ExxonMobil

Manual de Campo para Respuesta a Derrames de Petróleo

Factores de conversión métrica

Volumen	Tasa de fiujo/caudal
1 cm^3 = 1 ml = ,001 L 1 litro (L) = 1 dm^3 = ,001 m^3 1L = 0,264 galones líquidos de los EE.UU. 1 m^3 = 6,29 barriles API	1 litro/minuto = 0,0167 litros/segundo = 60 litros/hora = 1440 litros/día 1 litro/minuto = 0,06 m^3/hr 1 litro/minuto = 0,265 gpm (EE.UU.) 1 litro/minuto = 9,05 barriles API/día
Longitud	**Velocidad**
1 metro (m) = 10^{-3}km = 10^2cm = 10^3mm = 10^6µ 1 centímetro (cm) = 0,3937 pulg. 1 metro = 3,2808 pies (pies) = 39,37 pulgadas 1 metro = 0,5468 braza 1 kilómetro (km) = 0,62 milla = 3273 pies (pies) 1 kilómetro = 0,54 millas náuticas (NM)	1 centímetro/segundo = 10^{-2} metros/segundo = 36 metros/hora = 0,036 kilómetros/hora 1 metro/segundo = 1,94 nudos (EE.UU.) 1 kilómetro/hora = 0,54 nudos (EE.UU.) 1 kilómetro/hora = 0,621 millas por hora (mph) (EE.UU.)
Área	**Masa/Peso**
1 hectárea = 10,000 m^2 = 0,01 km^2 1 m^2 = 10,76 $pies^2$ = 1,196 yd^2 1 hectárea = 2,471 acres = 0,00386 millas cuadradas	1g = 10^{-3} kg = 10^3 mg 1 tonelada métrica = 1000 kg 1 kg = 2,21 libras (lb) = 0,0685 slug
Tensión superflcial	**Fuerza**
1 kg-f/m = 9,807 N/m = 9807 dina/cm 1 kg-f/m = 0,672 libras/pie = 5,61 libras/pulgada 1 N/m = 0,0685 libras/pie 1 N/m = 5,64 libras/pulgada	1 neutonio (N) = 10^5 dinas 1 neutonio = 0,102 kg-f 1 neutonio = 0,2248 libras 1 neutonio = 7,233 pdl
Presión	**Tasas de aplicación**
1 N/m^2 = 0,102 kg-f/m^2 = 1 pascal (Pa) 1 baria = 10^6 dinas/cm^2 = 0,1MPa 1 cm-Hg = 1333 Pa 1 Pa = 1,450 x 10^{-4} psi 1 kg-f/m^2 = 0,0206 libras/$pies^2$ 1 MPa = 9,869 atm	1 L/m^2 = espesor en mm 1 L/hectárea = 0,1 m^3/ km^2 1 L/hectárea = 0,1068 galones/acre 1 tonelada/hectárea = 2,5 barriles/acre

Misceláneos
1 tonelada de aceite = 1000 litros = 1 m^3 = 264,2 galones volumen de almacenaje para barreras, volumen/longitud: $pies^3$/pies × 0,093 = m^3/m mg/L = partes por millón (ppm) = % × 10^{-2} × 10^6 = ppm densidad de hielo = 0,8 g/cm^3 = 800 kg/m^3 viscosidad en centipoise (cp) [unidad estándar de viscosidad] = viscosidad en centistokes (cSt) densidad temperatura en centígrados = (temperatura Fahrenheit – 32) × 0,555

Manual de Campo para Respuesta a Derrames de Petróleo

© 2008, ExxonMobil Research and Engineering Company,
Todos los derechos reservados, Impreso en los EEUU.

En agradecimiento por años de servicio a la industria petrolera, por sus esfuerzos infatigables para mejorar la tecnología de respuesta y minimizar los impactos ambientales, dedicamos esta edición del *Manual de campo para respuesta a derrames de petróleo* a todos los empleados de ExxonMobil y a los consultores que han contribuido con este documento durante los últimos 20 años.

Agradecimientos

AGRADECIMIENTOS

ExxonMobil desea agradecer los servicios de muchos de sus empleados y contratistas quienes contribuyeron al éxito de este Manual de campo. A continuación enumeramos a aquellas personas que colaboraron en la preparación de esta edición.

Edición actual (2005, versión en inglés)
Jim Clark/EMRE – revisión técnica
Anita George-Ares/EMBSI – revisión técnica
Peter Jensen/L&S – revisión de absorbentes y solidificantes
Wolfgang Konkel/EMBSI – revisión técnica
Bill Lerch/R&S – asesor técnico
Dick Lessard/Consultor – coordinador de actualización y revisión técnica, edición del 2005
Jessica Nacheman/EMRE – revisión jurídica
Tim Nedwed /URC – revisión de la nueva Sección 15
Charlene Owens/ Upstream Production – revisión de la nueva Sección 15
Ed Owens de POLARIS – revisión de la nueva Sección 15
Alexis Steen/EMRE – revisora técnica y anterior coordinadora
Elliott Taylor de POLARIS – revisión de la nueva Sección 15
Evan Thayer, actualmente jubilado – revisión de información sobre salud
David Tilden de Environment Canada – revisión/edición de la nueva Sección 15
Mark West/Consultor – apoyo gráfico, producción de documentos
HBP, Inc. – impresión y reproducción

Un agradecimiento especial a los siguientes miembros de los centros internacionales de respuesta a derrames de petróleo por su revisión detallada de todo el manual:

Doug O'Donovan de MSRC
David Salt de OSRL
Skip Przelomski de Clean Caribbean & Americas

Edición en español (2008)
Francisco Andrés Carrión R. – Universe Technical Translation Inc.
revisión/edición español
Tom Coolbaugh/EMRE – coordinador
Alexis Steen/EMRE – coordinadora

Ediciones Anteriores

Personas que contribuyeron a las ediciones anteriores (1984, 1992, 2000 y 2002)

Alan Allen/Spiltec – información técnica
Christine Borgfeldt, actualmente jubilado – antigua gerencia del proyecto
Jean Bruney/EPR – antigua gerencia del proyecto
Andrie Chen, actualmente jubilado – coordinación general en ediciones anteriores
Jim Clark/EBSI, actualmente con EMRE – antigua revisión técnica (edición del 2000)
Tom Cook/EPR – preparación de la edición original
Joe Czarnecki/EMRE – información sobre eliminación de residuos
Bil Dahl/EMRE – información sobre solidificantes
Rob Dragnich/Alaska Interest – información sobre eliminación de residuos
Bob Fiocco/EMRE, actualmente jubilado – información sobre limpieza de las costas marinas
Anita George-Ares/EBSI, actualmente con EMBSI – antigua revisión técnica
Linda Garner, actualmente jubilada – antigua editora técnica
Ronald Goodman/Imperial Oil, actualmente jubilado – información técnica, esp. sensores remotos
Bob Goodrich/EMRE, actualmente jubilado – información sobre eliminación de residuos
Dave Goodridge/Esso Petroleum – tratamiento de las costas marinas
Stuart Gair/OSRL – tratamiento de las costas marinas
Mark Gregory/USCG – tratamiento de las costas marinas
Mark Jolly /USCG – tratamiento de las costas marinas
Wolfgang Konkel/EBSI, actualmente con EMBSI – antigua revisión técnica
Bill Lerch/R&S – información y revisión técnica
Dick Lessard/EMRE, actualmente jubilado – revisión técnica y coordinación
Tommy Mahon/Refinería de Baton Rouge – antigua revisión técnica
Robert Major/EPR – antigua gerencia del proyecto, información técnica
Tosh Moller/ITOPF – información sobre derrames
Rebecca Moore/EPR, actualmente con URC – antigua editora técnica
Ken Motolenich-Salas/EMRE – edición en español
Jere Noerager/EPR, actualmente jubilado – antigua información técnica
Ed Owens/OCC, actualmente con Polaris – antigua información técnica, esp. costas marinas y respuesta mecánica
Robert Schulze/consultor – antigua información técnica, esp. respuesta mecánica
Joe Smith/EPR, actualmente con URC – antigua revisión técnica
Laurence Solsberg/Counterspil Research Inc. – antigua información técnica y redacción
Nina Springer/EPR, actualmente con Upstream SH&E – antigua revisión administrativa

Ediciones Anteriores

Bob Steele/EPR – preparación de la edición original
Alexis Steen/EMRE – gerente del proyecto, edición del 2002
Tommy Tomblin/ Refinería de Baytown – antigua información técnica
Mark West/Counterspil Research Inc. – apoyo gráfico y preparación de documentos
Bob Williams/EPR – preparación de la edición original
Don Wood/EPR, actualmente jubilado – antigua revisión administrativa (edición de 1992)

Índice

1. Introducción 1-1
1.1 Introducción 1-2
1.2 Organización del manual 1-2
1.3 Prioridades en la respuesta 1-5
1.4 Tres niveles de respuesta 1-5
1.5 Personal requerido 1-7
1.6 Información crítica sobre derrames/factores ambientales 1-10
1.7 Volumen del derrame de petróleo 1-16
1.8 Características y comportamiento del petróleo 1-17
1.9 Límite del acceso 1-19
1.10 Análisis de beneficios ambientales netos 1-20

2. Salud y seguridad industrial 2-1
2.1 Introducción 2-2
2.1.1 Reglas básicas de seguridad industrial 2-2
2.1.2 Sistema de camaradas 2-3
2.1.3 Señales de mano o con el cuerpo entero como forma de comunicación 2-3
2.2 Riesgos 2-4
2.2.1 Incendio y explosión 2-4
2.2.2 Ambientes peligrosos/sustancias químicas peligrosas 2-6
2.2.2.1 Benceno 2-10
2.2.2.2 Butoxi Etanol 2-10
2.2.2.3 Monóxido de carbono 2-11
2.2.2.4 Gasolina 2-11
2.2.2.5 Productos de hidrocarburos pesados 2-11
2.2.2.6 Sulfuro de hidrógeno (H_2S) 2-12
2.2.2.7 Productos destilados medianos 2-13
2.2.2.8 Oxígeno 2-13
2.2.2.9 Guía general 2-14
2.2.3 Calor y frío 2-14
2.2.3.1 Agotamiento por calor (hipertermia) 2-15
2.2.3.2 Agotamiento por frío (hipotermia) 2-15
2.2.4 Condiciones del sitio de trabajo 2-18
2.2.5 Peligros misceláneos 2-18
2.2.5.1 Ruido 2-18
2.2.5.2 Otros peligros 2-18

