



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Grado en Ingeniería de Tecnologías Mineras



Trabajo Fin de Grado

**Análisis, consecuencias y remediación del vertido de
petróleo tras el accidente de la plataforma Deepwater
Horizon**

Autor: Karolly K. Silvino de Souza

Tutores: José Luis Rodríguez Gallego y Diego Baragaño Coto

Oviedo, junio de 2021

Índice de contenidos

0. Resumen y objetivos	1
1. Exploración y explotación offshore de petróleo	2
1.1 Características constructivas y tipología de plataformas petrolera.....	2
1.2 Aspectos críticos en la seguridad de las operaciones	15
1.3 Problemática ambiental	20
2. Mareas negras.....	24
2.1 Introducción	24
2.2 Evolución de los hidrocarburos en el medio marino.....	28
2.3 Principales vertidos	33
2.4 Identificación y seguimiento de los vertidos mediante análisis químicos	44
2.5 Técnicas de recuperación de las zonas de costa afectadas	50
3. Estudio detallado del vertido de la plataforma DWH en el Golfo de México	63
3.1 Descripción de la plataforma y del accidente	63
3.2 Afección al medio marino y a las costas.....	75
3.3 Tecnologías utilizadas en la recuperación de las costas	89
3.4 Estudio químico del crudo vertido de la DWH	101
4. Valoración crítica e información actualizada	108
4.1 Evaluación del accidente y propuestas de mejoras para una situación similar	108
4.2 Estado actualizado de la zona afectada por el vertido	112
5. Conclusiones y recomendaciones	117
6. Referencias.....	120

Índice de figuras

Figura 1. Ejemplo de drilling barge.....	3
Figura 2. Ejemplo de drillship	4
Figura 3. Ejemplo de plataforma Jack-up.....	5
Figura 4. Ejemplo de plataforma sumergible	6
Figura 5. Ejemplo de plataforma semisumergible	7
Figura 6. Ejemplo de plataforma GBS.....	9
Figura 7. Ejemplo de plataforma Jacket	10
Figura 8. Ejemplos de compliant towers	11
Figura 9. Ejemplos de plataformas SPAR.....	12
Figura 10. Ejemplo de plataforma TLP	13
Figura 11. Comparación de diseños de plataformas petroleras	14
Figura 12. Esquema del BOP (Blowout Preventer).....	16
Figura 13. Incendio tras la explosión de la plataforma Piper Alpha.....	17
Figura 14. La plataforma Hibernia, situada en el Ártico canadiense.....	18
Figura 15. Operarios limpiando las costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez	19
Figura 16. Esquema explicativo de una prospección sísmica en el mar	21
Figura 17. Vertido de hidrocarburos en altamar	22
Figura 18. Ave recubierta de crudo	23
Figura 19. Medias anuales de crudo vertido al mar según las fuentes del vertido	24
Figura 20. Ejemplo de "oil seep"	25
Figura 21. Rotura del Oleoducto OCP, en Ecuador	27
Figura 22. Procesos de meteorización del petróleo.....	28
Figura 23. Emulsión de petróleo y agua	31
Figura 24. Embarcación Aegean Captain en llamas.....	35
Figura 25. Buque petrolero Atlantic Empress en llamas	36
Figura 26. El petrolero Castillo de Bellver partido a la mitad y en llamas.....	37
Figura 27. Buque ABT Summer en llamas hundiéndose frente a las costas de Angola	38
Figura 28. Petrolero Prestige hundiéndose frente a las costas gallegas.....	39

Figura 29. Trabajadores limpiando las costas afectadas por la marea negra del Prestige ..	40
Figura 30. Ballena fallecida en las costas contaminadas por el Exxon Valdez	42
Figura 31. Limpieza de las costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez	43
Figura 32. Esquema del análisis GC-MS.....	48
Figura 33. Cromatograma completa de una muestra de hidrocarburos	49
Figura 34. Cromatogramas de hidrocarburos en distintos estados	49
Figura 35. Booms empleados para contener el crudo en una marisma afectada por la DWH	51
Figura 36. Configuraciones de los booms según la finalidad	52
Figura 37. Ejemplo skimmers siendo probado	53
Figura 38. Ejemplo de skimmer en funcionamiento	54
Figura 39. Ejemplo de combustión in situ	55
Figura 40. Extensa mancha de crudo siendo eliminada por combustión in situ.....	55
Figura 41. Limpieza manual del vertido del Prestige	57
Figura 42. Hidrolimpieza aplicada a costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez	58
Figura 43. Ejemplo de limpieza mecánica en la costa	59
Figura 44. Aplicación aérea de dispersantes	60
Figura 45. Vista aérea de la plataforma DWH	63
Figura 46. Plataforma DWH antes del accidente	64
Figura 47. Ubicación de la plataforma DWH en el Golfo de México.....	65
Figura 48. La plataforma DWH en llamas.....	66
Figura 49. Recreación del hundimiento de la plataforma DWH	67
Figura 50. Esquema ilustrativo de las causas del accidente de la DWH.....	68
Figura 51. Izquierda: opción "long string"; Derecha: opción "liner-tieback"	71
Figura 52. Ejemplo de centralizador	72
Figura 53. Estructura del "casing hanger lockdown sleeve"	74
Figura 54. Afecciones a las especies marinas atendiendo a la distancia del pozo Macondo	75

Figura 55. Coral recubierto de partículas de petróleo en el fondo oceánico	78
Figura 56. Monitorización del fondo oceánico afectado por el vertido de la DWH	79
Figura 57. Marisma bañada por el vertido de la DWH.....	80
Figura 58. Evolución de la recuperación de una marisma afectada por el vertido de la DWH	81
Figura 59. Cangrejo bañado en petróleo.....	82
Figura 60. Pez bañado por el vertido de la DWH	84
Figura 61. Delfín muerto en una orilla afectada por el vertido de la DWH	85
Figura 62. Cría de tortuga muerta por la exposición al vertido de la DWH	87
Figura 63. Ave recubierta por el vertido de la DWH	88
Figura 64. Mancha de crudo de la DWH.....	89
Figura 65. Herramienta de aspiración Riser Insertion Tube.....	91
Figura 66. Embarcación Discoverer Enterprise	92
Figura 67. Mapa de medidas aplicadas en altamar para contener el vertido de la DWH ...	93
Figura 68. Formación de la "pluma" o mancha de crudo submarina debido a la aplicación de dispersantes.....	94
Figura 69. Vista aérea de la combustión in situ del vertido de la DWH.....	95
Figura 70. Panorámica de combustiones in situ del vertido de la DWH	95
Figura 71. Ejemplo de marisma afectada por el vertido de la DWH	97
Figura 72. Trabajadores de BP limpiando una playa de Luisiana	98
Figura 73. Residuos recogidos en la limpieza de una de las playas afectadas.....	99
Figura 74. Máquina limpiadora de playas "Sand shark" de BP	100
Figura 75. Ejemplos de tarballs en la costa	102
Figura 76. Esquema de procedimientos de laboratorio	103
Figura 77. Modelo GCMS-QP2010 Plus	104
Figura 78. Resultado de la GC-MS de la muestra del pozo Macondo	106
Figura 79. Pantano restaurado en Alabama por la NOAA.....	112
Figura 80. Transporte de una "capping stack"	115

Índice de tablas

Tabla 1. Tipos de plataformas de exploración	2
Tabla 2. Tipos de plataformas de explotación.....	8
Tabla 3. Principales vertidos de petróleo	34
Tabla 4. Biomarcadores recomendados para cuantificar la biodegradación.....	45
Tabla 5. Métodos de análisis químicos de hidrocarburos.....	46
Tabla 6. Metodología para la limpieza de mareas negras.....	50
Tabla 7. Comparación de las diferentes técnicas de limpieza en la costa	62
Tabla 8. Características de la plataforma DWH.....	64
Tabla 9. Factores críticos y causas del accidente de la DWH	68
Tabla 10. Características del petróleo del pozo Macondo	102
Tabla 11. Resultados de la cromatografía líquida de la muestra del pozo Macondo	105

0. Resumen y objetivos

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es analizar las causas del accidente ocurrido en el Golfo de México el 20 de abril de 2010 en la plataforma Deepwater Horizon, propiedad de la compañía BP, así como sus consecuencias y las técnicas empleadas para su remediación.

Para una mejor comprensión del accidente y de las plataformas petroleras, en el Capítulo 1 se expondrán los distintos tipos de plataformas off-shore, los aspectos críticos en la seguridad de las operaciones y los diferentes impactos ambientales que acarrearán la explotación de hidrocarburos en el medio marino.

Posteriormente, en Capítulo 2, se estudiarán las diferentes clases de vertidos de petróleo y las mareas negras más importantes ocurridas hasta la fecha. También se analizará la evolución que experimentan los hidrocarburos tras su vertido, las técnicas químicas que se emplean para caracterizarlo y las medidas de limpieza y contención disponibles.

El Capítulo 3 recoge las causas y consecuencias de la marea negra de la Deepwater Horizon, detallándose también las tecnologías usadas en la recuperación de las zonas afectadas. Finalmente, en el Capítulo 4, se proporcionará una evaluación del accidente e información sobre el estado actual de las costas afectadas por el vertido de la plataforma Deepwater Horizon, para terminar, ya en el Capítulo 5, con unas conclusiones de todo el trabajo.

1. Exploración y explotación offshore de petróleo

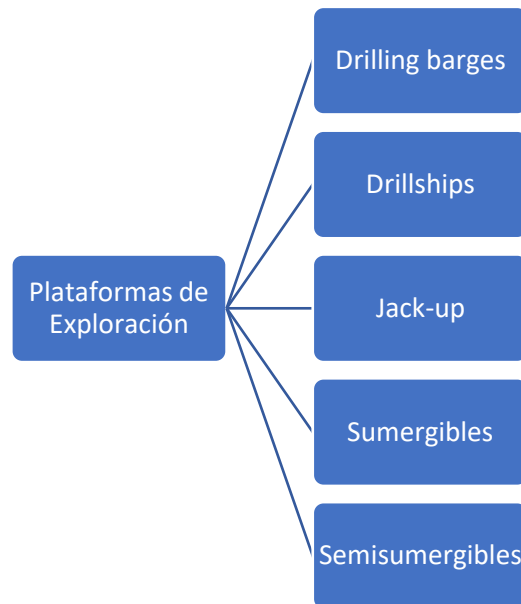
1.1 Características constructivas y tipología de plataformas petrolera

Las plataformas petroleras off-shore son estructuras enormes y complejas diseñadas para para la exploración y explotación de hidrocarburos a diferentes profundidades marinas. Atendiendo a su función, las plataformas off-shore se pueden clasificar en dos grupos: **plataformas de exploración** y **plataformas de explotación**. Los principales tipos de plataformas de cada clase se describen a continuación.

1.1.1 Plataformas de exploración:

En el siguiente esquema (Tabla 1) se recogen los tipos de plataformas principales pertenecientes a esta categoría, también conocidas como MODU: Mobile Offshore Drilling Units.

Tabla 1. Tipos de plataformas de exploración



- **Drilling barges (Barcazas de perforación)**

Las barcazas de perforación (Figura 1) son grandes plataformas flotantes movibles de una localización de exploración a otras. Se utilizan para perforaciones en aguas poco profundas y calmadas. Por ello, operan principalmente en lagos, ríos y canales.



Figura 1. Ejemplo de drilling barge

(Fuente: <https://products.damen.com/en/ranges/modular-pontoon/modular-drilling-barge-2407>)

- **Drillships (Barcos de perforación)**

Los barcos de perforación (Figura 2) son embarcaciones especialmente diseñadas para operar a grandes profundidades. Estas unidades permiten el almacenamiento y la exploración de hidrocarburos simultáneamente.

En los drillships, la plataforma de perforación se sitúa en mitad de la cubierta. Además, estos barcos cuentan con una cavidad denominada “moonpool”, la cual permite el descenso y ascenso de las sargas de perforación (Sadeghi, 2007).



Figura 2. Ejemplo de drillship

(Fuente: <https://www.turbosquid.com/es/3d-models/3d-model-seadrill-drill-ship-vessels-1473077>)

- **Plataformas Jack-up**

Las Jack-up (Figura 3) son plataformas autoelevables generalmente usadas para perforación exploratoria, pudiendo también emplearse para producción. Son las plataformas de exploración más comunes actualmente y operan a profundidades de hasta 150 m.

Consisten en una barcaza formada por tres o cuatro pilares que soportan una cubierta flotante. Se pueden desplazar libremente para posteriormente anclarse con el despliegue de los pilares mediante un sistema de cremallera y piñón. Tras esta operación, la cubierta se desliza sobre ellos para situarse sobre la superficie marina.



Figura 3. Ejemplo de plataforma Jack-up

(Fuente: <https://www.offshore-energy.biz/shelf-finds-work-for-newbuild-jack-up-rig/>)

- **Plataformas sumergibles**

Las plataformas sumergibles (Figura 4) fueron las primeras plataformas offshore y al igual que las Jack-up, son apropiadas para bajas profundidades. Este tipo de plataforma cuenta con dos niveles, uno situado encima del otro. En el nivel superior o cubierta se sitúan las instalaciones de operación propiamente dichas. El nivel inferior, por su parte, se llena de aire para permitir el flote de la estructura cuando esta se está desplazando y se sumerge al llegar la plataforma al lugar de perforación.



Figura 4. Ejemplo de plataforma sumergible

(Fuente: https://elpais.com/economia/2013/09/16/agencias/1379364751_199014.html)

- **Plataformas semisumergibles**

Las plataformas semisumergibles (Figura 5), como lo era la plataforma Deepwater Horizon, se emplean tanto para la exploración como para la explotación de petróleo. Este tipo de plataforma se mantiene a flote debido a la flotabilidad de las columnas y pontones situados bajo la estructura. Al igual que en las plataformas sumergibles, las columnas y pontones pueden “hincharse” y “deshincharse” para regular la posición vertical de la estructura. Normalmente, se emplean pesadas áncoras para fijar la plataforma al lugar de perforación. La combinación de las áncoras y estructuras sumergibles permite a este tipo de instalaciones trabajar de forma estable y segura en aguas turbulentas y profundas, con una profundidad máxima de 1.800 m (Sadeghi, 2007).



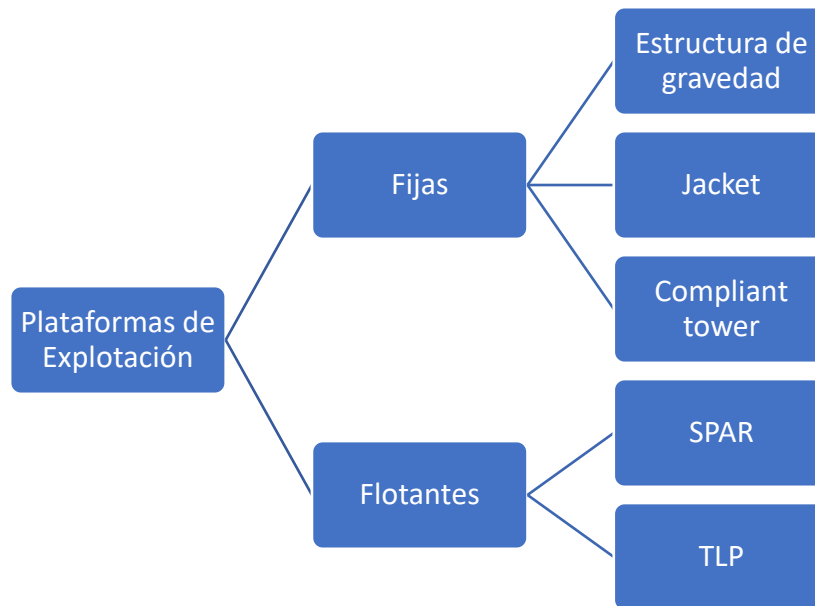
Figura 5. Ejemplo de plataforma semisumergible

(Fuente: <https://www.offshore-energy.biz/total-hires-stena-don-semi-sub-for-more-shetland-drilling/>)

1.1.2 Plataformas de explotación

Según su sistema de soporte, las plataformas de explotación se clasifican en **estructuras fijas** o **estructuras flotantes** (Tabla 2).

Tabla 2. Tipos de plataformas de explotación



1.1.2.1 Estructuras directas o fijas

Las estructuras directas o fijas son aquellas plataformas apoyadas directamente sobre el fondo marino, manteniendo fija su posición. Su infraestructura depende de la profundidad a la cual deben estar fijadas. Dentro de las estructuras directas se distinguen tres tipos: las **estructuras de gravedad (GBS)**, las **jackets** y las **compliant towers**.

- **Estructuras de Gravedad (GBS)**

Las estructuras de gravedad son plataformas de producción y almacenamiento que mantienen fija su posición gracias a su propio peso. Para su construcción, es frecuente emplear hormigón reforzado con acero. Disponen de una serie de espacios libres internos

que permiten regular el flote hasta su emplazamiento. Su rango de aplicación no suele superar los 300 m de profundidad.

El ejemplo más conocido de Gravity-Based Structure (GBS) es la plataforma Troll A (Figura 6), situada en la costa noruega. La Troll A mide 472 metros y pesa aproximadamente 1 millón de toneladas¹.



Figura 6. Ejemplo de plataforma GBS

(Fuente: <https://vadebarcos.net/2016/12/20/plataforma-troll-a-objeto-mas-grande-jamas-trasladado/>)

- **Jackets o estructura en celosía**

El tipo de plataforma Jacket (Figura 7) consiste en una celosía tridimensional de acero apoyada sobre cuatro pilotes. Generalmente, la estructura principal recubre y sirve de guía

¹ <https://vadebarcos.net/2016/12/20/plataforma-troll-a-objeto-mas-grande-jamas-trasladado/>

para los pilotes que la fijan al fondo. No obstante, a elevadas profundidades, los cuatro pilotes se colocan en el lado exterior de la estructura. En la colocación de estas plataformas, se controla el hundimiento de los pilotes para que queden perfectamente alineados con una «plantilla» replanteada en el fondo.

Su máximo rango de operación son 500 m, aunque normalmente se instalan a 100 m de profundidad. Es el tipo de plataformas más empleado en el Golfo de México y California. (Sadeghi, 2007)



Figura 7. Ejemplo de plataforma Jacket

(Fuente: <https://www.iconeng.com.au/track-record/projects/west-patricia-field-development-wp-ia-platform-install>)

- **Estructura flexible o Compliant Tower**

Este tipo de plataforma (Figura 8) está constituida por una celosía flexible, la cual se apoya sobre una cimentación a elevadas profundidades. Su diseño les permite soportar las fuerzas y flexiones laterales a las que el oleaje puede someterlas. Están diseñadas para operar entre los 300 y 900 m de profundidad.

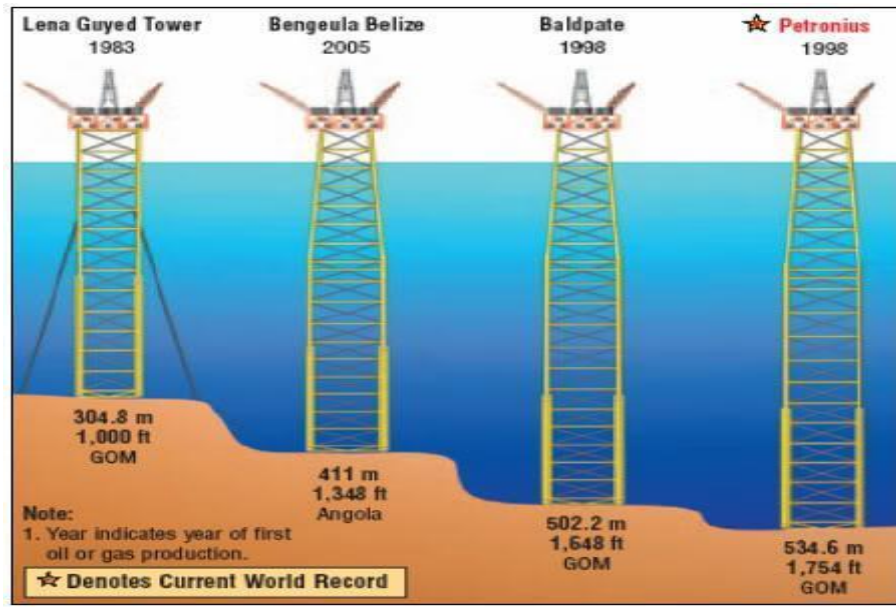


Figura 8. Ejemplos de compliant towers

(Fuente: <https://kkuroijanawong.wordpress.com/2014/09/08/tombua-landana-compliant-tower-structure-verticality-control/>)

1.1.2.2 Estructuras o soportes flotantes

Las estructuras flotantes son aquellas plataformas que emplean el principio de Arquímedes para mantenerse a flote. Se distinguen dos tipos de soportes flotantes según su boyancia o flotabilidad: **boyancia neutra** o **boyancia positiva**.

Soportes con boyancia neutra:

La boyancia neutra se alcanza cuando la plataforma se mantiene a flote debido al equilibrio entre el peso de la estructura y el empuje del agua. En este tipo de estructura, la función de los anclajes es únicamente mantener fija la posición de la plataforma.

Dentro de este tipo destacan las plataformas **SPAR** y las **semisumergibles**.

- **Plataformas SPAR**

Las plataformas SPAR son unidades flotantes de producción y almacenamiento. Es un cilindro de gran tamaño, similar a un iceberg, pues la mayor parte de la estructura se encuentra sumergida. Cuenta con una elevada estabilidad debido a que el centro de gravedad es más bajo que el de flotabilidad, siendo esto posible porque el cilindro está relleno con un líquido más denso que el agua. Presenta la ventaja de poder moverse horizontalmente, pudiendo así situarse sobre pozos cercanos a su posición principal. Además, permiten operar a elevadas profundidades, superiores a 1.500-2.000 m. Existen tres tipos de soporte SPAR: Classic, Truss y Cell (Figura 9).



Figura 9. Ejemplos de plataformas SPAR

(Fuente: <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>)

Soportes con boyancia positiva:

A diferencia de las plataformas anteriores, en este tipo de estructuras los anclajes tienen dos funciones: mantener la posición de la plataforma y garantizar el equilibrio de esta. Las

principales estructuras offshore que hacen uso de esta técnica son las conocidas como “Tension Leg Platforms”.

- **Tension Leg Platforms (TLP)**

Las Tension Leg Platforms (Figura 10) son unidades de producción unidas al fondo marino mediante ataduras y grupos de cables tensionados de elevada resistencia a esfuerzos axiales y baja flexibilidad que eliminan las oscilaciones verticales. Su rango de operación es muy elevado, situándose entre los 300-1.500 m.



