

TÉCNICAS PARA RECUPERACIÓN DE AGUAS CONTAMINADAS POR
HIDROCARBUROS

TORRES MATEUS NATALIA

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GESTION AMBIENTAL

DIRECTOR
OSCAR LIBARDO LOMBANA CHARFUELAN
INGENIERO QUÍMICO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. marzo de 2023

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macias Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora de programa

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

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

DEDICATORIA

Esta monografía está dedicada a Dios en primer lugar, ya que gracias a él siempre ha sido posible la realización de nuestras metas, a mis padres por el constante apoyo incondicional, respaldo y seguimiento académico, por la ayuda que me brindan en cada una de las dificultades que se presentan para superarlas de manera satisfactoria, por su amor, entrega y sabiduría brindada, permitiéndonos así forjar nuestro criterio, a mi familia en general por su compromiso con mi formación profesional y a cada uno de mis compañeros que hicieron parte de este proceso tan maravilloso, quienes han aportado bastantes vivencias, enseñanzas y experiencias.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios, que ha guiado este camino en la consecución de los objetivos planteados, a mis familiares quienes han hecho posible que cada uno de nuestros sueños y sacrificios valgan la pena, brindándome el apoyo que he necesitado para llegar hasta donde hoy me encuentro, me han inculcado los valores y principios que han moldeado mi forma de ver la vida, a mis amigos especialmente de la universidad por sus enseñanzas y la compañía brindada y a mí misma por la constancia y dedicación en pro de lo que me he propuesto. Por último, agradezco a la Fundación Universidad de América y a todos sus colaboradores por brindarme su servicio y colaboración en este proceso académico.

TABLA DE CONTENIDO

| | pag |
|---|-----|
| RESUMEN | 11 |
| INTRODUCCIÓN | 12 |
| OBJETIVOS | 14 |
| 1. METODOLOGIA | 15 |
| 2. LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS | 17 |
| 2.1 ¿Qué son los hidrocarburos? | 17 |
| 2.1.1 <i>El petróleo</i> | 17 |
| 2.1.2 <i>Yacimientos de hidrocarburos</i> | 19 |
| 3. DERRAMES DE PETRÓLEO | 23 |
| 3.1 Ecosistemas acuáticos | 23 |
| 3.2 Aguas marinas | 24 |
| 3.3 Ríos, Humedales y Lagos | 25 |
| 3.4 Acuíferos | 26 |
| 4. TÉCNICAS DE LIMPIEZA POR DERRAME DE HIDROCARBUROS | 28 |
| 4.1 Barreras de contención. | 28 |
| 4.1.1 <i>Barreras de cortina</i> | 29 |
| 4.1.2 <i>Barreras de valla</i> | 30 |
| 4.1.3 <i>Barreras remolcadas</i> | 32 |
| 4.1.4 <i>Barreras auto hinchables</i> | 34 |
| 4.2 Dispersantes químicos | 34 |
| 4.3 Quema in situ | 37 |
| 4.4 Recolección mecánica | 38 |
| 4.5 Fitorremediación | 39 |
| 4.6 Biorremediación | 42 |
| 4.7 Tratamientos de aguas | 42 |
| 4.7.1 <i>Tratamientos físicos</i> | 42 |
| 4.8 Comparación de las técnicas de recuperación de aguas contaminadas con hidrocarburos | 46 |
| 5. IMPACTOS AMBIENTALES QUE GENERA LA CONTAMINACION DE HIDROCARBUROS EN AGUA | 50 |
| 5.1 Modificaciones del ambiente | 50 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.1.1 | <i>Efectos tóxicos</i> | 50 |
| 5.1.2 | <i>Efectos mecánicos</i> | 50 |
| 5.2 | Efectos en organismos y ecosistemas marinos | 50 |
| 5.3 | Carcinogenicidad | 53 |
| 6. | CONCLUSIONES | 54 |
| | BIBLIOGRAFIA | 55 |
| | ANEXOS | 59 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág |
|---|------------|
| Figura 1. Distribución de fluidos ideal en el yacimiento | 21 |
| Figura 2. Entrampamientos de hidrocarburos más comunes. | 22 |
| Figura 3. Estado mecánico de un pozo petrolero. | 23 |
| Figura 4. Oleoducto Caño Limón – Coveñas (Colombia) | 24 |
| Figura 5. Factores y fenómenos importantes para el manejo de derrame de petróleo en agua | 28 |
| Figura 6. Comportamiento del petróleo según la época del río. | 29 |
| Figura 7. Componentes principales de una barrera de contención | 33 |
| Figura 8. Muestra una barrera de cortina de flotador macizo con lastre externo | 34 |
| Figura 9. Barrera de cortina inflable con un lastre y cadena de tensión | 35 |
| Figura 10. Barrera de valla de flotación externa con flotación externa y lastre | 36 |
| Figura 11. Barrera inflable desplegada en una configuración “tipo U. | 38 |
| Figura 12. Barrera de cortina con una configuración “tipo V” | 39 |
| Figura 13. Proceso de dispersión química. | 40 |
| Figura 14. Rociado del dispersante desde una embarcación | 41 |
| Figura 15. Rociado de dispersante desde un helicóptero | 41 |
| Figura 16. Operación de una quema in situ. | 43 |
| Figura 17. Proceso de remoción mecánica con grúa. | 44 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Resumen información consultada. | 16 |
| Tabla 2. Resumen año de publicación de las fuentes consultadas | 17 |
| Tabla 3. Composición promedio del petróleo en estado líquido y gaseoso. | 19 |
| Tabla 4. Características de tipos de barrera comunes. | 37 |
| Tabla 5. Plantas transgénicas para degradación de contaminantes orgánicos | 46 |
| Tabla 6. Principales tecnologías para remover aceite y grasa | 48 |
| Tabla 7. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos | 50 |
| Tabla 8. Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua. | 52 |
| Tabla 9. Matriz de comparación aspectos básicos métodos de recolección y tratamiento. | 53 |
| Tabla 10. Respuesta a hidrocarburos de petróleo en varios niveles de organización biológica de organismos marinos | 57 |

RESUMEN

Esta monografía se realizó con el objetivo de describir ampliamente las técnicas actuales para el tratamiento de aguas contaminadas por hidrocarburos con el fin de consolidar la información disponible y mostrar que la industria del sector *oil and gas* trabaja constantemente en generar el menor impacto ambiental posible en sus actividades y con el compromiso de preservación de la biodiversidad. Para abarcar este tema se comenzó con una contextualización del concepto de hidrocarburos, tipos de hidrocarburos, sus principales características y todas las generalidades de la industria del sector petrolero. Posteriormente se realizó una revisión bibliográfica sobre contaminación por hidrocarburos en aguas, las técnicas y/o tecnologías utilizadas y los impactos ambientales que se pueden generar.

Finalmente, se llevó a cabo la comparación de las técnicas para recuperación de aguas contaminadas por hidrocarburos encontradas y se concluyó que los métodos de barreras de vallay barreras remolcadas son los más implementados en la industria de hidrocarburos debido a que se pueden realizar in situ, son de fácil ejecución, su tiempo de operación es bajo, no requieren uso de energía adicional y no son perjudiciales para el ambiente en el que se instalan. Adicionalmente, la fitorremediación es un método capaz de recuperar aguas contaminadas por hidrocarburos. Sin embargo, tiene un tiempo de ejecución mayor.

La oportuna identificación de las características del derrame o la contaminación de agua por hidrocarburos permite activar el plan de contingencia y seleccionar de manera efectiva el método o la técnica de recuperación, evitando más daño ambiental.

Palabras clave: *Derrame de hidrocarburos, contaminación de aguas, barreras de contención, fitorremediación, tratamiento de aguas, cuerpo de agua.*

INTRODUCCIÓN

La demanda de hidrocarburos en la actualidad es la mayor fuente de generación de energía primaria, según la Asociación Colombiana del Petróleo (2021) “el consumo de energía primaria a nivel mundial corresponde a un 32.9% y 23.8% para el petróleo y el gas respectivamente”. Por tal motivo, producir petróleo y sus derivados es indispensable para el sostenimiento, desarrollo y crecimiento global.

Mientras exista demanda de hidrocarburos los países deberán producir el recurso para suplir su demanda energética, generando aportes importantes al PIB de cada uno. Para el caso de Colombia, según el boletín técnico de exportaciones del DANE (marzo, 2022) “El aporte al PIB de actividades extractivas representa el 7% y el 54% de las exportaciones del país”.

Es necesario continuar con la actividad extractiva de petróleo y gas de acuerdo a los tratados internacionales. Según el Acuerdo de París (2021) “la demanda de petróleo debe ser de 90 millones de barriles por día siendo neutros en emisiones de gases de efecto invernadero”.

Ante la necesidad de producción existe diferentes tipos de riesgos en las operaciones de explotación de hidrocarburos, como el riesgo ambiental. El cual, debe ser regulado y controlado. Sin embargo, Según el Ministerio de Minas y Energía (2021) Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia “En ocasiones se presentan algunos impactos negativos dentro del proceso; estos impactos suelen suceder en espacios y ambientes en donde se realizan las operaciones de producción o transporte cuando existen accidentes y/o ausencia de regulación y control que verifique la normatividad de las operaciones.

El mayor riesgo ambiental que existe en el proceso de producción es la contaminación de agua por hidrocarburos, ya que según Ahmed (2001) “El petróleo es una sustancia insoluble en agua conformada por cadenas de carbono e hidrogeno y por pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno”. Debido a su composición química representa un peligro para los ecosistemas de no ser manipuladas y controladas de correctamente.

Cuando se presentan derrames de petróleo en fuentes hídricas, debido al movimiento del agua el daño se puede expandir demasiado rápido. Por tal motivo, el presente proyecto tiene como propósito describir las técnicas para la recuperación de aguas contaminadas por hidrocarburos con el fin de dar a conocer las alternativas que existen para mitigar daños ambientales dados por contaminación de agua por hidrocarburos.

Es obligación de los gobiernos, las empresas y los entes reguladores trabajar y velar al

máximo para que la industria de los hidrocarburos tenga los menores impactos negativos posibles, salvaguardando los ecosistemas, la atmosfera y las fuentes hídricas (Ministerio de Minas y Energía Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia, 2021, p.11).

OBJETIVOS

Objetivo general

Describir las técnicas actuales para el tratamiento de aguas contaminadas por hidrocarburos.

Objetivos específicos

- Describir las técnicas existentes para la recuperación de aguas contaminadas por derrames de hidrocarburos.
- Exponer información encontrada en base de datos que representan un aporte al objeto de estudio.
- Identificar los impactos ambientales que genera la contaminación por hidrocarburos en aguas.
- Comparar las diferentes técnicas de recuperación actuales utilizadas en la industria.

1. METODOLOGIA

Para el desarrollo del presente documento se buscó información por medio de Google Scholar, Researchgate, específicamente en webs especializadas como Ebsco, Scielo, Ambientalex, One petro, Scopus etc. La mayor parte de las fuentes corresponden a artículos científicos (28.89%), sin embargo, se consultaron algunas tesis de pregrado, posgrado y maestría y otros documentos. La Tabla 1 muestra el resumen porcentual de la información consultada.

Tabla 1

Resumen información consultada.

| FUENTE | CANTIDA D | PORCENTAJE |
|--------------------------------|--------------|------------|
| Tesis pregrado | 4 | 8.89% |
| Tesis maestría | 2 | 4.44% |
| Pappers | 13 | 28.89% |
| Libros | 10 | 22.22% |
| Documentos institucionales | 3 | 6.67% |
| Revistas técnicas | 3 | 6.67% |
| Manuales técnicos | 6 | 13.33% |
| Imágenes extraídas de internet | 4 | 8.89% |

Nota. Esta tabla muestra el desglose de la información recopilada para el presente documento.