2.3 Equipo de protección personal 2-19
2.3.1 Ropa protectora. 2-19
2.3.1.1 Potencial de sólo salpicaduras. 2-19
2.3.1.2 Inmersión potencial en hidrocarburos. 2-20
2.3.2 Protección respiratoria 2-20
2.3.3 Entrada a espacios confinados 2-22
2.4 Salud del personal. 2-22
2.5 Seguridad en el transporte 2-23
2.5.1 Reglas de seguridad industrial para el uso de embarcaciones pequeñas. 2-23
2.5.2 Reglas de seguridad industrial para viajar en aeronaves . 2-24
2.6 Descontaminación 2-25

3. Logística y comunicaciones 3-1
3.1 Introducción 3-2
3.2 Logística 3-2
3.2.1 Recursos 3-3
3.2.1.1 Contratos. 3-4
3.2.1.2 Compras. 3-4
3.2.1.3 Remesa/recibo 3-4
3.2.1.4 Almacén/áreas de preparación 3-4
3.2.1.5 Manejo de inventario. 3-5
3.2.1.6 Seguimiento de equipo 3-5
3.2.2 Apoyo 3-5
3.2.2.1 Transporte 3-5
3.2.2.2 Aprovisionamiento 3-6
3.2.2.3 Permisos. 3-6
3.2.2.4 Manejo de desechos. 3-7
3.2.2.5 Ensamblaje, fabricación y mantenimiento 3-7
3.2.2.6 Desmovilización 3-7
3.2.2.7 Descontaminación 3-7
3.2.3 Servicios 3-8
3.2.3.1 Protección física 3-8
3.2.3.2 Instalaciones 3-8
3.2.3.3 Administración 3-9
3.3 Comunicaciones 3-9

4. Seguimiento y vigilancia 4-1
4.1 Introducción 4-2
4.2 Propiedades del petróleo y destino de la capa 4-4
4.2.1 Gravedad API 4-5
4.2.2 Punto de inflamación 4-5

4.2.3 Límite mínimo de explosividad 4-5
4.2.4 Punto de fluidez 4-6
4.2.5 Solubilidad 4-6
4.2.6 Gravedad específica (líquido) 4-6
4.2.7 Gravedad específica (vapor) 4-6
4.2.8 Viscosidad 4-6
4.2.9 Contenido de cera 4-7
4.3 Pronóstico del destino de la capa 4-7
4.4 Estimado del volumen de las capas de petróleo 4-8
4.5 Observación visual y fotografía 4-9
4.6 Boyas de seguimiento 4-10
4.7 Detección a distancia 4-10
4.7.1 Sensores infrarrojos 4-10
4.7.2 Sensores ultravioleta 4-10
4.7.3 Fluorosensores de láser 4-11
4.7.4 Radar 4-11
4.7.5 Detección remota por satélite 4-11
4.8 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 4-12

5. Barrera 5-1
5.1 Introducción 5-2
5.2 Componentes y accesorios de las barreras 5-2
5.3 Factores de operación 5-5
5.3.1 Rigidez de rodaje 5-5
5.3.2 Respuesta vertical 5-5
5.3.3 Francobordo y faldón 5-5
5.3.4 Resistencia a la tracción y resistencia a pinchazos 5-6
5.3.5 Facilidad de almacenaje y despliegue 5-6
5.3.6 Otros factores 5-6
5.4 Fallas de las barreras 5-7
5.4.1 Falla de arrastre 5-7
5.4.2 Falla de drenaje 5-8
5.4.3 Falla de escape por encima 5-8
5.4.4 Falla de sumersión 5-9
5.4.5 Falla de aplanamiento 5-9
5.5 Uso de las barreras 5-10
5.6 Selección de barreras 5-12
5.7 Tipos de barreras 5-14
5.7.1 Barreras con flotador de espuma interna 5-15
5.7.1.1 Comentarios generales 5-16
5.7.1.2 Usos recomendados 5-16
5.7.1.3 Consideraciones de operación 5-16

5.7.2 Barreras de inflado automático 5-17
5.7.2.1 Comentarios generales 5-18
5.7.2.2 Usos recomendados 5-19
5.7.2.3 Consideraciones de operación 5-19
5.7.3 Barrera de inflado a presión 5-20
5.7.3.1 Comentarios generales 5-21
5.7.3.2 Usos recomendados 5-21
5.7.3.3 Consideraciones de operación 5-22
5.7.4 Barreras de valla 5-22
5.7.4.1 Comentarios generales 5-23
5.7.4.2 Usos recomendados 5-24
5.7.4.3 Consideraciones de operación 5-24
5.8 Despliegue de la barrera 5-25
5.9 Guías para el remolque de barreras 5-26
5.9.1 Configuración en U 5-26
5.9.2 Configuración en V 5-26
5.9.3 Configuración en J 5-27
5.10 Barreras para aplicaciones especiales 5-28
5.10.1 Barrera para sellar las costas 5-28
5.10.2 Barrera de tela metálica 5-29
5.11 Anclaje de la barrera 5-29
5.11.1 Anclaje en aguas marinas 5-30
5.11.2 Anclas de oportunidad 5-32
5.11.3 Anclaje en corrientes 5-32
5.12 Lavado de las barreras 5-33
5.13 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 5-33

6. Protección de las costas marinas 6-1
6.1 Introducción 6-2
6.2 Tipos de costas marinas 6-2
6.3 Selección de técnicas de protección para las costas marinas 6-5
6.4 Guías decisorias en la protección de las costas marinas 6-6
6.5 Medidas específicas de protección 6-8
6.5.1 Barreras de exclusión 6-8
6.5.2 Barreras de desviación 6-9
6.5.3 Barreras de río 6-9
6.5.4 Barrera para sellar las costas 6-10
6.5.5 Bermas en la playa 6-11
6.5.6 Bermas, diques y vertederos invertidos en corrientes de agua 6-12
6.5.7 Absorbentes pasivos 6-13
6.6 Lista de material/equipo (MTO, por sus siglas en inglés) 6-14

7. Agentes dispersantes 7-1
7.1 Introducción 7-2
7.2 Agentes dispersantes sugeridos 7-4
7.3 Uso de los agentes dispersantes cerca de hábitats susceptibles 7-5
7.3.1 Lechos de algas marinas 7-5
7.3.2 Lechos de hierbas marinas 7-5
7.3.3 Arrecifes de coral y lagunas 7-5
7.3.4 Zonas de marea cerca de la costa 7-6
7.3.5 Estuarios mareales 7-6
7.3.6 Ciénagas marinas 7-6
7.3.7 Manglares 7-6
7.3.8 Aves y mamíferos marinos 7-6
7.4 Dosificación de los agentes dispersantes 7-7
7.5 Técnicas en la aplicación de agentes dispersantes 7-8
7.5.1 Aplicación con embarcaciones 7-9
7.5.1.1 Embarcaciones con brazos de aspersión 7-10
7.5.1.2 Embarcaciones con monitores contra incendio u otros sistemas de aspersión de un solo punto . . 7-11
7.5.2 Aplicación con aeronaves 7-12
7.6 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 7-17

8. Quema in situ de producto derramado 8-1
8.1 Introducción 8-2
8.1.1 Aprobación reglamentaria 8-2
8.2 Fundamentos básicos de la quema in situ de producto derramado 8-3
8.2.1 Fundamentos básicos de la quema in situ de producto derramado 8-3
8.2.2 Eficiencia de la quema in situ de producto derramado. . . . 8-4
8.2.3 Condiciones ambientales y degradación debido al clima. . 8-5
8.2.4 Recuperación de residuos 8-5
8.3 Equipo para incineración 8-5
8.3.1 Barreras a prueba de fuego 8-6
8.3.2 Dispositivos de encendido 8-6
8.4 Operaciones de quema 8-7
8.5 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 8-8

9. “Skimmers” 9-1
9.1 Introducción 9-2
9.2 Matriz para la selección de “skimmers”. 9-3
9.2.1 Ejemplo de selección de “skimmers” 9-7

9.3 Información detallada sobre los tipos de “skimmers” 9-7
9.3.1 Vertedero sencillo 9-7
9.3.2 Vertedero de nivelación automática 9-9
9.3.3 Vertedero de tornillo en barrena 9-11
9.3.4 Vertedero de avance 9-13
9.3.5 Barrera de vertedero 9-15
9.3.6 Tambor 9-17
9.3.7 Disco 9-19
9.3.8 Cabo fregona 9-21
9.3.9 Cabo fregona de velocidad relativa cero (ZRV, por sus siglas en inglés) 9-23
9.3.10 Correa absorbente recogedora 9-25
9.3.11 Cepillo 9-27
9.3.12 Chorro de agua 9-29
9.3.13 Correa plana de sumersión 9-30
9.3.14 Paleta rotatoria 9-32
9.3.15 Correa de paletas 9-34
9.4 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 9-36

10. Absorbentes 10-1
10.1 Introducción 10-2
10.2 Criterios de selección 10-2
10.2.1 Capacidad 10-2
10.2.2 Tasa de absorción 10-3
10.2.3 Flotabilidad 10-3
10.2.4 Retención de petróleo 10-3
10.2.5 Efecto de los agentes dispersantes 10-3
10.2.6 Usos apropiados 10-3
10.2.7 Reutilización 10-4
10.2.8 Facilidad de recogida 10-4
10.2.9 Biodegradabilidad 10-4
10.2.10 Eliminación 10-4
10.3 Tipos de absorbentes 10-7
10.4 Aplicación 10-8
10.5 Solidificantes 10-10

11. Transferencia 11-1
11.1 Introducción 11-2
11.2 Matriz para la selección de las bombas 11-3
11.2.1 Ejemplo de selección de bombas 11-3
11.3 Información detallada sobre los tipos de bombas 11-5
11.3.1 Bomba centrífuga 11-5

11.3.2 Bomba de lóbulo 11-6
11.3.3 Bomba de engranaje 11-7
11.3.4 Bomba de tornillo de engranaje de toma constante 11-8
11.3.5 Bomba rotativa de paletas 11-9
11.3.6 Bomba de impulsor flexible 11-10
11.3.7 Bomba de tornillo/barrena 11-11
11.3.8 Bomba de cavidad progresiva 11-13
11.3.9 Bomba reciprocante 11-14
11.3.10 Bomba de diafragma 11-15
11.3.11 Bomba peristáltica 11-16
11.3.12 Camión aspirador 11-17
11.3.13 Transportador de aire 11-18
11.3.14 Vehículos de ruedas 11-19
11.4 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 11-21