Figura 10. Ejemplo de plataforma TLP

(Fuente: <https://www.louisianalawblog.com/admiralty-and-maritime/u-s-5th-circuit-affirms-tension-leg-platforms-tlps-not-vessels/>)

En la Figura 11 se pueden observar y comparar gráficamente los diferentes diseños de varios tipos de plataformas petroleras:

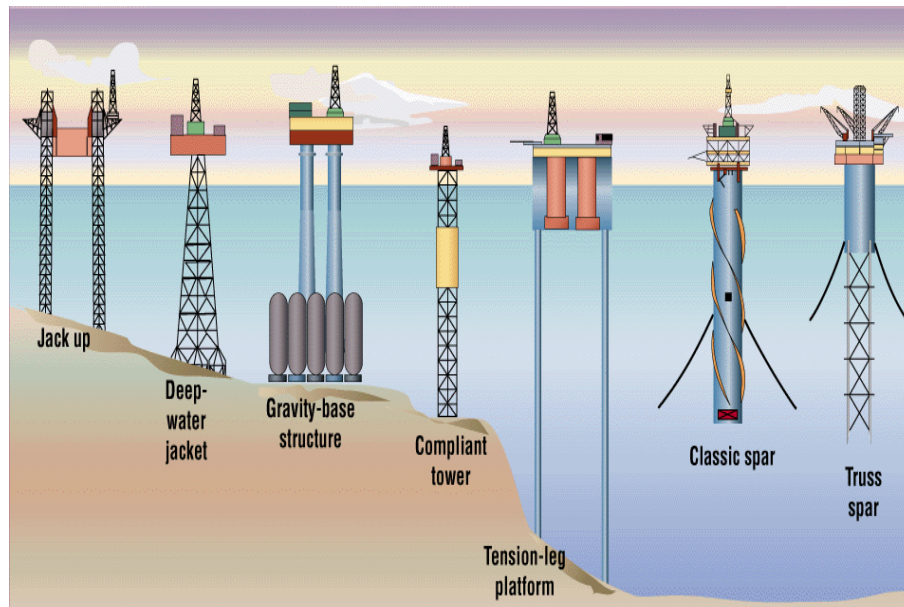


Figura 11. Comparación de diseños de plataformas petroleras

(Fuente: <https://cccoa.com/tipos-de-plataformas-marinas-y-estructuras-offshore/>)

1.2 Aspectos críticos en la seguridad de las operaciones

Como se ha demostrado a lo largo de la historia mediante numerosos accidentes, la exploración y explotación de hidrocarburos mediante plataformas y su posterior transporte a través de buques petroleros son operaciones potencialmente arriesgadas, tanto para la vida humana como para el medioambiente. Cuando dichas operaciones se realizan en alta mar, usualmente en zonas aisladas y remotas, a los factores de riesgo existentes hay que añadirles la dificultad y lentitud de las tareas de rescate, las cuales pueden verse fácilmente dificultadas por las condiciones climatológicas extremas o por el fallo de los sistemas de comunicación.

Si bien existen protocolos y controles de seguridad para minimizar los riesgos, son numerosos los factores que pueden provocar situaciones críticas. A continuación, se presentan los riesgos más comunes y peligrosos que ocasionan accidentes en las plataformas petroleras y buques FPSO (Flooding Production, Storage, and Offloading).

- **Fallos del BOP: arremetidas y reventones**

El mayor riesgo existente durante las operaciones de perforación son las arremetidas y reventones. Una **arremetida** es “la intrusión de hidrocarburos o agua salada, una vez que se pierden los controles primarios conformados por el mantenimiento óptimo de las condiciones del fluido de perforación (densidad, reología, etc.)” (Herbert, 2020). Por su parte, se entiende por **reventón** o blow out “el flujo incontrolado de fluidos (petróleo o gas natural) desde la formación a la superficie después de que hayan fracasado los sistemas de control de presión” (Herbert, 2020). Estos dos fenómenos son capaces de desatar situaciones extremadamente peligrosas, como incendios y/o explosiones. Un ejemplo destacado es el accidente de la plataforma Deepwater Horizon, el cual se estudiará en detalle en este trabajo.

El sistema diseñado para evitar los reventones y controlar arremetidas se conoce como **BOP (Blowout Preventer)** o preventor de erupciones. Consiste en un sistema formado por válvulas de seguridad de alta presión instalado en la zona superior del casing cuyas

funciones principales son las de sellar el pozo al detectarse una arremetida y mantener el control hidrostático del mismo (Herbert, 2020).

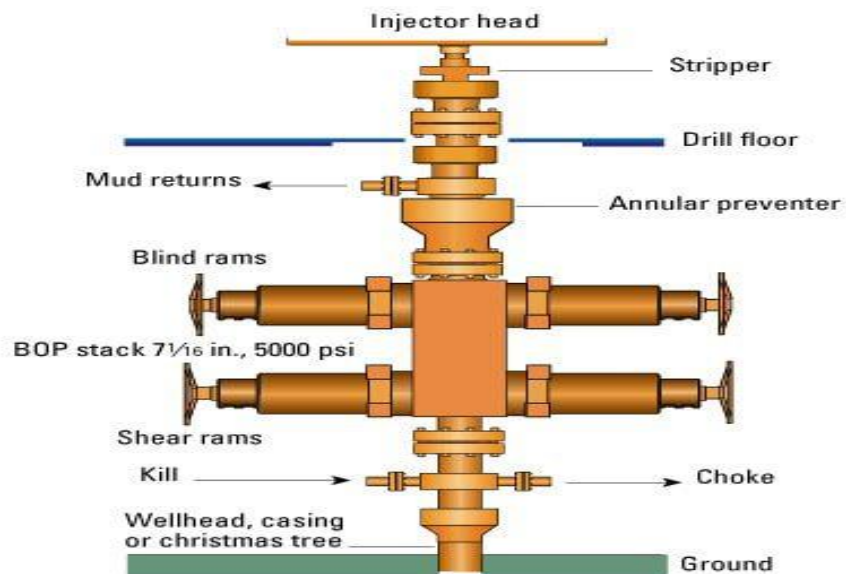


Figura 12. Esquema del BOP (Blowout Preventer)

(Fuente: <https://petgeo.weebly.com/blowout-preventerbop.html>)

- **Incendios y explosiones**

En las plataformas petroleras se extraen importantes cantidades de hidrocarburo altamente inflamable empleando maquinaria y equipos que operan a grandes presiones. La combinación de ambos factores convierte a los petroleros y plataformas en zonas ATEX por el potencial riesgo de explosiones. Actualmente, los equipos están dotados de modernos sistemas de seguridad para reducir las probabilidades de este y varios otros factores de riesgo. No obstante, debido a las condiciones extremas de trabajo de la maquinaria y su exposición a cambios bruscos de temperatura, no es posible eliminar la posibilidad de originarse incendios y explosiones.

El caso más drástico relacionado con estos riesgos, si bien la verdadera causa fueron errores humanos, fue la explosión de la plataforma Piper Alpha, ocurrida en el Mar del Norte en el año 1988, la cual ocasionó la muerte de 168 personas (Proalt Ingeniería, 2019).



Figura 13. Incendio tras la explosión de la plataforma Piper Alpha

(Fuente: <https://marequinoccial.wordpress.com/2017/12/14/desastres-maritimos-la-plataforma-piper-alpha/>)

- **Condiciones y agentes climatológicos**

Otro de los factores que afectan al nivel de seguridad de las operaciones off-shore son las condiciones climáticas y eventos drásticos que pueden darse en alta mar. Tal es el caso de huracanes, tormentas, fuertes oleajes, temperaturas extremas, etc.

Además, las estructuras y sensores instalados tienen que soportar un elevado grado de corrosión, debido fundamentalmente a la salinidad de las aguas, y deben ser metódicamente revisados para asegurar su correcto funcionamiento.



Figura 14. La plataforma Hibernia, situada en el Ártico canadiense

(Fuente: <https://www.xataka.com/otros/fascinante-mundo-plataformas-petroliferas-estructuras-flotantes-200-000-toneladas-2-900-metros-profundidad>)

- **Fallos humanos**

La complejidad y riesgo de las operaciones de explotación requieren un elevado grado de responsabilidad, profesionalidad y experiencia por parte del personal. Por ello, no es inusual que los operarios estén sometidos constantemente a situaciones de estrés y fatiga, trabajando durante largos turnos. Debido a esas condiciones psicológicas, es más probable que se cometan errores que puedan desembocar en situaciones drásticas.

En ocasiones, la causa de los fallos puede no estar relacionada con el estrés, sino con la propia irresponsabilidad de los encargados. Como ejemplo se puede señalar el desastre del Exxon Valdez, cuyo principal responsable fue el capitán de la embarcación, el cual superaba la tasa de alcohol permitida en el momento del accidente.



Figura 15. Operarios limpiando las costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez

(Fuente: <https://www.treehugger.com/exxon-valdez-oil-spill-history-and-impact-5113545>)

- **Caídas de altura**

Debido a que las plataformas petrolíferas son complejas y colosales estructuras que se alzan varias decenas de metros sobre el mar, los operarios también están expuestos a caídas de altura. Las caídas pueden ocasionarse por la falta de barreras de seguridad en conjunto con fuertes vientos u otros factores climáticos, pudiendo llegar a ser mortales si se producen a más de 22 metros de altura (Proalt Ingeniería, 2019).

Antaño estos accidentes ocurrían continuamente, sin embargo, se estima que se ha conseguido reducir el número y probabilidad de caídas con la implantación de arneses y otros métodos “anticaídas”, así como con la posibilidad de implantar mallas de protección en las propias estructuras.

1.3 Problemática ambiental

La exploración y explotación de hidrocarburos off-shore conlleva numerosos riesgos medioambientales, los cuales están presentes en mayor o menor medida en todas las etapas necesarias para la producción de petróleo y gas natural. A continuación, se señalan los impactos ambientales más frecuentes derivados de las actividades de prospección, perforación y explotación.

- **Prospección**

La etapa de prospección de hidrocarburos está compuesta por el conjunto de estudios realizados con la finalidad de identificar y caracterizar potenciales zonas para la explotación. El estudio de la posible presencia de petróleo y/o gas natural se puede llevar a cabo mediante distintos tipos de prospecciones: magnetométricas, gravimétricas, estratigráficas, sísmicas, geoquímicas, etc.

En el ámbito marino, las prospecciones sísmicas son las más frecuentemente realizadas. Estos métodos implican la generación de ondas mediante detonaciones submarinas, descargas eléctricas o aire comprimido que atraviesan el fondo marino y son posteriormente captadas por sensores y analizadas. Este tipo de exploraciones generan señales acústicas cuyo nivel sonoro se encuentra entre 215-230 decibelios y cuyas frecuencias se sitúan entre 10 y 300 hercios (Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud, 2012).

Estos datos son especialmente alarmantes si se tiene en cuenta que la comunidad científica establece 180 decibelios como la intensidad sonora a partir de la cual animales como los cetáceos experimentan lesiones fisiológicas irreparables (Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud, 2012). El intenso ruido producido altera el comportamiento de los cetáceos, así como a su capacidad de orientación y alimentación. Otro ejemplo de especie afectada por las prospecciones sísmicas son las tortugas marinas. Las altas intensidades de las ondas generadas dañan los tejidos de sus órganos internos y del cráneo.

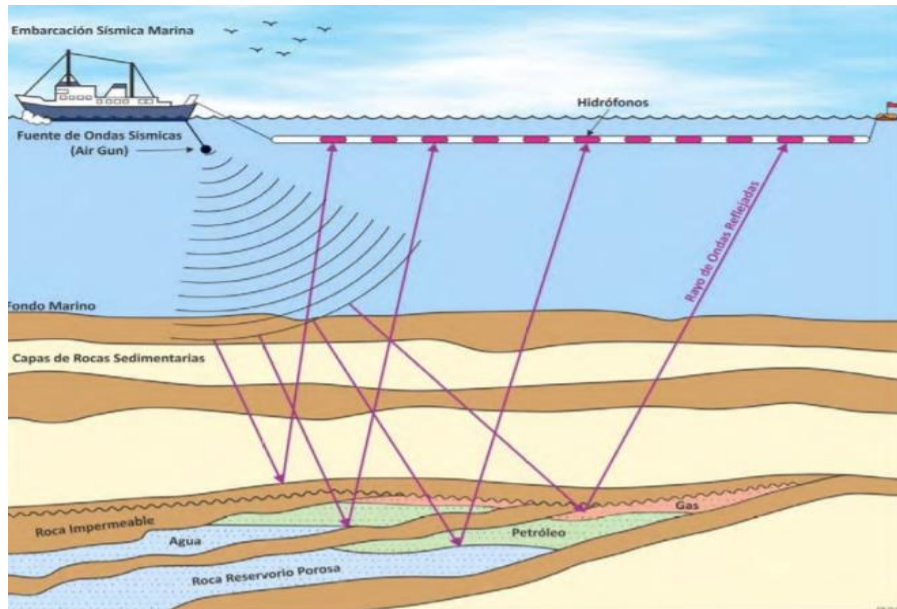


Figura 16. Esquema explicativo de una prospección sísmica en el mar

(Fuente: https://www.santacruz.gob.ar/ambiente/audiencia_publica/prospeccion_flancos_eyes/estudio/Cap%20IV%20-%20Descripci%C3%B3n%20de%20Proyecto.pdf)

- **Perforación**

Durante las operaciones de perforación de pozos petroleros se generan grandes cantidades de residuos sólidos y líquidos, constituidos fundamentalmente por cortes y lodos de perforación, los cuales son una fuente de problemas económicos y ambientales. Las definiciones de tales residuos son:

Los **cortes de perforación** son “partículas que se desprenden de la formación desde la superficie interior del hueco, creadas por la acción de las fuerzas de compresión y rotatoria del taladro.” (Barbosa, 2014). Los cortes son arrastrados hacia la superficie por los lodos de perforación, por lo que se impregnan de las sustancias tóxicas presentes en ellos.

Los **lodos de perforación** son “líquidos preparados con grandes cantidades de aditivos químicos que se bombean al pozo para actuar como lubricante y refrigerante de la broca, para levantar los cortes de perforación hasta la superficie y evitar el derrumbe de las paredes del pozo. Los lodos y fluidos son altamente contaminantes” (Barbosa, 2014).

Existen diversas composiciones de lodos de perforación. No obstante, la gran mayoría de los lodos contienen sustancias tóxicas como benceno, mercurio, plomo... Cuando finalizan las operaciones de perforación, toneladas de lodos y otros fluidos contaminantes son vertidos al agua tras un proceso de depuración rudimentario. Se estima que esta práctica ocasiona la muerte del hábitat marino en un radio de 500 metros alrededor del pozo (Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud, 2012).

- **Explotación**

Una vez finalizadas las etapas de prospección y perforación y la plataforma se encuentra activa, el mayor riesgo ambiental lo constituyen las posibles fugas y vertidos de hidrocarburos al entorno marino.



Figura 17. Vertido de hidrocarburos en altamar

(Fuente: <https://www.notiultimas.com/mundiales/una-marea-negra-tan-grande-paris-ensucia-mar-china/attachment/marea-negra-mar/>)

Esos derrames accidentales originan una capa de petróleo en la superficie marina que dificulta o imposibilita la realización de la fotosíntesis, proceso fundamental para la

existencia de inúmeras especies acuáticas, como algas o plantas. Otras especies afectadas son los delfines, ballenas y tortugas marinas, cuyas vías respiratorias pueden dañarse cuando los animales emergen a la superficie para respirar (Plitt, 2010). Por otra parte, las aves son también víctimas comunes de los vertidos, pues el crudo se les impregna al cuerpo, restringiendo su capacidad de vuelo y ocasionando la muerte por hipotermia.



Figura 18. Aves recubiertas de crudo

(Fuente: <https://empresayeconomia.republica.com/desarrollo-sostenible/el-derrame-de-crudo-de-bp-seguira-afectando-al-medio-ambiente-durante-muchos-anos.html>)

Otra consecuencia es la contaminación de las aguas y la consiguiente intoxicación de las especies marinas. Los compuestos químicos presentes en el petróleo y sus derivados son ingeridos por los organismos del entorno y pueden ocasionar graves daños, por ejemplo, a sus sistemas inmunológicos. En ocasiones, la contaminación puede llegar incluso al consumo humano, debido a que los compuestos tóxicos son transmitidos y acumulados a través de la cadena alimenticia (Plitt, 2010).

2. Mareas negras

2.1 Introducción

Se define el concepto de **marea negra** como: “masa oleosa que se crea cuando se produce un derrame de hidrocarburos en el medio marino. Se trata de una de las formas de contaminación más graves, pues no sólo invade el hábitat de numerosas especies marinas, sino que en su dispersión alcanza igualmente costas y playas destruyendo la vida a su paso, o alterándola gravemente, a la vez que se generan grandes costes e inversiones en la limpieza, depuración y regeneración de las zonas afectadas.” (Carnero, s.f.)

Los vertidos de hidrocarburos al medio marino pueden clasificarse atendiendo a diversos factores, como el tipo de crudo derramado, el medio en el que se produce el vertido, la fuente del vertido, etc. Teniendo en cuenta este último factor, es decir, la fuente del vertido, se distinguen cuatro categorías: **filtraciones naturales, extracción, transporte y consumo de hidrocarburos.**

ORIGEN DEL VOLUMEN TOTAL DE CRUDO VERTIDO A NIVEL MUDIAL (MEDIAS ANUALES)

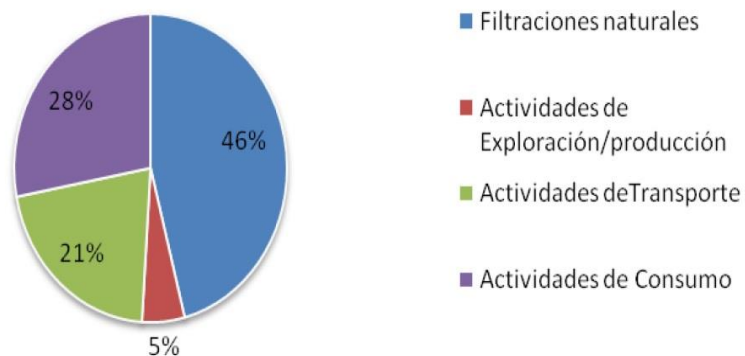


Figura 19. Medias anuales de crudo vertido al mar según las fuentes del vertido

- **Filtraciones naturales**

Las filtraciones naturales de petróleo, en inglés “natural/oil seeps” (Figura 20), consisten en afloramientos de crudo procedentes de los estratos geológicos situados bajo el fondo marino. Si bien estas filtraciones pueden suponer vastas cantidades de crudo, el ritmo de emanación es lo suficientemente lento como para que el medio marino y el ecosistema circundante pueda adaptarse.

Se estima que el 45% del petróleo vertido al medio marino se debe a las filtraciones naturales (National Research Council, 2003). No obstante, los oil seeps suelen ocurrir en zonas con elevada actividad de explotación, como el Golfo de México, por lo que frecuentemente se confunde el origen del vertido.



Figura 20. Ejemplo de "oil seep"

(Fuente: <https://oceanservice.noaa.gov/facts/oilseep.html>)

- **Extracción de hidrocarburos**

La extracción y producción de hidrocarburos en el medio marino es responsable de un 5% del volumen total de crudo liberado a nivel mundial (National Research Council, 2003). Los vertidos asociados a esta categoría se pueden producir debido a: derrames accidentales por defecto de los pozos, derrames superficiales desde las plataformas o descargas puntuales asociadas al agua usada en las operaciones de extracción/perforación (Cuéllar, 2006).

La naturaleza y magnitud de esta clase de descargas es muy variable, como también lo es su impacto ambiental, pues está condicionado por numerosos factores tales como la velocidad de liberación y las características del crudo y del entorno marino.

Como cabe esperar, los vertidos antropogénicos tienen lugar principalmente en zonas con gran actividad petrolera, como el norte de Alaska, el sur de California o el Golfo Pérsico o en corredores marítimos con mucho tráfico (ver apartado siguiente).

- **Transporte de hidrocarburos**

Las operaciones de transporte, dentro de las cuales se engloban el refinado y distribución de crudo, producen vertidos al medio marino que suponen aproximadamente el 22% del volumen total a nivel mundial (National Research Council, 2003). Al igual que en el caso anterior, el volumen derramado es muy variable, pudiendo ser relativamente pequeño o sumamente elevado, como en el caso del vertido del Prestige, accidente en el cual se vertieron 64.000 t de crudo al mar (Carnero, s.f.). A diferencia de las dos categorías anteriores, los vertidos debido al transporte no están delimitados geográficamente, pudiendo ocurrir en cualquier punto del océano o red de oleoductos. Un ejemplo de vertido causado por rotura de oleoductos es el que tuvo lugar en el año 2020 en Ecuador (Figura 21), el cual contaminó ciertas zonas del río Amazonas.



Figura 21. Rotura del Oleoducto OCP, en Ecuador

(Fuente: <http://verdaderamenteverde.com/oleoductos-rotos-en-ecuador-derraman-crudo-en-rio-amazonico/>)

- **Consumo de hidrocarburos**

Los vertidos debido al consumo de hidrocarburos se deben fundamentalmente a derrames que se producen en tierra y que son transportados al mar mediante aguas fluviales y pluviales. Debido a ello, las zonas costeras más sensibles y afectadas por estos vertidos son las bahías y estuarios en los cuales desembocan las aguas transportadoras. Estos derrames suponen un 70% del crudo vertido por causas antropogénicas (National Research Council, 2003) y suelen consistir en fugas reducidas que se liberan a lentas velocidades y de forma crónica.

2.2 Evolución de los hidrocarburos en el medio marino

La evolución o envejecimiento de los hidrocarburos tras su vertido en el medio marino así como los diferentes procesos de meteorización a los que son sometidos dependen de diversos factores como son: el clima, la temperatura (del agua y del aire), el tipo de crudo, la situación del vertido (en la superficie o en el fondo marino), etc.

Dichos procesos de meteorización ocurren simultáneamente, influyéndose entre sí y modificando las características del vertido. Los principales fenómenos de meteorización del crudo son: **la extensión y advección**; la **evaporación**; la **disolución**; la **dispersión natural**; la **formación de emulsiones**; la **fotooxidación**; la **sedimentación** y la **biodegradación**.

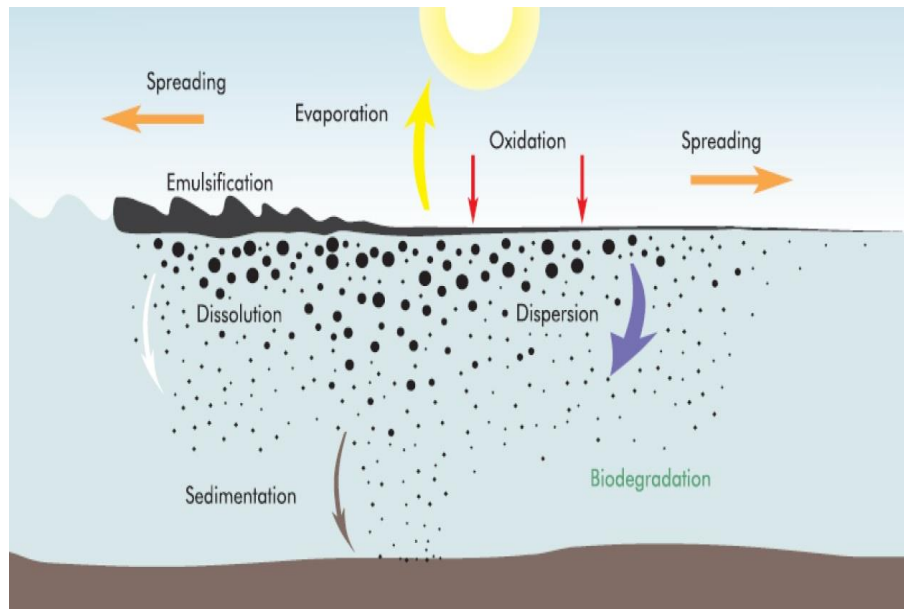


Figura 22. Procesos de meteorización del petróleo

(Fuente: (ITOPF, 2014))

- **Extensión y advección**

El proceso de **extensión o spreading** es el movimiento horizontal que experimenta la capa más superficial del vertido provocado por la gravedad, inercia, fricción, viscosidad y tensión superficial. Por su parte, la **advección** es la dispersión superficial causada por las corrientes marinas y/o los vientos.

La extensión y la advección comienzan inmediatamente tras el vertido y transcurren aproximadamente a lo largo de entre 7 y 10 días (Mielke, 1990). Ninguno de los procesos anteriores altera la composición del crudo. No obstante, ambos contribuyen a la expansión de la “mancha” del vertido, por lo que incrementan el riesgo de mayores impactos ambientales.

La magnitud o importancia que alcanza la expansión del vertido está condicionada por factores ambientales y por las propiedades del crudo derramado. Dentro de estas propiedades, destacan la gravedad específica y la viscosidad. Así, cuanto mayor sea la graduación API y menor la gravedad específica, más rápidamente se extenderá el petróleo.