En el proceso de búsqueda se utilizó las siguientes palabras clave: Hidrocarburos, derrame de hidrocarburos, técnicas para recolección de hidrocarburos derramados, Impactos ambientales (con un 31% de fuentes consultadas en inglés y un 69% en español).

Para clasificar la información, inicialmente, se tuvo en cuenta la fecha de publicación, sedescartaron documentos científicos con fecha anterior al año 1999, posteriormente se revisó la pertinencia y relevancia de la información teniendo en cuenta la cantidad de citas utilizadas en el documento. Por su parte, en cuanto a libros se tuvo en cuenta publicaciones de cualquier año. Finalmente se trabajó con los documentos más acordes al objeto de estudio. Lo descrito anteriormente se evidencia en la **Tabla 2**.

Tabla 2

Resumen año de publicación de las fuentes consultadas.

| AÑO DE PUBLICACION DE LA FUENTE | CANTIDA D | PORCENTAJE |
|--|----------------------|-------------------|
| Antes de 1990 | 1 | 2.22% |
| 1990 a 2000 | 1 | 2.22% |
| 2000 a 2010 | 15 | 33.33% |
| Posterior a 2010 | 28 | 62.22% |

Nota. Esta tabla muestra el resumen del año de publicación de los documentos consultados para el presente documento.

Dentro de los reportes consultados se tiene el Informe de actuación especial de fiscalización derrames de hidrocarburos en la zona de Golfo de Morrosquillo (ANLA, 2014) del cual no se utilizó información en el documento, pero permitió dar una vista general de la forma en la que se manejan los derrames de hidrocarburos en Colombia.

Para obtener los datos estadísticos empleados en el desarrollo del documento fueron consultados y tomados de fuentes como informes estadísticos del DANE y la ACP.

2. LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

2.1 *¿Qué son los hidrocarburos?*

Según Paris de Ferrer (2009) “entre los fluidos contenidos en las rocas de yacimientos petrolíferos se encuentran una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de Carbono e Hidrogeno (H), denominados hidrocarburos que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos. Estos a menudo difíciles de separar, constituyen lo que se conoce como petróleo crudo a partir del cual se obtienen diversos productos, como: gases licuados del petróleo, gasolinas, kerosen, combustibles residuales, aceites lubricantes parafinas entre otros”.

Es pertinente aclarar que otros elementos componen las cadenas de hidrocarburos como el azufre, pero en mínimas cantidades.

2.1.1 *El petróleo*

Dake (1978) menciona que “el petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos que resultan de la descomposición de materia orgánica de origen animal y vegetal. Es un líquido aceitoso cuyo color varía desde el amarillo pálido a negro; contiene principalmente hidrocarburos saturados, pero a veces también hidrocarburos no saturados. El petróleo se localiza en yacimientos que se forman durante los diferentes periodos geológicos”

2.1.1.a Composición de los hidrocarburos. Químicamente el petróleo está compuesto en su mayor parte por hidrocarburos, aproximadamente de un 82-87% en peso de carbono y 11,7-14,7% de hidrogeno. (Paris de Ferrer, M, 2009 p.4). La Tabla 3 presenta la composición promedio del petróleo en su estado líquido y gaseoso, así mismo, muestra algunas impurezas contenidas en el.

Tabla 3.

Composición promedio del petróleo en estado líquido y gaseoso.

| Elemento | % En peso | |
|-----------|----------------|-------------|
| | Petroleo crudo | Gas natural |
| Carbono | 82.2-87.1 | 65-80 |
| Hidrogeno | 11.7-14.7 | ene-25 |
| Sulfuro | 0.1-5.5 | Trazas-0.2 |
| Nitrogeno | 0.1-1.5 | ene-15 |
| Oxigeno | 0.1-4.5 | 0 |

Nota. Esta tabla muestra la composición promedio del petróleo para su estado líquido y gaseoso incluyendo sus impurezas. Tomado de: Paris de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, 2009 p. 25.

Es pertinente mencionar que el sulfuro y el nitrógeno son elementos indeseables en los hidrocarburos principalmente por dos razones: Son elementos perjudiciales para la salud, y contribuyen a la reducción del poder calorífico de la sustancia.

2.1.1.b *Propiedades de los hidrocarburos.*

2.1.1.b.i Densidad API. Esta propiedad es la que condiciona la flotabilidad de los hidrocarburos sobre el agua e influye sobre su propagación y dispersión natural.

En ese sentido la Organización Marítima Internacional (2005) afirma que “la densidad API consiste en una unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo. De acuerdo a esta escala, cuanto más grande es el índice, la densidad del hidrocarburo es menor”.

Los hidrocarburos con densidad API menor a 27° se consideran pesados, y los que están sobre 40° API se consideran ligeros. Los hidrocarburos con valores muy altos de densidad API generalmente no son persistentes y es muy probable que se evaporen y/o dispersen naturalmente (ExxonMobil, 2008, p.3).

2.1.1.b.ii Viscosidad. Es una medida de la tendencia a fluir de un líquido. Es función de la constitución química del crudo (menor cuanto mayor sea la proporción de fracciones ligeras) y de la temperatura (a menor temperatura mayor viscosidad). La viscosidad influye en la velocidad de esparcimiento, en el grosor final de la mancha, en la penetración del crudo en los sedimentos de las playas y costas, y en la mayor o menor facilidad de bombeo del crudo para su recuperación. Su valor varía con los procesos de envejecimiento (Casado, 2013, p.15)

2.1.1.b.iii Punto de inflamación. El punto de inflamación es la temperatura mínima en la que existe suficiente vapor sobre los hidrocarburos derramados como para formar una mezcla

inflamable. Esta propiedad debe tenerse en cuenta durante las operaciones de limpieza ya que cuando los hidrocarburos acaban de ser derramados pueden prender con facilidad hasta que sus componentes volátiles se evaporen y dispersen en la atmósfera (Organización Marítima Internacional, 2005, p.18).

2.1.1.b.iv Solubilidad. Es la capacidad de disolución del crudo (soluta) en el agua (disolvente). Generalmente las fracciones más solubles suelen ser las más ligeras. La solubilidad del crudo en agua es generalmente menor de 5 ppm, aunque incluso a esta concentración puede haber sustancias que produzcan toxicidad a algunos microorganismos acuáticos. (Casado, 2013, p.16)

2.1.2 Yacimientos de hidrocarburos

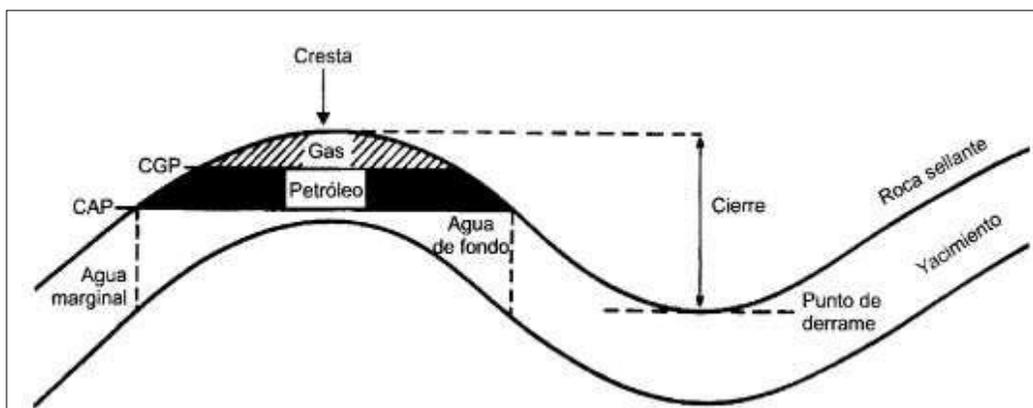
Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente,

(2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Porosidad (almacenamiento), (5) Transítividad/Permeabilidad. (Escobar, 2012, p.13)

Habitualmente la distribución de fluidos en el yacimiento se da a partir de la densidad de los mismos. Como se muestra en la **Figura 1** el gas, al ser el más liviano se entrapa en la parte alta de la estructura, subyacente a él; se encuentra el petróleo en su fase líquida y en la parte inferior de la estructura se encuentra el agua (Paris de Ferrer, 2009 p.7).

Figura 1.

Distribución de fluidos ideal en el yacimiento.



Nota. Esta imagen muestra la forma en la que se distribuyen los fluidos en el yacimiento partir de su densidad. Tomado de: Paris de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, 2009 p. 27.

Así mismo, se evidencia en la Figura 2 los tres entrapamientos más comunes: son los

estratigráficos, anticlinales y el tipo falla. Los primeros corresponden a una forma de cuña la cual está entre dos estratos, el segundo comprende a una forma de arco en donde se almacena el hidrocarburo y el tercero es cuando cuenta con una fractura la cual hace que los estratos no coincidan y formen el yacimiento (El petróleo, 2012).

Figura 2.

Entrampamientos de hidrocarburos más comunes.



Nota. Esta imagen muestra los tres entrampamientos más comunes: estratigráficos, anticlinales y el tipo falla.

Tomado de: Paris de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de ingeniería yacimientos, 2009 p. 27.

Es pertinente aclarar que este tipo de yacimientos son los más comunes, y la distribución de fluidos se asume en un caso ideal, sin embargo, existen otros de yacimientos no convencionales como: yacimiento de shale gas, yacimiento de arenas apretadas, yacimiento de hidratos de metano, yacimiento de arenas bituminosas etc.

2.1.2.a Proceso de explotación. Para poder explotar hidrocarburos comercialmente es necesario llevar a cabo una serie importante de procesos, los cuales se mencionan a continuación:

2.1.2.a.i Exploración. Inicialmente, es necesario realizar una cantidad de estudios que permitan evidenciar la existencia de hidrocarburos en la zona de interés con el fin de reducir lo más posible la incertidumbre tanto de existencia de hidrocarburos como de volúmenes in situ. Estos estudios pueden ir desde sísmica 2D, 3D, 4D, toma de registros eléctricos, hasta la ejecución de un pozo exploratorio y extracción de núcleos del subsuelo, con el fin de caracterizar lo más posible el área de interés y apoyar la toma de decisiones.

Una vez conocidas la mayor cantidad de características del yacimiento se procede a hacer el estudio de factibilidad económica y estudios probabilísticos del tiempo de explotación del yacimiento.

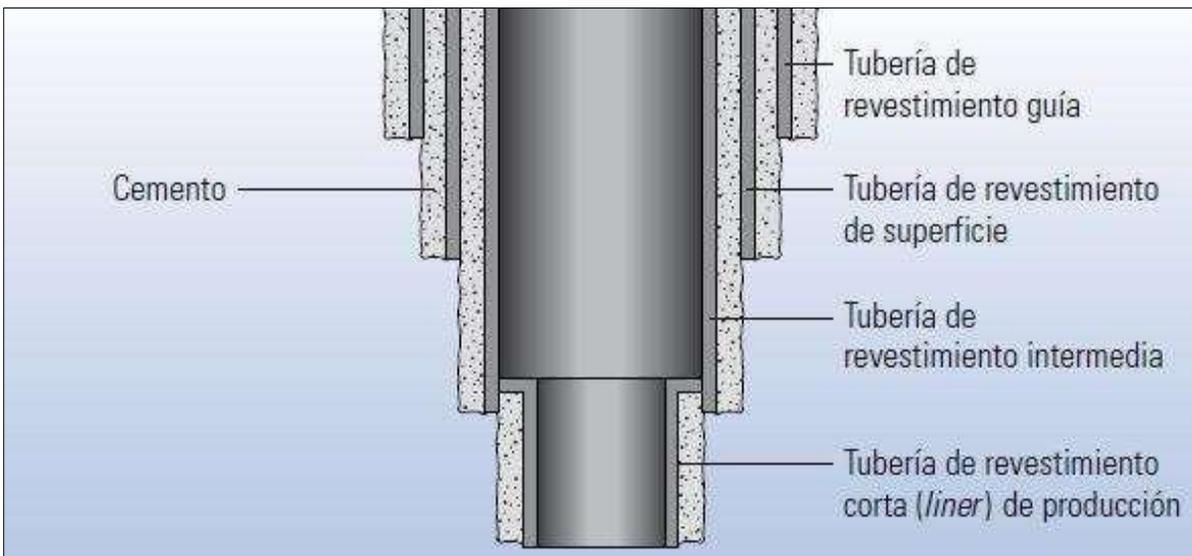
2.1.2.a.ii Perforación, revestimiento y cementación. Cuando se decide ejecutar un proyecto petrolero, se realiza la perforación del pozo. Esta perforación se hace teniendo en cuenta las estructuras geológicas presentes hasta la zona de interés. Al mismo tiempo que se va perforando se va inyectando el “fluido de perforación” el cual permite lubricar la zona, ayudar a la estabilidad del pozo, y llevar los cortes de unidades geológicas a superficie. Habitualmente, las

perforaciones se realizan en forma de microscopio, es decir, desde un diámetro mayor a un diámetro inferior.