12. Tratamiento de las costas marinas 12-1
12.1 Introducción 12-2
12.2 Evaluación de los daños causados por la contaminación del petróleo en las costas marinas 12-3
12.3 Guías decisorias en el tratamiento de las costas marinas 12-9
12.4 Tratamiento de los diversos tipos de costas marinas 12-12
12.5 Recuperación natural 12-24
12.6 Técnicas de tratamiento físico 12-25
12.7 Quema de producto derramado 12-51
12.8 Biorremediación 12-53
12.9 Métodos químicos de tratamiento 12-55
12.10 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 12-56

13. Rescate y rehabilitación de la fauna 13-1
13.1 Introducción 13-2
13.2 Consideraciones básicas 13-2
13.3 Pautas de seguridad industrial 13-2
13.4 Minimización de petróleo en la superficie 13-3
13.5 Técnicas de disuasión e intimidación 13-3
13.6 Efectos del petróleo derramado sobre las aves 13-4
13.7 Efectos del petróleo derramado sobre los mamíferos 13-5
13.8 Tratamiento de la fauna 13-5

14. Manejo de desechos 14-1
14.1 Introducción 14-2
14.2 Manejo y reglamentación de desechos 14-2
14.3 Mecanismos de almacenaje 14-4

14.4 Pautas para la selección de almacenaje 14-6
14.5 Segregación y minimización de los tipos de desechos. 14-19
14.5.1 Residuos sólidos 14-20
14.5.2 Desechos líquidos 14-20
14.6 Métodos de eliminación 14-20
14.7 Transporte 14-28
14.8 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés) 14-28

15. Respuesta a derrames en zonas frías. 15-1
15.1 Introducción 15-2
15.2 Consideraciones sobre salud y seguridad industrial. 15-2
15.3 Efectos de las temperaturas bajas en el petróleo 15-3
15.4 Factores ambientales que afectan la respuesta en regiones frías . . 15-4
15.4.1 Influencias positivas en la respuesta 15-4
15.4.2 Influencias negativas en la respuesta 15-5
15.5 Opciones de respuesta en el mar 15-5
15.5.1 Masas grandes de agua 15-6
15.5.1.1 Contención y recuperación 15-6
15.5.1.2 Quema in situ de producto derramado 15-6
15.5.1.3 Agentes dispersantes 15-6
15.5.2 Hielo roto 15-7
15.5.2.1 Contención y recuperación 15-7
15.5.2.2 Quema in situ de producto derramado 15-7
15.5.2.3 Agentes dispersantes 15-8
15.5.3 Cubierta de hielo sólido 15-8
15.5.3.1 Contención y recuperación 15-9
15.5.3.2 Quema in situ de producto derramado 15-10
15.5.3.3 Agentes dispersantes 15-10
15.6 Evaluación, mapas y seguimiento 15-11
15.7 Limpieza de las costas marinas contaminadas 15-11
15.8 Limpieza de derrames en el interior, en regiones frías. 15-13

Referencias Ref-1

1 Introducción

1.1 Introducción

Este manual de campo será utilizado por las personas encargadas de responder en el sitio de una emergencia por derrame (vertido) de petróleo. Este documento es un conjunto de “reglas empíricas” y de hojas de verificación por medio de las cuales el usuario puede obtener acceso rápido a la información necesaria cuando está formulando estrategias de respuesta ante un derrame de petróleo.

Este manual no es un libro de texto completo, ni tampoco substituye al entrenamiento/capacitación, asesoría técnica de los expertos, ni al sentido común. El tema central son los derrames de petróleo que pueden alcanzar masas de agua. Este manual no cubre los derrames en tierra ni los derrames de sustancias químicas. Los asuntos legales y los reglamentos ambientales también se encuentran fuera del alcance de este manual.

Este manual no es un reflejo de las políticas de ExxonMobil. Sin embargo, todas las operaciones planificadas o realizadas a nombre de ExxonMobil acatarán completamente las leyes y reglamentos aplicables, incluyendo la selección de las estrategias de respuesta, el acceso a las costas, la implementación de métodos de limpieza, etc. Exxon Mobil Corporation, sus afiliados, subsidiarias, empleados, representantes, directores y contratistas por daños, no serán responsables por perjuicios o pérdidas incurridas como resultado del uso de este manual por otros.

Además, este manual se encuentra en constante desarrollo y ExxonMobil se reserva el derecho de modificar las secciones individuales cuando lo estime necesario. El manual original se está escrito en idioma inglés. ExxonMobil no asume responsabilidad alguna por interpretaciones equivocadas o por otras diferencias resultantes de la traducción.

ExxonMobil permite el uso y modificación del presente manual siempre que todas las modificaciones estén claramente indicadas y que el usuario/modificador reconozca que ExxonMobil se reserva el derecho de la utilización y copia de todos los trabajos que de allí se deriven, a discreción propia. Así mismo, ExxonMobil exige el correspondiente reconocimiento de la propiedad literaria.

1.2 Organización del manual

Esta sección introductoria explica la organización del manual e indica algunos principios generales de la respuesta a derrames de petróleo.

El resto del manual está organizado de acuerdo a la secuencia de los eventos de una respuesta bien organizada a un derrame de petróleo. La Tabla 1-1 contiene una breve descripción de cada sección y la Tabla 1-2 ofrece una lista de los pasos

a tomar durante la respuesta a un derrame y de las secciones correspondientes de este manual en las que se incluye información sobre dichos pasos. Cada paso involucra una acción directa o un asunto que puede resolverse por medio de una acción descrita en el manual.

Es importante recordar que la respuesta a un derrame de petróleo se debe considerar en términos del paquete o sistema total y que los componentes individuales del sistema se deben considerar conjunta y no independientemente.

Tabla 1-1 Descripción del contenido del manual

Sección	Descripción del contenido
2	Proporciona las precauciones sobre salud y seguridad industrial que deben observar las personas involucradas en la respuesta al derrame.
3	Proporciona una guía sobre cómo manejar la logística y los requisitos de comunicación.
4	Proporciona información sobre el destino de los derrames de petróleo en agua y recomendaciones para vigilar y seguir la trayectoria de las capas de petróleo.
5	Proporciona información sobre el funcionamiento de las barreras de contención para seleccionar el tipo y tamaño de la barrera para aplicaciones específicas.
6	Proporciona las técnicas para proteger las costas marinas amenazadas pero que aún no han sido afectadas por un derrame de petróleo.
7	Proporciona información sobre la selección y el uso adecuado de los agentes dispersantes químicos.
8	Proporciona información sobre cómo recoger petróleo del agua con la quema del producto derramado in situ.
9	Trata la selección y el uso de “skimmers” (aparatos usados para recuperar/recoger petróleo de la superficie del agua) como una herramienta de limpieza y recuperación mecánica.
10	Trata la selección y el uso de materiales absorbentes en las operaciones de limpieza de un derrame de petróleo.
11	Trata la selección y el uso de los equipos de transferencia.
12	Proporciona una guía sobre programas de limpieza de las costas marinas, incluyendo la evaluación del impacto de los procedimientos de limpieza y la determinación del apoyo necesario para cada técnica de limpieza.

Tabla 1-1 Descripción del contenido del manual (continuación)

Sección	Descripción del contenido
13	Trata el rescate y la rehabilitación de la fauna, incluyendo aves y mamíferos contaminados con petróleo.
14	Trata las alternativas sobre el manejo de desechos, incluyendo su almacenamiento y la eliminación de aguas contaminadas, escombros, materiales absorbentes, equipos de limpieza, etc.
15	Trata los problemas de respuesta en regiones frías.
Ref	Proporciona una lista de referencias seleccionadas que ofrecen más información detallada.

Tabla 1-2 Actividades de respuesta a un derrame

Paso	Actividades	Sección
1	Activar las operaciones de respuesta: • Operar con seguridad • Planificar la logística y las comunicaciones	 2, 15 3
2	Obtener y evaluar los datos sobre el incidente: • Ubicación del derrame • Tipo de petróleo y volumen derramado • Condiciones meteorológicas y estado del mar	4
3	Vigilar el derrame – vigilancia y trayectoria de la capa de petróleo	4
4	Contener y recoger el petróleo: • Contención y recuperación mecánica • Uso de agentes dispersantes químicos • Quema in situ de producto derramado	5, 9, 10, 11, 15 7, 15 8, 15
5	Proteger los recursos amenazados: • Costas marinas • Fauna	6 13
6	Evaluar opciones de rehabilitación para la fauna silvestre	13
7	Realizar tratamiento de las costas marinas	12, 15
8	Finalizar las operaciones: • Eliminación de desechos • Desmovilización de personal y equipos	14

1.3 Prioridades en la respuesta

Los objetivos de respuesta, en general, se consideran en el siguiente orden:

- Proteger la seguridad y la salud de las personas encargadas de la respuesta y del público en general
- Reducir el impacto al medio ambiente
- Proteger la propiedad

Las principales prioridades son la salud y la seguridad de las personas.

Deben considerarse los siguientes factores:

- Potencial de incendio y explosión por vapores en el sitio o cerca del derrame
- Efectos adversos del petróleo potenciales
- Manejo seguro de las sustancias químicas utilizadas como contramedidas
- Uso adecuado de los equipos de seguridad industrial
- Insolación/agotamiento por calor o hipotermia
- Seguridad de embarcaciones pequeñas
- Seguridad de helicópteros y aeronaves
- Manejo de personal voluntario

La prontitud es esencial en las operaciones de recuperación.

- El petróleo se esparce y es arrastrado por la corriente rápidamente; la contención y recuperación serán más efectivas si se hacen antes de que la mancha de petróleo se extienda en áreas amplias.
- La evaporación aumenta con rapidez la viscosidad del petróleo derramado.
- Los agentes dispersantes químicos son más efectivos cuando el derrame está fresco.
- El petróleo derramado puede quemarse mejor cuando está fresco.
- La combustión sostenida requiere un espesor mínimo de la capa de petróleo de 0,1 pulgada [0,254 cm] (2–3 mm).

1.4 Consideraciones de tres niveles de respuesta

Aunque cada derrame es único, la consideración del volumen, ubicación y los posibles impactos permiten catalogar los derrames en uno de tres niveles.

Tabla 1-3 Tres niveles de respuesta

Nivel 1	Derrames accidentales que suceden en o cerca de una embarcación o instalaciones como resultado de una perturbación en las operaciones rutinarias. Los impactos son bajos y la capacidad de respuesta interna es adecuada.
Nivel 2	Derrames medianos que suceden en o cerca de una embarcación o instalaciones como resultado de un evento no rutinario. Los impactos significativos son posibles y se requiere apoyo externo (regional) para dar una respuesta adecuada al derrame, p.ej., asistencia por parte de la cooperativa local de limpieza de derrames.
Nivel 3	Derrames grandes que suceden cerca o lejos de una embarcación o instalaciones como resultado de un evento no rutinario, donde se requiere el uso de recursos considerables y el apoyo de las cooperativas a escala nacional o mundial para mitigar efectos que parecen ser de amplio alcance, p.ej., derrames de importancia nacional o internacional.