- **Evaporación**

La **evaporación** es el proceso mediante el cual los componentes más volátiles del crudo, es decir, aquellos ligeros y medios, pasan del estado líquido al gaseoso. Debido a la eliminación de las fracciones más ligeras, el volumen residual de crudo tras la evaporación es más viscoso y denso. Por ello, es más probable que se formen “tarballs” y “croquetas”, también llamadas bolas de alquitrán. Otra característica que se ve alterada por la evaporación es la toxicidad. Generalmente, los componentes ligeros son los más tóxicos, por lo tanto: la evaporación disminuye la toxicidad del vertido.

Se estima que este proceso es el responsable de la mayor reducción del volumen superficial del vertido durante los dos primeros días, pudiendo conseguirse en ese tiempo la eliminación total de los compuestos ligeros para algunos tipos de petróleo. Por su parte, las

fracciones más pesadas no se evaporan fácilmente y el volumen afectado tras 2 semanas es prácticamente despreciable.

Conjuntamente con la composición del crudo y la extensión de la mancha, la evaporación se ve afectada significativamente por factores ambientales como la temperatura del agua, la radiación solar o la fuerza del viento.

- **Disolución**

La **disolución** es aquel proceso que conlleva la incorporación de una parte del crudo vertido a la columna de agua. Dicha fracción disuelta corresponde a los compuestos más solubles del hidrocarburo, siendo estos los compuestos aromáticos.

Este proceso tiene lugar fundamentalmente en las primeras 24 horas tras el vertido y afecta a un volumen muy reducido del crudo, prácticamente despreciable. Los factores más influyentes en el volumen de petróleo disuelto son la solubilidad y la temperatura del agua.

- **Dispersión natural**

Se entiende por **dispersión natural** el proceso mediante el cual se mezclan gotículas de petróleo con el agua marina. En función del tamaño de las gotículas, estas pueden ascender a la superficie o permanecer mezcladas con el agua en las profundidades. Este proceso no afecta a las características del crudo, pero sí reduce el volumen de vertido sometido a otros procesos de meteorización superficiales, como la evaporación.

Se estima que el volumen superficial de las manchas se reduce entre un 10% y un 60% diariamente en los tres primeros días. El volumen eliminado por dispersión depende mayoritariamente de la fuerza del medio para combinar el hidrocarburo con el agua, es decir, del oleaje y del viento. Otras variables fundamentales son la tensión superficial entre los dos compuestos, la viscosidad del petróleo y la presencia de surfactantes naturales. Así, cuanto menor sea la tensión superficial y la viscosidad del crudo, más favorecida se verá la

dispersión natural. Finalmente, los surfactantes naturales también contribuyen positivamente al fenómeno de dispersión.

- **Formación de emulsiones**

La **emulsificación** consiste en la incorporación de agua al hidrocarburo, provocando la formación de un “**mousse**”: emulsión formada por agua (30%-80%) y finas partículas sólidas de crudo (Lewis y Aurand, 1997). Las emulsiones aumentan el volumen del vertido y son más resistentes a ciertos procesos de meteorización, como la disolución o la evaporación.



Figura 23. Emulsión de petróleo y agua

(Fuente: (ITOPF, 2014))

Dependiendo de las características del crudo derramado, fundamentalmente la viscosidad y el porcentaje de asfaltenos y resinas (Fingas y Fieldhouse, 2003), se pueden originar cuatro tipos de emulsiones: estables, inestables, mesoestables y con agua incorporada en suspensión. Las emulsiones anteriores difieren en aspecto y propiedades reológicas. Así, las emulsiones estables son considerablemente más elásticas y viscosas que las inestables.

La formación del mousse comienza en los primeros días, tras la evaporación y disolución de los componentes más ligeros, y puede continuar hasta varios meses después. Uno de los factores más favorables para la emulsificación es la energía que tenga el mar para mezclar el agua con las partículas de crudo.

- **Fotooxidación**

La **fotooxidación** es un proceso de meteorización causado por la radiación solar que afecta a la zona más superficial de la mancha del crudo y provoca la transformación química de ciertos componentes del hidrocarburo (aromáticos, principalmente) en sustancias generalmente más solubles y tóxicas.

A pesar de la posible toxicidad de los compuestos oxidados generados, su concentración es usualmente baja debido a la solubilidad en la columna de agua. Por otro lado, estos subproductos se degradan rápidamente mediante procesos fotolíticos o biológicos.

La fotooxidación no afecta significativamente a la meteorización del vertido y suele transcurrir entre las primeras horas y un mes, aproximadamente. Es un proceso influenciado principalmente por la intensidad y duración de la radiación solar y la emulsificación del vertido.

- **Sedimentación y afección en costas**

La **sedimentación** es el proceso mediante el cual la fracción más viscosa y pesada del crudo se adhiere a los sedimentos en suspensión o a los del fondo marino. Por ello, tiene gran relevancia en aguas poco profundas y bravas, pues los sedimentos circulan constantemente. Otra forma de sedimentación se produce cuando el derrame tiene lugar en el fondo marino y en su ascenso a la superficie se une a los sedimentos. También se entiende por sedimentación la ingestión de partículas de petróleo por parte de la fauna marina y su posterior eliminación como heces.

La sedimentación impide la degradación del vertido mediante otros procesos y convierte a estos residuos en los más complejos de eliminar, siendo necesarias varias técnicas de recuperación. Como se ha señalado, la sedimentación es más propensa a ocurrir en zonas turbulentas, si bien también puede manifestarse en aguas calmadas y someras si el crudo ha sido perceptiblemente meteorizado.

Las variables más favorecedoras para el proceso de sedimentación son las corrientes marinas, el oleaje y la fuerza del viento, las cuales pueden transportar el crudo hasta la costa. No obstante, también pueden operar de manera inversa y alejar el vertido hasta zonas más profundas.

- **Biodegradación**

La **biodegradación** es el proceso de meteorización que conlleva la descomposición y alteración de las moléculas orgánicas del crudo llevado a cabo por bacterias y microorganismos presentes en el medio marino. La descomposición mediante biodegradación es más intensa cuanto menos compleja sea la estructura del hidrocarburo, así los alcanos son los compuestos más afectados por este proceso.

La biodegradación está condicionada por la cantidad de oxígeno molecular, fosfato y nitrógeno presentes en el medio marino, pues son elementos necesarios para que los microorganismos puedan alterar el crudo. La biodegradación es sin duda el proceso más importante en la eliminación del crudo vertido al medio marino, especialmente cuando éste o sus variantes (mousse) llegan a las costas.

2.3 Principales vertidos

Si bien el caso de estudio de este Trabajo Fin de Grado es la marea negra ocasionada por el accidente de la plataforma Deepwater Horizon, a continuación, se exponen brevemente otros vertidos de petróleo históricos. En la Tabla 3 se recogen los años, lugar de

acontecimientos y las toneladas vertidas en cada accidente para luego describirlos brevemente:

Tabla 3. Principales vertidos de petróleo

(Fuente de información: https://www.cetmar.org/documentacion/mareas_negras.htm)

Año	Buque/Plataforma	Localización	Crudo vertido (t)
1979	Atlantic Empress	Tobago	280.000
1991	ABT Summer	Angola	260.000
1983	Castillo de Bellver	Sudáfrica	257.000
2002	Prestige	España	64.000
1989	Exxon Valdez	Alaska	37.000

- **Atlantic Empress**

El 19 de julio de 1979, los VLCCs (Very Large Crude Carriers) Atlantic Empress y Aegean Captain colisionaron a 20 millas del nordeste de Tobago, isla perteneciente a la República de Trinidad y Tobago. Inicialmente, se estimó que el Atlantic Empress transportaba aproximadamente 276 mil toneladas de crudo ligero, que conjuntamente con la carga del Aegean Captain, supondría un derrame de 3,5 millones de barriles de crudo al mar (Horn y Neal, 1981). Este vertido constituiría la peor marea negra registrada hasta aquel momento y contaba con un enorme potencial destructivo para el ecosistema marino y las costas caribeñas. El accidente provocó 27 muertes, el incendio de las dos embarcaciones y el hundimiento del Atlantic Empress (Horn y Neal, 1981).

El 20 de julio, tras las primeras labores de reconocimiento de la zona de colisión mediante vuelos, se diseñaron planes de actuación para contener el incendio de las embarcaciones, dirigir su rumbo mediante remolcadores y atenuar las posibles fugas de crudo. Esto último se pretendía llevar a cabo rociando dispersantes desde aeronaves y embarcaciones para

evitar la advección y extensión de los derrames. Sin embargo, los vertidos de crudo en ambos petroleros fueron fundamentalmente consumidos por el propio incendio. Otros factores que contribuyeron a la reducción y contención del derrame fueron la naturaleza del crudo ligero, la alta temperatura del agua, la baja velocidad de los vientos y la corriente marina que discurre paralelamente a la costa (Horn y Neal, 1981).



Figura 24. Embarcación Aegean Captain en llamas

(Fuente: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/VLCC%20A/id1187.htm>)



Figura 25. Buque petrolero Atlantic Empress en llamas

(Fuente: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/VLCC%20A/id1187.htm>)

El 21 de julio, el incendio del Aegean Captain ya estaba extinguido. Por su parte, el Atlantic Empress ardió durante aproximadamente 2 semanas. Durante ese periodo, se registraron numerosas explosiones. Finalmente, el lunes 30 de julio, el enorme petrolero se hundió. Los tripulantes de las aeronaves que presenciaron el hundimiento afirman que aparentemente todo el crudo se estaba quemando gracias a la intensidad del incendio y a la elevada temperatura del agua. En los días sucesivos, se sobrevoló la zona de hundimiento para supervisar la evolución de la mancha. Tal y como estimaron, 7 días después del hundimiento del buque todo el crudo se había degradado y ya no se apreciaban restos del vertido en la superficie.

El accidente del petrolero griego Atlantic Empress pudo haber causado una marea negra de catastróficas repercusiones, tanto para el medio marino como para las costas turísticas de Tobago. No obstante, gracias a una rápida respuesta de control y seguimiento y, principalmente, a las fuerzas de la naturaleza, no hubo consecuencias significativas para el entorno.

- **Castillo de Bellver**

El 5 de agosto de 1983, la embarcación petrolera Castillo de Bellver, cuyo cargamento ascendía a 262 mil toneladas de petróleo, se incendió en las proximidades de Cape Columbine, situado a 130 km al noroeste de Ciudad del Cabo, Sudáfrica (Altwegg et al., 2008). El petrolero pertenecía a la empresa estatal española Elcano y su destrucción produjo el cuarto mayor vertido de crudo al mar. Hubieron aproximadamente 30 supervivientes, rescatados en su mayoría por la embarcación Harvest Carina, y 3 fallecidos (Wardley-Smith, 1983).



Figura 26. El petrolero Castillo de Bellver partido a la mitad y en llamas

(Fuente: <https://www.puentedemandado.com/el-infierno-del-petrolero-castillo-de-bellver-35-anos-despues/>)

El incendio comenzó en la noche del 5 de agosto y 6 horas después, el petrolero se partió en dos. 13 horas después, la popa del buque se hundió. Por su parte, la proa fue remolcada mar adentro y hundida mediante el uso de explosivos el día 14 de agosto, a 250 km de la costa (Wardley-Smith, 1983). Del cargamento total del Castillo de Bellver, se estima que 50 mil toneladas de crudo permanecían en la proa en el momento del hundimiento, entre 50 y 60 mil toneladas fueron vertidas al mar o quemadas y el resto se hundió junto a la popa. El humo del incendio y el petróleo originaron una “lluvia negra” que fue transportada hasta

áreas cercanas a la costa, las cuales no se vieron significativamente afectadas gracias a la limpieza que proporcionó la intensa lluvia que siguió a los acontecimientos (Wardley-Smith, 1983).

- **ABT Summer**

La mañana del 28 de mayo de 1991 el buque de carga libanés ABT Summer sufrió una detonación, cuyo desencadenante es aún a día de hoy desconocido, a 1.300 km de la costa de Angola, África. Tras la explosión y el posterior incendio, 32 tripulantes fueron rescatados y 5 fueron declarados muertos (Cedre, 2010).



Figura 27. Buque ABT Summer en llamas hundiéndose frente a las costas de Angola

(Fuente: <http://www.energyglobalnews.com/may-1991-abt-summer-tanker-in-flames/>)

La embarcación ardió los 3 días consecutivos, periodo durante el cual vertió al océano las casi 260 mil toneladas de petróleo que transportaba (Carnero, s.f.). Finalmente, se hundió el día 1 de junio.

El accidente del ABT Summer provocó una marea negra que se extendió en un radio de 130 km alrededor del buque (Cedre, 2010). Afortunadamente, al igual que en el caso del Atlantic Empress, no se registraron significantes impactos en el ecosistema ni en las costas.

- **Prestige**

El 13 de noviembre del año 2002 el buque petrolero Prestige emitía una señal de socorro cuando se hallaba a 30 millas del cabo Finisterre, Galicia. Se solicitaba el rescate de los tripulantes a bordo debido al riesgo de hundimiento existente en la embarcación, causado por el intenso oleaje y una enorme fisura que comenzó a verter grandes cantidades de crudo (Figueras, 2005). El buque fue remolcado mar adentro durante varios días. Finalmente, a primera hora del 19 de noviembre, el petrolero se partió en dos y se hundió en las horas posteriores del mismo día hasta una sima situada a 3600 metros de profundidad, desde la cual continuó vertiendo crudo a razón de 150 toneladas diarias (Vázquez, 2004).



Figura 28. Petrolero Prestige hundiéndose frente a las costas gallegas

(Fuente: https://www.elconfidencial.com/espana/galicia/2020-06-15/prestige-residuos-10000toneladas-sin-tratamiento-galicia_2639116/)

El Prestige transportaba en el momento del accidente 77 mil toneladas de fuel-oil pesado, siendo este un tipo de producto derivado del petróleo muy persistente, difícil de limpiar y altamente contaminante. De la carga total, se estima que 63 mil toneladas fueron vertidas al mar, causando una marea negra. Dicha marea negra bañó a costas portuguesas y españolas. Concretamente, afectó a 550 playas en Galicia y a casi un centenar de playas asturianas, cántabras y vascas (Vázquez, 2004). Las labores de limpieza, tanto manuales como mecánicas, de dichas playas requirió el trabajo de militares y otros trabajadores contratados, así como el esfuerzo de miles de voluntarios que se prestaron a recoger el “chapapote” de las costas. El vertido tuvo un gran impacto ambiental, causando la muerte de numerosas aves y animales marinos. De hecho, se calculó que el hábitat marino necesitaría un margen mínimo de 10 años para su recuperación (Vázquez, 2004). Conjuntamente al impacto ecológico, Galicia también sufrió consecuencias económicas y sociales, pues en la zona existía una importante industria pesquera.



Figura 29. Trabajadores limpiando las costas afectadas por la marea negra del Prestige

(Fuente: <https://theobjective.com/further/prestige-la-mayor-tragedia-ecologica-de-espana-cumple-15-anos/>)

No se ha determinado estrictamente la causa del accidente, si bien la tripulación del Prestige declaró en su momento que el buque colisionó contra un objeto flotante. Un hecho verídico es que se trataba de un petrolero monocasco y debido a ello podía continuar operando hasta marzo de 2005, ya que la Unión Europea impuso el empleo de petroleros de doble casco, embarcaciones perceptiblemente más seguras, tras el hundimiento de la embarcación Erika en la Bretaña francesa en 1999. En conclusión, se puede afirmar que el Prestige es uno de los accidentes ambientales más importantes de la historia de España.

- **Exxon Valdez**

La noche del 23 de marzo de 1989 se produjo en las costas de Alaska uno de los peores desastres medioambientales de la historia de Estados Unidos: la marea negra del Exxon Valdez. El petrolero zarpó desde el puerto de Valdez (Alaska) rumbo a Long Beach (California) portando alrededor de 40 mil toneladas de petróleo (Romero, 2016). Debido a las adversas condiciones meteorológicas, se decidió desviar el petrolero de la ruta habitual de navegación de los VLCC (Very Large Crude Carriers) con la finalidad de esquivar los bloques de hielo flotantes. Tras la maniobra, se activó el piloto automático de la embarcación, medida que desvió el petrolero más de lo previsto y provocó que este encallara en el arrecife Bligh Reef, en la bahía de Prince William, escasos minutos después de la medianoche.

Posteriormente, se descubrió que el accidente no había sido causado solamente por factores climatológicos, sino también por errores cometidos por la propia tripulación. El capitán Hazelwood, teóricamente al mando de la embarcación en el momento del incidente, superaba la tasa de alcohol permitida según los resultados de un test realizado horas después (Suárez, 2014). Además, se retiró del puesto dejando al cargo del buque a un inexperto tercer oficial. Según la investigación realizada, el tercer oficial llevaba 18 horas sin dormir. También se descubrió gracias a dicha investigación que meses antes del accidente se le había retirado al capitán Hazelwood el permiso de conducir por estar al volante bajo los efectos del alcohol. También se señaló a la propia empresa Exxon como

responsable, pues habría recortado la tripulación y despedido a expertos en protocolos de seguridad meses antes del desastre (Suárez, 2014).

Pocas horas después de que el Exxon Valdez encallara, casi todo el crudo que transportaba se había vertido. Dos embarcaciones intentaron confinar el petróleo mediante un cordón de boyas de espuma, pero las labores de limpieza se vieron dificultadas debido a que la balsa de emergencia que tenía que almacenar el crudo estaba averiada y otros barcos que debían succionarlo se estropeaban frecuentemente (Romero, 2016). La marea negra, que se extendió significativamente, afectó a casi 2000 km de costa y tuvo devastadoras consecuencias para la diversa fauna local (ballenas, aves acuáticas, leones marinos...) (Peterson et al., 2003). El desastre del Exxon Valdez fue tan grave que el hábitat natural aún no se ha recuperado totalmente casi tres décadas después.



Figura 30. Ballena fallecida en las costas contaminadas por el Exxon Valdez

(Fuente: <https://www.vistaalmar.es/hablame-del-mar/articulos/exxon-valdez-in-the-wake-of-disaster-exxon-valdez-tras-el-desastre/>)



Figura 31. Limpieza de las costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez

(Fuente: <https://desinformemonos.org/a-30-anos-del-derrame-de-exxon-valdez-en-alaska/>)

2.4 Identificación y seguimiento de los vertidos mediante análisis químicos

Cuando se produce una marea negra, es fundamental identificar las características del vertido para determinar los posibles impactos ambientales y el nivel de contaminación, así como para seleccionar las técnicas de limpieza más acordes a la situación. Tras su vertido, las propiedades físicas y químicas del crudo experimentan una variación significativa, causada por los procesos de meteorización ya descritos anteriormente, la cual origina diferentes efectos y comportamientos según el estado de degradación. Por este motivo, es necesario no sólo conocer las propiedades del crudo original, sino también el grado de meteorización que presenta. El análisis e identificación del petróleo es una labor compleja debido a la gran variedad de sus compuestos y derivados. Una de las herramientas más empleadas para el estudio de los hidrocarburos son los biomarcadores.

Los **biomarcadores** o fósiles químicos del petróleo son compuestos que conservan casi intacta su estructura molecular, por lo que permiten establecer estrechas relaciones precursor/producto, es decir, permiten identificar el origen o fuente de los hidrocarburos. Además, es posible determinar los procesos geológicos o químicos a los que han sido sometidos gracias a las ligeras alteraciones que puedan presentar en sus estructuras (Stashenko y Martínez, 2012). Debido a estas características, los biomarcadores han sido ampliamente investigados y empleados en el análisis de distintas mareas negras, permitiendo determinar la fuente del vertido y el estado de degradación del mismo. Otra de las utilidades de estos compuestos es la comprobación de la eficacia de las técnicas de biorremediación.

Existen numerosos tipos de biomarcadores, entre los cuales los “hopanos” destacan por su efectividad en el análisis del crudo y fueloil. Para las fracciones medias y ligeras, como el diésel o el jet-fuel, los marcadores más adecuados son los “isoprenoides”. Por su parte, los vertidos de gasolina requieren otro tipo de métodos, pues los biomarcadores no están presentes en su composición (Esquinas et al., 2017).

Tabla 4. Biomarcadores recomendados para cuantificar la biodegradación

(Fuente:(Esquinas et al., 2017))

Families	Compounds	GC-MS Target ions (SIM mode)	Recommended biomarkers for controlling biodegradation
Alkanes	Linear and branched alkanes	57	Hopanes and steranes. Pristane and phytane at first stages, only for light-medium n-alkanes.
Cycloalkanes	Usually cyclohexanes	55, 83	Hopanes and steranes.
2-ring Aromatics*	Naphtalene and alkyl-derivatives	128, 142, 156, 170	Hopanes and steranes. Aromatic steranes.
3-ring Aromatics*	Phenanthrene-anthracene and alkyl-derivatives	178, 192, 206, 220	Hopanes and steranes. Aromatic steranes.
4-ring aromatics*	Pyrene	202	Hopanes and steranes. Aromatic steranes.
5-ring aromatics*	Benzo(a)pyrene	252	Hopanes and steranes. Aromatic steranes.
Heteroaromatics*	Aromatic sulphur compounds (dibenzothiophenes)	184, 198, 212	Hopanes and steranes. Aromatic steranes.
Acyclic and cyclic biomarkers	Isoprenoids	71, 57, 183	Hopanes
	Hopanes	191	Recalcitrant
	Steranes	217, 218	Recalcitrant
	Aromatic steranes	231	Recalcitrant

A parte del empleo de fósiles químicos, existen numerosos métodos para caracterizar los vertidos. Las técnicas de identificación de las mareas negras, atendiendo al nivel de detalle del análisis, pueden clasificarse en dos categorías: **métodos no específicos** y **métodos específicos** (Wang et al., 2016). Los métodos no específicos presentan la ventaja de ser más rápidos y económicos que los específicos. No obstante, no permiten analizar compuestos

individuales ni detallar el origen del crudo. Por su parte, los métodos específicos proporcionan información sumamente concreta y detallada de los compuestos presentes en los hidrocarburos. A continuación (Tabla 5), se citan algunas técnicas pertenecientes a cada categoría:

Tabla 5. Métodos de análisis químicos de hidrocarburos

(Fuente: (Wang et al., 2016))

Métodos no específicos
GC-FID: gas chromatography with flame ionization detection
GC-PID: gas chromatography with photo ionization detection
TLC: thin-layer chromatography
HPLC: high-performance liquid chromatography
SFC: supercritical fluid chromatography
UV: ultraviolet spectroscopy
IR: infrared spectroscopy
Métodos específicos
GC-MS: gas chromatography with mass spectrometry
GC-IRMS: gas chromatography with isotope ratio mass spectrometer
GC-GC: two-dimensional gas chromatography

Actualmente, el análisis de vertidos de hidrocarburos se basa fundamentalmente en las técnicas GC-FID y GC-MS. El objetivo principal de estos métodos es identificar la fuente del vertido comparando la composición química de muestras tomadas en el lugar del accidente con muestras tomadas de las posibles fuentes. En una primera etapa, las muestras son analizadas y comparadas con el método GC-FID. Posteriormente, en la segunda etapa, las

muestras más afines son estudiadas en detalle mediante la técnica GC-MS. (Wang et al., 2016)

Para una mejor comprensión del análisis, es necesario entender cada una de las técnicas anteriores:

- **GC-FID (cromatografía de gases con detector de ionización de llama)**

El método GC-FID es una técnica universal, confiable y robusta para la detección de todas las clases de hidrocarburos. No obstante, sólo proporciona dos tipos de variables, el tiempo de retención y la cantidad, y no permite la identificación o cuantificación de elementos individuales, como son los biomarcadores o los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) (Wang et al., 2016).