Una vez se termina de perforar con determinado diámetro de broca, se procede a instalar la tubería de revestimiento, la cual, tiene como función aislar la zona para no permitir el contacto de los hidrocarburos con acuíferos o ecosistemas presentes. Esta tubería es fijada con cemento para que no existan riesgos de movimiento o filtraciones. La Figura 3 muestra este proceso.

Figura 3.

Estado mecánico de un pozo petrolero.



Nota. La imagen muestra el estado mecánico de un pozo petrolero, se observan las tuberías de revestimiento y producción, así mismo el cemento que aísla el pozo de los ecosistemas del subsuelo impidiendo el flujo de fluidos desde y hacia él. Tomado de <https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos>

2.1.2.a.iii Producción. Finalmente, cuando el pozo está listo, entra en funcionamiento, colocando fluido en superficie. En la mayoría de casos, se obtienen los tres fluidos en superficie (Gas, petróleo, agua) y es necesario instalar una serie de equipos denominados facilidades de producción, los cuales incluyen separadores, deshidratadores, skimmers etc., para obtener los fluidos en condiciones óptimas para transportarse.

2.1.2.a.iv Transporte. El transporte de hidrocarburos comienza a la salida del pozo y va hasta los lugares de almacenamiento y procesamiento, como las estaciones de bombeo, refinerías y puertos. Los medios de transporte suelen ser gasoductos, en el caso del gas y oleoductos de caudal continuo, en el caso del petróleo líquido. Es en este punto de la operación, donde aumenta el riesgo de tener derrames (accidentales o causados).

La Figura 4 muestra uno de los oleoductos más importantes de Colombia, el Oleoducto Caño Limón – Coveñas, en cual infortunadamente, ha sido víctima de múltiples ataques, afectando su integridad y poniendo en riesgo los ecosistemas que lo rodean.

Figura 4.

Oleoducto Caño Limón – Coveñas (Colombia)



Nota. La imagen muestra un fragmento del Oleoducto Caño Limón – Coveñas por el cual pasan 220000 Barriles de fluido por día. Tomado de https://caracol.com.co/emisora/2018/07/18/cucuta/1531926051_361762.html.

3. DERRAMES DE PETRÓLEO

Según Wessells y Hopson (1988) “Un ecosistema consiste en la comunidad biológica que ocurre en algún lugar, y los factores físicos y químicos que componen su ambiente no vivo o abiótico”.

Es importante entender, que todos los ecosistemas donde se realizan las actividades de extracción, procesamiento y transporte tienen altas probabilidades de sufrir impactos directos o indirectos como consecuencia de estas, debido a que estas zonas generalmente son ricas en biodiversidad. Teniendo en cuenta, que las zonas costeras son las más afectadas por la extracción de este recurso perjudicando directamente el agua o el suelo e indirectamente a los animales presentes, generando mortandad masiva por intoxicación dejando un impacto enorme en el ecosistema, puesto que, la recuperación puede llevar meses, incluso años del cual no se obtendrá el 100% de eficacia”. Estos derrames, se pueden presentar de forma accidental e involuntaria por parte de la compañía encargada, ya que se habla de una de las actividades que más riesgo representa a nivel industrial tanto para el ambiente como para los humanos. Por ello, es primordial contar con planes de contingencia para no mitigar si no prevenir el desastre antes de que se presente, generando métodos cada vez más modernos pero que sean compatibles con el medio ambiente y así no generar más daños de los ya causados. (Clifton, A. 2014, p. 226).

3.1 Ecosistemas acuáticos

Según Solomon E., Berg L., Martin D. (2013), un ecosistema acuático es todo aquel ecosistema que se desarrolla en un cuerpo de agua de diverso tamaño y naturaleza, lo cual incluye mares, lagos, ríos, pantanos, arroyos, lagunas y costas. En ellos juega un rol vital la naturaleza del agua, sus ciclos, así como el contenido orgánico presente en ella, tanto de fuentes naturales como sedimentarias.

El agua es uno de los recursos más solubles por eso se le denomina solvente universal, facilitando la formación de emulsiones de cualquier tipo de líquido derramado y creando grandes complejidades durante el procesamiento.

Existen diferentes entornos donde se adecuan las compañías para realizar sus operaciones, en muchos casos prefieren plataformas terrestres por la localización de los pozos, en muchos casos prefieren plataformas terrestres por la localización de los pozos, en muchos otros es preferible fuera del territorio terrestre por la localización de los pozos, en muchos otros es preferible fuera del territorio terrestre, es decir en territorio marítimo. Los entornos varían de

acuerdo con las necesidades de las compañías y las características de los hidrocarburos. Para esta industria el transporte es un punto importante y delicado debido a que muchos de los errores que se presentan están inmersos en este proceso.

A continuación, se mencionarán los tipos de ambientes acuáticos más importantes en el planeta y en los que existe un riesgo mayor de sufrir derrames de petróleo:

3.2 Aguas marinas

Como lo explica Seoáñez (2000) “existen diferentes tipos de agua en el océano con características únicas e independientes afectadas por variables como el viento, la diferencia de densidades, temperatura, atracción solar y lunar, rotación terrestre, entre otras; que ayudan a determinar los diferentes tipos de agua en el mar, como se muestra a continuación colocando como ejemplo el océano atlántico”.

- Aguas superficiales: se ubica desde la superficie hasta los 200 metros de profundidad, en este punto es donde se producen cambios bruscos de temperatura y salinidad, que son completamente dependientes de la latitud y la estación del año.
- Aguas superiores: Ubicadas entre los 200 y 900 metros de profundidad, donde se produce un fenómeno conocido como tremolina cerca de los 100 metros de profundidad, por encima de él la temperatura desciende rápidamente y por debajo de él la temperatura encuentra aún balance entre 1 y 2°C en el fondo.
- Aguas intermedias: Ubicadas a 900 metros de profundidad, son aguas representativas del polo (de muy bajas temperaturas) procedentes del Atlántico.
- Aguas profundas: Correspondientes a los fondos oceánicos.

Estos tipos de aguas marinas, son de gran importancia al momento de dimensionar y tratar un derrame de petróleo, ya que dependiendo de su profundidad será más complejo el acceso de los equipos y del personal necesario para llevar a cabo las operaciones necesarias para contener el derrame (Seoáñez, C. 2000, p. 130).

En la Figura 5 se muestran los factores y fenómenos que son importantes a la hora de intervenir en el tratamiento de un derrame de petróleo en agua, ya que las condiciones y características que presenta el ambiente, pueden afectar el comportamiento del petróleo derramado.

Figura 5.

Factores y fenómenos importantes para el manejo de derrame de petróleo en agua

| Factores que afectaran el comportamiento del petróleo | Fenómenos relevantes en la planificación de tratamiento de derrames de petróleo |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Características físicas del producto (densidad relativa, viscosidad y gama de ebullición).• Composición química del producto.• Condiciones meteorológicas del lugar del derrame (estado del mar, luz solar, temperatura del aire).• Características del agua de mar (densidad relativa, corrientes, temperatura, presencia de bacterias, nutrientes, oxígeno disuelto y sólidos en suspensión). | <ul style="list-style-type: none">• Propagación• Evaporación• Disolución• Dispersión• Oxidación• Emulsificación• Sedimentación• Biodegradación |

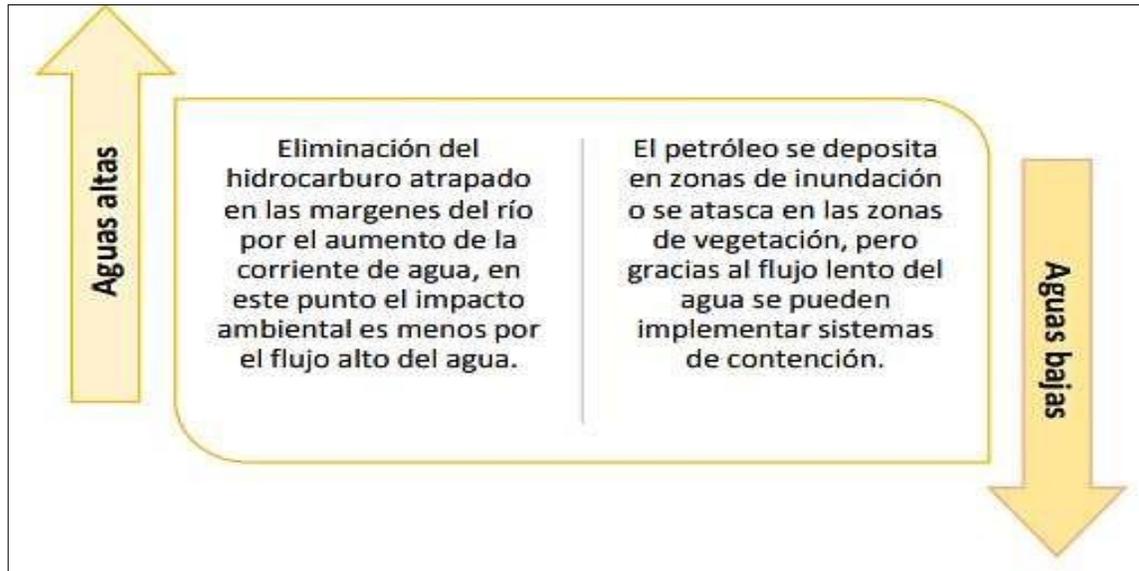
Nota. Esta imagen muestra los factores que afectaran el comportamiento del petróleo y los fenómenos relevantes en la planificación de tratamiento de derrames de petróleo. Tomado de: Silos Rodriguez, José María. Manual de lucha contra la contaminación por hidrocarburos. España.: Servicio de publicaciones de la universidad de Cádiz, 2008. p 45-46.

3.3 Ríos, Humedales y Lagos

Según Silos (2008) “cuando se presenta un derrame de hidrocarburos en un río, humedal o lago van a actuar los mismos factores relevantes que aplican para el mar, sumando los factores propios del río, humedal o lago, como son el régimen hidrológico que modifica la velocidad de las corrientes y la forma en que el derrame puede afectar a las márgenes del río o las zonas de inundación. Este factor tiene importantes efectos desde el punto de vista del impacto ambiental del derrame, porque dependiendo de la estación del año el río se encontrará en época de aguas altas, en transición de aguas altas o bajas o viceversa, o en aguas bajas”. La Figura 6 muestra el comportamiento mencionado.

Figura 6.

Comportamiento del petróleo según la época del río.