Ejemplos de derrames de Nivel 1 incluyen:

- Rebosamiento de sumideros o separadores de agua-petróleo
- Fuga (escape, goteo) o rebosamiento de tanques
- Fuga o goteo de válvulas, tuberías o mangueras de transferencia
- Descarga accidental de las sentinas de embarcaciones
- Vuelco de camiones cisterna/carrotanques cerca de masas de agua

Ejemplos de derrames de Nivel 2 y 3 incluyen:

- Pérdida de la carga ocasionada por encalladura, choque o fallas en los sistemas de los buques
- Ruptura de un oleoducto submarino
- Derrames ocasionados por incendio o explosión en una terminal o buque cisterna/petrolero
- Derrames ocasionados por actos de sabotaje, desastres naturales o voladuras
- Desplome de un tanque cerca de una masa de agua

El esquema de respuesta por niveles requiere el manejo de los derrames más pequeños usando los recursos y los planes locales. Los niveles adicionales se activan a medida que se excede la capacidad operativa disponible. La Figura 1-1 muestra una posible estructura de organización para una respuesta de Nivel 2. Nótese que algunos países siguen una estructura de organización prescrita, como la del “US Incident Command System (ICS)” [Sistema de mando de incidentes de los EEUU]. Por lo tanto, la Figura 1-1 debe ser tomada sólo como un ejemplo.

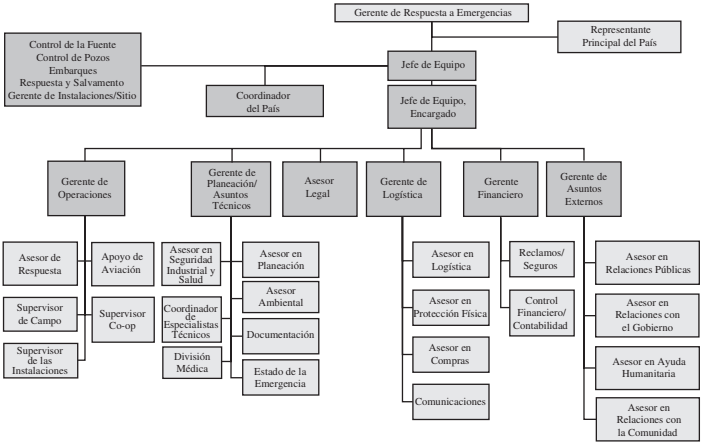


Figura 1-1 Ejemplo de la organización de un equipo de respuesta a derrames

1.5 Personal requerido

El alcance y el tipo de las costas marinas afectadas por el petróleo son los factores principales que determinan el número de personal requerido.

Las siguientes son algunas reglas empíricas útiles para planear las operaciones de respuesta:

- Las operaciones en tierra firme (limpieza de la costa marina) requieren una mano de obra mucho más intensa que las operaciones del mar (despliegue de barreras contra petróleo y "skimmers", quema in situ del producto derramado o aplicación de agentes dispersantes)
- Es posible que la mayor cantidad de personal se necesite sólo por algunas semanas después de la ocurrencia del derrame.
- La proporción óptima de fuerza laboral en el campo es **1 supervisor: 10 capataces: 100 trabajadores**
- Los supervisores deben mantenerse en comunicación directa con el Gerente de operaciones o un asistente delegado
- Total de días de trabajo para una limpieza en costa ≈ 0,6 × (mayor cantidad de personal) × (duración en días)

Las Figuras 1-2 a 1-6 ilustran el personal y el tiempo requerido para operaciones históricas de limpieza. La cantidad del petróleo derramado sobre la costa marina influye sensiblemente en la cantidad de fuerza laboral requerida.

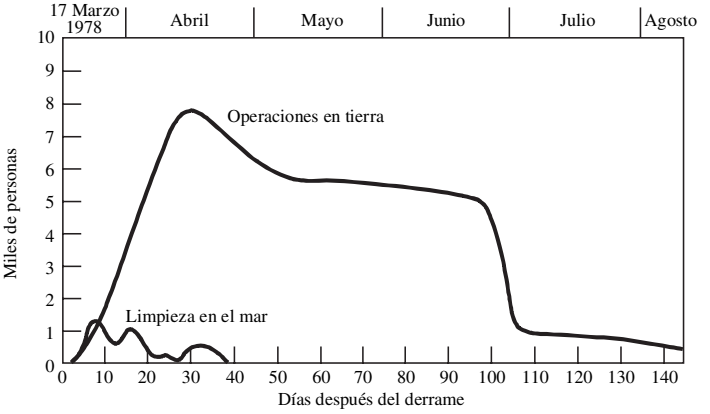


Figura 1-2 Personal involucrado en el derrame ***Amoco Cadiz***

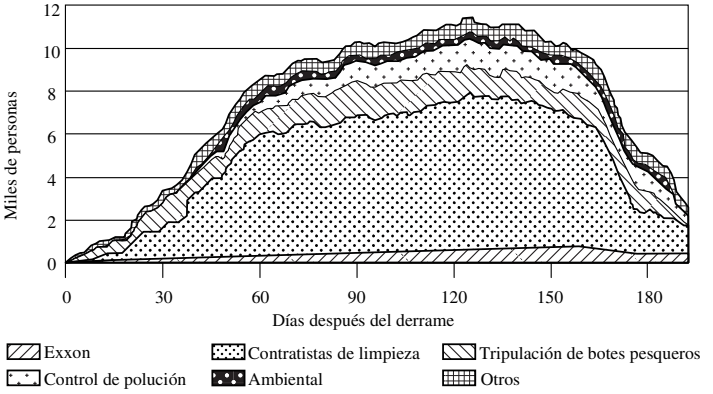


Figura 1-3 Personal involucrado en el derrame ***Exxon Valdez***

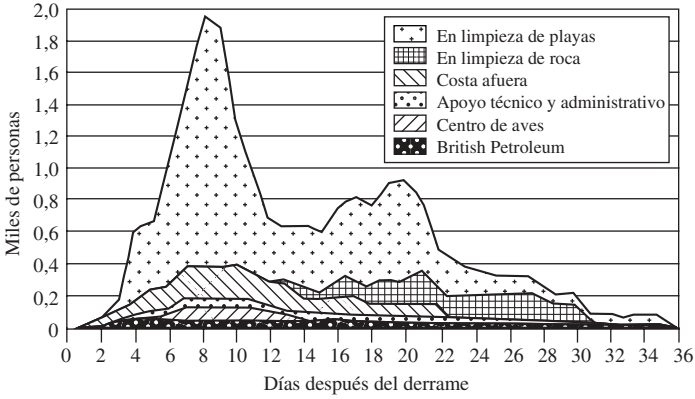


Figura 1-4 Personal involucrado en el derrame ***American Trader***

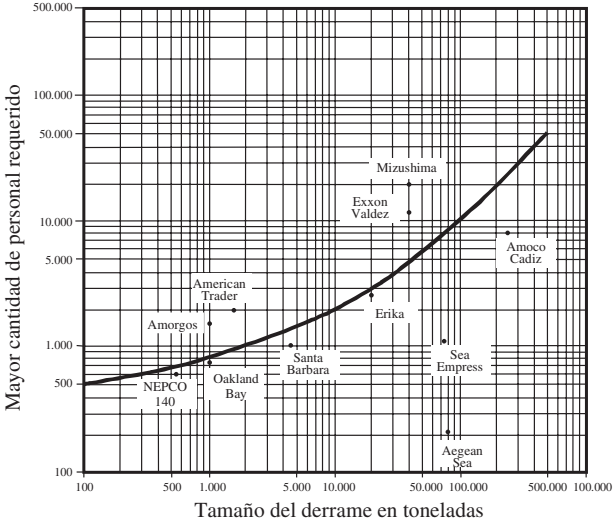


Figura 1-5 Mayor cantidad de personal contra cantidad derramada

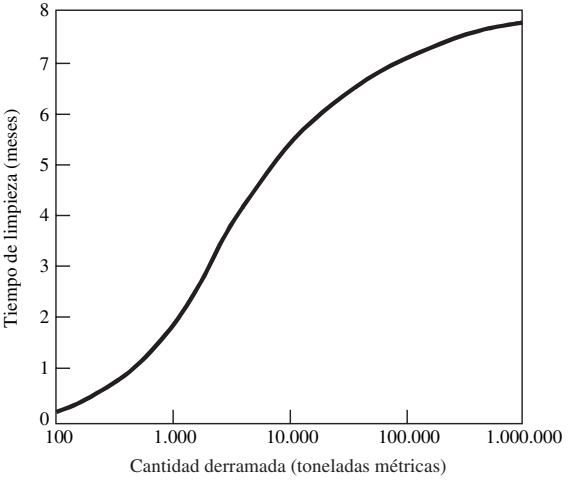


Figura 1-6 Tamaño del derrame contra tiempo de duración de las labores de limpieza

1.6 Información crítica sobre derrames/factores ambientales

Una vez ocurre un derrame, se deben hacer todos los esfuerzos posibles para contenerlo inmediatamente y evitar que se disperse. El equipo directivo en el lugar de los hechos debe recibir información precisa sobre el tamaño del derrame, la ubicación y los sistemas ambientales afectados.

El Registro de datos de derrame de petróleo que aparece en la Figura 1-7 es la fuente principal de información para pronosticar el movimiento, comportamiento e impacto ambiental de la capa de petróleo.

El estado del tiempo, datos oceanográficos, movimiento del petróleo e impactos, deben ser actualizados regularmente.

- Reportar la información registrada al equipo modelador del derrame.
- Cuando no hay información específica disponible, hacer el mejor estimado.