- **GC-MS (cromatografía de gases con espectrómetro de masas)**

La cromatografía de gases con espectrómetro de masas es la técnica más empleada para la identificación de marcadores biológicos debido a que es altamente selectiva. Este método permite la identificación de trazas de biomarcadores en complejas mezclas como son el petróleo y sus productos derivados.

El análisis GC-MS consiste en la separación de las moléculas del gas o del hidrocarburo vaporizado y su posterior clasificación acorde a su masa y estructura. Para ello, la muestra vaporizada es transportada por un gas inerte (normalmente hidrógeno, helio o nitrógeno), la fase móvil, a través de un largo tubo capilar, cuyas paredes internas están recubiertas con un líquido (Stashenko y Martínez, 2012). Dicho líquido es la fase estacionaria. Dependiendo de la composición, las moléculas de la muestra se moverán a distintas velocidades: o bien serán arrastradas por la fase móvil, o bien se moverán lentamente a través de la fase estacionaria. El tiempo que cada componente requiere para salir del tubo se conoce como tiempo de retención.

En la gran mayoría de estudios se obtienen resultados satisfactorios con la técnica GC-MS mono dimensional. Sin embargo, cuando es necesario alcanzar mayores resoluciones (para

distinguir muestras tomadas en distintas profundidades del mismo pozo, por ejemplo) se recurre a análisis más precisos como la cromatografía completa GC x GC, donde se emplean dos columnas cromatográficas con fases estacionarias ortogonales (Stashenko y Martínez, 2012).

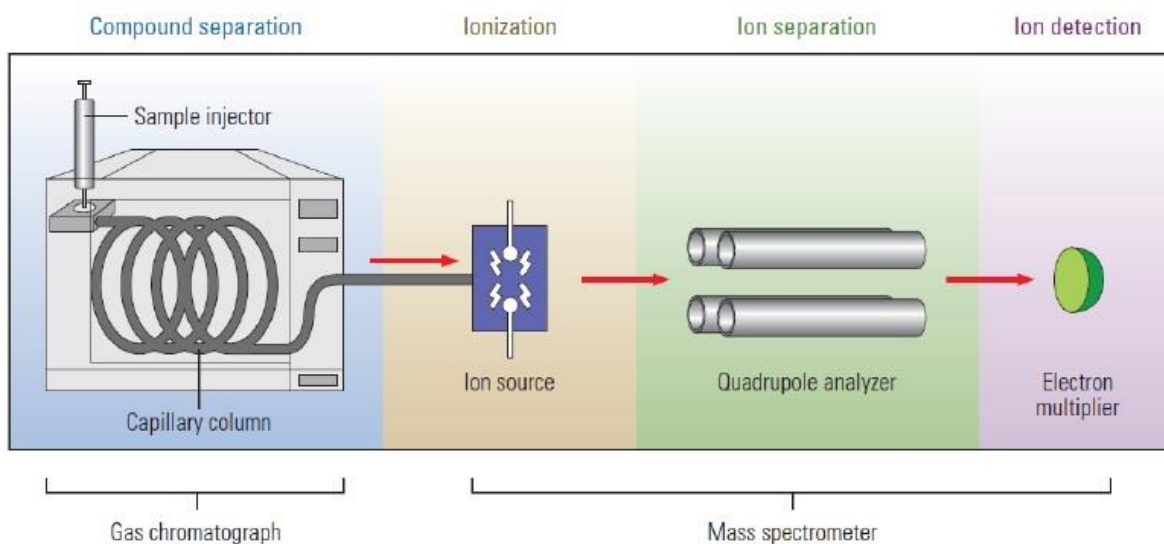


Figura 32. Esquema del análisis GC-MS

(Fuente: (Gallego, 2020))

Los resultados de las cromatografías de gases suelen representarse mediante gráficas en las cuales el eje de las abscisas representa el tiempo de retención y el de las ordenadas, la abundancia del compuesto. Así, cuanto más a la izquierda estén los “picos”, más ligeros serán los compuestos, pues tienen un tiempo de retención menor. Por otro lado, cuanto más alargados sean los “picos”, mayor será la abundancia del compuesto en la muestra analizada.

En la Figura 33 se observa el resultado de una GC-MS realizada a una muestra de petróleo que contiene casi todos los compuestos, desde los más ligeros a los más pesados. Por su parte, en la Figura 34, se pueden apreciar los cromatogramas que presentan los hidrocarburos analizados según su nivel de madurez o de biodegradación.

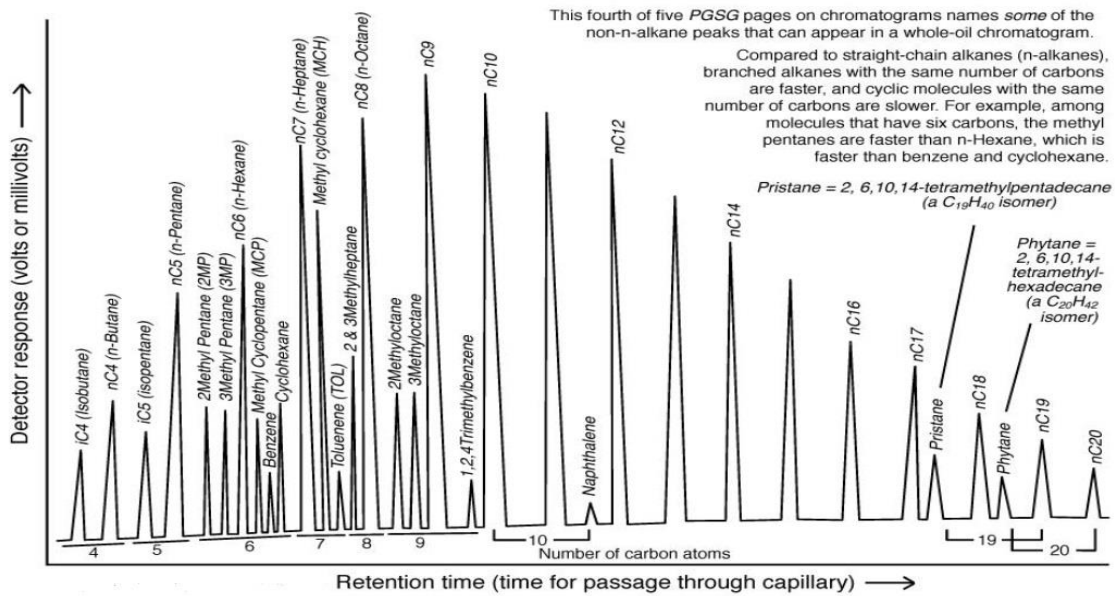


Figura 33. Cromatograma completa de una muestra de hidrocarburos

(Fuente: (Gallego, 2020))

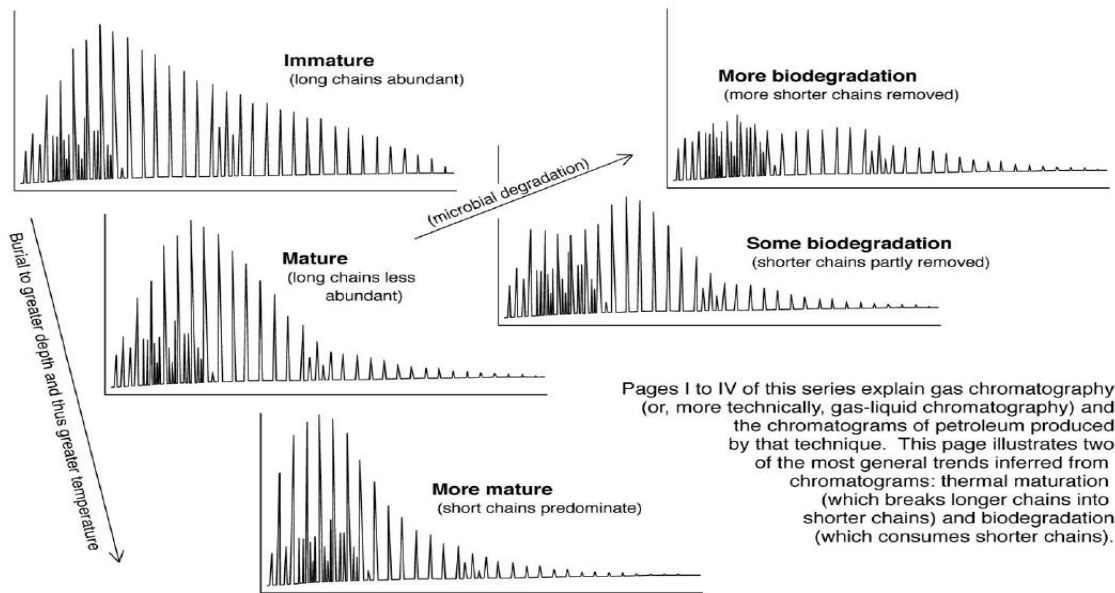


Figura 34. Cromatogramas de hidrocarburos en distintos estados

(Fuente: (Gallego, 2020))

2.5 Técnicas de recuperación de las zonas de costa afectadas

Cuando se produce una marea negra, para conseguir mitigar los impactos ambientales y alcanzar una limpieza efectiva de las zonas afectadas es necesario seguir de forma rigurosa los siguientes pasos:

Tabla 6. Metodología para la limpieza de mareas negras

Paso	Tarea
1	Creación de un gabinete de coordinación y seguimiento de la limpieza.
2	Mapeo detallado de los tramos de costa, según: tipo de hábitat, exposición al oleaje y corrientes, diversidad biológica, tipo de contaminación...
3	Estudio detallado de las corrientes marinas costeras.
4	Elección de técnicas de limpieza atendiendo al tipo de crudo vertido, la extensión y características de las zonas contaminadas.
5	Priorización de los tramos afectados a limpiar.
6	Evaluación continua de la efectividad de las técnicas de limpieza.
7	Realización de estudios a medio y largo plazo sobre los impactos del vertido y el papel desempeñado por cada método de limpieza.

Al producirse un vertido de petróleo en el medio marino, es fundamental evitar que la máxima cantidad de crudo llegue a la costa mediante operaciones de contención, recuperación y eliminación. Estos primeros intentos de contener la marea negra se justifican principalmente en el mayor coste y dificultad de revertir los efectos si el vertido alcanza zonas costeras. De no ser posible contener el vertido, deben combinarse las siguientes técnicas para la limpieza de las zonas afectadas:

- **Técnicas físicas** (limpieza manual, hidrolimpieza...)
- **Técnicas químicas** (dispersantes, surfactantes...)
- **Técnicas biológicas** (biorremediación)

A continuación, se detallan las tareas de contención y recuperación del crudo en alta mar, así como los métodos de limpieza que pueden emplearse en la costa.

2.5.1 Contención, recuperación y eliminación del vertido en alta mar

- **Contención: booms**

Se entiende por contención el confinamiento del crudo para evitar su expansión, redirigirlo a una zona para que sea tratado/recuperado o concentrar el vertido para su recuperación o combustión (Fingas, 2012).



Figura 35. Booms empleados para contener el crudo en una marisma afectada por la DWH

(Fuente: https://www.researchgate.net/figure/A-photograph-of-the-Deepwater-Horizon-oil-spill-and-failed-containment-booms-in-coastal_fig2_47697289)

Para esta labor se suelen emplear barreras oleolíficas o de contención, conocidas como “containment booms” o simplemente “**booms**”, que consisten en barreras flotantes. Los booms están formados por bandas horizontales, con una parte sumergida y otra sobre la superficie marina, que se unen entre sí y son arrastradas por embarcaciones o atadas

mediante boyas para adoptar distintas configuraciones o formas según la finalidad de la contención (Figura 36). La eficacia de los booms se ve afectada por el oleaje, las corrientes y el viento (Fingas, 2012). Así, cuanto más calmadas estén las mareas y el clima, más efectivo será el trabajo de contención de los booms.

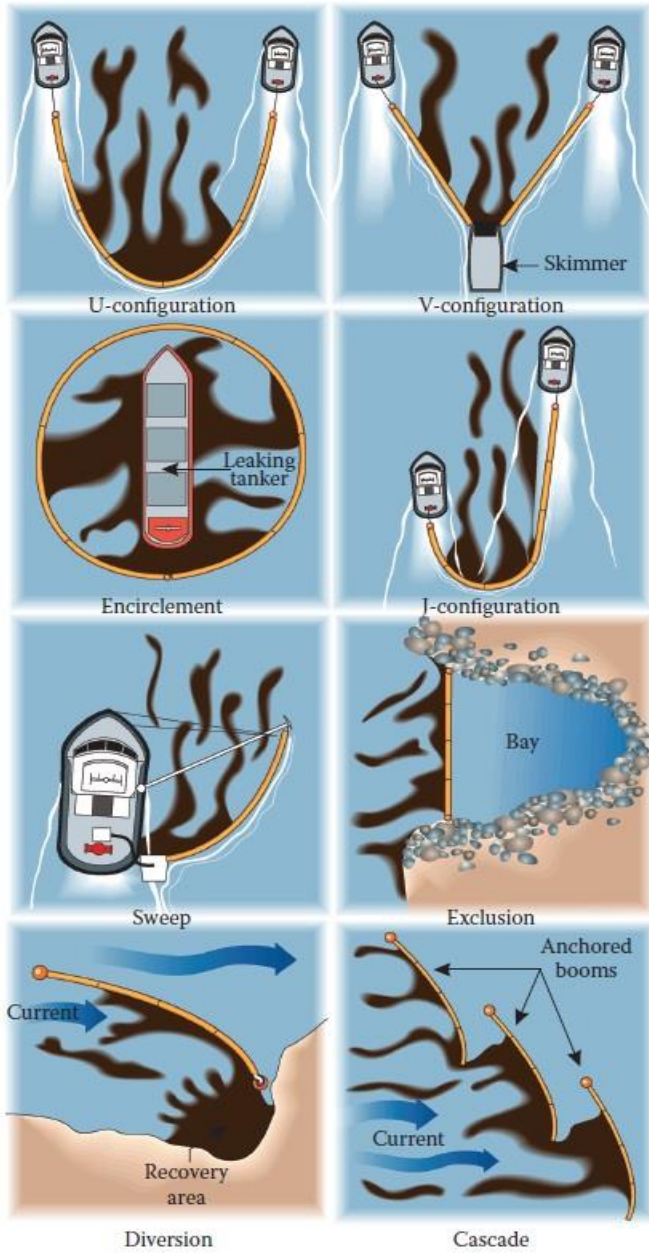


Figura 36. Configuraciones de los booms según la finalidad

(Fuente: (Fingas, 2012))

- **Recuperación: skimmers**

La recuperación del crudo es un proceso que se lleva a cabo posteriormente a la contención o de forma simultánea. Se puede recuperar el crudo de forma mecánica usando **skimmers**, mediante **materiales absorbentes** o de forma **manual**. La elección entre un método u otro depende de la cantidad de crudo vertida, las condiciones meteorológicas y de la localización del vertido (Fingas, 2012).

Los skimmers son aparatos o embarcaciones diseñados para la eliminación de vertidos del medio marino. Varían en forma, tamaño, eficiencia de recuperación y rango de aplicación (dependiendo de la viscosidad del crudo), entre otras características. Se pueden apreciar distintos modelos en las Figuras 37 y 38:



Figura 37. Ejemplo skimmers siendo probado

(Fuente: <http://www.cipex.net/productos/equipos-de-derrames-de-petroleo/oil-skimmers/skimmers-de-disco-ranurados/x150-skimmer/>)



Figura 38. Ejemplo de skimmer en funcionamiento

(Fuente: <http://aguaincindia.com/oil-skimmers.html>)

- **Eliminación: combustión in-situ**

La combustión in-situ consiste en la combustión controlada del petróleo vertido en las inmediaciones de la fuente emisora. Generalmente, se emplean booms ignífugos para contener el crudo y controlar la zona de combustión. Fue una de las técnicas más empleadas en la marea negra de la DWH. Las principales ventajas de la combustión como método de limpieza residen en la rapidez, la gran cantidad de crudo que se puede eliminar y que se trata de una solución final, es decir, no requiere posteriores etapas de transporte o tratamiento de residuos. Por otro lado, en circunstancias favorables, requiere menos personal, maquinaria y capital que otras técnicas. Finalmente, estudios realizados señalan que es posible alcanzar eficiencias de eliminación del orden de 98% con la combustión in situ (Fingas, 2012).

El principal inconveniente asociado a esta técnica es el humo generado, el cual puede ocasionar la emisión de partículas tóxicas en grandes cantidades. Otra desventaja es la

necesidad de que el vertido tenga un espesor suficientemente delgado para que sea efectiva la combustión.



Figura 39. Ejemplo de combustión in situ

(Fuente: <https://www.elastec.com/products/floating-boom-barriers/fire-resistant-oil-boom/american-fireboom/>)



Figura 40. Extensa mancha de crudo siendo eliminada por combustión in situ

(Fuente: https://www.researchgate.net/figure/The-contained-oil-on-open-water-is-directly-burned-25_fig3_335903864)

2.5.2 Limpieza en la costa

La elección de las técnicas de limpieza más adecuadas para cada situación depende de numerosos factores, como son la cantidad y el tipo de crudo vertido o la sensibilidad ecológica, la capacidad de recuperación y la accesibilidad de la zona afectada.

2.5.2.1 Atenuación natural

La atenuación natural es la táctica que consiste en no intervenir de forma alguna y permitir que el vertido sea eliminado o meteorizado por procesos puramente naturales, como la biodegradación. Este método es adecuado para pequeños vertidos en zonas sensibles que se verían más perjudicadas por el empleo de otras técnicas o también zonas inaccesibles o que presenten riesgos para los trabajadores (Fingas, 2012).

2.5.2.2 Técnicas físicas

- **Limpieza manual**

En el método de limpieza manual, los trabajadores recogen el crudo o los sedimentos que haya originado el vertido usando rastrillos, paletas, palas o materiales absorbentes. En ocasiones, también se lleva a cabo la limpieza arrancando la vegetación contaminada. El residuo recogido es almacenado en bolsas de plástico o cubos (Fingas, 2016).

La limpieza manual genera menos residuos que otros métodos de limpieza y puede aplicarse a cualquier tipo de costa, no obstante, es más apropiada para pequeñas cantidades de crudo y zonas inaccesibles para vehículos. Por otro lado, se trata de una técnica lenta, que además puede presentar riesgo para los trabajadores. Por ese motivo, el personal debe protegerse con ropa adecuada, botas, guantes y mascarillas (Fingas, 2016).



Figura 41. Limpieza manual del vertido del Prestige

(Fuente: <https://www.laopinioncoruna.es/galicia/2015/11/09/catastrofe-prestige-13-anos-despues-24572405.html>)

- **Hidrolimpieza**

La hidrolimpieza consiste en el uso de agua a distintas presiones y temperaturas para retirar la capa de petróleo de las superficies. El empleo de agua fría o tibia a baja presión para la limpieza de costas tiene un impacto ecológico reducido, siendo preferible a emplear agua caliente a alta presión. Esta última opción puede ocasionar daños más relevantes y de difícil recuperación a la biota que la propia contaminación del vertido (Fingas, 2012), como ocurrió en la limpieza de la marea negra del Exxon Valdez. No obstante, la limpieza mediante agua a alta presión/temperatura es muy eficaz para eliminar crudos viscosos (Fingas, 2016).

Otra técnica de limpieza relativa al agua es la inundación, la cual consiste en verter grandes cantidades de agua desde la parte alta de la costa, playa o acantilado para que arrastre en su camino hacia la parte baja el crudo. Este sistema es adecuado para retirar fracciones ligeras de petróleo.



Figura 42. Hidrolimpieza aplicada a costas afectadas por la marea negra del Exxon Valdez

(Fuente: <https://protectnepa.org/oil-and-gas/hot-water-from-high-pressure-hoses-exxon-valdez-oil-spill-trustee-council/>)

En ambos métodos, es habitual emplear booms para contener la mezcla de crudo retirado y skimmers para absorberlo. Frecuentemente se combinan la hidrolimpieza y la inundación, siendo muy recomendables para terrenos impermeables, es decir, aquellos que no estén formados por sedimentos finos.

- **Limpieza mecánica**

La limpieza mecánica consiste en la eliminación del crudo o residuos empleando maquinaria como tractores, palas cargadoras, excavadoras... Actualmente, existe incluso maquinaria especializada en la limpieza de playas, capaces de filtrar la arena, reteniendo sólo las “tar balls” (Fingas, 2012).

La limpieza mecánica es un método más rápido que otras técnicas, sin embargo, genera considerablemente más residuos. Además, la maquinaria no especializada realiza un gran

movimiento de tierra, por lo que no debe emplearse en ambientes ecológicamente sensibles.



Figura 43. Ejemplo de limpieza mecánica en la costa

(Fuente: <https://response.restoration.noaa.gov/about/media/how-do-oil-spills-get-cleaned-shore.html>)

- **Dry mixing, tilling y aeration**

Estos métodos, aplicables a playas de arena, grava o guijarros, consisten en romper las capas superficiales para exponer el crudo que se halle debajo para su posterior meteorización o degradación natural. Esta labor se lleva a cabo empleado maquinaria agraria, como motocultores, o de construcción, como bulldozers (Fingas, 2012).

2.5.2.3 Técnicas químicas

- **Surface-washing agents**

Los surface-washing agents son productos químicos de baja toxicidad para la biota que contienen surfactantes (Fingas, 2012). Su función es liberar el crudo de la superficie

reduciendo la tensión superficial, es decir, se comporta como un jabón. Posteriormente, se elimina la capa de crudo de la superficie mediante hidrolimpieza. Al igual que otras técnicas químicas, su empleo requiere autorización.

Existen otros agentes químicos que son empleados en la limpieza de costas. No obstante, algunos científicos los consideran menos efectivos e incluso dañinos para el medio ambiente. Algunos ejemplos son:

- **Dispersantes**

Los dispersantes son compuestos químicos que contienen surfactantes empleados para fomentar la formación de pequeñas gotas de crudo y su posterior dispersión y biodegradación. Estudios realizados señalaron un aumento de la toxicidad de las aguas contaminadas debido al empleo de dispersantes. Por ello, esta medida ampliamente empleada en la limpieza de la marea negra de la DWH es muy controvertida.

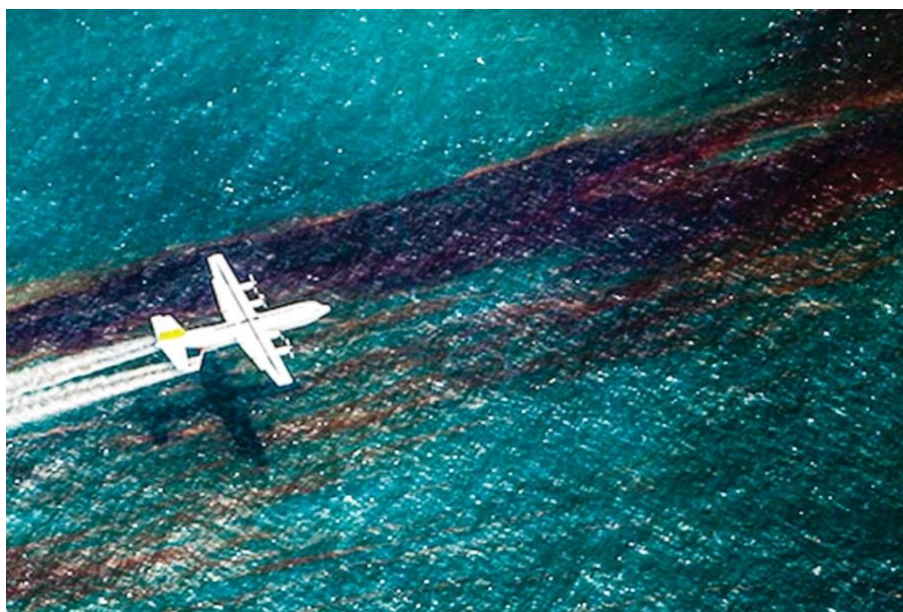


Figura 44. Aplicación aérea de dispersantes

(Fuente: <https://cen.acs.org/articles/93/i4/EPA-Proposes-Revise-Regulation-Oil.html>)

- **Agentes de recuperación (recovery enhancers)**

Los agentes de recuperación o viscoelásticos tienen la finalidad de mejorar la eficiencia de recuperación de los vertidos mediante técnicas mecánicas. Son altamente eficientes para crudos ligeros, aumentando considerablemente la cantidad recuperada (Fingas, 2016).