Nota. Esta imagen muestra la forma de eliminar el hidrocarburo a partir de la estación del año en la que el río se encuentre: época de aguas altas, en transición de aguas altas o bajas o viceversa, o en aguas bajas. Tomado de Pisa Daniela, Proceso de biodegradación para el tratamiento de derrames de petróleo por medio de pseudomonas p. 52.

3.4 Acuíferos

Según Ordoñez (2011) “Un acuífero es un volumen subterráneo de roca y arena que contiene agua. El agua subterránea que se encuentra almacenada en los acuíferos es una parte importante del ciclo hidrológico”. Paris de Ferrer (2009) recalca “Que se han realizado estudios que permiten calcular que aproximadamente el 30 % del caudal de superficie proviene de fuentes de agua subterránea”.

Ordoñez menciona que “Gracias a los siguientes parámetros, se pueden determinar la magnitud del recurso y su aprovechamiento racional con el control adecuado para evitar su agotamiento:

- Porosidad: Para los acuíferos es esencial que los poros estén interconectados para que el flujo de agua a través de este, esta comunicación se ve afectada por el tamaño y formade las partículas, lo que hace variar la porosidad entre un 0% a un 50%.
- Permeabilidad: De esta depende el flujo del agua únicamente si los poros se encuentran interconectados de lo contrario la permeabilidad será muy pobre y el agua no circulará, este parámetro depende al igual que la anterior del tamaño y la forma de las partículas, así como

la viscosidad del agua.

- Transmisibilidad o transmisividad: Es una característica de los acuíferos que les permite conducir el agua o transmitirla en un determinado tiempo en dirección vertical, y dependerá del espesor del acuífero.
- Coeficiente de almacenamiento: Es una medida adimensional y se trata de la cantidad de agua que el acuífero puede liberar al descender la presión. Este comportamiento es característico de los acuíferos confinados y libres”.

A su vez, Silos (2008) explica que “La filtración del petróleo en los acuíferos depende de la porosidad, saturación y permeabilidad de la roca, estos factores facilitarían el paso del hidrocarburo hasta contaminar el agua subterránea, este generaría presión hidrostática sobre el nivel freático que por efecto de la gravedad intentará reestablecer su nivel original lo que obligaría al petróleo seguir la dirección del agua”.

El presente documento se enfoca en describir las técnicas para la recuperación de aguas contaminadas por hidrocarburos. Sin embargo, es pertinente aclarar que incluso los derrames de petróleo en el agua pueden afectar ecosistemas terrestres debido a los mecanismos de transporte que llevan residuos a otros ecosistemas cercanos y finalmente, cualquier tipo de ecosistema o ambiente se puede afectar negativamente por derrames de petróleo.

4. TÉCNICAS DE LIMPIEZA POR DERRAME DE HIDROCARBUROS

Según Borges (2018) “Son técnicas utilizadas en los derrames de hidrocarburos para lograr la mayor eliminación de los residuos que surgieron a partir de dicho proceso, son de vital importancia debido a que si se tiene un mal control y mala selección de la técnica a utilizar podría ser más dañino para el ecosistema provocando más pérdidas de seres vivos, pérdidas económicas y en el peor de los casos daños irreversibles para el área afectada. Existen tres clasificaciones de técnicas las cuales son: orgánicas, inorgánicas o sintéticas; las cuales son importantes detectarlas debido a la selección del material a utilizar”.

Existen diversos tipos de técnicas para la recuperación de aguas contaminadas por hidrocarburos:

4.1 Barreras de contención.

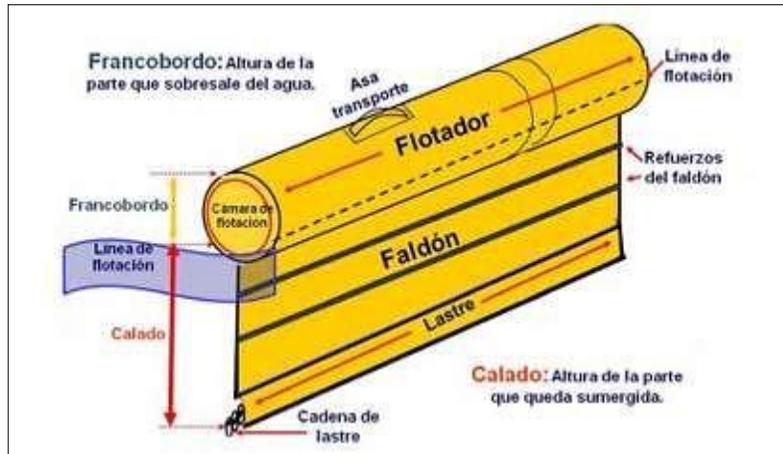
Según Luna (2020) “Las barreras de contención son una técnica de limpieza en cuerpos de agua contaminados por hidrocarburos, su principal labor es contener, controlar y obtener una buena recuperación de petróleo en el área afectada, además de lograr una eficiente limpieza al ecosistema impidiendo que la cantidad inicial de hidrocarburo derramado se dinamice en áreas más difíciles de recuperar”. Según Solano (2019) “Esta técnica a diferencia de las demás, únicamente logra la contención del crudo derramado en el cuerpo de agua y no a la recuperación y limpieza del ecosistema como tal”.

Solano (2019) expone que “Existen diferentes tipos de barreras las cuales deben ser seleccionadas de manera adecuada dependiendo las características del ecosistema afectado y la cantidad de hidrocarburo derramado. Sus diseños pueden variar desde lo más sencillo como barreras artesanales a diseños más complejos como barreras de material resistente al fuego.”

Las barreras son usualmente la primera respuesta mecánica que se utiliza cuando ocurre un derrame de crudo en el mar, ya que sirven como obstáculos físicos contra el flujo de hidrocarburos. Tienen la función de concentrar y contener los hidrocarburos flotantes para evitar/detener su esparcimiento sobre la superficie del agua. La Figura 7 muestra los componentes principales de una barrera de contención (Casado, 2013, p.15).

Figura 7.

Componentes principales de una barrera de contención.



Nota. Esta imagen muestra los componentes principales que debe tener una barrera de contención para su correcto funcionamiento. Tomado de Casado Ferreiro, P. (2013) Las barreras anticontaminación contra los vertidos de hidrocarburos. p.16.

La característica más importante de una barrera es su capacidad de contención o desvío de hidrocarburos, que viene determinada por su comportamiento en relación con el movimiento del agua. Todas las barreras suelen incorporar las siguientes características para mejorar su comportamiento:

- Francobordo para evitar o reducir el escape por encima.
- Faldón subsuperficial para evitar o reducir el escape de hidrocarburos por debajo de la barrera.
- Flotación en forma de aire, espuma u otro material flotante.
- Miembro de tensión longitudinal (cadena o alambre) para resistir las fuerzas del viento, y las corrientes.
- Lastre para mantener el aspecto vertical de la barrera (ITOPF 2011 p.2).

A continuación, se mencionarán algunos de los tipos de barreras más utilizados en la industria.

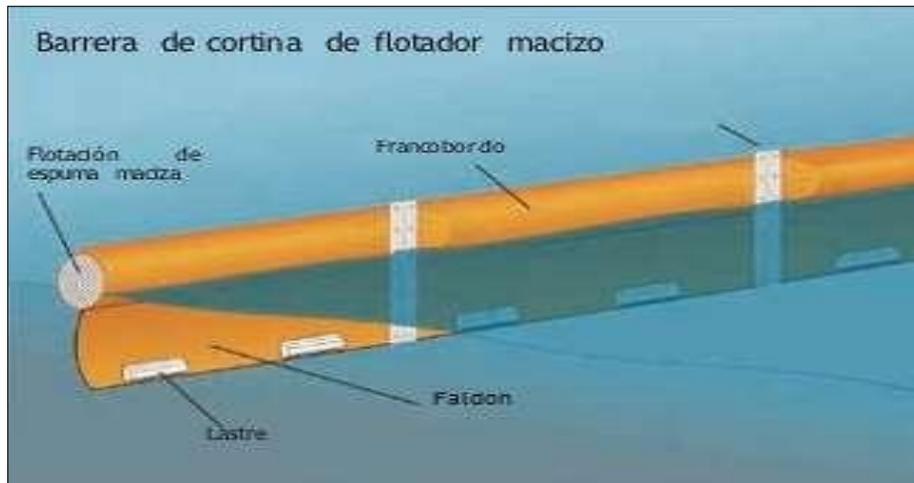
4.1.1 Barreras de cortina

Según la ITOPF (2011) “Son un tipo de barreras que proporcionan un faldón subsuperficial continuo o pantalla flexible que se sostiene mediante una cámara de flotación rellena de aire o de espuma, normalmente de sección transversal circular”. La Figura 8 muestra una barrera de cortina de flotador macizo con lastre externo y la Figura 9 barrera de cortina inflable con un lastre y cadena de tensión combinados en un alojamiento integral fijado en la parte

inferior del faldón.

Figura 8.

Muestra una barrera de cortina de flotador macizo con lastre externo

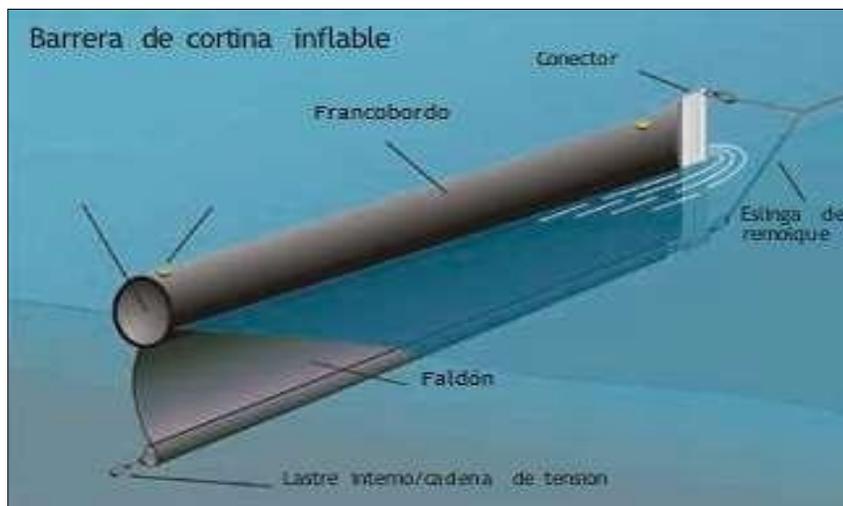


Nota. Esta imagen muestra barrera de cortina de flotador macizo con lastre

Tomado de Tomado de ITOPF. (2011a) p.3.

Figura 9.

Barrera de cortina inflable con un lastre y cadena de tensión combinados en un alojamiento integral fijado en la parte inferior del faldón.



Nota. Esta imagen muestra barrera de cortina inflable con un lastre y cadena de

tensión combinados en un alojamiento integral fijado en la parte inferior del

faldón. Tomado de ITOPF. (2011a) p.3.