REGISTRO DE DATOS DE DERRAME DE PETRÓLEO

Compañía: _____

Observador: _____

Fecha: _____ Hora: _____

DATOS DEL DERRAME

Tipo de crudo o de producto: _____

Gravedad API: _____

Viscosidad: _____ cSt

Volumen de descarga: (est.) _____

Ubicación del derrame inicial

- Latitud: _____ Longitud: _____

Dirección del movimiento de la capa de petróleo: _____

Tamaño y ubicación de la(s) capa(s) de petróleo: (dibujos por separado)

Fuente aparente:

- Fecha y hora de inicio: _____

Duración aproximada: _____

- Estacionario _____ En movimiento _____
- Instantáneo _____ Continuo _____
- Tasa de flujo estimada, si es continuo _____

¿Fuego? Sí _____ No _____

Potencial de derrame máximo _____

DATOS METEOROLÓGICOS

Viento inicial: Velocidad _____ Dirección _____

Temperatura del aire _____ (°C o °F)

Precipitación: Ninguna _____ Lluvia _____ Nieve _____

Visibilidad estimada: Buena _____ Regular _____ Mala _____

Pronóstico: _____

_____

Fuente (datos personales): (nombre, teléfono, dirección) _____

_____

DATOS OCEANOGRÁFICOS

Corriente de agua: Velocidad: _____ Dirección: _____

Temperatura del agua: _____ (°C o °F)

Estado del mar: 1 _____ 2 _____ 3 _____ 4 _____ 5 _____

Marea: Creciente _____ Alta _____ Baja _____

Fuente: _____

INFORMACIÓN ADICIONAL

Sitio probable de impacto en la costa: _____

Hábitat: _____

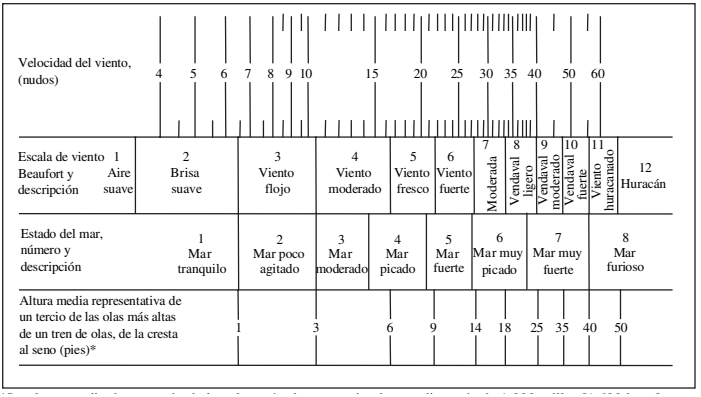
_____

Espesor de la capa de petróleo: Bandas de viento _____ Parches _____

Otro _____

Figura 1-7 Registro de datos de derrame de petróleo

La Figura 1-8 muestra la relación entre las condiciones del viento y las olas en un mar totalmente desarrollado. La escala de viento Beaufort y el estado del mar se muestran con relación a la velocidad del viento y la altura de las olas.



* La altura media de un tercio de las olas más altas, asumiendo una distancia de 1.000 millas (1.600 kms.) durante 25 horas, espectro de Bretschneider.

Figura 1-8 Condiciones del viento y las olas relacionadas a un mar totalmente desarrollado

Modelar el esparcimiento del crudo es complicado por la variabilidad e interdependencia de ciertos factores tales como:

- Composición inicial
- Degradación climática (incluye los efectos de la evaporación y de la emulsificación)
- Condiciones ambientales

Hoy en día, existen varios modelos computarizados para predecir el esparcimiento de una capa de petróleo, pero tienden a ser muy sensibles a suposiciones inherentes (tales como esparcimiento concéntrico) y a los parámetros de los datos usados en la predicción (tales como la velocidad del viento y la presión de vapor del petróleo).

En 1980, Mackay et al. desarrollaron un algoritmo para describir el esparcimiento de una capa de petróleo, que se usa en varios modelos computarizados (ver Referencias). El algoritmo asume que la capa consiste de una capa “delgada” (p.ej., un brillo o iridiscencia) y una capa gruesa, y que la capa delgada comprende aproximadamente el 90% del área total de la capa de petróleo. La capa gruesa alimenta a la capa delgada a una tasa que depende de constantes empíricas. La

Figura 1-9 muestra un diagrama del espesor promedio de la parte gruesa de una capa de petróleo, durante un plazo de tiempo de dos días, para un derrame de crudo mediano en un mar tranquilo con vientos ligeros.

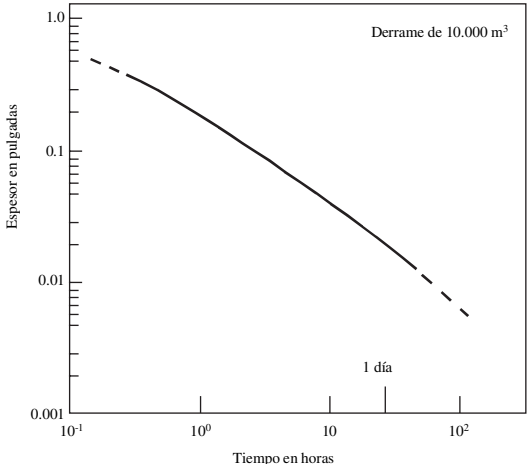
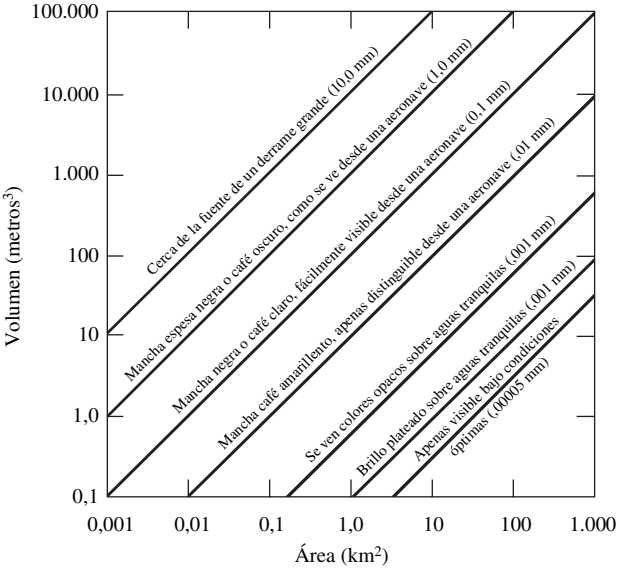


*Figura 1-9 Comportamiento de la parte gruesa de una capa de crudo en agua**

La Figura 1-9 pretende mostrar únicamente la tendencia prevista del espesor con el tiempo, en un derrame hipotético. En general, el espesor del derrame varía con cada capa de petróleo (inclusive en la parte gruesa de la capa) y depende del volumen de petróleo derramado, las condiciones del viento/las olas/las corrientes, el tipo de petróleo derramado y las temperaturas del agua y del aire. Actualmente, no existe una manera fiable para medir prácticamente el espesor de un derrame en áreas extensas. Por lo tanto, la manera más fiable de evaluar el espesor de una capa de petróleo es por comparación visual de color, como se muestra en la Figura 1-10. Dicha figura permite hacer un cálculo burdo del volumen derramado, usando el color y el área cubierta. El método presenta un margen de error elevado y hay que tener cuidado al usarlo para estimar la cantidad derramada. La Tabla 1-4 es una guía alternativa. Diferentes tipos de crudos o de degradación debido al clima pueden producir alteraciones en estas predicciones promedio.

---

* (Tomado de Mackay et al., *Oil Spill Processes and Models [Procesos y modelos de los derrames de petróleo]*, Universidad de Toronto. La Figura 1-9 se basa en las primeras 48 horas de capas gruesas y delgadas concéntricas, de crudo mediano, en un mar tranquilo con vientos ligeros.)



Factores de conversión

0,4 pulgadas = 10 mm

1 pies^2 = $9{,}3 \times 10^{-8}$ km^2

1 yd^2 = $8{,}4 \times 10^{-7}$ km^2

1 mi^2 = 2,6 km^2

1 bbl = 0,16 toneladas o m^3

1 gal (EE.UU.) = $3{,}8 \times 10^{-3}$ m^3

Figura 1-10 Volumen de una capa de petróleo crudo en agua

*Tabla 1-4 Determinación de la cantidad de petróleo restante por apariencia**

	Apariencia/Espesor aproximado					
	Apenas distinguible	**Brillo plateado**	**Colores del arco iris**	**Bandas de colores oscuros**	**Colores opacos**	**Café claro**
Espesor aproximado (mm)	0,05	0,1	0,5	1	3	10
Área (m^2)	**Litros**					
100	< 0,01	0,01	0,05	0,1	0,3	1
1.000	0,05	0,1	0,5	1	3	10
5.000	0,25	0,5	2,5	5	1,5	50
10.000 (1 hectárea)	0,5	1	5	10	30	100
100.000	5	10	50	100	300	1000
500.000	25	50	250	500	1500	5000
1.000.000 (1 km^2)	50	100	500	1000	3000	10000
Área (pie^2)	**Galones**					
1.000	< 0,01	< 0,01	0,01	0,02	0,1	0,2
10.000	0,01	0,02	0,1	0,2	0,7	2,5
43.560 (1 acre)	0,05	0,11	0,53	1,1	3,2	10,7
100.000	0,1	0,2	1,2	2,4	7	24,5
500.000	0,6	1,2	6	12	37	122
1.000.000	1,2	2,5	12,2	25	73	245
5.000.000	6	12,2	61	122	367	1224
10.000.000	12	24	122	245	734	2447
27.878.400 (1 mi^2)	34	68	341	682	2047	6823

* Basado en diversos libros de consulta.

1000 micras = 1 milímetro; 1 micra de espesor es equivalente a 1 m^3/km^2

Nota: el área de un derrame se obtiene multiplicando la longitud estimada del derrame por la anchura estimada del derrame.

Ejemplos: 1000 m^2 × 1000 m^2 = 1 km^2; 100’ × 50’ = 5,000 pie^2
264,2 gal. = 1 tonelada de petróleo
1 milla = 5.280 pies de longitud

Se debe tener en cuenta lo siguiente en el pronóstico del movimiento de una capa de petróleo y los probables sitios de impacto en la costa:

- Se prefieren los modelos comprobados de computadora de capa de petróleo a los cálculos manuales.
- En ausencia de un modelo computarizado, el movimiento de la capa de petróleo se puede predecir por adición de los vectores debido al viento y a la corriente.
  - — Las corrientes dominan el movimiento de la capa de petróleo cuando los vientos son suaves
  - — El componente de la velocidad del viento que afecta una capa de petróleo es aproximadamente 3% de la velocidad del viento y en la misma dirección del mismo
  - — El componente de la velocidad de la corriente que afecta una capa de petróleo es la misma velocidad y la dirección de la corriente
- No se deben aceptar ciegamente las predicciones. Siempre se deben verificar con reconocimientos aéreos y verificación en tierra.