- **Inhibidores de emulsiones**

Los inhibidores de emulsiones son agentes químicos cuya función es evitar que se formen emulsiones en un vertido debido a que éstas dificultan significativamente las operaciones de limpieza. Este hecho se debe fundamentalmente a la viscosidad de las emulsiones, impidiendo en algunos casos la recuperación por skimmers.

2.5.2.4 Técnicas biológicas

- **Biorremediación**

Se entiende por biorremediación cualquier método biotecnológico empleado para la recuperación de ambientes naturales contaminados. Se pueden utilizar microorganismos, plantas, hongos...

La biorremediación se puede aplicar a cualquier tipo de costa, siendo limitada su eficacia fundamentalmente por las características del crudo: sólo es una técnica efectiva frente a vertidos de petróleo ligero o medio (Fingas, 2012). Este hecho se debe a que gran parte de la composición de esos crudos es biodegradable. Finalmente, cabe decir que la biorremediación es un proceso lento, cuyos resultados se aprecian a medio/largo plazo.

Finalmente, a modo comparativo se pueden observar las diferentes ventajas e inconvenientes de cada método de limpieza en la Tabla 7:

Tabla 7. Comparación de las diferentes técnicas de limpieza en la costa

(Fuente: (Fingas, 2016))

Strategy		Tactic(s)	Logistics Support	Relative Operational Rate	Waste Volumes/Types
Natural Recovery		<ul style="list-style-type: none"> • Monitor 	Very low <ul style="list-style-type: none"> • Survey teams 	n/a	None
Physical	Wash and recover	<ul style="list-style-type: none"> • Flood/deluge and/or flush/wash • Recover 	Very high <ul style="list-style-type: none"> • Pumps, hoses, sorbents, boom skimmers, storage • Labor intensive 	<ul style="list-style-type: none"> • Slow 	High <ul style="list-style-type: none"> • Liquids
	Removal	<ul style="list-style-type: none"> • Manual or mechanical excavation, cutting, sieving, sorbents • Vacuum recovery 	Manual - Very high <ul style="list-style-type: none"> • Shovels, rakes, sorbents, and vacuums 	<ul style="list-style-type: none"> • Manual, sorbents. Vacuums: Slow 	Manual: Moderate <ul style="list-style-type: none"> • Solids or liquids
			Mechanical - low <ul style="list-style-type: none"> • Earth-moving or agricultural equipment • Vacuum trucks 	<ul style="list-style-type: none"> • Mechanical: Rapid 	Mechanical: High <ul style="list-style-type: none"> • Excavation: Solids • Vacuum: Liquids
In situ treatment	<ul style="list-style-type: none"> • Dry mixing • Wet mixing • Sediment relocation • Incineration 	Very low <ul style="list-style-type: none"> • Mechanical support, earth-moving or agricultural equipment 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid 	Very low <ul style="list-style-type: none"> • Some solid logistics waste, possible burn Residues 	
Biological	Bioremediation	<ul style="list-style-type: none"> • Broadcasting nutrients, with possible mixing 	Low <ul style="list-style-type: none"> • Possible mechanical support for mixing 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid 	Very low <ul style="list-style-type: none"> • Some solid logistics waste
Chemical	Surface Washing Agents (SWAs)	<ul style="list-style-type: none"> • Detergents • Herders 	Very high <ul style="list-style-type: none"> • Pumps, hoses, sorbents, boom, skimmers, storage • Labor intensive 	<ul style="list-style-type: none"> • Slow 	High <ul style="list-style-type: none"> • Liquids
		<ul style="list-style-type: none"> • Dispersants 	Low <ul style="list-style-type: none"> • Usually used for small area "spot" cleaning 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid 	Very low <ul style="list-style-type: none"> • Some solid logistics waste

3. Estudio detallado del vertido de la plataforma DWH en el Golfo de México

3.1 Descripción de la plataforma y del accidente

3.1.1 Descripción de la plataforma Deepwater Horizon

La plataforma Deepwater Horizon (DWH) era una plataforma semisumergible de aguas profundas modelo RBS-8D fabricada por Hyundai Heavy Industries en Corea del Sur. Su construcción comenzó en el año 1998 y culminó en el 2001. La DWH, cuyo valor ascendía a 350 millones de dólares (Velasco, 2010), era propiedad de la empresa Transocean y fue alquilada por la compañía británica British Petroleum (BP) para operar en el Golfo de México por un valor aproximado de 500.000 \$/día (Ingersoll et al., 2010).

En la Figura 45 se presenta la vista aérea de la plataforma DWH y en la Figura 46, se aprecia la estructura de la DWH antes del accidente:



Figura 45. Vista aérea de la plataforma DWH

(Fuente: https://elpais.com/internacional/2010/04/21/actualidad/1271800810_850215.html)



Figura 46. Plataforma DWH antes del accidente

(Fuente: <https://www.pinterest.es/pin/299911656406970343/>)

En la Tabla 8 se recogen las propiedades más relevantes de la Deepwater Horizon:

Tabla 8. Características de la plataforma DWH

(Fuente de información: (Velasco, 2010))

Características plataforma Deepwater Horizon	
Dimensiones	Largo: 121 m, Ancho: 78 m, Alto: 41m
Profundidad de operación	3.048 m
Profundidad de perforación	9.14 m
Capacidad de la torre	908.000 Kg
Bombas de lodo	4 National 14-P-220 de 2.200 HP
Potencia instalada	25.200 HP + 1000 HP para emergencias
Velocidad	7,4 km/h
Tripulación	130 tripulantes

3.1.2 Accidente de la plataforma Deepwater Horizon

El accidente de la plataforma DWH tuvo lugar en el pozo Macondo, el cual se encuentra en el Golfo de México, a 75 km de la costa de Louisiana, Estados Unidos (Marzo, 2010). Situado a 1.522 metros bajo el nivel del mar (Ingersoll et al., 2010), el pozo tenía potencial para ser explotado para la extracción de hidrocarburos. No obstante, se trataba de un pozo cuya perforación era especialmente complicada debido a que en el yacimiento existía una importante cantidad de gas natural.



Figura 47. Ubicación de la plataforma DWH en el Golfo de México

(Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Map-location-of-the-deepwater-horizon-in-the-Gulf-of-Mexico-Ref_fig1_275462305)

Con la finalidad de perforar el pozo Macondo para su posterior explotación, British Petroleum arrendó la plataforma Deepwater Horizon, así como su tripulación. Las labores de perforación comenzaron en octubre del año 2009 y, tras un cese motivado por el huracán Ida, se reanudaron el día 3 de febrero de 2010. Inicialmente, se estimó que la perforación del Macondo se completaría en 51 días, con un coste total de 96 millones de dólares. Sin

embargo, para el día de los hechos la operación ya había consumido 80 días (Ingersoll et al., 2010).

En la noche del 20 de abril de 2010, una fuga de hidrocarburos en el pozo Macondo desencadenó la detonación e incendio de la plataforma Deepwater Horizon (Figura 48). La DWH ardió durante 36 horas seguidas hasta que finalmente se produjo su hundimiento el 22 de abril (Figura 49) (Dadashzadeh et al., 2013). Este accidente causó la muerte de 11 de los 126 trabajadores presentes y dejó heridos a otros 17 tripulantes. Por otro lado, el desastre de la DWH originó la mayor marea negra ocurrida en los Estados Unidos. La cantidad de petróleo vertido varía según distintas fuentes, aunque se estima que asciende a un total de 779.000 toneladas (Carnero, s.f.).



Figura 48. La plataforma DWH en llamas

(Fuente: <https://www.nytimes.com/2020/04/19/climate/deepwater-horizonanniversary.html#:~:text=the%20main%20story,Ten%20Years%20After%20Deepwater%20Horizon%2C%20U.S.%20is%20Still%20Vulnerable%20to,failed%20to%20take%20safety%20seriously.>)



Figura 49. Recreación del hundimiento de la plataforma DWH

(Fuente: <https://www.dw.com/es/el-precio-que-m%C3%A9xico-sigue-pagando-por-el-derrame-de-deepwater-horizon/a-53193122>)

En el informe realizado por el equipo de investigación de la compañía British Petroleum se declaró que el accidente fue motivado por fallos en la integridad del pozo, los cuales condujeron a la pérdida del control hidrostático de la plataforma (BP, 2010). Esta pérdida de control ocasionó el fallo del BOP (Blowout Preventer), el cual no pudo sellar el pozo tras la explosión inicial (Dadashzadeh et al., 2013). De acuerdo con ese mismo informe, BP identifica cuatro factores críticos que ocasionaron el desastre de la Deepwater Horizon (BP, 2010):

- **Fallo en la integridad del pozo**
- **Penetración inadvertida de hidrocarburos y pérdida del control del pozo**
- **Ignición de hidrocarburos en la Deepwater Horizon**
- **Fallo del BOP (Blowout Preventer)**

A su vez, cada uno de los anteriores factores críticos fue desencadenado por distintas causas, las cuales se señalan en la Tabla 9:

Tabla 9. Factores críticos y causas del accidente de la DWH

(Fuente de información: (BP, 2010))

Factor crítico	Causas
Fallo en la integridad del pozo	La cementación no aisló el paso de hidrocarburos.
	Los "shoe track" (zapatas de cemento) no aislaron el paso de hidrocarburos.
Penetración inadvertida de hidrocarburos y pérdida del control del pozo	La prueba de integridad de presión se dio por válida cuando las condiciones del pozo no estaban establecidas.
	La intrusión de hidrocarburos no fue detectada a tiempo.
	Fallaron los sistemas para retomar el control del pozo.
Ignición de hidrocarburos en la DWH	Fallo del equipo separador de gases de los lodos.
	Fallaron los sistemas de prevención de incendios.
Fallo del BOP	Fallo del BOP al sellar el pozo.

Cada una de las causas expuestas constituía una barrera de protección física u operacional contra posibles riesgos en la perforación del pozo. A modo ilustrativo, el informe proporciona el esquema de la Figura 50:

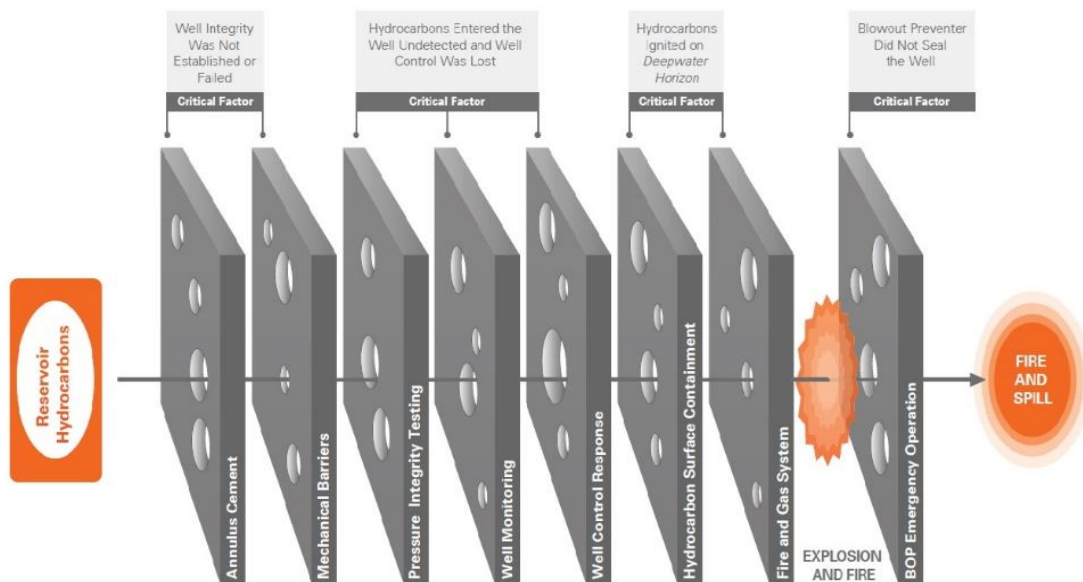


Figura 50. Esquema ilustrativo de las causas del accidente de la DWH

(Fuente: (BP, 2010))

Los detonantes del accidente no fueron investigados solamente por la empresa British Petroleum, sino también por varias otras organizaciones e instituciones. Varios estudios realizados apuntan a las siguientes causas como factores principales:

- **Defectos en la plataforma DWH**

Antes del accidente, la plataforma Deepwater Horizon presentaba numerosos problemas de mantenimiento. Mediante una inspección llevada a cabo por BP en septiembre de 2009, cuando la DWH se hallaba perforando en otra localización, se constató que existían 390 averías que necesitaban reparación inmediata y requerirían alrededor de 3.500 horas de trabajo (Ingersoll et al., 2010). Debido a esas averías, los trabajadores realizaban constantemente pequeñas reparaciones para mantener operativa la DWH.

- **Problemática en la toma de decisiones**

La DWH era una plataforma de exploración, por tanto, los operarios tenían la misión de perforar y cerrar temporalmente el pozo Macondo para que, posteriormente, se instalara en él otra plataforma para la explotación propiamente dicha. La operación de cerrar un pozo siempre presenta dificultades. No obstante, en este caso dicha complejidad se vio incrementada por el conflicto existente entre las variables coste, tiempo y seguridad, así como por la dificultad en la toma de decisiones. Este último factor se debía al elevado número de empresas que participaban en la construcción del pozo, todas ellas con diferentes responsabilidades e intereses.

De acuerdo con el Comité de Investigación formado tras el accidente, la compañía BP eligió en varias ocasiones procedimientos menos seguros que suponían un ahorro de gastos y tiempo (Ingersoll et al., 2010), entre otras razones porque el proyecto presentaba un retraso significativo con el consiguiente incremento del presupuesto.

En su investigación, el Comité señaló las cinco siguientes decisiones cruciales tomadas por BP que conducirían a la explosión y hundimiento de la plataforma:

- Elección del casing
- Número insuficiente de centralizadores
- Fallo en la circulación de los lodos de perforación
- Omisión del test “Cement Bond Log”
- Fallo al sellar la cabeza del pozo

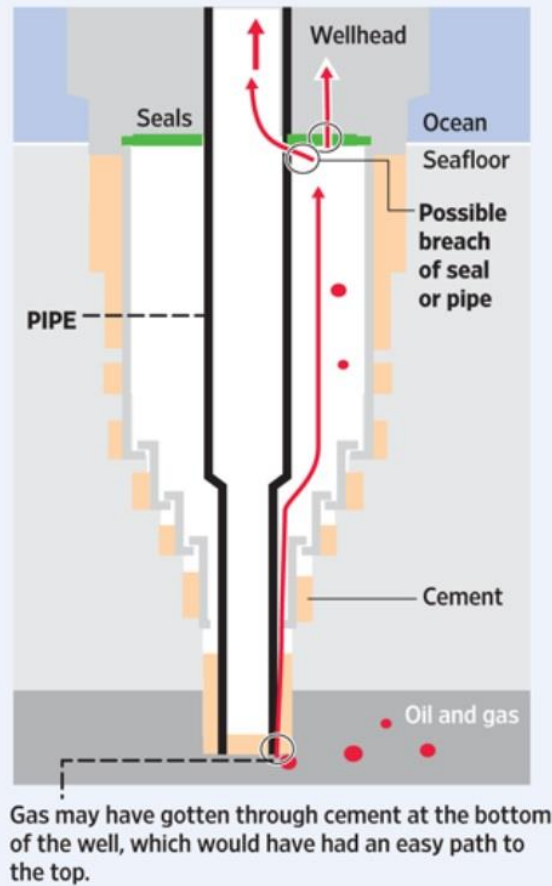
1) Elección del casing

El día anterior a los acontecimientos, el 19 de abril, finalizó la construcción del último tramo del pozo, el cual alcanzaba los 5.600 metros de profundidad (Ingersoll et al., 2010). Existían dos opciones para el encamisado del pozo (Figura 51): un tubo entero o “long string”, el cual recorrería todo el pozo desde la cabeza al fondo, o una combinación “liner-tieback”, la cual consistía en la colocación de tubos por secciones desde el fondo del pozo unidos entre sí mediante sellos o válvulas de seguridad.

La segunda de las dos opciones era la más segura, pues proporcionaba cuatro barreras de protección frente a posibles intrusiones de hidrocarburos a través del espacio anular. A pesar de ser conscientes de la mayor protección de este método, se eligió la primera opción debido al ahorro de tiempo y costes. Se estima que la opción “liner-tieback” suponía un desembolso adicional de entre 7 y 10 millones de dólares más que la opción elegida (Ingersoll et al., 2010).

The Deepwater Horizon well

BP used a single piece of pipe, referred to as a "long string," that ran down the whole length of the well, providing gas a path to rise up the sides.



More expensive alternative

Two pipes provide an additional barrier to gas near the bottom of the well, but cost more to install.

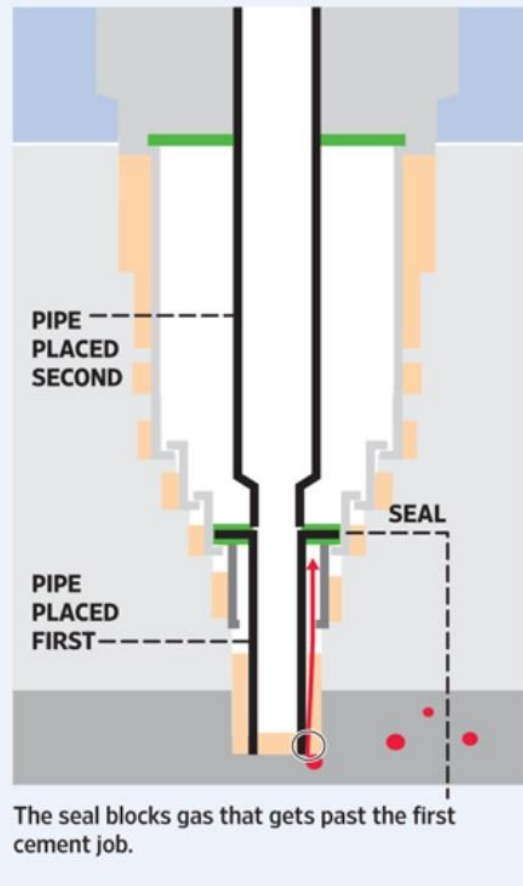


Figura 51. Izquierda: opción "long string"; Derecha: opción "liner-tieback"

(Fuente: <https://rationalwalk.com/faulty-well-design-highlights-importance-of-redundancy/>)

2) Número insuficiente de estabilizadores

En el proceso de cementación del tubo de acero que discurre por un pozo es necesario emplear estabilizadores, centralizadores o soportes especiales (Figura 52) que ayudan a garantizar la correcta posición del tubo en el centro del pozo. De acuerdo con el API (American Petroleum Institute's), si el tubo no está centrado los lodos no circularán correctamente y es probable que existan flujos de gases recorriendo el espacio anular alrededor del tubo.

BP contrató a la compañía Halliburton para asesorarlos en el proceso de cementación. Estudios realizados por Halliburton constataron que en la perforación del pozo Macondo serían necesario 21 estabilizadores. Pese a las recomendaciones y advertencias de que el empleo de menos de 21 estabilizadores causarían graves problemas de flujo de gases, BP decidió utilizar apenas 6, alegando que esta medida requeriría menos tiempo de instalación (Ingersoll et al., 2010).



Figura 52. Ejemplo de estabilizador

(Fuente: <https://kwikzip.com/oil-gas/>)

3) Fallo en la circulación de los lodos de perforación

El API recomienda hacer circular los lodos de perforación a través de todo el pozo, desde el fondo hasta la plataforma, antes de comenzar el proceso de cementación al menos una vez. Esta medida, denominada “bottoms up”, permite eliminar bolsas de aire y otros desechos para asegurar una correcta cementación.

La circulación completa del lodo a través del pozo Macondo llevaría entre 6 y 12 horas. Por ello, se decidió realizar una circulación parcial, la cual se completó en apenas 30 minutos

(Dadashzadeh et al., 2013). Debido a ello, no se pudo asegurar una completa eliminación de desechos en el pozo.

4) Omisión del test “Cement Bond Log”

Otra de las decisiones cuestionables tomadas por la compañía guarda relación con el test llamado “Cement Bond Log”, el cual se debe realizar para comprobar la efectividad de la cementación.

El test iba a ser llevado a cabo por la compañía Schlumberger en la mañana del 20 de abril y duraría entre 9 y 12 horas. No obstante, BP optó por prescindir de los servicios de la empresa y no realizar la prueba (Ingersoll et al., 2010).

5) Fallo al sellar la cabeza del pozo

Debido a la elección de emplear una sola tubería en el casing, el pozo Macondo contaba únicamente con dos protecciones frente a la penetración indeseada de hidrocarburos: la cementación del fondo y el sello en la cabeza del pozo o BOP (Blowout Preventer).

Pese a no haber realizado el “Cement Bond Log” y ser conscientes de que la escasez de centralizadores aumentaba la probabilidad de intrusiones, la empresa BP no instaló el “casing hanger lockdown sleeve”. Esta última sección tiene la finalidad de asegurar que las posibles presiones provenientes del pozo no alteren la colocación de los sellos en la cabeza del pozo ².

² <http://oilandgaswiki.blogspot.com/2014/03/what-is-lockdown-sleeve.html>

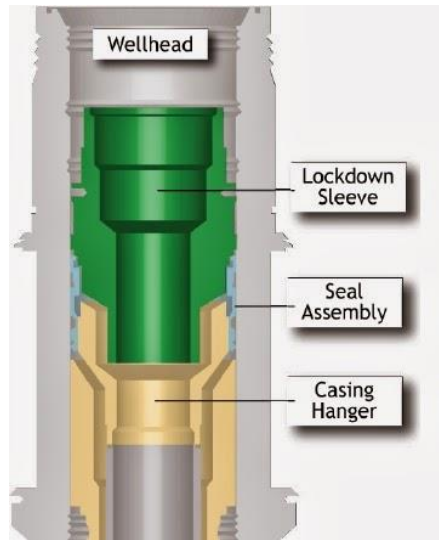


Figura 53. Estructura del "casing hanger lockdown sleeve"

(Fuente: <http://oilandgaswiki.blogspot.com/2014/03/what-is-lockdown-sleeve.html>)

En conjunto, todos los factores expuestos anteriormente desencadenaron la explosión y posterior incendio de la Deepwater Horizon. El accidente tuvo graves impactos sociales, económicos y ambientales.

Desde el punto de vista ambiental, la marea negra originada afectó a decenas de refugios nacionales de vida silvestre, provocando la muerte de animales marinos, aves y reptiles, entre otras consecuencias que se detallarán en el apartado "3.2 Afección al medio marino y a las costas".

Económicamente, supuso grandes pérdidas tanto para las empresas propietarias o involucradas en la exploración del pozo Macondo como para las industrias pesquera y turística del Golfo. En un intento de mitigar los daños a los particulares afectados, British Petroleum, en acuerdo con el Gobierno de Estados Unidos, creó el 16 de junio de 2010 la fundación Gulf Coast Claims Facility (GCCF). Esta fundación tenía como objetivo repartir 20.000 millones de dólares entre los residentes perjudicados (Ingersoll et al., 2010) y hacer frente a los costes de limpieza y reparación de zonas dañadas. Por otro lado, BP vio su prestigio minado por la opinión pública y tuvo que hacer frente a una multa de otros 20.800 millones de dólares (Ayuso, 2015).