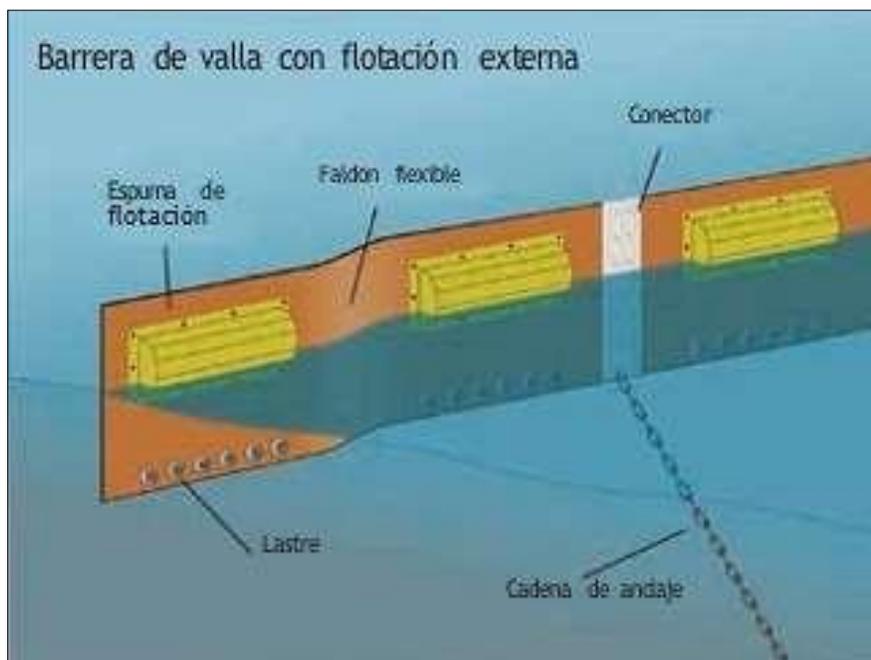
4.1.2 Barreras de valla

Por lo general constan de una sección transversal plana la cual se mantiene verticalmente en el agua mediante un elemento flotante externo o integral un lastre y los

respectivos apuntalamientos. La Figura 10 muestra una barrera tipo valla de flotación externa, con flotación externa y lastre. Los puntos de amarre se ubican a intervalos a lo largo de su longitud inferior. En este caso la cadena de anclaje juega un papel importante ya que será la encargada de mantener la valla lo más estática posible. (ITOPF, 2011, p.5)

Figura 10.

Barrera de valla de flotación externa con flotación externa y lastre.



Nota. Esta imagen muestra barrera de valla de flotación externa con flotación externa y lastre. Los puntos de amarre se ubican a intervalos a lo largo de su longitud inferior (ITOPF, (2011a) p.4)

Resulta fundamental que una barrera sea suficientemente robusta y duradera para su finalidad prevista, ya que con frecuencia tiene que soportar los efectos de una manipulación inexperta, torsiones, desechos grandes y pesados y la abrasión de rocas, muros de diques o coral. Se requiere resistencia estructural para que la barrera soporte las fuerzas del agua y del viento cuando se produzca el remolque o amarre. Evidentemente, la facilidad y velocidad de despliegue, combinadas con la fiabilidad, resultan muy importantes en una situación en la que las condiciones evolucionen con rapidez y pueden influir en la elección realizada (ITOPF, 2011, p.5)

La Tabla 4 muestra las características de tipos de barrera comunes, el método de flotación que utiliza, el almacenamiento, la propiedad de seguimiento de las olas, la facilidad de limpieza, el costo relativo y el uso más conveniente.

Tabla 4.

Características de tipos de barrera comunes.

| Tipo de barrera | Método de flotación | Almacenamiento | Propiedad de seguimiento de las olas | ¿Amarrada o remolcada? | Facilidad de limpieza | Coste relativo | Uso preferente |
|--------------------|---|-----------------------------|--------------------------------------|------------------------|--|-------------------------|---|
| Barrera de cortina | inflable | Compacta cuando se desinfla | Buena | Ambas | Sencilla | Alto | Costero o mar adentro |
| | Espuma maciza | Voluminosa | Razonable | Amarrada | Fácil / Sencilla | Rango intermedio a bajo | Aguas costeras protegidas, por ejemplo, puertos |
| Barrera de valla | Flotadores de espuma externos | Voluminosa | Deficiente | Amarrada | Difícil/Intermedia; pueden quedar hidrocarburos atrapados debajo de la flotación externa o en las uniones de las cámaras | Bajo | Aguas protegidas (p.ej. puertos, puertos deportivos) |
| Barrera de sellado | Cámara superior inflable, cámaras inferiores rellenas de agua | Compacta cuando se desinfla | Buena | Amarrada | Intermedia; pueden quedar hidrocarburos atrapados en la unión de las cámaras | Alto | A lo largo de orillas intermareales protegidas (sin rompientes) |

Nota. Esta tabla muestra las características de tipos de barrera comunes, el método de flotación que utiliza, el almacenamiento, la propiedad de seguimiento de las olas, la facilidad de limpieza, el costo relativo y el uso más conveniente. Tomado de ITOPF, (2011a) p.5.

Se puede observar que todas tienen características específicas, muy diferentes una respecto a la otra. Por lo tanto, es recomendable usar las barreras de acuerdo a las necesidades de la operación.

4.1.3 Barreras remolcadas

El esparcimiento rápido de los hidrocarburos sobre un área extensa plantea un reto considerable para las operaciones deremolque de barreras en el mar. Con la intención de evitar el esparcimiento y contener los hidrocarburos para maximizar la tasa de encuentro de los skimmers, podrían remolcarse barreras largas, en forma de “U, V o J” mediante dos embarcaciones. Por ejemplo, barreras remolcadas de 300 metros pueden permitir un ancho de barrido de hasta 10 metros. Disponer de dispositivos de recolección adecuados, y en cantidades suficientes, almacenados a bordo resulta esencial para el éxito general de la operación. Los *skimmers* pueden desplegarse desde una de las embarcaciones o desde una tercera embarcación situada detrás de la barrera. En la actualidad, rara vez se despliegan sistemas combinados de

contención y recolección, con *skimmers* incorporados en la superficie de la barrera, porque solo tienen capacidad para recolectar una gama limitada de hidrocarburos debido a su complejidad (ITOPF, 2011 p.5)

La **Figura 11** muestra una barrera inflable desplegada en una configuración “Tipo U” colocada entre dos embarcaciones para contener petróleo crudo, específicamente de baja gravedad API. La recolección de los hidrocarburos conllevará el éxito de la operación.

Figura 11.

Barrera inflable desplegada en una configuración “tipo U”.



Nota. La imagen muestra una barrera inflable desplegada en una configuración en Entre dos embarcaciones para contener crudo pesado. Tomado de ITOPF, (2011a) p.5.

La Figura 12 muestra el uso de una barrera de cortina con una configuración “tipo V” mediante dos remolcadores con una embarcación de recolección independiente en el vértice. (ITOPF, 2011 p.5).

Figura 12.

Barrera de cortina con una configuración “tipo V”



Nota. La imagen muestra el uso de una barrera de cortina con una configuración en V mediante dos remolcadores con una embarcación de recolección independiente en el vértice. Tomado de ITOPF, (2011a) p.7.

4.1.4 Barreras auto hinchables

Las barreras auto hinchables utilizan un mecanismo de flotación de aire mediante presión atmosférica, es más ágil que la anterior debido a que se va inflando al momento de ser desplegada en caso de utilizarla, es decir, es más eficaz su proceso (Casado, 2013, p.33).

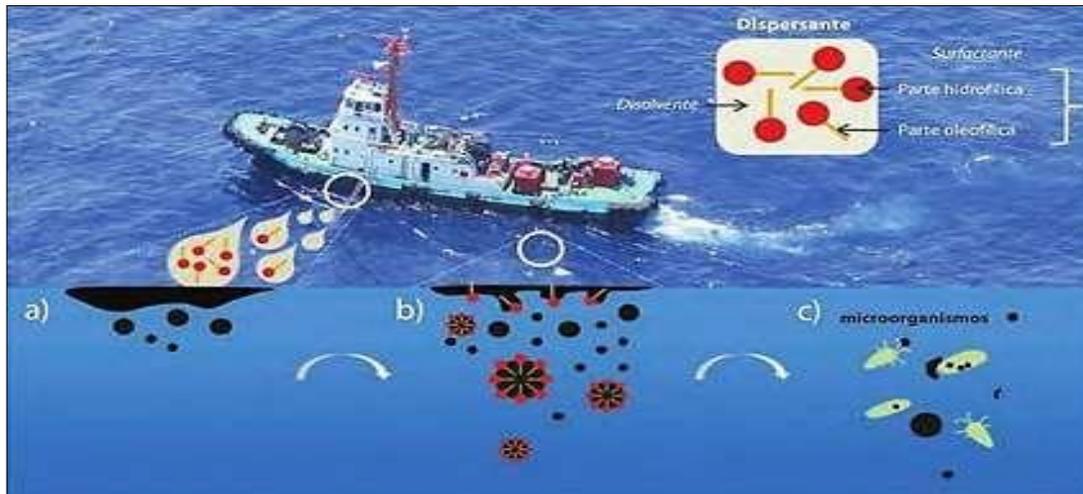
Según Luna (2020) “Esta técnica de contención y control de los derrames de hidrocarburos tiende a tener costos elevados debido al material absorbente en el cual está fabricado y la alta complejidad del mantenimiento, pese a esto esta técnica tiene una gran eficiencia en el momento de controlar el derrame de petróleo”.

4.2 Dispersantes químicos

Los dispersantes se utilizan para acelerar el proceso natural de disolución y dispersión de los hidrocarburos en el agua. Estas sustancias son una mezcla de surfactantes (tensoactivos) en un disolvente que cuando entran en contacto con el hidrocarburo rompen su tensión superficial disgregándolo en pequeñas gotas que se dispersan fácilmente en la columna de agua y que se terminan de degradar por la acción natural de los microorganismos (ITOPF, 2011c, p.4). La **Figura 13** muestra el proceso de dispersión química.

Figura 13.

Proceso de dispersión química.



Nota. La imagen muestra la forma en la que se realiza el proceso de dispersión química. Tomado VALLE A, Evaluación de la capacidad adsorbente del guarumbo para la remoción de hidrocarburos en agua, p. 20.

La aplicación del dispersante puede hacerse desde una embarcación o desde una aeronave rociándolo sobre la mancha de hidrocarburo, bajo ninguna circunstancia puede hacerse de manera directa (ITOPF, 2011). La Figura 14 muestra el rociado del dispersante desde una embarcación y la Figura 15 muestra el rociado de dispersante desde un helicóptero.

Figura 14.

Rociado del dispersante desde una embarcación.



Nota. La imagen muestra el proceso de rociado de dispersante desde una embarcación. Tomado de ARPEL, Guía para el uso de dispersantes en derrames de hidrocarburos. p.17

Figura 15.

Rociado de dispersante desde un helicóptero.



Nota. La imagen muestra el proceso de rociado de dispersante desde un helicóptero. Tomado de ARPEL, Guía para el uso de dispersantes en derrames de hidrocarburos. p.17.

La SEMARNAT establece que para que los dispersantes químicos sean eficaces deben

aplicarse sobre el hidrocarburo fresco con el fin de maximizar la limitada ventana de oportunidad de uso (dentro de 24-48 horas siguientes al derrame). Además, se prohíbe el uso de dispersantes en cuerpos de agua dulce o zonas de manglar o arrecifes (SEMARNAT 2016).

Al igual que con otros métodos de remoción de hidrocarburos, el uso de dispersantes está limitado por varios factores fisicoquímicos, tanto la propia dispersión como los hidrocarburos y las condiciones del cuerpo de agua, por lo que es importante evaluar si esta técnica es la mejor opción o, por el contrario, puede empeorar la situación. (Casado, 2013, p.35).