1.7 Volumen del derrame de petróleo

Los estimados del volumen de petróleo obtenidos del color y tamaño de la capa de petróleo (ver la Figura 1-10 y la Tabla 1-4) presentan grandes incertidumbres debido a:

- La variabilidad de las propiedades del petróleo
- La complejidad de la geometría de la capa de petróleo
- Las condiciones meteorológicas
- El estado del mar
- La degradación debido al clima
- Los procesos físicos/químicos que ocurren dentro de la capa de petróleo

Los espesores que aparecen en la Tabla 1-4 representan promedios obtenidos en la literatura. Para cada una de las categorías de aspecto se ha informado una amplia gama de espesores que difieren hasta en un orden de magnitud, tal como se encuentra resumido en la Tabla 1-5. Estos espesores no deben utilizarse para estimar la cantidad de petróleo derramada, excepto en estimativos demasiado toscos. Esto es particularmente cierto para los derrames que han permanecido en el agua por un cierto período de tiempo y que ya han perdido componentes volátiles, especialmente si el petróleo es muy liviano.

Tabla 1-5 Rango de espesores reportados

	Apenas distinguible	Brillo plateado	Colores del arco iris	Bandas de colores oscuros	Colores opacos	Café claro
Umbral promedio reportado, micras	0,09	0,1	0,6	0,9	2,7	8
Rango, micras	0,04 - 0,16	0,05 - 0,18	0,1 - 1,0	0,1 - 2,5	1,0 - 5,5	2 - 15

Fuente: Fingas, M.F., C.E. Brown, y L. Gamble. *The Visibility and Detectability of Oil Spill Slicks and Oil Discharges on Water [La visibilidad y detectabilidad de capas de petróleo y descargas de petróleo en el agua]*. In *Proceedings of the Twenty-Second Arctic Marine Oilspill Program Technical Seminar [En el acta del vigésimo segundo seminario y programa técnico sobre derrames de petróleo en aguas del Ártico]*, Environment Canada, Ottawa, Ontario, Canadá, pp. 865–886, 1999.

La experiencia de los observadores también tendrá un efecto marcado sobre la precisión de los estimados. Se pueden hacer las evaluaciones más precisas sobre la cantidad derramada sumando las pérdidas de una embarcación. Si se conoce el tipo de petróleo tanto como el tiempo que lleva el derrame, hay programas de computadora que pueden resultar muy útiles para estimar la cantidad de petróleo restante. Se puede estimar el volumen de petróleo proveniente de una fuente ilimitada o desconocida por el color y el área de la capa de petróleo.

- El espesor de la capa de petróleo varía considerablemente, especialmente en los sitios donde su apariencia es color negro o café oscuro.
- La mayor parte del petróleo derramado está concentrado en las áreas de la capa de petróleo de color café o negro.
- Las bandas de color indican una capa extremadamente delgada, menor de 1 micra o 0,001 mm.

1.8 Características y comportamiento del petróleo

La Tabla 1-6 resume las principales propiedades físicas/químicas, características del comportamiento, y efectos adversos de diversos tipos de petróleo en agua de mar.

Tabla 1-6 Propiedades físicas/químicas y posibles efectos adversos de los tipos comunes de petróleo durante derrames

Tipo de petróleo	Propiedades físicas/químicas	Efectos adversos sobre el medio ambiente
Petróleos livianos a volátiles	• Se esparcen rápidamente • Tienden a formar emulsiones inestables • Evaporación y solubilidad altas • Pueden penetrar el substrato • Se pueden limpiar de las superficies con agitación y lavado a baja presión	• La toxicidad está relacionada con el tipo y concentración de las fracciones aromáticas, p.ej., 1) naftaleno, 2) benceno • La toxicidad de las fracciones aromáticas depende de la media vida biológica en las diferentes especies • Tóxico a biota cuando está fresco • Los manglares y las plantas de pantano pueden verse afectadas crónicamente debido a la penetración y persistencia de los compuestos aromáticos en los sedimentos
Petróleos moderados a pesados	• Viscosidad moderada a alta • Tienden a formar emulsiones estables en ambientes de alta energía marina • La penetración depende del tamaño de las partículas del substrato • Los residuos degradados debido al clima pueden hundirse y ser absorbidos por sedimentos • La inmiscibilidad ayuda en la separación del agua • La degradación debido al clima produce bolas de alquitrán	• Efectos adversos a los organismos marinos resultan de la toxicidad química y la sofocación • Toxicidad variable dependiendo de las fracciones livianas • Los efectos tóxicos se reducen en climas tropicales, debido a la rápida evaporación y a la degradación debido al clima • Los residuos de baja toxicidad tienden a sofocar plantas o animales • Las fracciones livianas contaminan las aguas intersticiales
Asfalto, fuel-oil # 6 (combustible) Bunker C, desecho	• Forman bolas de alquitrán a temperaturas ambientales • Resistentes a la dispersión y pueden hundirse • Pueden ablandarse y fluir cuando se exponen al calor del sol • Muy difíciles de recoger del agua • Fáciles de recoger manualmente de la superficie de las playas con equipo convencional	• Efectos adversos inmediatos y a largo plazo, debido a pequeñas fracciones aromáticas y a la degradación debido al clima • La mayoría de los efectos tóxicos se deben a la incorporación en los sedimentos • La absorción del calor irradiado impone un esfuerzo térmico adicional sobre el medio ambiente • Menos efectos tóxicos en plantas marinas que en animales

Las propiedades físicas y químicas del petróleo derramado y las condiciones ambientales predominantes determinarán el comportamiento del petróleo. Los procesos básicos y sus plazos de tiempo aparecen en la Figura 1-11.

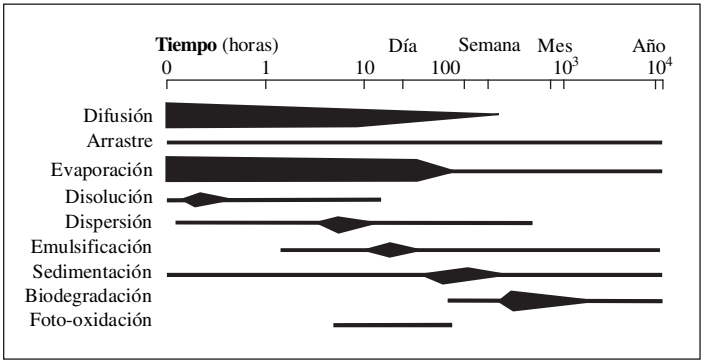


Figura 1-11 Procesos contra tiempo transcurrido desde el derrame

1.9 Límite del acceso

Un plan de contingencia bien preparado para el área de un derrame debe identificar el tipo de restricciones ecológicas u otras restricciones en el área afectada. Incluso cuando se identifican todos los tipos de restricciones, algunas de las restricciones actuales pueden variar de año en año (p.ej., el sitio escogido para la anidación por las especies amenazadas). Los períodos en que se puede proceder a transitar por dichas áreas o a realizar las labores de limpieza serán aparentes al notar otras condiciones de alta amenaza a los recursos. Al definir las restricciones, los datos que se deben compilar son:

- Recursos afectados
- Razones para restringir el acceso (uso)
- Fechas de comienzo y terminación de la restricción
- Actividades que pueden proseguir durante la restricción

Puede ser necesario extender algunas restricciones a alguna distancia del objeto (o área) protegido. Es necesario preparar mapas que muestren las áreas que se deben evitar al transportar los equipos de estudio o el personal de respuesta al sitio del derrame desde sitios remotos.

1.10 Análisis de beneficios ambientales netos

El proceso conocido como Análisis de beneficios ambientales netos (NEBA, por sus siglas en inglés) considera las ventajas y desventajas de las opciones de respuesta a un derrame de petróleo en términos de su impacto sobre el medio ambiente. El Análisis NEBA reconoce que las operaciones de limpieza de un derrame tienen el potencial de causar impactos ambientales negativos, pero que se pueden justificar porque pueden tener algunos posibles beneficios predominantes y/o evitar mayores impactos. Un análisis efectivo de beneficios ambientales netos es un proceso que envuelve tres pasos (Tabla 1-7).

Tabla 1-7 Análisis de beneficios ambientales netos

Paso	Actividades
1	Identificar y asignar prioridades a los recursos ecológicos, socio-económicos y culturales del área, de acuerdo a su sensibilidad ambiental.
2	Evaluar las opciones factibles de respuesta y compararlas no sólo entre sí, sino también con la opción de la recuperación natural, con el fin de determinar los beneficios y desventajas ambientales de todas las opciones.
3	Seleccionar la opción o combinación de opciones de respuesta con el mayor beneficio ambiental y/o los efectos menos adversos sobre recursos claves.

El proceso NEBA puede aplicarse a la respuesta de derrames costa afuera y cerca de la costa, así como a la limpieza de las costas marinas. El ejemplo a continuación considera la respuesta a un derrame costa afuera:

Paso 1 Después de identificar los recursos en todas las direcciones posibles en las cuales la capa de petróleo se haya extendido, se determina que ésta puede entrar en un manglar productivo.

Paso 2 Las opciones para evitar o reducir los impactos del derrame sobre el manglar incluyen el uso de agentes dispersantes, la limpieza y recuperación mecánica, la quema in situ del producto derramado y la dispersión natural del petróleo en el mar.

En vista que el manglar quedará contaminado con petróleo si no se toma una acción, se decide que la dispersión natural/recuperación natural no es una opción viable.

La recuperación mecánica, aunque es el método menos invasivo, es ineficiente y es probable que incluso utilizándola, el petróleo llegue al manglar. También se ha determinado que los beneficios de la quema in situ del producto derramado son limitados. Los agentes dispersantes, aunque pueden tener un efecto negativo a corto plazo sobre algunos organismos marinos, son mucho más eficientes a la hora de evitar que el petróleo se pegue al manglar y pueden minimizar los impactos sobre el mismo, resultando en un máximo beneficio ambiental neto.

Paso 3 Se selecciona, entonces, el uso de agentes dispersantes como la opción preferida.

El beneficio ambiental neto debe ser un factor clave al tomar decisiones sobre las opciones óptimas de respuesta a un derrame.

2 Salud y seguridad industrial

2.1 Introducción

La protección de la salud y la seguridad de las personas es el objetivo fundamental de todas las operaciones de ExxonMobil. Las prácticas de trabajo seguras ayudan a minimizar los riesgos contra la salud y la seguridad de las personas involucradas en la respuesta a incidentes y de las comunidades vecinas. La restricción del acceso a las áreas afectadas es importante para evitar la exposición del público al petróleo derramado o interfiera en la operación de los equipos de respuesta a la emergencia. Además de estar familiarizado con los procedimientos básicos de salud y seguridad industrial descritos en esta sección, para más información, los trabajadores deben revisar el plan de seguridad industrial y salud del sitio de trabajo, así como los manuales de seguridad industrial de la compañía y los planes regionales de respuesta.