3.2 Afección al medio marino y a las costas

Pese a las diversas técnicas de limpieza (dispersantes, combustión in situ,...) que se emplearon para evitar que la marea negra causada por la explosión y hundimiento de la Deepwater Horizon llegase a las costas cercanas, se calcula que más de 2.000 km de playas, marismas y estuarios fueron alcanzados (Barron et al., 2020). El impacto ambiental del vertido de la DWH y las medidas de contención empleadas fue ampliamente investigado, no sólo por la magnitud de la marea negra, sino también por ser la primera vez que se aplicaron dispersantes en zonas tan profundas del océano.

El accidente tuvo consecuencias de distinta magnitud en la gran variedad de fauna y flora del Golfo, tanto los que habitan en altamar o en las profundidades (delfines, ballenas, corales, plancton...) como los característicos de zonas costeras (cangrejos, ostras, pájaros...). Mientras que algunas especies o zonas no resultaron significativamente afectadas, se espera que la recuperación de otras (por ejemplo, los corales) requiera decenas de años. En la Figura 54, se aprecian algunos de los efectos que la exposición al crudo causó a la fauna marina.

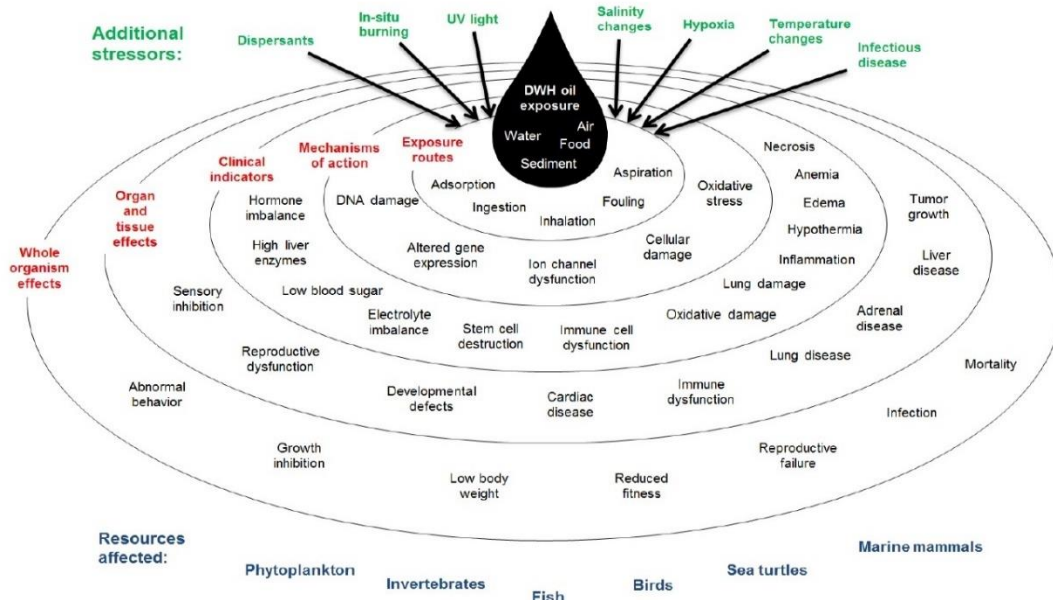


Figura 54. Afecciones a las especies marinas atendiendo a la distancia del pozo Macondo

(Fuente: (Beyer et al., 2016))

En este apartado se muestran distintas afecciones al medio marino y a sus especies, atendiendo principalmente a la cercanía a la costa y a la profundidad de las aguas.

3.2.1 Impactos ambientales en altamar

- **Plancton y microbiota marina**

Cuando se produjo el vertido del pozo Macondo, una de las grandes preocupaciones fue el efecto que tendría la exposición de la microbiota marina y del plancton a la contaminación del petróleo y los agentes dispersantes.

En diferentes estudios de laboratorio, se constató un menor crecimiento del fitoplancton expuesto a aguas contaminadas, siendo mayor el impacto cuando se incluían dispersantes en el agua. También se descubrió una relación inversa entre el crecimiento de la población de las especies sensibles y de las no sensibles a la toxicidad del crudo. Así, mientras las especies sensibles disminuyeron en abundancia, las especies resistentes a la contaminación aumentaron su población (Beyer et al., 2016).

- **Especies pelágicas**

Las especies pelágicas son aquellas que habitan en altamar, a profundidades medias o cercanas a la superficie marina. Tras el vertido de la DWH, no se detectaron o documentaron muertes de peces pelágicos (Beyer et al., 2016), pudiendo explicarse este hecho con la posible migración de los peces adultos hacia zonas no contaminadas.

A pesar de la aparente escasez de mortalidad, se estudiaron en profundidad varias especies del piélago para comprobar su nivel de contaminación y aptitud para el consumo humano. Varios de esos análisis determinaron que no existían indicios de una contaminación significativa.

Por otro lado, también se estudiaron los posibles efectos que tendría la toxicidad del vertido en los embriones de especies pelágicas. A pesar de detectarse una disminución en el crecimiento de la población en el año 2010 con respecto a los tres años anteriores, no fue posible correlacionar de forma precisa ese descenso con la marea negra.

- **Bentos y corales**

El bento, conjunto de fauna y flora que habitan en el fondo marino, experimentó una acusada disminución en la densidad de población. Un ejemplo concreto son los foraminíferos bentónicos, cuya comunidad se redujo entre un 80-93% en los alrededores del pozo Macondo (Beyer et al., 2016). Los científicos estiman que la recuperación de los bentos requerirá décadas debido a las especiales condiciones del fondo marino.

Por otro lado, las afecciones experimentadas por los longevos corales del fondo oceánico se emplearon como índice del impacto ambiental causado por el petróleo en las profundidades marinas. Para ello, varias comunidades de corales situadas en un radio de 25 km alrededor del pozo Macondo fueron monitorizadas desde el año 2010. Se observó que los corales que recibieron dosis de petróleo y dispersantes perdieron gran parte de su tejido o murieron (Beyer et al., 2016). Por ejemplo, el 86% de los arrecifes de corales situado a 11 km del pozo sufrieron una pérdida de tejido y una producción excesiva de mucosa (Barron et al., 2020). Debido al elevado tiempo de recuperación que requieren los corales afectados, la destrucción o daño de colonias se considera un grave impacto ecológico.



Figura 55. Coral recubierto de partículas de petróleo en el fondo oceánico

(Fuente: <https://response.restoration.noaa.gov/about/media/bottom-gulf-mexico-corals-and-diversity-suffered-after-deepwater-horizon-oil-spill.html>)

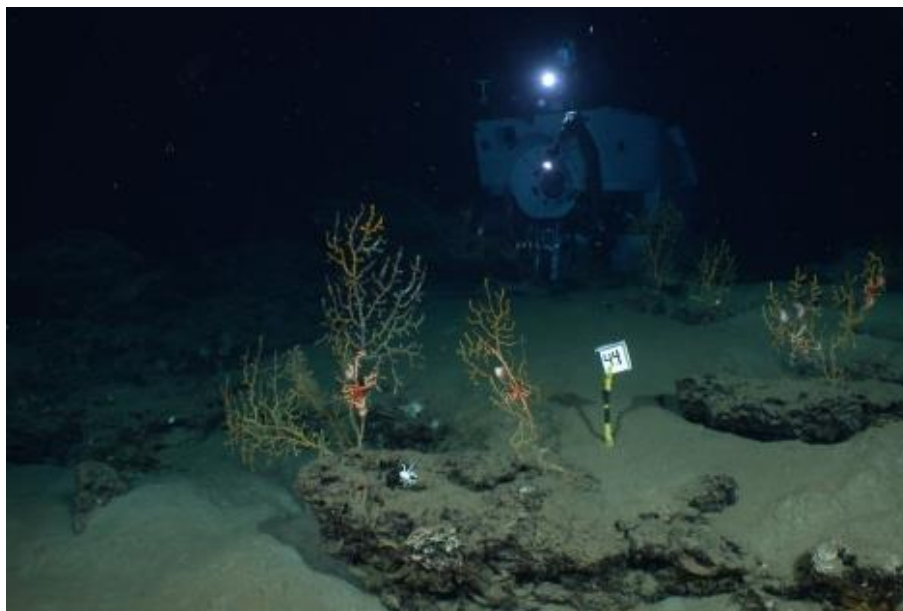


Figura 56. Monitorización del fondo oceánico afectado por el vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.elmundo.es/elmundo/2012/03/26/natura/1332785530.html>)

Otros estudios se centraron en determinar la contaminación causada por los dispersantes, poniendo de manifiesto que la toxicidad del petróleo es considerablemente menor que la que presenta la combinación petróleo/dispersantes.

3.2.2 Impactos ambientales en la costa

- **Marismas, estuarios y humedales**

En las costas del Golfo de México se encuentran varias marismas, estuarios y humedales. La comunidad bacteriana presente en esos ambientes ha tenido un papel fundamental en la biodegradación, contribuyendo de forma natural a la meteorización del petróleo.

El impacto y recuperación de la vegetación de las marismas fueron ampliamente estudiados. De acuerdo con esos estudios, se observaron efectos negativos en la flora de marismas gravemente afectadas por el vertido que no fueron tratadas. Sin embargo, se apreciaron daños aún mayores en aquellas zonas tratadas donde, debido a métodos de limpieza mecánica, el petróleo se mezcló con los sedimentos del suelo. Este hecho parece indicar que zonas medianamente bañadas por la marea negra tendrían una mejor recuperación si no se empleasen métodos artificiales de limpieza.



Figura 57. Marisma bañada por el vertido de la DWH

(Fuente: <http://metroforensics.blogspot.com/2016/09/the-2010-deepwater-horizon-oil-spill.html>)

Otra de las técnicas de limpieza que pudo haber afectado negativamente a las marismas, estuarios y humedales fue la hidrolimpieza, en la cual se empleó agua proveniente de ríos

cercanos. Este método alteró las condiciones hidrológicas y ecológicas de la zona y provocó una reducción de la cantidad de arena debido al movimiento de tierras ocasionado por la presión del agua.



Figura 58. Evolución de la recuperación de una marisma afectada por el vertido de la DWH

(Fuente: https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S0048969716304752-fx1_lrq.jpg)

- **Invertebrados marinos**

Numerosos tipos de animales invertebrados marinos como percebes, mejillones, almejas y ostras se vieron expuestos a una contaminación de crudo de manera directa o indirecta tras el accidente de la DWH. Contrariamente a lo que cabría esperarse, los análisis realizados sobre dichas especies no evidenciaron un nivel significativo de intoxicación.

Por otro lado, el efecto causado en el crecimiento de la población difiere según la sensibilidad de las especies a la toxicidad. Así, las jaibas, o “cangrejos azules” característicos de la zona, no presentaron problemas de crecimiento o un incremento de la mortalidad (Beyer et al., 2016). Sin embargo, el crecimiento de distintos tipos de camarones expuestos a la contaminación de la Bahía de Barataria se redujo drásticamente según pruebas de laboratorio.



Figura 59. Cangrejo bañado en petróleo

(Fuente: https://www.mlive.com/politics/2010/06/bp_spill_response_plans_severe.html)

- **Peces costeros**

Debido a la gran variedad de especies de peces existentes en las costas del Golfo de México, una de las grandes preocupaciones fue la posible intoxicación que experimentarían dichas especies, la mayoría de las cuales son empleadas habitualmente para el consumo humano. Estudios realizados entre mayo de 2010 y agosto de 2011 en muestras de camarones, ostras, cangrejos y otros peces afectados por el vertido indicaron un mayor contenido de PAH (hidrocarburo aromático policíclico) en los primeros meses del ensayo. No obstante, dicha concentración fue disminuyendo significativamente con el paso de los meses y siempre se mantuvo por debajo de los límites admisibles de contaminación para su consumo (Beyer et al., 2016).

Otro estudio realizado sobre los peces pargo del entorno del pozo Macondo constató un incremento inusual de lesiones cutáneas. A pesar de ello, no se pudo demostrar una relación directa entre la aparición de las lesiones y la exposición al vertido de la DWH.

Otro de los aspectos analizados fue el impacto de la toxicidad del vertido en las crías de peces. Por ejemplo, embriones de pez cebra sometidos a aguas contaminadas recogidas en la Bahía de Barataria han experimentado alteraciones durante su desarrollo. Estudios similares realizados en embriones de otras especies señalan malformaciones y un menor índice de crecimiento (Beyer et al., 2016).



Figura 60. Pez bañado por el vertido de la DWH

(Fuente: https://www.gulflive.com/mississippi-press-news/2010/06/oil_spill_seafood_testers_snif.html)

3.2.3 Aves y mamíferos marinos

- Cetáceos

Las familias pertenecientes al grupo de los cetáceos fueron significativamente afectadas por el vertido de la DWH. Uno de los métodos empleados para estimar la gravedad del impacto de las mareas negras es cuantificar el número de cadáveres de aves y mamíferos marinos encontrados. En este caso, se hallaron 101 cadáveres en total, por lo que muchos estudios clasifican como moderada la severidad del impacto ambiental causado (Williams et al., 2011).



Figura 61. Delfín muerto en una orilla afectada por el vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.nature.com/news/deepwater-horizon-oil-spill-linked-to-gulf-of-mexico-dolphin-deaths-1.17609>)

No obstante, la cifra real de defunciones podría ser muy superior debido a que la recuperación de los cadáveres está sujeta a varios fenómenos, como el hundimiento de estos o su traslado por las corrientes marinas. Para corroborar este hecho, en el artículo *“Underestimating the damage: interpreting cetacean carcass recoveries in the context of the Deepwater Horizon/BP incident”*, se establece que el porcentaje de recuperación de cadáveres en el mar corresponde apenas a un 2% (Williams et al., 2011).

Conjuntamente a la mortalidad, se han detectado alteraciones en la salud de los animales marinos. Estudios realizados tras el vertido en los delfines de la Bahía de Barataria, Luisiana, han detectado que los animales presentaban afecciones pulmonares y anomalías en las glándulas suprarrenales (Barron et al., 2020). Otra de las conclusiones destacadas es la disminución en la tasa de supervivencia de esos delfines, un 86,8%, en comparación con la tasa de localidades no afectadas, siendo esta un 96,2% en la Bahía de Sarasota, Florida (Barron et al., 2020).

- **Tortugas marinas**

Otra población de animales afectada por el accidente de la DWH fue la de las tortugas marinas. Las investigaciones realizadas constataron un importante incremento en la tasa de varamientos y de mortalidad de las tortugas, así como un descenso en la tasa de natalidad (Beyer et al., 2016).



Figura 62. Cría de tortuga muerta por la exposición al vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.nytimes.com/2020/04/19/climate/deepwater-horizon-anniversary.html>)

- **Aves**

El Golfo de México cuenta con una abundante población de aves en sus costas y es una importante región para las especies migratorias. Por ello, esta clase de animales se considera una de las más dañadas por la marea negra del Golfo en el 2010. Así, alrededor de 1 millón de aves migratorias pudieron experimentar diferentes grados de exposición al petróleo entre 2010 y 2011. Esa exposición causó efectos directos, como la mortalidad, o graves efectos indirectos a largo plazo en la salud y comportamiento de las aves (Beyer et al., 2016).



Figura 63. Ave recubierta por el vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.nytimes.com/2020/04/19/climate/deepwater-horizon-anniversary.html>)

Sin embargo, de acuerdo con un análisis de la abundancia e índice de natalidad de alcatraces en el Golfo de México, no existe o no se puede asegurar una relación directa entre el descenso de esas cantidades y el accidente de la Deepwater Horizon (Beyer et al., 2016).

3.3 Tecnologías utilizadas en la recuperación de las costas

Posteriormente a la explosión y hundimiento de la plataforma Deepwater Horizon se encomendó al Comando Unificado (Unified Area Command) la organización de las tareas de limpieza y contención de la marea negra originada. El grupo Unified Area Command estaba formado por miembros de la Guardia Costera estadounidense, la Agencia para la Protección del Medioambiente y la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional, entre varios otros departamentos medioambientales.

El primer paso en la mitigación de los impactos consistió en intentar sellar el pozo Macondo, el cual continuó vertiendo petróleo durante los 87 días que tardó la compañía BP en sellarlo definitivamente (Beyer et al., 2016). La marea negra de la DWH cubrió a 180.000 km² de la superficie marina y afectó a más de 2.000 km de línea de costa (Barron et al., 2020).



Figura 64. Mancha de crudo de la DWH

(Fuente: <https://www.nytimes.com/2020/04/19/climate/deepwater-horizon-anniversary.html#:~:text=the%20main%20story,Ten%20Years%20After%20Deepwater%20Horizon%2C%20U.S.%20Is%20Still%20Vulnerable%20to,failed%20to%20take%20safety%20seriously.>)

Las primeras medidas tomadas se centraron en contener y eliminar la mayor cantidad de crudo posible en altamar para evitar que el vertido llegase a las costas, pues los daños y el nivel de complicación de las tareas de limpieza se incrementan considerablemente en tierra firme.

Las acciones de limpieza finalizaron en junio de 2013 en los estados de Florida, Alabama y Mississippi. Por su parte, en las costas de Luisiana las tareas no finalizaron hasta abril de 2014. De acuerdo con la empresa British Petroleum, la limpieza de las costas ha requerido 70 millones de horas de trabajo y un desembolso superior a 14.000 millones de dólares (BP, 2010).

3.3.1 Sellado del pozo Macondo

El día 2 de mayo se iniciaron las operaciones de perforación de un “pozo de alivio” que permitiría sellar posteriormente el pozo Macondo. A mediados de ese mes, se canceló la colocación de una campana de contención sobre la fuga principal debido a la acción de los gases que escapaban del pozo y comenzó la preparación de un segundo pozo de alivio (Pallardy, 2021). Como alternativa a la campana de contención, se empleó la herramienta de aspiración RITT (Riser Insertion Tube Toll), capaz de aspirar 3.000 barriles/día de crudo (BP, 2010). A finales de mayo se intentó emplear la técnica “top kill”, consistente en bombear lodos de perforación dentro del pozo para detener el vertido. Una vez más, no se efectúa el sellado.

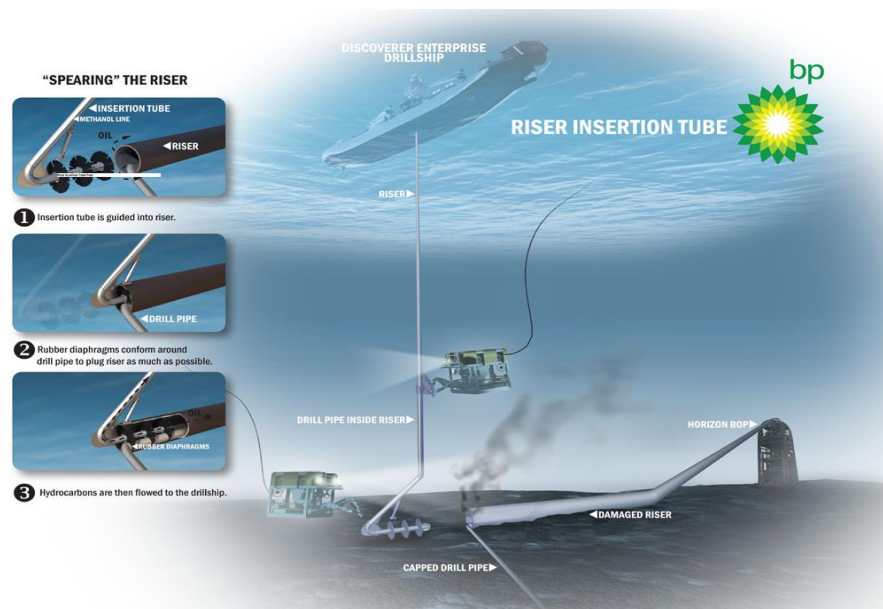


Figura 65. Herramienta de aspiración Riser Insertion Tube

(Fuente: <https://www.drillingcontractor.org/bp-continues-use-of-riser-insertion-tube-tool-planning-for-%E2%80%98top-kill%E2%80%99-operation-5853>)

En junio, BP recurrió al dispositivo de contención LMRP (Lower Marine Riser Package), el cual permitía aspirar los hidrocarburos sólidos y gaseosos hasta la embarcación Discoverer

Enterprise. Este dispositivo, junto a otros tubos de aspiración, permitía recuperar aproximadamente 25.000 barriles/día (BP, 2010).



Figura 66. Embarcación Discoverer Enterprise

(Fuente: https://www.al.com/live/2010/06/bp_fire_shuts_down_oil_recover.html)

En julio se retiró el LMRP y se instaló una válvula de contención (Pallardy, 2021). En agosto, se intentó aplicar la “static kill”, método mediante el cual se inyectan lodos de perforación a través del BOP (Blowout Preventer). Al igual que en el caso de la “top kill”, la medida falló. Finalmente, se optó por aplicar la estrategia “bottom kill”, o lo que es lo mismo, inyectar cemento a través de un pozo de alivio, el cual intersecaría el pozo principal. Así, el 19 de septiembre la Guardia Costera estadounidense anuncia el sellado definitivo del pozo Macondo (Pallardy, 2021).

3.3.2 Limpieza y contención en altamar

El petróleo vertido hasta que se selló finalmente el pozo Macondo formó en la superficie del océano una mancha de crudo cuya extensión llegó a superar los 40.000 km² (Beyer et al., 2016). Con la finalidad de mitigar el efecto de la marea negra en las costas del Golfo, se aplicaron distintas técnicas de contención y eliminación de petróleo en altamar. Las técnicas de limpieza principalmente empleadas fueron la aplicación de **agentes dispersantes**, la absorción de crudo mediante **skimmers** y la **combustión in situ**.

Según informes de la petrolera British Petroleum, estas labores de limpieza requirieron la colaboración de 48.000 personas, entre ellas pescadores y dueños de embarcaciones locales; el empleo de 6.500 embarcaciones y el uso de 4.000 km de boomers o barreras flotantes de contención (BP, 2010).