4.3 Quema in situ

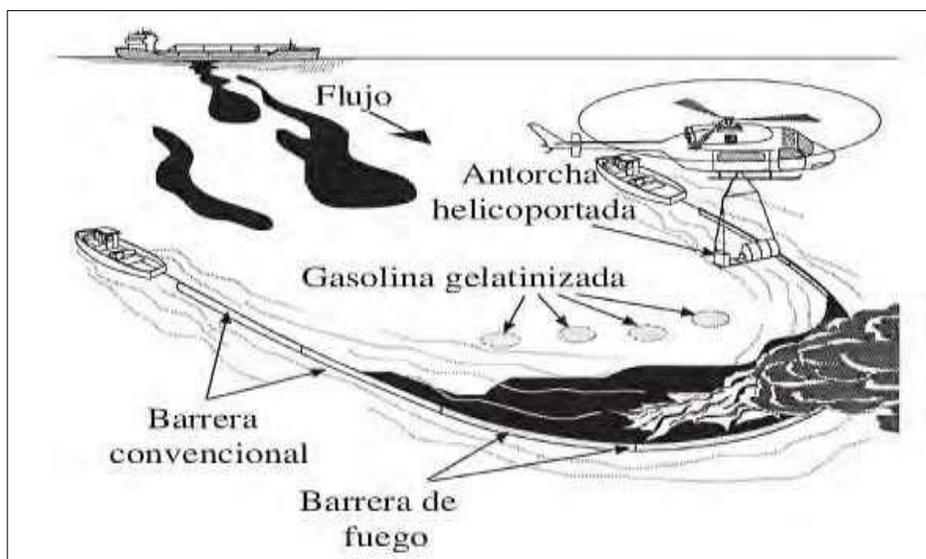
Es una de las técnicas más difíciles y con mayor control debido a que se incineran los hidrocarburos, debe ser de manera controlada y a condiciones óptimas para que la técnica realmente pueda cumplir con el objetivo final el cual es deshacerse rápidamente de grandes cantidades de petróleo (Borges, 2018, p.25).

Deben existir ciertas condiciones para llevar a cabo este proceso; la primera es que el hidrocarburo no debe contener demasiada agua debido a que ya no podría hacerse efectiva la incineración de este, la segunda condición es que se cuente con un segundo tipo de técnica como por ejemplo las barreras resistentes al fuego para tener un mayor control y mantener el espesor de la capa. Por último, que el espesor de la capa del hidrocarburo sea de dos a tres milímetros con el fin de que la combustión se mantenga (Borges, 2018, p.26).

Para llevar a cabo esta técnica se utiliza un dispositivo con el cual generan la quema, por lo general va anclado a un helicóptero o se deja caer una sustancia empapada de diésel para así inducir a la incineración (Wadhwani, 2017, p.8). La Figura 16 muestra un ejemplo de operación de quema in situ.

Figura 16.

Operación de una quema in situ.



Nota. La imagen muestra un ejemplo de operación de una quema in situ. Tomado de ExxonMobil. (2008). Manual de campo para respuesta a derrames de petróleo p. 76.

A pesar de ser una técnica que permite eliminar de manera rápida grandes volúmenes de hidrocarburos, al ser un proceso de combustión se producen densas nubes de humo negro y hollín que pueden provocar problemas respiratorios a quienes se encuentren cerca del sitio de quema, además de liberar a la atmósfera gases de efecto invernadero (IPIECA-IOGP, 2016, p.21).

4.4 Recolección mecánica

Según Solano (2019) “Es una técnica de limpieza directa debido a que los hidrocarburos son retirados de la superficie por medio de máquinas como excavadoras, *skimmers*, bombas de transferencia, palas, pinzas entre otras, para poder transportarlas a camiones que se encargan de trasladar el hidrocarburo para su proceder a su eliminación.”

Este tipo de técnicas se emplean para la remoción de hidrocarburos muy viscosos, emulsiones pesadas o hidrocarburos semisólidos.

La **Figura 17** presenta el proceso de remoción mecánica, específicamente con una grúa.

Figura 17.

Proceso de remoción mecánica con grúa.



Nota. La imagen muestra el proceso de remoción mecánica de crudo pesado. Tomado de ITOPF, (2011a) p.7.

4.5 Fitorremediación

Según Delgadillo, González, Prieto, Villagómez y Acevedo (2011) “La fitorremediación aprovecha la capacidad de ciertas plantas para absorber, acumular, metabolizar, volatilizar o estabilizar contaminantes presentes en el suelo, aire, agua o sedimentos como: metales pesados, metales radioactivos, compuestos orgánicos y compuestos derivados del petróleo. Además, es un conjunto de tecnologías que reducen in situ o ex situ la concentración de diversos compuestos a partir de procesos bioquímicos realizados por las plantas y microorganismos asociados a ellas.”

Esta tecnología se hace más efectiva a través de la manipulación genética, lo que mejora la capacidad de remediación de las plantas (Cherian y Oliveira; 2005, p.3). Se han diseñado especies vegetales con una mayor capacidad de degradación de contaminantes orgánicos o de acumulación de metales pesados (Delgadillo, Gonzalez, Prieto, Villagómez y Acevedo, 2011, p.2).

Según Saleh y Glick (2005) “Los organismos genéticamente modificados (OGM), comúnmente conocidos como transgénicos, juegan un papel importante en diversos ámbitos de la vida actual. Las plantas transgénicas se han diseñado para producir una gran variedad de

productos”

Una de las aplicaciones de las plantas genéticamente modificadas o transgénicas aplicadas a la industria de hidrocarburos es según Rittmann (2006) “la remoción de la contaminación, Las plantas genéticamente modificadas diseñadas para este fin, son capaces de metabolizar compuestos orgánicos o bien de acumular mayor cantidad de contaminantes inorgánicos. Generalmente, la fitorremediación es una función conjunta entre la planta y los microorganismos de la rizósfera.”

La Tabla 5 presenta las plantas transgénicas para degradación de contaminantes orgánicos, las diferentes plantas con su respectivo gen de modificación funcionales para la remoción de contaminantes orgánicos. Para fines de nuestro estudio se destaca la planta *Populus tremula* y *Populus alba* que Según Doty et al, (2007) “tiene como efecto el incremento del metabolismo y remoción de hidrocarburos volátiles: TCE, cloruro de vinilo, tetracloruro de carbono, benceno y cloroformo”.

Para el caso de recuperación de aguas contaminadas por hidrocarburos la fitorremediación con plantas transgénicas puede ser una gran alternativa ya que permite realizar las operaciones in situ, es una tecnología sustentable y que no requiere energía. Sin embargo, el tiempo de degradación de compuestos orgánicos como el petróleo puede ser demasiado largo si es combinado con otro método de contención se puede expandir el daño aceleradamente.

Tabla 5.

Plantas transgénicas para degradación de contaminantes orgánicos

| Gen | Fuente | Planta modificada | Efecto | Referencia |
|--|--|---|---|--|
| <i>CYP1A1, CYP2B6 y CYP2C19</i> | <i>Homo sapiens</i> | <i>Oryza sativa</i> | Mejora el metabolismo del clorotoluron; fitorremediación de atrazina y metolaclor | Kawagashi <i>et al.</i> , 2006, Kawagashi <i>et al.</i> , 2007 |
| <i>CYP105A1</i> | <i>Streptomyces griseus</i> | <i>Nicotiana tabacum</i> | Resistencia a la sulfonilurea | O'Keefe <i>et al.</i> , 1994 |
| <i>CYP2C9</i> | <i>Homo sapiens</i> | <i>Oryza sativa</i> | Tolerancia a la sulfonilurea | Hirose <i>et al.</i> , 2005 |
| <i>CYP76B1</i> | <i>Helianthus tuberosus</i> | <i>Nicotiana tabacum</i> , <i>Arabidopsis thaliana</i> | Tolerancia a herbicidas | Didierjean <i>et al.</i> , 2002 |
| <i>CYP2B22 CYP2C49</i> | <i>Sus scrofa</i> | <i>Oryza sativa</i> | Tolerancia a diversos pesticidas | Kawagashi <i>et al.</i> , 2005 |
| γ -Glutamilesteina sintetasa (ECS) | <i>Brassica juncea</i> | <i>Brassica juncea</i> | Tolerancia a la atrazina, 1-cloro-2,4-dinitrobenceno, fenantreno y metolaclor | Flocco <i>et al.</i> , 2004 |
| Laccasa | <i>Cortolus versicolor</i> | <i>Nicotiana tabacum</i> | Remediación de Bisfenol A y pentaclorofenol | Sonoki <i>et al.</i> , 2005 |
| Mn-peroxidasa | <i>Coriolus versicolor</i> | <i>Nicotiana tabacum</i> | Remediación de pentaclorofenol | Limura <i>et al.</i> , 2002 |
| Nitroductasa | <i>Escherichia coli</i> | <i>Arabidopsis thaliana</i> | Degradación de TNT | Kurumata <i>et al.</i> , 2005 |
| Nitroreductasa | <i>Enterobacter cloacae</i> | <i>Nicotiana tabacum</i> | Remediación de TNT | Hannink <i>et al.</i> , 2001 |
| Peroxidasa | <i>Lycopersicon esculentum</i> | <i>Lycopersicon esculentum</i> | Remediación de fenol | Oller <i>et al.</i> , 2005 |
| Oxofitodienoato reductasas (<i>OPR1, OPR2, OPR3</i>) | <i>Agrobacterium tumefaciens</i> | <i>Arabidopsis thaliana</i> | Detoxificación de TNT | Beynon <i>et al.</i> , 2009 |
| Haloalcano dehalogenasa (Dh1A) y haloácido dehalogenasa (Dh1B) | <i>Xanthobacter autotrophicus</i> GJ10 | <i>Nicotiana tabacum</i> | Degradación de 1,2-diclorooctano | Mena-Benitez <i>et al.</i> , 2008 |
| <i>CYP2E1</i> | <i>Agrobacterium tumefaciens</i> | <i>Populus tremula</i> y <i>Populus alba</i> | Incremento del metabolismo y remoción de hidrocarburos volátiles; TCE, cloruro de vinilo, tetracloruro de carbono, benceno y cloroformo | Doty <i>et al.</i> , 2007 |

Nota. La Tabla muestra Plantas transgénicas para degradación de contaminantes orgánicos. Tomado de: (Delgadillo, Gonzalez, Prieto, Villagómez y Acevedo, 2011, p.8).

4.6 Biorremediación

Según Arias (2017) “La Biorremediación es una técnica la cual ayuda en la aceleración de la biodegradación natural del hidrocarburo mediante la bioestimulación, refiriéndose a la aplicación de nutrientes al ecosistema afectado y la bioaumentación de microbios para degradar los hidrocarburos. Esta se puede acelerar gracias al control de los factores químicos y biológicos del cuerpo de agua puesto que el control del entorno no es fácil”.

ITOPF (2019) menciona que “Esta técnica elimina los compuestos tóxicos del ecosistema afectado por el hidrocarburo, iniciando por un aislamiento de cepas de microorganismos que son los actores principales en la degradación del material contaminante y la identificación de posibles áreas cercanas contaminadas; los microorganismos especiales son las Pseudomonadales, las bacterias, hongos y levaduras que cuentan con un gran potencial de adsorción; La Biorremediación se clasifica dependiendo la degradación del compuesto debido a que las bacterias son las más empleadas y dependen del tipo de microorganismo utilizado”.

Según Rajalingham (2015) “Al ser una de las alternativas de limpieza más seguras y económicas, la Biorremediación se considera la técnica más utilizada por el potencial de biodegradación que tiene, sin embargo, esta técnica no es aplicable a todos los compuestos debido a que alguno de los casos requiere biotecnología a aplicar y así cuentan con la capacidad de degradarlos de la manera correcta”.

4.7 Tratamientos de aguas

Son procedimientos que se llevan a cabo con el fin de extraer diversos compuestos, materiales, minerales presentes en cuerpos de agua. Existen una amplia cantidad de tratamientos, en este caso se mencionarán los tratamientos físicos que aplican al momento de remover hidrocarburos, grasas y sustancias que promuevan la formación de emulsiones.

4.7.1 Tratamientos físicos

Son procesos de separación primaria en donde no intervienen reacciones químicas para la eliminación de compuestos a partir de métodos físicos.

4.1.1.a Desengrasado. Según Agurto (2012) “En este proceso se realiza la remoción de crudo y grasas en el agua, incluyendo el aceite que se encuentra libre, disperso y emulsionado”. La Tabla 6 muestra las principales tecnologías para remover aceite y grasa en exceso de 1000 miligramos por litro, donde el tamaño de partícula es un criterio de selección que permite determinar los tiempos de retención en las unidades, los requerimientos energéticos y los costos de mantenimiento asociados (Mesa, Orjuela, Ortega, Sandoval, 2018, p.5).