2.1.1 Reglas básicas de seguridad industrial

El entrenamiento es un elemento clave para conservar la salud y la seguridad de los trabajadores. En algunos países el entrenamiento, tal como HAZWOPER en los EE.UU., es obligatorio. Todas las personas involucradas en la respuesta a un derrame deben tener entrenamiento básico en seguridad industrial, incluyendo, pero no limitado a:

- Reglas de seguridad industrial y salud específicas para el sitio de trabajo
- Procedimientos de emergencia

Todas las personas que trabajan en las labores de respuesta a un derrame de petróleo deben observar las siguientes reglas básicas de seguridad industrial y salud.

- Considerar los peligros potenciales para la salud y la seguridad en cada situación de derrame por separado.
- Responder como un equipo, p.ej., usando el “sistema de camaradas” (trabajando en grupos de dos o más).
- Incorporar a todas las tareas las evaluaciones de los riesgos de seguridad industrial y salud.
- Obtener del personal de apoyo de seguridad industrial/salud ocupacional y/o del personal médico, información sobre los peligros contra la salud.
- Abstenerse de trabajar en ambientes para los que no se haya recibido entrenamiento y/o que estén fuera de sus capacidades.
- Informar siempre a otra persona sobre su destino y hora probable de regreso.
- Abstenerse de entrar o transitar innecesariamente por las áreas del derrame.
- Evitar el contacto de los materiales derramados con la piel y usar los guantes y la ropa protectora provista.
- No confiar en sus sentidos (p.ej., el olfato) a la hora de determinar condiciones peligrosas. Se deben usar los aparatos detectores.

2.1.2 Sistema de camaradas

Con el fin de garantizar un enfoque flexible y seguro para las personas involucradas en los trabajos de respuesta a una emergencia, se debe poner en práctica un "sistema de camaradas (buddy system)" durante todas las labores de respuesta. El equipo mínimo de respuesta debe estar compuesto por dos personas que realizan una actividad en la línea visual directa de una tercera persona que tiene comunicación o cuenta con el recurso humano necesario para efectuar un "rescate", si es necesario.

El "sistema de camaradas" no aplica a derrames de equipos o de procesos que pueden ser controlados por una sola persona utilizando equipamiento común (p.ej., fugas de válvulas).

2.1.3 Señales de manuales o corporales como forma de comunicación

La comunicación verbal se dificulta cuando se usan dispositivos de respiración, ya que se amortigua la voz y las palabras suenan distorsionadas por el uso de la máscara facial. Por esta razón, para poder realizar un trabajo seguro, es indispensable que todo el personal cuente con un sistema de comunicación usando señales manuales o corporales. La Tabla 2-1 muestra una lista de algunas de estas señales de comunicación de emergencia.

Tabla 2-1 Señales de comunicación de emergencia

Señal	Significado
Agarrarse la garganta con una mano	¡Estoy sin aire!
Manos sobre la cabeza	¡Necesito ayuda!
Pulgares hacia arriba	¡Okay!/¡De acuerdo! Estoy bien. Entiendo.
Pulgares hacia abajo	¡No! ¡Negativo!
Agarrar al compañero por la muñeca o colocar las manos alrededor de la cintura del compañero	¡Abandonar el área de inmediato!

2.2 Riesgos

Los riesgos potenciales para la salud y la seguridad asociados con las actividades de respuesta a un derrame de petróleo incluyen:

- Incendio y explosión
- Ambientes peligrosos/sustancias químicas peligrosas
- Resbalones, tropezones y caídas
- Actividad física extenuante bajo posibles condiciones climáticas adversas y ubicación

2.2.1 Incendio y explosión

Uno de los principales riesgos durante las actividades de respuesta a un derrame de petróleo crudo o productos refinados es el riesgo de incendio o explosión. Éste es un riesgo específicamente relacionado con el sitio y la sustancia derramada, y se debe evaluar antes que el personal encargado de la respuesta entre al área del derrame o al contenedor/equipo dañado. Las explosiones presentan riesgos físicos por:

- Quemaduras
- Expulsión de escombros al aire
- Sobrepresión atmosférica

La quema de hidrocarburos genera una variedad de productos de combustión. Por esta razón, sólo personas experimentadas en el manejo de equipos de protección adecuados para seguridad, respiración y detectores de peligro se deben acercar a un contenedor en llamas o a materiales derramados. Recuerde:

- Si es posible, acercarse siempre en dirección contra el viento, aguas arriba o cuesta arriba.
- Retirarse si la intensidad del calor se pone severa o si se está esparciendo el material derramado.

Al prepararse para trabajar en un área potencialmente peligrosa, el personal debe:

- Evaluar la necesidad de entrar al área.
- Determinar el peligro potencial de incendio del material o mezcla derramada.
- Estar atento a posibles deficiencias de oxígeno.
- Obtener un detector de gas/explosímetro bien calibrado y en buenas condiciones de funcionamiento.
- Comprender la forma como responderá el instrumento a los materiales que se están midiendo.
- Hacer una prueba de gases atmosféricos al acercarse al derrame (especialmente dentro de un contenedor, boca de acceso de los tanques, o áreas bajas).

- Utilizar equipos y herramientas intrínsecamente seguras y resistentes a la explosión.
- Si es necesario entrar a un área confinada, observar los procedimientos de ingreso a espacios confinados.

En atmósferas potencialmente inflamables, restringir el uso de instrumentos que no son intrínsecamente seguros. Esto incluye:

- Linternas
- Sopletes
- Motores de combustión interna
- Aparatos de radio-transmisión no aprobados
- Teléfonos celulares

Todos los hidrocarburos tienen un rango de concentración en el cual son combustibles. Pero la mezcla no quemará si hay muy pocos o muchos hidrocarburos presentes en el aire. Igualmente, para que haya combustión el nivel de oxígeno tiene que ser de 10% o más en áreas confinadas. En la evaluación del riesgo de incendio o explosión, la medida clave es el límite mínimo de explosividad (LEL, por sus siglas en inglés). El LEL es la concentración más baja de los vapores de un material para sostener la combustión; por debajo de dicha concentración, la mezcla es demasiado pobre (diluida) y no soporta la combustión. Hay detectores especiales para determinar si una mezcla es o no combustible. Sin embargo, la mayoría de los detectores de gases combustibles (detectores de LEL) no funcionan bien en áreas que tienen una concentración de oxígeno por debajo de 14–16%. Por esta razón, para hacer la prueba de niveles de hidrocarburo en espacios confinados o recipientes inertes, el personal debidamente protegido debe medir primero el contenido de oxígeno.

Si el detector indica que el LEL es:	**Entonces:**
Desde 0% (cero) hasta menos de 10%	Se permite el trabajo que genera calor (p.ej., que tenga fuentes potenciales de ignición)
Por encima de 10% y por debajo de 25%	Proceder cautelosamente, especialmente si hay poca circulación o movimiento de aire
Por encima del 25%	Abandonar el área rápidamente y con cuidado

Los detectores de LEL no detectan los peligros tóxicos. Hasta una lectura de apenas un décimo de un LEL bajo de 1,0% puede significar una atmósfera tóxica (1000 partes por millón (ppm) de hidrocarburo pueden ser peligrosas para la vida y para la salud). Aunque la prueba de inflamabilidad debe ser el primer nivel de evaluación, la decisión de ingresar y trabajar en un área no se debe basar sólo en estos resultados.

2.2.2 Ambientes peligrosos/sustancias químicas peligrosas

El petróleo crudo contiene sustancias que pueden ocasionar efectos agudos y crónicos sobre la salud. Los efectos agudos son evidentes inmediatamente y típicamente son el resultado de condiciones de exposición alta durante períodos relativamente cortos. Ejemplos de efectos agudos incluyen irritación de los ojos o de la piel, o hasta la muerte bajo condiciones de exposición extrema. La mayoría de las sustancias con toxicidad aguda son altamente volátiles y están presentes en sus máximas concentraciones poco después de un derrame. Los efectos crónicos se pueden desarrollar después de la exposición inicial y a menudo están asociados con condiciones de exposición más baja por una duración más prolongada. Los efectos crónicos incluyen algunas enfermedades como el cáncer.

Los asesores de salud (p.ej., los especialistas en higiene industrial) son personas clave en la evaluación de las zonas peligrosas, especialmente en los momentos inmediatos al derrame. Se debe confiar en ellos para determinar medidas de protección adecuadas para el personal de respuesta susceptible de hallarse en la zona de exposición. Estas evaluaciones deben basarse en los niveles de exposición más probables, teniendo en cuenta el nivel al cual se va a llevar la actividad de trabajo, por ejemplo, a nivel del muelle o a nivel de la superficie del agua.

Los riesgos por inhalación de vapores dañinos son más bajos con crudo degradado que con crudo fresco. En la mayoría de los casos, el petróleo crudo que se ha degradado por más de 6 horas contiene un porcentaje más bajo de compuestos volátiles debido a la evaporación. Este efecto puede tomar más tiempo en los climas fríos (véase la Sección 15).

Los principales riesgos a la salud asociados con el crudo fresco están relacionados con la inhalación de:

- Sulfuro de hidrógeno (H_2S)
- Concentración total de hidrocarburos
- Benceno

Los trabajadores expuestos por inhalación o contacto con la piel a algunas de estas sustancias pueden desarrollar los siguientes síntomas:

- Irritación de los ojos, nariz, garganta o vías respiratorias
- Erupción cutánea o enrojecimiento de la piel
- Otros efectos adversos

Sin contar la ingestión o aspiración de aerosoles de petróleo, el principal peligro para la salud que presenta el crudo degradado está relacionado con la exposición de la piel. Se debe evitar el contacto de la piel con los hidrocarburos, al igual que con otras sustancias potencialmente tóxicas, utilizando el equipo de protección personal. El contacto prolongado o repetido de la piel con estas sustancias puede resultar en dermatitis al igual que en una absorción pronunciada de ciertos componentes del petróleo crudo por parte del cuerpo humano. De la misma manera y como resultado de una exposición repetida, el cuerpo puede desarrollar un aumento de sensibilidad a los aceites.

La naturaleza de los peligros derivados de los productos refinados depende de su composición química. Típicamente, podemos distinguir dos categorías distintas de productos:

- Los productos refinados livianos no tienen concentraciones importantes de H_2S, pero contienen un porcentaje más alto de compuestos aromáticos volátiles (p.ej., benceno) y oxigenados.
- Los productos pesados y medianos pueden contener H_2S, menos componentes volátiles y un porcentaje más alto de hidrocarburos aromáticos policíclicos (o polinucleares) (PAHs, por sus siglas en inglés) de baja volatilidad.