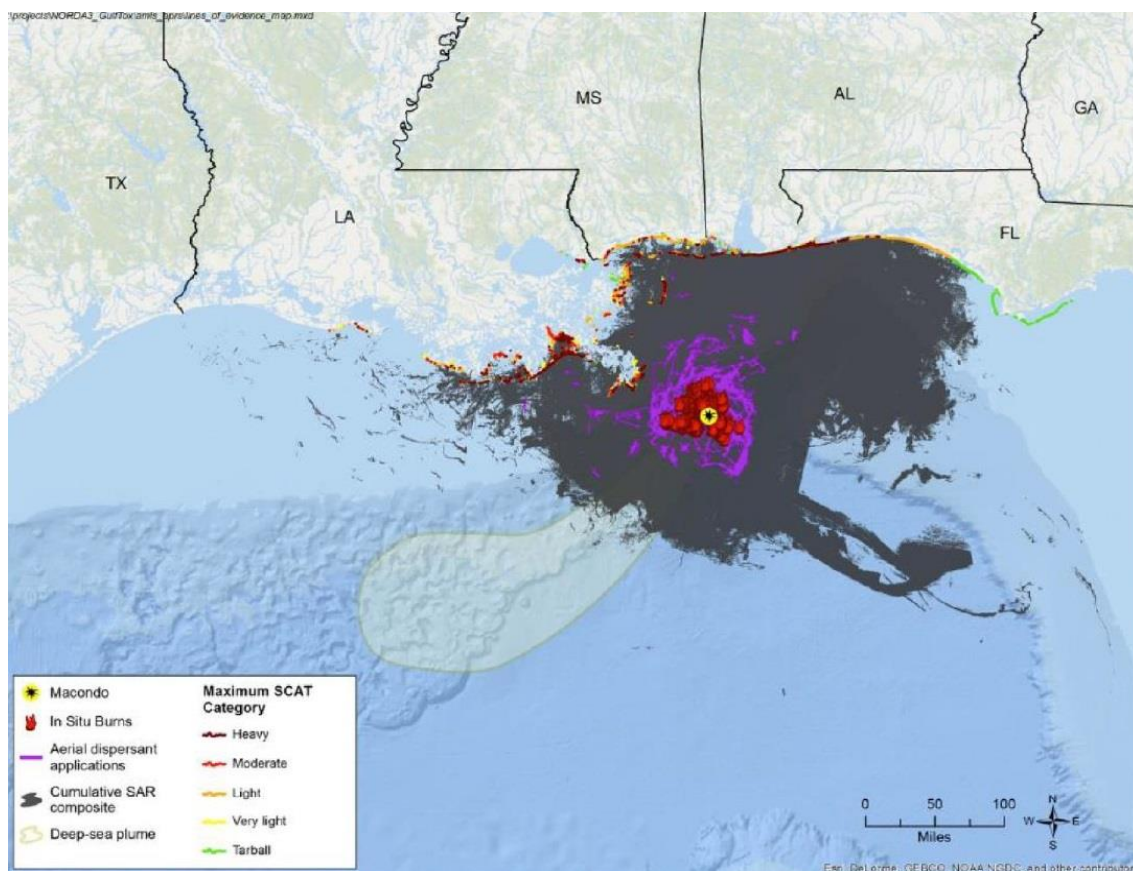


Figura 67. Mapa de medidas aplicadas en altamar para contener el vertido de la DWH

(Fuente: (Beyer et al., 2016))

- **Dispersantes**

Con el objetivo de dispersar el petróleo en pequeñas gotas y favorecer su biodegradación, en el accidente de la plataforma Deepwater Horizon se emplearon aproximadamente 7.000 m³ de agentes dispersantes (Beyer et al., 2016), concretamente, dispersante Corexit 9500. Un 40% de esa cantidad se aplicó directamente sobre la cabeza del pozo, mientras que el 60% restante se aplicó a la mancha de hidrocarburos formada en la superficie, siempre y cuando existiese una distancia superior a 5 km de la costa (Beyer et al., 2016).

Esta medida fue intensamente cuestionada por la comunidad científica, pues fue la primera vez que se aplicaron agentes dispersantes a tan elevadas profundidades y no se conocían los potenciales efectos negativos que causarían al ecosistema marino. Gracias a sofisticadas tecnologías de detección, se descubrió que una enorme masa de hidrocarburos quedó retenida a más de 1 km de profundidad y se extendió lateralmente movida por las corrientes submarinas (Figura 68).

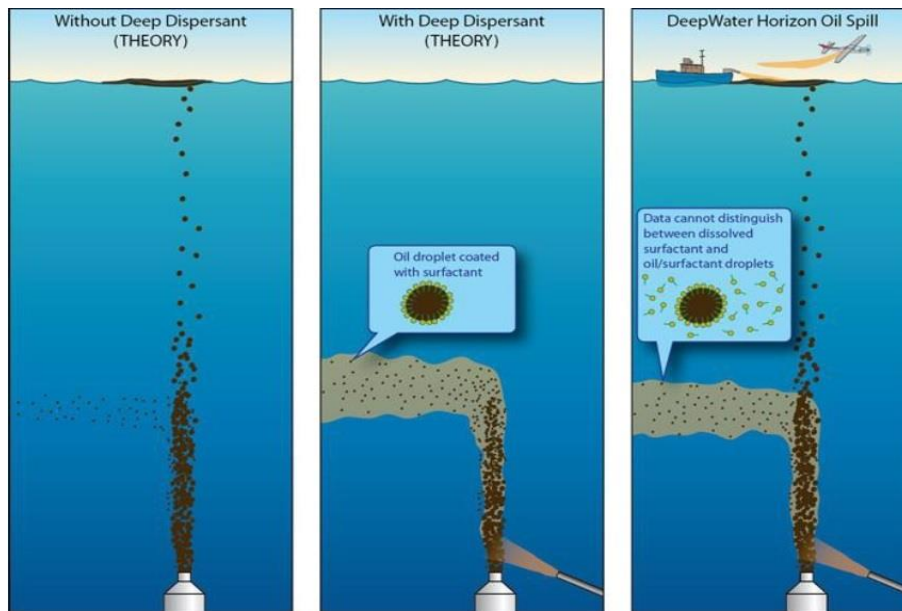


Figura 68. Formación de la "pluma" o mancha de crudo submarina debido a la aplicación de dispersantes

(Fuente: (Beyer et al., 2016))

- **Combustión in situ y skimmers**

Una de las medidas más relevantes en la contención de la marea negra de la DWH fue la combustión in situ. En total, se realizaron 411 combustiones controladas mediante barreras ignífugas (Beyer et al., 2016), consiguiendo con esta práctica la eliminación de 265.450 barriles de petróleo (BP, 2010).



Figura 69. Vista aérea de la combustión in situ del vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.fws.gov/fire/news/national/oilBurns.shtml>)



Figura 70. Panorámica de combustiones in situ del vertido de la DWH

(Fuente: <https://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/oil-spills/resources/in-situ-burning.html>)

También se aplicó la combinación booms/skimmers para retirar la mayor cantidad posible de crudo. Se estima que se recuperó entre 2-4% del petróleo derramado con el uso de skimmers, mientras que la combustión in situ eliminó entre 5-6% del vertido³.

³ <https://ocean.si.edu/conservation/pollution/gulf-oil-spill>

3.3.3 Limpieza y contención en la costa

La mancha remanente de petróleo que no pudo ser eliminada en altamar fue desplazada por las corrientes marinas, el oleaje y la fuerza del viento hasta alcanzar en mayo las costas de Luisiana y, en el mes de junio, las de Mississippi, Alabama y Florida (Pallardy, 2021). Se estima que 22.000 toneladas de petróleo alcanzaron la costa, es decir, un 4% del petróleo total vertido (Beyer et al., 2016).

Los 2.100 km de costas bañadas por el vertido comprendían numerosas playas, marismas, estuarios y humedales de gran diversidad y riqueza medioambiental. El Programa SCAT (Shoreline Cleanup Assessment Technique) obtuvo el permiso para tratar y limpiar el 73,3% de las playas afectadas y el 8,9% de las marismas (Beyer et al., 2016). Cabe señalar que el porcentaje de costas que no fue tratado corresponde mayoritariamente a zonas especialmente sensibles, en las cuales la aplicación de medidas externas de limpieza supondría mayores impactos que el permitir la recuperación natural de la zona. Dependiendo de las características y sensibilidad de las zonas afectadas se emplearon técnicas de **limpieza manuales, mecánicas o la hidrolimpieza.**



Figura 71. Ejemplo de marisma afectada por el vertido de la DWH

(Fuente: <https://www.oceanfutures.org/news/blog/Derrame-de-petroleo-del-Deepwater-Horizon-5-anos-de-secuelas>)

- **Limpieza manual**

Para la limpieza de las costas se proporcionó formación a 11.000 personas (BP, 2010), las cuales recogieron junto a numerosos voluntarios más de 100.000 toneladas de residuos. De esos residuos, se estima que apenas entre un 10-15% correspondían a restos de hidrocarburos, mientras que las toneladas restantes eran arena, conchas o ropa de protección frente a la contaminación (BP, 2014). La limpieza manual mediante rastrillos, recogida de tarballs o arranque de vegetación se aplicó en playas y marismas medioambientalmente sensibles.



Figura 72. Trabajadores de BP limpiando una playa de Luisiana

(Fuente: <https://www.britannica.com/event/Deepwater-Horizon-oil-spill/Cleanup-efforts>)



Figura 73. Residuos recogidos en la limpieza de una de las playas afectadas

(Fuente: <https://www.flickr.com/photos/wolframburner/4702204088>)

- **Hidrolimpieza**

Esta técnica fue mayoritariamente aplicada en marismas y estuarios que podrían verse gravemente afectados de emplearse técnicas más intrusivas (Beyer et al., 2016). Debido a los conocidos daños ocasionados por la limpieza con agua a elevadas presión y temperatura, se empleó agua proveniente de ríos cercanos, propulsadas a bajas presiones y a temperatura ambiente.

- **Limpieza mecánica**

En las grandes playas recreativas se pudieron aplicar técnicas de limpieza mecánicas (BP, 2014). La empresa BP desarrolló maquinaria de limpieza especiales para playas, denominadas “Sand Shark” o tiburones de playa, capaces de filtrar la arena hasta profundidades de 46 cm y retirar las bolas de alquitrán y otros residuos sin causar grandes movimientos de tierra (BP, 2010).



Figura 74. Máquina limpiadora de playas "Sand shark" de BP

(Fuente: https://www.al.com/live/2010/08/bp_unveils_sand_shark_to_deep.html)

3.4 Estudio químico del crudo vertido de la DWH

En este apartado se muestra el análisis químico del vertido de la plataforma Deepwater Horizon realizado en la Universidad de Oviedo. Conjuntamente a la caracterización del vertido del pozo Macondo, se analizaron otras cuatro muestras de derrames de crudo ocurridos en diferentes regiones a las que no nos referiremos y cuyos resultados en detalle se pueden encontrar en Kruge et al., 2018:

- Vertido de Aboño, en la costa de Asturias
- Vertido del Prestige, en la costa de Galicia
- Vertido en Kuwait
- Vertido en Angola

A continuación, se describen la muestra tomada del pozo Macondo, el procedimiento seguido y los resultados obtenidos, que se han revisado y actualizado para la realización de este trabajo.

- **Muestra del pozo Macondo**

La muestra tomada para analizar el vertido del pozo Macondo fue recogida en la costa de Alabama, Estados Unidos, aproximadamente seis semanas después del accidente en la DWH. La muestra era una tarball, o lo que es lo mismo, una “masa” de petróleo degradado semejante al alquitrán, con una densidad muy cercana a 1 y una apariencia semisólida.



Figura 75. Ejemplos de tarballs en la costa

(Fuente: <https://txglo.medium.com/why-are-mysterious-balls-of-tar-washing-up-on-texas-beaches-9a7e4c5321d7>)

Debido a la magnitud de la marea negra originada tras el accidente de la Deepwater Horizon, el petróleo vertido del pozo Macondo fue ampliamente estudiado, permitiendo así el conocimiento de sus propiedades. En la Tabla 10, se muestran las propiedades más relevantes del vertido inicial, el cual correspondía a un petróleo crudo dulce y ligero, con elevadas proporciones de gasolina y keroseno (Beyer et al., 2016).

Tabla 10. Características del petróleo del pozo Macondo

(Fuente de información: (Reddy et al., 2012))

Densidad (15°C)	0,820 kg/l
Azufre (S)	0,4 %
Nitrógeno (N)	0,38 %
Composición	Saturados: 74%
	Aromáticos: 16%
	Resinas y asfaltenos: 10%

- **Procedimiento**

Cada una de las muestras recogidas para el estudio fue analizada siguiendo distintos procedimientos según su naturaleza inicial. Un esquema de los distintos métodos de análisis empleados se muestra en la Figura 76 y se desarrolló a partir de los métodos más habituales (Peters et al., 2005):

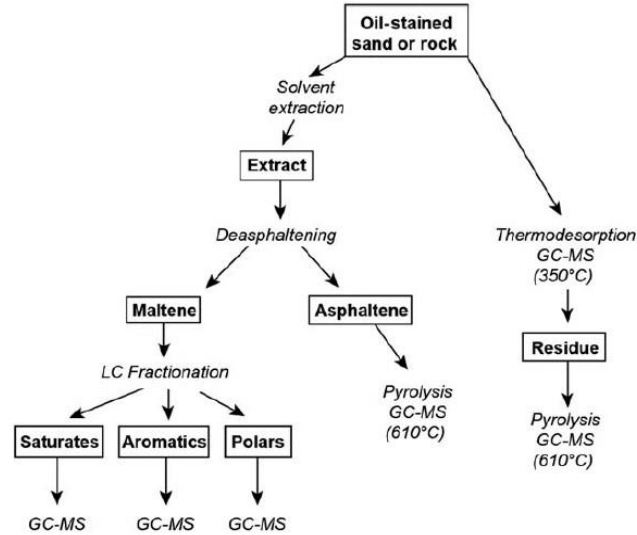


Figura 76. Esquema de procedimientos de laboratorio

(Fuente: (Kruger et al., 2018))

Para el caso concreto de la muestra del pozo Macondo, cuyo análisis se efectuó en la Universidad de Oviedo, el procedimiento fue el siguiente:

- Se extrajo 1 g de la muestra inicial tras someterla a un baño ultrasónico con diclorometano durante 15 minutos
- La muestra fue minuciosamente filtrada para eliminar posibles impurezas, como algas o arena
- Parte de la muestra fue sometida a una cromatografía líquida (LC) para cuantificar su composición atendiendo al contenido en saturados, aromáticos, polares y asfaltenos. La LC se realizó en dos fases:

- Primero, los maltenos y asfaltenos fueron filtrados con la ayuda de un filtro de 45 μm y el empleo de hexano y diclorometano
- En segundo lugar, se fraccionaron los maltenos en saturados, aromáticos y polares en la cromatografía líquida

Una vez finalizados los anteriores procesos, las fracciones saturadas, aromáticas y polares fueron analizadas mediante una cromatografía de gases con espectrómetro de masas (GC-MS), empleando el modelo GCMS-QP2010 Plus de Shimadzu (Figura 77).



Figura 77. Modelo GCMS-QP2010 Plus

(Fuente: <https://www.directindustry.es/prod/shimadzu-europa/product-25210-987123.html>)

La temperatura inicial de la cromatografía fue establecida en 40 °C durante 5 minutos, siendo incrementada a razón de 5°C/min hasta la temperatura final de 300 °C. Esta temperatura final se mantuvo durante 20 minutos. Por su parte, la espectrometría de masas se realizó mediante la ionización de electrones (EI) a 70 electrovoltios (eV).

- **Resultados**

Los resultados de la cromatografía líquida (LC) indicaron que casi la mitad de la composición (47,4%) de la muestra del pozo Macondo que había pasado varias semanas en el mar antes de alcanzar la costa, correspondía a hidrocarburos saturados. El porcentaje de aromáticos (12,1%) fue significativamente bajo, hecho que puede atribuirse a que el vertido experimentó diversos procesos de degradación antes de llegar a la costa, posiblemente se trató de procesos de fotodegradación ya que los compuestos aromáticos son muy sensibles a la radiación UV.

La composición detallada de la muestra se recoge en la Tabla 11:

Tabla 11. Resultados de la cromatografía líquida de la muestra del pozo Macondo

(Fuente de información: (Peters et al., 2005))

Compuesto	%
Saturados	47,4
Aromáticos	12,1
Polares	22,1
Asfaltenos	18,4
Azufre	0,9

Por su parte, la cromatografía de la muestra del pozo Macondo es la que se observa en la Figura 78:

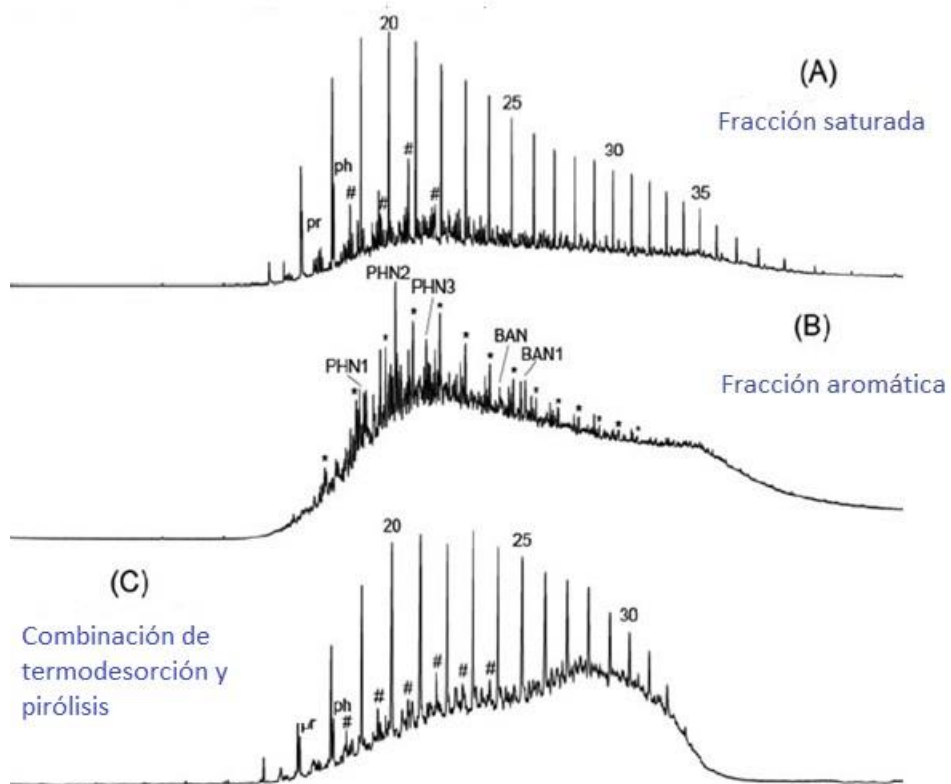


Figura 78. Resultado de la GC-MS de la muestra del pozo Macondo

(Fuente: (Kruge et al., 2018))

La cromatografía reveló una importante presencia de n-alcenos (C_{16} - C_{42}) en la fracción saturada de la tarball, como demuestran los alargados “picos” de la figura (A). De la segunda figura, la (B), lo más destacable es la presencia de una UCM (Unresolved Complex Mixture) o “joroba”, es decir, la cromatografía no fue capaz de identificar detalladamente los compuestos de esta fracción producto de la degradación y aparición de muchos compuestos a modo de subproductos. Para conocer con mayor precisión la composición de la fracción aromática sería necesario recurrir a métodos más avanzados de análisis, como la cromatografía de alta resolución.

Como conclusión, cabe señalar que la muestra presentaba un nivel de biodegradación moderado, obteniendo una puntuación de 2/10 en la escala de biodegradación propuesta en la escala de Peters y Moldowan (Peters et al., 2005). Este dato, junto a todo lo anterior sugiere que el crudo que llegaba a las costas estaba aún bastante “fresco”, lo que por un lado favoreció las labores de limpieza, pero por otro representaba también un riesgo ambiental dado que la mayor parte de los compuestos más tóxicos del crudo (volátiles, aromáticos ligeros, etc.) aún permanecían poco alterados.

4. Valoración crítica e información actualizada

4.1 Evaluación del accidente y propuestas de mejoras para una situación similar

- **Evaluación del accidente**

La explosión y hundimiento de la plataforma Deepwater Horizon y la consiguiente marea negra originada en las aguas del Golfo de México en abril del año 2010 ocasionaron indiscutiblemente uno de los peores desastres ambientales causados por el hombre. Esta marea negra fue la más grave ocurrida en la historia de Estados Unidos, con una cantidad vertida de petróleo de 779.000 t (Carnero, s.f.). El accidente tuvo diversas consecuencias, tanto a nivel medioambiental como a nivel económico y social.

Entre sus consecuencias, las más significativas y estudiadas son las ocasionadas en el hábitat marino y en las costas del Golfo de México. Debido al accidente, 2.100 km de costa, incluyendo playas, marismas y estuarios, fueron bañadas por el vertido de crudo (Barron et al., 2020). Las labores de limpieza de esas costas requirieron cuatro años de trabajo, considerándose concluidas oficialmente en abril de 2014, aunque ello no implica la completa recuperación de las zonas y hábitats afectados. Por otro lado, cabe resaltar que debido a la profundidad a la cual se hallaba el pozo Macondo y, por consiguiente, la fuente del vertido, fueron numerosas las especies expuestas a la contaminación. Este hecho se fundamenta en que el petróleo, en su ascenso a la superficie, afectó directamente a especies del fondo oceánico, del piélago⁴ y aquellas habitantes en las zonas más superficiales del océano.

Otro de los graves impactos del accidente fueron las once muertes ocasionadas. Pero no sólo el número de fallecidos debería tenerse en cuenta, pues probablemente la dramática

⁴ “Parte del mar, que dista mucho de la tierra” (<https://dle.rae.es/piélago>)

situación vivida en la plataforma y la posterior presión mediática puede haber afectado psicológicamente a los trabajadores supervivientes.

Conjuntamente a las severas consecuencias anteriores de valor intangible, hubo también pérdidas e impactos económicos. Por un lado, los sectores pesqueros y turísticos de la zona fueron interrumpidos temporalmente, hecho que afectó directamente a la población dependiente de esas actividades. La industria pesquera se clausuró hasta que se consideró apta para el consumo humano la ingesta de las especies expuestas a la marea negra, tras estudios de laboratorio realizados sobre los peces y marisco para comprobar su nivel de toxicidad. Por otro lado, la empresa petrolera British Petroleum fue sentenciada a pagar una multa histórica de 20.800 millones de dólares (Ayuso, 2015) y también desembolsó enormes cantidades de dinero para compensar los daños ocasionados a particulares y crear grupos de investigación científica.

- **Propuestas de mejoras para una situación similar**

El accidente de la plataforma Deepwater Horizon no sólo fue relevante por los impactos que acarreó, sino también por las causas que desencadenaron la explosión y por las medidas que se tomaron para paliar los efectos ambientales adversos.

Como se ha expuesto anteriormente en este documento, las causas que originaron el accidente en la Deepwater Horizon parecen derivar directamente de decisiones tomadas por la compañía petrolera British Petroleum. Dichas decisiones priorizaban el ahorro de tiempo y costes frente a mayores niveles de seguridad. En ocasiones, aun siendo advertidos de los peligros que entrañaban la elección de unas opciones frente a otras, se decantaban por las opciones menos costosas y más rápidas. La toma de decisiones en la perforación del pozo Macondo fue incluso cuestionada por el director general de Petroleum Safety Authority Norway (PSA), Magne Ognedal, quien se sorprendió por la poca consideración que recibieron las advertencias de seguridad dadas a BP por sus empresas subcontratadas (Bourne, 2010).

Otro factor cuestionable, anterior al accidente, es la propia aprobación de la perforación del pozo Macondo, concedida a BP en 2009 por la entonces Minerals Management Service (MMS). Entre los documentos aportados para la aprobación del proyecto constaba un plan de actuación en caso de accidentes en el cual se han encontrado numerosas incongruencias. Por ejemplo, entre las especies que podrían verse afectadas se citaban a morsas y lobos marinos, animales inexistentes en el Golfo de México. También se incluía el nombre de una bióloga marina contratada para casos de emergencia que llevaba muerta varios años. Se han encontrado fallos similares en otros planes de actuación de empresas petroleras, señalando inevitablemente a un “copia y pega” de planes diseñados para proyectos anteriores en el Ártico (Bourne, 2010). Este hecho pone en evidencia la poca profundidad del estudio realizado sobre los posibles impactos ambientales por parte de las compañías, así como la insuficiente revisión y exigencia por parte de las autoridades.

En el caso de la plataforma Deepwater Horizon, también fueron intensamente criticadas las medidas elegidas para la limpieza de la marea negra en altamar. Si bien existe consenso en cuanto a que se debe evitar que la mayor cantidad posible del vertido llegue a las costas, algunos científicos y otros sectores de la población consideran que la combustión in situ y la aplicación de dispersantes no son medidas adecuadas. Estos métodos, ampliamente usados en la marea negra de la DWH, disminuyen la cantidad de petróleo visible, aunque no solucionan el problema, sólo lo transforman o traspasan a otros ambientes. En la combustión de crudo in situ se emiten a la atmósfera partículas contaminantes, mientras que otras se depositan en el océano. Por su parte, la aplicación de dispersantes en el fondo marino ocasionó la formación de una enorme mancha de crudo en la zona pelágica. Además, estudios realizados demostraron que la combinación de petróleo con dispersantes presenta una mayor toxicidad que el petróleo en solitario (Bourne, 2010).