Tabla 6.

Principales tecnologías para remover aceite y grasa.

| Tecnología | Rango de remoción | Características | Principales hallazgos | Referencia |
|--------------------------------|--------------------------|--|---|-------------------------|
| Separador API | $D_p > 150 \mu\text{m}$ | Rendimiento depende del tiempo de retención y efectos de adición de coagulantes o floculantes | Ineficiente con aceite emulsionado | Veil et al. (2004) |
| Separador de placas corrugadas | $D_p > 40 \mu\text{m}$ | Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo | Ineficiente con aceite emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al separador API, altos tiempos de retención | Arnold y Stewart (2008) |
| Flotación por gas inducido | $D_p > 3 \mu\text{m}$ | Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas | Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción | Broussard (2003) |
| Hidrociclones | $D_p > 15 \mu\text{m}$ | La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar | Funciona con altas concentraciones de aceite, altos costos de mantenimiento y susceptible a incrustaciones | Arnold y Stewart (2008) |
| Filtración por membrana | $D_p > 0,01 \mu\text{m}$ | Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0,01 a 10um | Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos | Lee et al. (2002) |

Nota. La tabla muestra las principales tecnologías para remover aceite y grasa en exceso de 1000 miligramos por litro. El rango de remoción (tamaño de partícula) es la propiedad que más atención requiere para llevar a cabo este proceso. Tomado de Mesa L., Orjuela J., Ortega A., Sandoval J., Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana p.6.

Se puede destacar la tecnología de hidrociclones ya que tiene un rango de remoción considerable y funciona para aguas contaminadas con altas concentraciones de hidrocarburos. Así mismo, la filtración por membrana extrae eficientemente aceites inmersos en el agua, con un rango de remoción más amplio.

4.1.1.b Remoción de compuestos orgánicos disueltos. Para reducir la concentración de los COD se han estudiado tecnologías de extracción que permiten la eliminación de hidrocarburos dispersos mediante la fusión de pequeñas gotas de aceite durante el proceso. Uno es la adsorción, que es útil en la remoción de hidrocarburos solubles, y otro es la oxidación, que emplea ozono, peróxido de hidrógeno y radiación ultravioleta (UV) entre otros, para adicionalmente reducir la demanda química y biológica de oxígeno en el agua. (Mesa, Orjuela, Ortega, Sandoval, 2018, p.5).

Con el fin de garantizar un buen desempeño se prefieren contenidos bajos de aceites y grasas ($<1.000 \text{ mg L}^{-1}$) a la entrada de las unidades, principalmente en la adsorción, ya que se evita la saturación del material adsorbente, que se compone de carbón activado, materiales naturales orgánicos, zeolitas, arcillas y polímeros sintéticos (Adhoum y Monser, 2003, p.4.). **La Tabla 7** muestra las consideraciones principales de cada tecnología.

Tabla 7.*Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos.*

| Tecnología | Tipo | Características | Principales hallazgos | Referencia |
|------------|----------------------|--|--|------------------------|
| Adsorción | Carbón activado | Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño de poro | Depende del proceso de activación del carbón, obtiene remociones del 50-75% y es ineficiente si se tienen altas concentraciones en el alimento | Gallup et al. (1996) |
| | Zeolita | Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), módulos compactos | Eficiencias de remoción entre el 70-80%, altos costos de regeneración y alta relación con la hidrofobicidad | Hansen y Davis (1994) |
| | Nuez | Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo | Remoción entre el 62-81%, y concentraciones finales promedio de 1,5 mg L ⁻¹ , materia prima económica | Yang et al. (2002) |
| | Nano compuestos | Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo | En los primeros 100 minutos reduce en 50% la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados. | Villegas et al. (2017) |
| | Polimérico | Remoción de benceno, tolueno y crudo | Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99% con concentraciones finales <0,05 mg L ⁻¹ | Crini (2005) |
| Extracción | Solvente | Remoción de grasas libres o disueltas | Altos costos por uso del solvente y regeneración | (Deng et al., 2002) |
| Oxidación | Fotocatalítica solar | Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo) | Remoción >80% BTEX, >98% TOC, >62% fenoles y > 75% TPH. Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio) | Cho et al. (2005) |
| | UV/Ozono | Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos | Remociones mayores al 80%, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino | Li et al. (2005) |

Nota. La tabla muestra las principales tecnologías para compuestos orgánicos disueltos. Tomado de Mesa L., Orjuela J., Ortega A., Sandoval J., Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana p.6.

En esta tecnología se destaca la adsorción “tipo nuez” la cual permite remover trazas de hidrocarburos emulsionados, presentando una reducción del 50% de la concentración inicial en los primeros 100 minutos. También pueden tenerse en cuenta los métodos de adsorción por nanos compuestos y la oxidación fotocatalítica solar, sin embargo, son métodos que presentan costos muy elevados.

4.1.1.c Evaporación. Este tratamiento elimina la necesidad de emplear algún otro procedimiento físico o químico posterior, ya que mediante la adición de calor latente al agua de alimentación se genera vapor que se condensa en agua pura. Los evaporadores de tubo vertical son los más usados porque tienen mayor coeficiente de transferencia de calor, ahorran costos

energéticos y disminuyen la posibilidad de incrustaciones en la tubería (Heins y Peterson, 2003, p.7).

Según la ANLA (2016) “En las licencias otorgadas en 2016, más del 20% contenía como tratamiento principal la evaporación mecánica soportado en que se requiere menos energía y pretratamientos que las tecnologías de membrana y que es posible obtener concentraciones de sólidos disueltos totales de hasta 1.000 mg L⁻¹”.

4.1.1.d Tratamientos con membranas bajo cambios de presión. Las tecnologías de microfiltración (MF), ultrafiltración (UF), nanofiltración (NF) y ósmosis inversa (RO) utilizan alta presión a través de membranas para lograr la filtración de contaminantes del agua de producción. Son las técnicas más comunes de purificación y permiten una actualización continua del tipo y característica de la membrana para obtener rendimientos superiores. (Mesa, Orjuela, Ortega, Sandoval, 2018, p.7).

La Tabla 8 muestra algunas aplicaciones y rangos de remoción para esta técnica.

Tabla 8.

Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua.

| Tecnología | Especificaciones | Características | Principales hallazgos | Referencia |
|-----------------|--|--|---|------------------------|
| Microfiltración | 10-0,1µm | Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC | Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento. Problemas de saturación de la membrana | Zhong et al. (2003) |
| Ultrafiltración | 0,05-5·10 ⁻² µm | Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX | Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación | Faibish y Cohen (2001) |
| Nanofiltración | 5·10 ⁻³ - 5·10 ⁻⁴ µm | Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX | Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% eliminación BTEX y fenoles | Peng et al. (2004) |
| Ósmosis reversa | 1·10 ⁻⁴ - 1·10 ⁻⁵ µm | Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC | Remociones del 95-99%, altos costos para reemplazar la membrana | Agenson et al. (2003) |

Nota. La tabla muestra las principales tecnologías para remoción de múltiples contaminantes utilizando tecnologías con membranas. Tomado de Mesa L., Orjuela J., Ortega A., Sandoval J., Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana p.7.

Si bien, en este caso no se habla únicamente de remoción de grasas e hidrocarburos es importante mencionar, que en muchas ocasiones la contaminación de aguas por hidrocarburos puede venir acompañada de otros elementos y es relevante conocer opciones de tratamiento.

4.8 Comparación de las técnicas de recuperación de aguas contaminadas con

hidrocarburos

Las técnicas mencionadas en el presente documento están orientadas al mismo objetivo: la recuperación de aguas contaminadas con hidrocarburos. Sin embargo, aunque persigan el mismo objetivo son muy diferentes a la hora de revisarlas detalladamente, algunas son de uso común, otras por su parte, se emplean en momentos críticos. No es posible compararlas directamente. La Tabla 9 muestra algunos aspectos generales que comparten las diferentes técnicas basándose en los autores consultados.

Tabla 9.

Matriz de comparación aspectos básicos métodos de recolección y tratamiento.

| MATRIZ DE COMPARACION ASPECTOS BASICOS METODOS DE RECOLECCION Y TRATAMIENTO PARTE 1. | | | | |
|---|------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| METODO | ¿Se puede realizar in situ? | ¿Se requiere personal especializado para su manejo? | ¿Requiere consumo de energía? | ¿Es perjudicial para el ambiente? |
| Barreras de valla | SI | SI | NO | NO |
| Barreras remolcadas | SI | SI | NO | NO |
| Barreras autohinchables | SI | SI | NO | NO |
| Dispersantes químicos | SI | SI | NO | SI |
| Quema in situ | SI | SI | SI | SI |
| Recolección mecánica | SI | NO | SI | NO |
| Fitorremediación | SI | NO | NO | NO |
| Biorremediación | SI | SI | NO | NO |
| Desengrasado | NO | SI | SI | SI |
| Remoción de COD | NO | SI | SI | SI |
| Evaporación | NO | SI | SI | SI |
| Membranas | NO | SI | SI | SI |

MATRIZ DE COMPARACION ASPECTOS BASICOS METODOS DE RECOLECCION Y TRATAMIENTO PARTE

2.

| METODO | ¿Requiere equipo adicional? | ¿Es de facil ejecucion? | Frecuencia de uso a nivel industrial | Fuente |
|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| Barreras de valla | NO | SI | USUALMENTE | ITOPF (2011) |
| Barreras remolcadas | NO | SI | USUALMENTE | ITOPF (2011) |
| Barreras autohinchables | NO | SI | USUALMENTE | LUNA (2020) |
| Dispersantes quimicos | SI | SI | USUALMENTE | VALLE (2018) |
| Quema in situ | SI | NO | EVENTUALMENTE | BORGES (2018) |
| Recoleccion mecanica | SI | SI | USUALMENTE | SOLANO (2019) |
| Fitorremediacion | NO | SI | EVENTUALMENTE | CHERIAN Y OLIVEIRA (2005) |
| Biorremediacion | NO | NO | CASI NUNCA | ARIAS (2017) |
| Desengrasado | SI | NO | USUALMENTE | ARNOLD Y STEWART (2008) |
| Remocion de COD | SI | NO | EVENTUALMENTE | ADHOUM Y MONSER (2003) |
| METODO | ¿Requiere equipo adicional? | ¿Es de facil ejecucion? | Frecuencia de uso a nivel industrial | Fuente |
| Evaporacion | SI | NO | USUALMENTE | HEINS Y PETERSON (2005) |
| Membranas | SI | NO | NUNCA | ITOPF (2011) |

Nota. La tabla compara las técnicas en aspectos generales como si se requiere equipo adicional, o no. Si es de fácil instalación o no, si su tiempo de operación es largo o corto, La frecuencia con la que se utiliza en la industria, Si se puede realizar in situ o no, si se requiere personal especializado, energía y si es perjudicial para el medio ambiente.

Los métodos que requieren transportar el sustrato contaminado son los menos recomendados ya que, al no haber forma de realizarlos in situ es necesario incurrir en procesos adicionales como recolección, transporte y tratamiento, los cuales representan una alta demanda de recursos humanos y económicos. Por otra parte, los métodos que se pueden realizar in situ tienen la ventaja que permiten desplazar el equipo y elementos requeridos para llevar a cabo la recuperación del agua contaminada por hidrocarburos; permitiendo tratar volúmenes de agua más grandes.

Si el proceso se puede realizar in situ y adicionalmente no requiere uso de energía y no

es perjudicial para el medio ambiente lo convierte en un método relativamente sostenible y recomendado para su ejecución.

