	Justificación	Recursos UIS	Total proyecto
		Total proyecto	
Mantenimiento	Realiza personal ya existente trabajando en la zona	0	0
Capacitación del personal			1.300
Reserva de polímero	back de polímero para garantizar el proceso	112	112
TOTALES USD		112	1.412

ANEXO F: Presupuesto del personal para la Nano tecnología.

Personal					
Nombre del investigador / experto / auxiliar	Formación académica	Función dentro del proyecto	UIS		
Ingeniero mecánico	Magister	Síntesis y caracterización de Nanoparticulas	15		420
Ingeniero petróleos	Magister	Pruebas de daño a la formación	15		480
Técnico	Tecnólogo	Preparación de Nanoparticulas	8		176
TOTAL USD					1.076

ANEXO G: Presupuesto equipos, Nano tecnología.

Equipos nuevos			
Equipo	Cantidad	Justificación	Total proyecto USD
Nanopartic	26 kg	Nanoparticulas para la separación (10 USD/ Kg)	1.040
Dispensor	1	Dispensor de Nanoparticulas	200
separador	1	separador magnético	5.400
Total USD			6.640

ANEXO H: Presupuesto para materiales, Nano tecnología.

Materiales					
Materiales	Justificación	Costo		Recursos USD	
				UIS	Total proyecto
tubería y punto de inyección	10	66	USD/ft	660	660
	Total USD			660	660

ANEXO I: Presupuesto para transporte, Nano tecnología.

Transporte

Materiales	Justificación	Recursos USD	Total proyecto
		UIS	
Importación	FedEx	4.500	4.500
	Total USD	4.500	4.500

ANEXO J: Presupuesto para seguimiento, evaluación, mantenimiento, Nano tecnología.

Seguimiento, evaluación, mantenimiento		
Descripción	Justificación	Recursos UIS
		Total proyecto
Mantenimiento	Control del sistema de regeneración	0
Capacitación del personal		1.400
Nano partículas de Back up	10 kg	1.040
TOTALES USD		2.440