Debido a los perjuicios adicionales que pueden ocasionar ciertas técnicas de limpieza y la poca evolución que han experimentado desde el accidente de la Deepwater Horizon, los esfuerzos para evitar situaciones drásticas similares en el futuro deberían centrarse fundamentalmente en las medidas preventivas. Es decir, las empresas deberían aumentar

sus inversiones en investigación de métodos más seguros de operación e incrementar su nivel de preocupación por los impactos ecológicos y sociales que sus actividades pueden ocasionar. Asimismo, es necesario que las autoridades responsables de la aprobación este tipo de proyectos controlen rigurosamente la concesión de nuevas explotaciones y las operaciones de aquellas que ya estén en funcionamiento.

4.2 Estado actualizado de la zona afectada por el vertido

La Guardia Costera americana declaró la finalización de las labores de limpieza de la marea negra del Golfo de México en abril del año 2014. Sin embargo, los daños ocasionados al medioambiente siguen manifestándose más de una década después del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. Por ello, aún a día de hoy, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA) y varias otras organizaciones e instituciones realizan tareas de restauración para la recuperación de los diferentes ecosistemas y costas del Golfo.



Figura 79. Pantano restaurado en Alabama por la NOAA

(Fuente: <https://www.fisheries.noaa.gov/feature-story/how-were-restoring-gulf-10-years-after-deepwater-horizon>)

La marea negra originada tras la explosión de la DWH provocó una amplia e intensa actividad científica con el fin de identificar los daños ocasionados al entorno natural del pozo Macondo y a la salud pública. El vertido también ocasionó cambios en la legislación de la industria petrolera y en el comportamiento las compañías de explotación de

hidrocarburos. A continuación, se expone la situación actual de las investigaciones científicas, de las medidas tomadas y de la industria petrolera en el Golfo de México.

4.2.1 Investigaciones científicas

- **Impacto ambiental**

Una década después del accidente de la plataforma Deepwater Horizon, la comunidad científica sigue realizando investigaciones para determinar cuál fue el impacto ambiental causado por la marea negra. Los científicos consideran que aún no ha transcurrido el tiempo suficiente para establecer de forma precisa los daños ecológicos, señalando además que muchas especies o zonas, como las profundidades oceánicas donde se depositó el crudo, son extremadamente difíciles de estudiar. Dicha dificultad reside fundamentalmente en la complicación de acceder a esas zonas remotas y en la inexistencia de datos previos con los que poder realizar comparaciones.

Entre las especies que sí se han podido analizar, se han detectado comportamientos e impactos variados. Algunos animales, como el pez bunker o el pelícano pardo, han experimentado una rápida recuperación (Meiners, 2020). Por otro lado, se estima que la recuperación de los arrecifes de corales dañados por el vertido requerirá varias décadas.

Debido a la importancia que tienen los arrecifes de corales del fondo oceánico para el ecosistema marino, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica de Estados Unidos está monitorizando una amplia región de corales para prevenir futuros daños. Además, está realizando un complejo proyecto consistente en trasplantar corales de zonas afectadas a zonas más seguras para fomentar la recuperación de la especie.

Conjuntamente a los corales, otro grupo de animales severamente afectado es el de los cetáceos. Entre ellos destaca el delfín mular, cuya población se vio significativamente disminuida debido a las muertes por ingestión de sustancias tóxicas. En la población superviviente se ha detectado una serie de alteraciones, como el incremento de

enfermedades (afecciones respiratorias y cardíacas) o una baja tasa de reproducción comparada con la existente en zonas no afectadas por la marea negra (Meiners, 2020).

- **Impacto en la salud de los trabajadores**

Los posibles efectos ocasionados por la marea negra en la salud humana también han sido analizados. Para ello, se investigaron las alteraciones en las condiciones de salud de los trabajadores que han participado en las labores de limpieza del accidente de la DWH.

En el año 2018, se publicó un estudio realizado durante siete años a 88 individuos (44 de los cuales participaron en las labores de limpieza) que puso de manifiesto el empeoramiento de las capacidades pulmonares, cardíacas y hepáticas de los trabajadores que estuvieron expuestos a los residuos de hidrocarburos (D'Andrea y Reddy, 2018). Otro estudio publicado el mismo año corrobora los resultados anteriores, dado que señala una fuerte correlación entre la exposición al crudo y a los dispersantes y la aparición o empeoramiento de graves afecciones respiratorias (Alexander et al., 2018).

4.2.2 Medidas tomadas

- **Medidas emprendidas por empresas petroleras**

Tras la explosión de la plataforma Deepwater Horizon, varias compañías petroleras realizaron inversiones en estudios y mejoras de la tecnología para evitar accidentes similares en sus operaciones e instalaciones. La propia empresa British Petroleum destinó 500 millones de dólares para la fundación de un programa de investigación independiente llamado Gulf of Mexico Research Initiative (GoMRI), cuyo objetivo es analizar los impactos de la marea negra en el medioambiente y en la salud pública.

En el año 2010, varias petroleras, como Shell, ExxonMobil, Chevron o BP, invirtieron un total de un billón de dólares en la creación de la Marine Well Containment Company (MWCC), empresa que se encargaría de la organización de actuaciones frente a futuros accidentes

petroleros (Brady, 2020). La empresa dispone en sus instalaciones de 5 “capping stacks” o estructuras de sellado de pozo, aptas para diferentes profundidades, presiones y temperaturas. La finalidad de las capping stacks es permitir un rápido sellado del pozo en caso de fallo del BOP.



Figura 80. Transporte de una "capping stack"

(Fuente: <https://marinewellcontainment.com/mwcc-evaluates-readiness-for-capping-stack-mobilization/>)

- **Medidas emprendidas por el Gobierno de EE.UU.**

No sólo las empresas petroleras emprendieron acciones para minimizar el riesgo de nuevos accidentes. El Gobierno de Estados Unidos decretó en el año 2016 la ley “Well Control Rule”: un conjunto de normas y regulaciones designadas a prevenir futuras explosiones (Brady, 2020). Dicha ley equivale a un manual de recomendaciones para lograr perforaciones seguras.

Tres años después, en el 2019, el Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), perteneciente al Departamento de Interior, revisó y modificó la “Well Control Rule” (Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 2019). La modificación de la ley se fundamentó en 424 recomendaciones propuestas por 14 organizaciones distintas que estudiaron las

causas y consecuencias del accidente de la DWH (Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 2019). Uno de los aspectos tratados es el diseño y test de los BOP (Blowout Preventer), exigiendo, por ejemplo, que se limiten el número de conexiones del BOP para disminuir los posibles puntos de fallo.

4.2.3 Situación actual de la industria petrolera en el Golfo de México

Las opiniones acerca de las explotaciones petroleras, principalmente las que implican perforaciones a elevadas profundidades, están muy polarizadas. Numerosos representantes de instituciones y organizaciones medioambientales consideran que no se han realizado avances significativos en la seguridad y tecnología de las operaciones de explotación off-shore de hidrocarburos. Asimismo, recalcan que las técnicas de limpieza disponibles tampoco se han mejorado o actualizado, por lo que en caso de producirse otro desastre ambiental, no se disponen de herramientas adecuadas para remediarlo.

Por su parte, las grandes compañías petroleras se muestran más optimistas. Recalcan que a raíz del accidente en el Golfo de México se han adoptado nuevas medidas de seguridad, las cuales reducen drásticamente el riesgo de explosiones u otros accidentes.

A pesar de las diversas opiniones y contrariamente a lo que cabría esperarse, tras el receso experimentado por la industria petrolera en el periodo posterior a la explosión de la DWH, el sector se recuperó y creció firmemente en los años siguientes (Friedman, 2020).

5. Conclusiones y recomendaciones

En el año 2020, casi el 60% de la energía mundial consumida provino de los hidrocarburos, correspondiendo un 33,1% al consumo de petróleo y un 24,2% al consumo de gas natural (BP, 2020). Debido a esa gran dependencia energética, a corto plazo seguirán siendo necesarias las explotaciones de hidrocarburos para satisfacer las demandas mundiales. Gran parte de esas explotaciones son realizadas off-shore desde complejas y colosales estructuras, las conocidas plataformas off-shore de petróleo.

La exploración y explotación de hidrocarburos en altamar son actividades extremadamente costosas y desafiantes a nivel tecnológico. Para afrontar el reto de operar en mares y océanos, a lo largo de los años se han diseñado y construido numerosos tipos de plataformas off-shore, atendiendo principalmente a su función (exploración o explotación) y a la profundidad de operación. Conjuntamente a los elevados costes y complejidad tecnológica, un rasgo diferenciador de las operaciones off-shore es la peligrosidad. Este hecho se fundamenta en los numerosos factores de riesgo que están presentes en las plataformas y buques petroleros. Algunos de esos factores de riesgo son los climas extremos y cambiantes que pueden darse en altamar, la dificultad y lentitud de las operaciones de rescate en caso de accidente o, desafortunadamente, los fallos humanos.

Cuando alguno de los factores de riesgo anteriores o la combinación de varios de ellos ocasionan un accidente en los buques o plataformas, en la mayoría de los casos tiene lugar una marea negra, es decir, un vertido incontrolado de hidrocarburos al medio marino. Las mareas negras frecuentemente acarrear graves impactos ambientales, económicos y sociales, como así demuestran los accidentes ocurridos a lo largo de la historia. Dentro de esos drásticos accidentes, se pueden citar conocidos casos como la marea negra del Prestige (España), la del Exxon Valdez (Estados Unidos), la del ABT Summer (Angola) o la del Amoco Cádiz (Francia).

Otro grave accidente petrolero es el caso de estudio de este Trabajo Fin de Grado: el accidente y marea negra de la plataforma Deepwater Horizon (DWH). Los hechos

comenzaron en la noche del 20 de abril de 2010 en el pozo Macondo, situado en las aguas del Golfo de México. Aproximadamente a las 22:00 h de la noche, se produjo la explosión de la plataforma petrolera, la cual provocó un incendio en la DWH y su posterior hundimiento, el 22 de abril. Como consecuencias inmediatas cabe señalar las defunciones de 11 trabajadores y un total de 17 heridos. Las consecuencias a largo plazo, a su vez, derivan de la marea negra originada. La marea negra de la Deepwater Horizon fue el mayor y más reciente desastre petrolífero ocurrido en Estados Unidos. Durante los 87 días que se tardaron en sellar el pozo Macondo, se arrojaron al mar casi 780.000 toneladas de petróleo más una importante cantidad de gas natural.

Como cabría esperar en un derrame de crudo de esta magnitud, numerosas especies y ecosistemas marinos han sido afectados. Los científicos siguen realizando estudios para determinar cuál fue el impacto ecológico real. No obstante, lo que sí aseguran es que más de una década después del accidente algunas especies, como los delfines mular, siguen presentando señales negativas derivadas de la exposición al petróleo, como afecciones pulmonares y respiratorias. Otras especies, como los arrecifes de corales, requerirán décadas para su completa recuperación.

En el caso de la Deepwater Horizon también se realizaron numerosas investigaciones para determinar cuáles fueron las causas de la explosión. British Petroleum (BP), la propia empresa responsable de la plataforma DWH en el momento del accidente, declaró que la defectuosa integridad del pozo de perforación ocasionó la pérdida del control hidrostático de la operación y el posterior fallo del BOP (Blowout Preventer) en contener una arremetida de hidrocarburos al interior del pozo. Otras investigaciones apuntan a decisiones inadecuadas tomadas por parte de la petrolera BP para economizar tiempo y capital, pese a haber sido advertida de los posibles riesgos que entrañaban sus elecciones. Todas las investigaciones, en resumen, señalan al mismo factor: el error humano.

Finalmente, cabe esperar que el dramático caso de la plataforma Deepwater Horizon sirva como aprendizaje y recordatorio de las severas consecuencias que tienen las prácticas y

decisiones imprudentes en sectores tan arriesgados como el de la explotación off-shore de hidrocarburos.

6. Referencias

- Alexander, M., Engel, L. S., Olaiya, N., Wang, L., Barrett, J., Weems, L., Schwartz, E. G. y Rusiecki, A. (2018). The Deepwater Horizon Oil Spill Coast Guard Cohort Study: A Cross-Sectional Study of Acute Respiratory Symptoms. *Environmental Research*, 162, 192-202. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0013935117317176?via%3Dihub>
- Altwegg, R. J., Crawford, R. J.M., Underhill, L. G. y Williams, A. T. J. (2008). Long-term survival of de-oiled Cape gannets *Morus capensis* after the Castillo de Bellver oil spill of 1983. *Biological Conservation*, 141, Issue 7, 1924-1929. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0006320708001596>
- Ayuso, S. (6 de octubre de 2015). Estados Unidos eleva la multa récord a BP por el vertido del golfo de México. *El País*. https://elpais.com/internacional/2015/10/05/actualidad/1444060968_808370.html#:~:text=Estados%20Unidos%20anunci%C3%B3%20este%20lunes,la%20Deepwater%20Horizon%2C%20en%202010.
- Barbosa, W. Y. A. (2014). Impactos de la Industria Petrolera en el Medio Ambiente- Upstream [Trabajo Fin de Grado, Universidad Industrial de Santander]. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2014/155400.pdf>
- Barron, M. G., Vivian, D. N., Heintz, R. A. y Yim, U. H. (2020). Long-Term Ecological Impacts from Oil Spills: Comparison of Exxon Valdez, Hebei Spirit, and Deepwater Horizon. *Environmental Science and Technology*, 54 (11), 6456-6467. [Long-Term Ecological Impacts from Oil Spills: Comparison of Exxon Valdez, Hebei Spirit, and Deepwater Horizon | Environmental Science & Technology \(acs.org\)](https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00000)
- Beyer, J., Trannum, H. C., Bakke, T., Hodson, P. V. y Collier, T. K. (2016). Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill: A review. *Marine Pollution Bulletin*, 110, Issue 1, 28-51. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0025326X16304313>
- Bourne, J. K. (2010). Is Another Deepwater Disaster Inevitable? *National Geographic*. <https://www.nationalgeographic.com/magazine/article/gulf-oil-spill0>

- BP. (2010). Deepwater Horizon Accident Investigation Report [Archivo PDF]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/issue-briefings/deepwater-horizon-accident-investigation-report.pdf>
- BP. (2010). Informe de sostenibilidad de BP 2010 [Archivo PDF]. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/archive/archived-reports-and-translations/2010/bp_sustainability_review_2010_es.pdf
- BP. (2014). Active shoreline cleanup operations from Deepwater Horizon accident end. Recuperado el 26 de mayo de 2020 de <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/active-shoreline-cleanup-operations-dwh-accident-end.html>
- BP. (2020). Statistical Review of World Energy [Archivo PDF]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Brady, J. (2020). 10 Years After Deepwater Horizon Oil Spill, Industry Says It's Better Prepared. National Public Radio. <https://www.npr.org/2020/04/20/835092985/10-years-after-deepwater-horizon-oil-spill-industry-says-its-better-prepared#:~:text=10%20Years%20After%20Deepwater%20Horizon%20Oil%20Spill%2C%20Industry%20Says%20It's%20Better%20Prepared,-Listen%C2%B7%203%3A44&text=Jeff%20Brady%2FNPR-After%20the%20Deepwater%20Horizon%20accident%20a%20capping%20stack%20like%20this,stop%20the%20flow%20of%20oil.&text=There%20was%20a%20%22blowout%22%20that,explosion%20that%20killed%2011%20workers.>
- Bureau of Safety and Environmental Enforcement. (5 de febrero de 2019). BSEE Finalizes Improved Blowout Preventer and Well Control Regulations. Recuperado el 26 de mayo de 2021 de <https://www.bsee.gov/newsroom/latest-news/statements-and-releases/press-releases/bsee-finalizes-improved-blowout>
- Carnero, G. B. (s.f.). Mareas Negras. Centro Tecnológico del Mar (CETMAR). https://www.cetmar.org/documentacion/mareas_negras.htm

CEDRE (2010). ABT Summer. Recuperado el 26 de mayo de 2021 de <https://wwz.cedre.fr/en/Resources/Spills/Spills/ABT-Summer>

Cuéllar, J. A. G. (2006). Análisis del Impacto de la Industria Petrolera en el Ecosistema y su Relación con las Pesquerías de la Sonda de Campeche, México [Tesis Doctoral, Centro de Investigaciones Biológicas del Noroeste]. <http://dspace.cibnor.mx:8080/handle/123456789/2287>

Dadashzadeh, M., Abassi, R., Khan, F. y Hawboldt, K. (2013). Explosion modeling and analysis of BP Deepwater Horizon accident. *Safety Science*, 57, 150-160. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925753513000386>

D'Andrea, M. A. y Reddy, G. K. (2018). The Development of Long-Term Adverse Health Effects in Oil Spill Cleanup Workers of the Deepwater Horizon Offshore Drilling Rig Disaster. *Public Health*, 6, 117. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5932154/>

Esquinas, N., Rodríguez-Valdés, E., Mázquez, G. y Gallego, J. L. R. (2017). Diagnostic ratios for the rapid evaluation of natural attenuation of heavy fuel oil pollution along shores. *Chemosphere*, 184, 1089-1098.

Figueras, A. (2005). Las lecciones de la catástrofe del Prestige. Editorial CSIC.

Fingas, M. (2012). *The Basics of Oil Spill Cleanup*. (3ª ed.). CRC Press.

Fingas, M. (2016). *Oil Spill Science and Technology*. (2ª ed.). Gulf Professional Publishing.

Fingas, M. y Fieldhouse B. (2003). Studies of the formation process of water-in-oil emulsions *Marine Pollution Bulletin*, 47, 369–396.

Friedman, L. (2020). Ten Years After Deepwater Horizon, U.S. Is Still Vulnerable to Catastrophic Spills. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2020/04/19/climate/deepwater-horizon-anniversary.html#:~:text=the%20main%20story-,Ten%20Years%20After%20Deepwater%20Horizon%2C%20U.S.%20Is%20Still%20Vulnerab,le%20to,failed%20to%20take%20safety%20seriously.>

Gallego, J. L. R. (2020). Apuntes de la asignatura Ingeniería de los Recursos de Petróleo y Gas de la Universidad de Oviedo [Archivo PDF].

Herbert, J. H. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas, Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación. Universidad Politécnica de Madrid.

Horn, S. A. y Neal, P. (1981). The Atlantic Empress Sinking- A Large Spill Without Environmental Disaster [Archivo PDF]. <https://shipwrecklog.com/log/wp-content/uploads/2014/10/mobil-atlanticempress.pdf>

Ingersoll, C., Locke, R. M. y Reavis, C. (2010). BP and the Deepwater Horizon Disaster of 2010 [Archivo PDF]. https://mitsloan.mit.edu/sites/default/files/2020-03/BP%20and%20the%20Deepwater%20Horizon%20Disaster%20of%202010.IC_.pdf

Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud. (2012). Informe sobre los principales impactos de las prospecciones petrolíferas en el mar [Archivo PDF]. <https://www.ccoo.es/d787869b51968d6d27d2fe4592aac51b000001.pdf>

ITOPF (2014). Fate of marine oil spills. Recuperado el 26 de mayo de 2021 de <https://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/document/tip-02-fate-of-marine-oil-spills/>

Kruger, M. A., Gallego, J. L. R., Lara-Gonzalo, A., & Esquinas, N. (2018). Environmental forensics study of crude oil and petroleum product spills in coastal and oilfield settings: Combined insights from conventional GC-MS, thermodesorption-GC-MS, and pyrolysis-GC-MS. *Oil spill environmental forensics case studies* (pp. 131-155) doi:10.1016/B978-0-12-804434-6.00007-0

Lewis, A. y Aurand, D. (1997). Putting Dispersants to Work: Overcoming Obstacles. Oil Spill Conference. API publications: Issue 4652 A, 1997, pp. X-72.

Marzo, M. (2010). Macondo y el petróleo en aguas profundas. El País. https://elpais.com/diario/2010/06/01/opinion/1275343214_850215.html

Meiners, J. (2020). Ten years later, BP oil spill continues to harm wildlife- especially dolphins. National Geographic. <https://www.nationalgeographic.com/animals/article/how-is-wildlife-doing-now--ten-years-after-the-deepwater-horizon#:~:text=Ten%20years%20out%2C%20Smith%20is,to%20the%20oil%20spill%3A%20humans>.

Mielke, J.E. (1990). Oil spill response technologies. Congressional Research Service, 1-30.

National Research Council (NRC). 2003. Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects. The National Academies Press, 2-33.

Pallardy, R. (2021). Deepwater Horizon oil spill. Encyclopedia Britannica. <https://www.britannica.com/event/Deepwater-Horizon-oil-spill>

Peters, K.E., Walters, C., Moldowan, M. (2005). The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History (2^o ed.), Biomarkers in Petroleum Systems and Earth History, vol. 2, Cambridge Univ Press, New York.

Peterson, C. H., Rice, S. D., Short, J.W., Esler, D., Bodkin, J. L., Ballachey, B. E. y Irons, D. B. (2003). Long-Term Ecosystem Response to the Exxon Valdez Oil Spill. Science, 302, Issue 5653, 2082-2086. [Long-Term Ecosystem Response to the Exxon Valdez Oil Spill | Science \(sciencemag.org\)](https://www.sciencemag.org)

Plitt, L. (28 de abril de 2010). ¿Cuál es el verdadero impacto de un derrame de petróleo? BBC News. https://www.bbc.com/mundo/internacional/2010/04/100428_derrame_petroleo_claves_lp

Proalt Ingeniería. (2019). Plataformas petrolíferas: evitando accidentes de trabajo. Recuperado el 26 de mayo de 2021 de <https://www.proalt.es/plataformas-petroliferas/>

Romero, S. (2016). ¿Cómo ocurrió el desastre de Exxon Valdez? Muy Interesante. <https://www.muyinteresante.es/naturaleza/articulo/como-ocurrio-el-desastre-de-exxon-valdez-921458225456>

- Sadeghi, K. (2007). An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshore Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas Fields [Archivo PDF]. https://www.researchgate.net/publication/229036270_An_Overview_of_Design_Analysis_Construction_and_Installation_of_Offshore_Petroleum_Platforms_Suitable_for_Cyprus_OilGas_Fields
- Stashenko, E. E. y Martínez, J. R. (2012). La cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas como herramienta de alta selectividad para caracterizar fósiles químicos en el petróleo [Archivo PDF]. <https://www.iicweb.org/scientiachromatographica.com/files/v4n2a10.pdf>
- Suárez, E. (2014). Alaska, 25 años después. El Mundo. https://www.elmundo.es/especiales/2014/ciencia/exxon_valdez/alaska/
- Vázquez, J. F. (2004). Un año después del hundimiento del Prestige [Archivo PDF]. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4580144>
- Velasco, G. (2010). Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon [Archivo PDF]. <http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>
- Wang, Z., Yang, C., Yang, Z., Brown, C. E., Hollebhone, B. P. y Stout, S. A. (2016). Petroleum biomarker fingerprinting for oil spill characterization and source identification. Standard Handbook Oil Spill Environmental Forensic. (2ª ed.). Academic Press. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128038321000040?via%3Dihub>
- Wardley-Smith, J. (1983). The Castillo de Bellver. Oil and Petrochemical Pollution, 1, Issue 4, 291-293. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0143712783800076>
- Williams, R., Gero, S., Bejder, L., Calambokidis, J., Kraus, S. D., Lusseau, D., Read, A. J. y Robbins, J. (2011). Underestimating the damage: interpreting cetacean carcass recoveries in the context of the Deepwater Horizon/BP incident. Conservation Letters, 4 (3), 228-233. <https://researchrepository.murdoch.edu.au/id/eprint/4169/>