5. IMPACTOS AMBIENTALES QUE GENERA LA CONTAMINACION DE HIDROCARBUROS EN AGUA

Los hidrocarburos vertidos en cualquier cuerpo hídrico, al penetrar el mar, o ser ingeridos por seres de la cadena alimenticia van a ser concentrados gradualmente hasta llegar al hombre el cual, a fin de cuentas, terminara ingiriendo todos los tóxicos acumulados. Por lo tanto, no solo afectara específicamente el ecosistema contaminado sino todos los procesos de ahí en adelante. A continuación, se mostrarán los impactos ambientales que genera la contaminación de hidrocarburos en aguas.

5.1 Modificaciones del ambiente

Los efectos sobre la fauna y la flora son los más perjudiciales porque por lo general no se pueden remediar de forma inmediata. Es posible dividir estos efectos en dos:

5.1.1 Efectos tóxicos

La penetración de los componentes tóxicos del petróleo puede traer como consecuencia la inhibición del metabolismo, acumulación de tóxicos a nivel de la membrana celular provocando la inhibición de los intercambios entre la célula y el mundo exterior; modificación de las propiedades físicas del medio tales como la tensión superficial, el pH, la temperatura, el potencial de óxido reducción; la precipitación de elementos minerales (nitrógeno, fósforo, hormonas, vitaminas, etc.), indispensables para la vida de los microorganismos y plancton (Galán, 1999, p.2).

5.1.2 Efectos mecánicos

La existencia de una película en la interfase de agua-aire tiene por consecuencia la perturbación de los intercambios gaseosos, lo que provoca una disminución del proceso de auto depuración por la disminución de la capacidad de re oxigenación del medio (Galán, 1999, p4).

Cuando los hidrocarburos contaminan cuerpo de agua superficial estos, tiende a flotar debido a la diferencia de densidad que presentan con respecto al agua; por este motivo bloquean la penetración de la luz y el intercambio de gases, favoreciendo así la solubilización de materiales que afectan a las distintas poblaciones como el plancton o los micro invertebrados que viven en el fondo de ríos y pantanos, impidiendo el correcto desarrollo de la fotosíntesis. De esta manera ya estamos hablando de la afectación que se genera en la fauna y flora directamente implicada (Adams, Zavala, Cruz, y Morales, 2008, p 483).

5.2 Efectos en organismos y ecosistemas marinos

Farrington (2018), menciona que “la presencia de petróleo en el metabolismo de los animales y vegetales marinos genera intoxicación directa que en ocasiones puede provocar la muerte además del aumento de estrés por cambios de temperatura en el ambiente y aparición de enfermedades infecciosas. Cuando este organismo ingiere petróleo, y este se disuelve en el cuerpo a través de las membranas se genera una intoxicación letal directa, fallas en su etapa de reproducción al no poder encontrar una pareja para su apareamiento por afectación en el olfato y se evidencia un aumento del estrés psicológico al aparecer especies que no pertenecen al hábitat producto de la migración”.

En la Tabla 10 se muestran los efectos de un derrame de petróleo en varios niveles biológicos que han sido comprobados mediante estudios científicos, a partir de los cuales se puede determinar el nivel de toxicidad ya que estos pueden variar de una especie a otra, por ejemplo, los crustáceos de mayor tamaño (langostas) y los anfípodos son los más afectados y sensibles cuando ocurren este tipo de accidentes, en el caso de los anfípodos muertos son arrastrados un día después de ocurrido el derrame y deben ser retirados antes de su descomposición para análisis, por esta razón, si el petróleo es derramado en un lugar muy lejano a la costa, días después estas se verán gravemente afectadas por no tener un fácil acceso para realizar la limpieza (Farrington, 2018, p.18).

Tabla 10.

Respuesta a hidrocarburos de petróleo en varios niveles de organización biológica de organismos marinos

| Nivel de organización biológica | Tipos de respuesta | Efectos en el siguiente nivel |
|---------------------------------|---|---|
| Bioquímico celular | Deterior de las vías metabólicas | Interrupción de la energía |
| | Desintoxicación | Adaptación de organismos |
| Organismos | Cambios metabólicos | Reducción en el rendimiento de las poblaciones |
| | Cambios en el comportamiento | |
| | Aumento de enfermedades | Regulación y adaptación de poblaciones |
| | Reducción en crecimiento y reproducción | |
| Ajuste en las funciones | Defensa de la enfermedad | |
| Defensa de la enfermedad | | |
| Población | Cambios de la dinámica de la población | Efectos sobre organismos coexistentes y en la comunidad |
| | Adaptación de las poblaciones al estrés | Sin cambios a nivel comunitario |
| Comunidad | Cambio en la composición de especies | Deterioro de la comunidad |
| | Reducción del flujo de energía | Producción secundaria reducida |
| | Adaptación al ecosistema | Sin cambios en la estabilidad de la comunidad |

Nota. La tabla muestra la respuesta de contaminación de hidrocarburos en varios niveles de organización biológica de organismos marinos. Tomado de FARRINGTON, Jhon W. Oil pollution in the marine environment II: fates and effects of oil spills, 2018, p25.

5.3 Carcinogenicidad

Varios componentes del petróleo tienen sustancias potencialmente carcinógenas. El petróleo o cualquier tipo de hidrocarburo puede ocasionar daños en la ecología marina. Galán (1999) menciona los más relevantes.

- Muerte de organismos por asfixia.
- Muerte de organismos por envenenamiento.
- Destrucción de organismos jóvenes o recién nacidos.
- Destrucción de las fuentes alimenticias de las especies superiores.
- Incorporación de carcinógenos a la cadena alimenticia.
- Efectos negativos sobre la reproducción y propagación a la fauna y flora marina. (GalánP, 1999, p.3).

6. CONCLUSIONES

La barrera de contención es la técnica de recuperación de aguas contaminadas más utilizada en la industria. Ya que permite una instalación rápida y generalmente logra contener un porcentaje cercano en muchas ocasiones al 90% de hidrocarburo. Además, esta técnica se puede combinar con remoción mecánica para mejorar la eficiencia de la descontaminación.

Los métodos de barreras de valla y barreras remolcadas son los más implementados en la industria de hidrocarburos debido a que se puede realizar in situ, son de fácil ejecución, su tiempo de operación es bajo, no requieren uso de energía adicional y no son perjudiciales para el ambiente en el que se instalan.

Cuando se presenta un derrame de hidrocarburos se generan cambios drásticos en las características del ecosistema acuático afectado y su alrededor (ecosistemas terrestres), dañando y deteriorando fauna, flora, microorganismos, condiciones fisicoquímicas del ecosistema, perturbando los intercambios gaseosos y perjudicando la cadena alimenticia, poniendo en riesgo proyectos y vidas humanas.

La oportuna identificación de las características del derrame o la contaminación de agua por hidrocarburos permite activar el plan de contingencia y seleccionar de manera efectiva el método o la técnica de recuperación, evitando más daño ambiental.

BIBLIOGRAFIA

- Adams, R; Zavala Cruz, J Y Morales García, F. (2008). Concentración residual de hidrocarburos en el suelo trópico, afectación a la fertilidad y su recuperación.
- Adhoum, N., Monser, I., (2003). Removal of phthalae on modified activated carbon: application to the treatment of industrial wastewater.
- Agurto Sanchez, Elbert. (2012). Mejoras en el tratamiento de agua de inyección para campos maduros de petróleo usando micro burbujas de gas natural.
- Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook (2 ed.). Woburn, Massachusetts: Butterworth-Heinemann, Gulf Professional Publishing.
- Arias, J. A. (2017). Contaminación de suelos y aguas por hidrocarburos en Colombia. Investigación Agraria y Ambiental
- Arpel (2007). Guía para el uso de dispersantes en derrames de hidrocarburos y guía para la quema in situ de derrames de hidrocarburos en agua, costa y tierra.
- Casado Ferreira, P. (2002). Las barreras anticontaminación contra los vertidos de hidrocarburos
- Clifton, Adam. (2014) Oil Spills: environment issues, prevention and ecological impacts. Hauppauge, New York.
- Cherian, S, (2005). Oliveira, M. transgenic plants in phytoremediation: recent advances and new possibilities. Environmental Science & Technology.
- Dane. (2022) Boletín técnico de exportaciones marzo.
- Delgadillo A., Gonzalez C., Prieto F., Villagómez (2011). Fitorremediación: una alternativa para eliminar la contaminación.
- Doty, S. L., James, C. A., Moore, A. L., Vajzovic, A., Singleton, G. L., Ma, C., Khan, Z., Xin, G., Kang, J. W., Park, J. Y., Mellan, R., Strauss, S. H., Wilkerson J., Farin, F., Strand, S. E. (2007). Enhanced phytoremediation of volatile environmental pollutants with transgenic trees. Applied Biological Sciences.
- Exxonmobil. (2008). Manual de campo para respuesta a derrames de petróleo Farrington, J. Oil pollution in the marine environment ii: fates and effects of oil spills.
- Galán, P. C. (2020). Contaminación petrolera. signos universitarios, remediación in situ de agua contaminada con diesel.
- Ipieca-Iogp. (2016). quema controlada in situ de hidrocarburos derramados
- Itopf. (2012). Uso de barreras en la respuesta a la contaminación por hidrocarburos, uso de dispersantes

- para el tratamiento de derrames de hidrocarburos y uso de materiales adsorbentes en la respuesta a derrames de hidrocarburos.
- Mesa L., Orjuela J., Ortega A., Sandoval j., (2018). Revisión del panorama manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana.
- Ministerio De Minas Y Energía. (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia.
- Mora, D. Ricaute, D. (2020). Estudio de viabilidad técnica y análisis de costos de las barreras absorbentes naturales contra derrames de hidrocarburos en cuerpos de aguas naturales.
- Ordoñez Gálvez, Juan Julio. (2011). Cartilla técnica: aguas subterránea- acuíferos.
- Zaniel I. Novoa Goicochea. (2005). Organización marítima internacional. manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos, parte 4.
- Paris De Ferrer, M. (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos Isbn 978- 980-12-3048-9.
- Pisa, D. (2018). Proceso de biodegradación para el tratamiento de derrames de petróleo por medio de pseudomonas
- Rajalingham, K. (2015). Concordia University. applied biotechnology and use of microorganisms to subvert oil spills and concordia.
- Ramsar. (2018). Manejo de las zonas costeras.
- Rittmann, B. (2006). Microbial ecology to manage processes in environmental biotechnology. trends biotechnol
- Saleh, T. (2020). Flexible biomimetic superhydrophobic. royal society of chemistry, 10. Saleh, t. a. a flexible biomimetic superhydrophobic. rsc advances.
- Saleh-Lakha, S., (2005). Glick, b. r. is the battle over genetically modified foods finally over. biotechnol adv.
- Sánchez, D. (2018). Estudio de caso derrames de petróleo y la necesidad de su atención desde un salud.
- Seoánes, (2000). Manual de contaminación marina y restauración del litoral. contaminación, accidentes y catástrofes, agresiones a las costas y soluciones.
- José María. (2006). Manual de lucha contra la contaminación por hidrocarburos.
- Solomon E., Berg L., Martin (2013) Biología: 9ª edición. editorial Cengage Lear Ning.

Valle B. A. (2018). Evaluación de la capacidad adsorbente del guarumbo para la remoción de hidrocarburos en agua.

Wessells, N., Hopson J. (1988). Biología. Nueva York: Random house.

ANEXOS

ANEXO 1.

RECOMENDACIONES

Realizar una revisión de las técnicas que se han utilizado históricamente en Colombia para tratar los derrames de hidrocarburos.

Realizar una revisión de los impactos de derrames de hidrocarburos en otros ecosistemas ajenos a cuerpos de agua.

Realizar una revisión bibliográfica con el fin de ampliar información sobre nanotecnología y microorganismos para tratar derrames de hidrocarburos en ambientes acuáticos y terrestres.