Se debe obtener información sobre las evaluaciones de los peligros contra la salud a partir del personal de apoyo de seguridad industrial/salud ocupacional y/o del personal médico. Estas personas han sido entrenadas en el uso de los equipos especializados de prueba necesarios para llevar a cabo la evaluación de las exposiciones.

Las Tablas 2.2 y 2.3 resumen los peligros típicos contra la salud de los trabajadores involucrados en la respuesta a un derrame de petróleo crudo o hidrocarburos refinados, así como una guía para las personas encargadas de la respuesta inicial (First Responder Guidance). En las siguientes tablas (Secciones 2.2.2.1 a 2.2.2.8) se verán en mayor detalle los elementos seleccionados que incluyen problemas potenciales de salud consecutivos a la respuesta inicial.

Los criterios de exposición son los valores límites de umbral (TLV, por sus siglas en inglés) de la “American Conference of Governmental Industrial Hygienists” (ACGIH, por sus siglas en inglés) [Conferencia Norteamericana de Especialistas Gubernamentales en Higiene Industrial]. En los sitios donde las leyes locales son más rigurosas, se deben observar esos límites.

Tabla 2.2 Información de salud y seguridad industrial sobre sustancias seleccionadas[1]

Sustancia preocupante	Criterio de exposición x 8 horas	Criterio de exposición x 15 min.	Umbral de olor	Criterio de uso de dispositivos de respiración/purificadores de aire de media cara	Cartucho o filtro requerido	Criterio de uso de dispositivos de respiración/purificadores de pieza frontal completa	Criterio de uso de dispositivos de respiración con mangueras de aire	Selección de ropa protectora	Rango de inflamabilidad (% por volumen)
Sulfuro de hidrógeno	10 ppm	15 ppm	0,005 –0,013 ppm (2)	no se permite	N/A	no se permite	>15 ppm por más de 15 minutos	—	4,3 – 44,0
Concentración total de hidrocarburos (petróleo crudo) (3)	300 ppm (4)	500 ppm (4)	0,11 ppm (5)	>300 ppm <3000 ppm	vapor orgánico	>3000ppm <15000ppm	>15000 ppm	Nitrilo, Viton, Barricade™, Responder™ Gafas protectoras, si hay irritación	varía, dependiendo del petróleo
Benceno	0,5 ppm (6)	2,5 ppm (6)	2,0 – 5,0 ppm (7)	>0,5ppm 5 ppm	vapor orgánico	> 5ppm <25ppm	>25 ppm	Viton, CPF™, Responder™, Tychem 10,000™	1,3 – 7,9
Poco oxígeno (espacios confinados)	Concentraciones aceptables desde 19,5% hasta 23%		N/A	no se permite por debajo de 19,5%	no se permite por debajo de 19,5%	no se permite por debajo de 19,5%	<19,5%	N/A	N/A

(1) Actualizar los niveles de guía si cambian los TLV. Seguir los reglamentos locales si son más estrictos.

(2) No se debe confiar en el olor a "huevo podrido" del H_2S para determinar su presencia ya que altas concentraciones del mismo pueden adormecer los nervios del olfato.

(3) Los valores de guía de la concentración total de hidrocarburos para petróleos crudos están basados en la gasolina (los componentes iniciales que se evaporan del petróleo crudo son más o menos equivalentes a los vapores de gasolina). Para derrames de **hidrocarburos pesados o productos destilados medianos los valores de guía son más estrictos** (ver las Secciones 2.2.2.5 y 2.2.2.7, respectivamente).

(4) Basado en el TLV para gasolina. Aunque no es la norma ACGIH, algunas compañías consideran que para la protección adecuada se necesita un valor más estricto [(p.ej., 100 partes por millón (ppm)]. Una guía de 100 partes por millón (ppm) debe bajar los umbrales utilizados en la tabla en un factor de 3.

(5) Puede variar significativamente entre los diferentes tipos de crudo y las condiciones ambientales.

(6) Éste es el TLV para el benceno.

(7) Umbral de irritación sensorial en el sistema respiratorio superior.

La Tabla 2.3 muestra paso a paso el proceso para establecer la seguridad general en un área de trabajo.

Tabla 2.3 Guía de seguimiento de salud para los encargados de la respuesta inicial en caso de derrame (se usa con la Tabla 2.2)

Paso	Acción
1. Establecer el nivel LEL (a,b)	
• <10% LEL	• Seguir al Paso 2
• 10–25% LEL	• Seguir al Paso 2, llevando a cabo las operaciones con el debido cuidado
• >25% LEL	• No seguir al Paso 2 hasta que el LEL no sea <25%
2. Establecer el nivel de H_2S (c,d)	
• <10 ppm	• Seguir al Paso 3
• >10 ppm	• Ver la Tabla 2.2 para la protección adecuada, después seguir al Paso 3
3. Establecer la concentración total de hidrocarburos (e,f)	
• <300 ppm (<30 para keroseno y <11 para diesel)	• Seguir al Paso 4
• >300 ppm (>30 para keroseno y >11 para diesel)	• Ver la Tabla 2.2 para la protección respiratoria y la ropa protectora adecuada, después seguir al Paso 4
4. Establecer el nivel de benceno (g,h)	
• <0,5 ppm	• Continuar con las operaciones
• >0,5 ppm	• Ver la Tabla 2.2 para la protección respiratoria y la ropa protectora adecuada, después permitir el ingreso de los trabajadores al área

a) Monitorear en la zona de chispa considerada el peor escenario (p.ej., en la elevación que tenga un mayor potencial de exposición) utilizando un instrumento calibrado. Continuar el monitoreo a medida que cambian las condiciones, como puede ser una disminución en la velocidad del viento.
Nota: si se está realizando el monitoreo en un espacio confinado, medir primero el oxígeno (véase 2.2.1).

b) Existen numerosos instrumentos para medir el LEL y la mayoría de las refinerías cuentan con alguno. Algunos de ellos miden también los niveles de oxígeno y de hidrocarburos. Todos requieren calibración previa al uso.

c) Monitorear en la zona de respiración considerada como el peor escenario, utilizando un instrumento calibrado. Continuar el monitoreo a medida que cambian las condiciones del trabajo. En situaciones donde los turnos de trabajo son prolongados, los umbrales serán más bajos de los que muestran las Tablas 2.2 y 2.3. Para determinar los niveles más seguros, contacte al representante de Higiene Industrial.

d) Existe una amplia gama de medidores de H_2S. Los tubos colorimétricos también son adecuados.

e) Para seguridad adicional, algunas compañías apelan a un umbral más estricto de 100 partes por millón (ppm).
f) Los detectores de fotoionización (PID, por sus siglas en inglés) se usan habitualmente para medir la concentración total de hidrocarburos. Calibrar con gas isobutileno estándar a 100 partes por millón (ppm).
g) Solamente un número limitado de técnicas pueden medir selectivamente cantidades <0,5 partes por millón (ppm) de benceno en el aire. Se han utilizado dos técnicas con éxito: (1) los PID específicos para este compuesto (véase arriba) y (2) el método colorimétrico. Los PID para benceno miden la corriente asociada con la ionización del benceno. El método colorimétrico reacciona químicamente con el benceno para formar un color cuya intensidad puede correlacionarse con la concentración.
h) Como el benceno es un peligro crónico, el criterio de 0,5 partes por millón (ppm) en 8 horas puede cumplirse con tiempos de exposición limitados a concentraciones más altas, mientras no se exceda el criterio de 2,5 partes por millón (ppm) en 15 minutos.

2.2.2.1 Benceno

El benceno es un componente volátil del petróleo crudo que es carcinógeno para los humanos. Por lo tanto, la exposición al benceno debe mantenerse dentro de los límites de exposición aplicables definidos en las Tablas 2.2 y 2.3.

2.2.2.2 2-Butoxi Etanol

Algunos agentes dispersantes y sustancias químicas de limpieza/depuración contienen hidrocarburos tales como el 2-butoxi etanol (2BE), que pueden penetrar el cuerpo por la piel o pueden ser inhalados, lo cual puede producir efectos temporales en órganos internos como los riñones. Estos productos requieren un manejo muy cuidadoso.

Seguir las pautas de manejo en las Hojas de Seguridad del Producto (MSDS, por sus siglas en inglés), especialmente las siguientes:

- Durante el uso de productos que contienen 2BE, evitar el contacto con la piel. Si hay contacto, lavar inmediatamente con agua.
- Evitar el riego por aspersión de estos productos, que puede resultar en la formación de nubes de vapor voluminosas y poner en peligro a los trabajadores.
- Utilizar el equipo de protección personal adecuado.
  - ➔ Dispositivos de respiración (monitorear con tubos o insignias de carbón)
    - — 20–200 ppm – Dispositivo de respiración de media cara con cartuchos de vapor orgánico
    - — 200–2000 ppm – Dispositivo de respiración de pieza frontal completa con cartuchos de vapor orgánico
    - — >2000 ppm – SCBA (equipo de aire auto contenido)
  - ➔ Guantes y ropa
    - — Butilo, Neopreno nitrilo, Viton, Saranex™

2.2.2.3 Monóxido de carbono

La quema de petróleos crudos o de productos refinados produce monóxido de carbono (CO) y otros productos de combustión que deben ser evaluados según el caso. No colocar equipo de combustión (generadores, vehículos, calentadores ambientales de fuego directo de gran tamaño, etc.) que generan CO cerca de las áreas habitadas u oficinas. Para obtener información adicional, consultar con los expertos de salud ocupacional y seguridad industrial en el lugar de trabajo.

El TLV para CO es de 25 partes por millón (ppm) medido en un tiempo promedio de 8 horas. Como sus propiedades de alarma son reducidas, se requiere el uso de un aparato SCBA en concentraciones más altas.

Las señales de advertencia de la exposición al monóxido de carbono son dolor de cabeza, mareo y náuseas. Niveles de exposición más altos ocasionan enrojecimiento de la piel, debilidad, confusión mental y alucinaciones.

2.2.2.4 Gasolina

La mayor parte de los vapores emitidos por la gasolina son de naturaleza alifática y de bajo peso molecular. Su volatización y difusión son muy rápidas. En derrames de gasolina y otros combustibles con un punto de inflamación bajo se presentan problemas adicionales de seguridad. Debido al peligro potencial de explosión o incendio, **no se recomienda** la contención ni el procedimiento conocido como "skimming" [desnatado]. Deben seguirse las recomendaciones enumeradas bajo Concentración Total de Hidrocarburos en las Tablas 2.2 y 2.3.

2.2.2.5 Productos de hidrocarburos pesados

Los productos de hidrocarburos pesados son productos de mayor viscosidad tales como petróleos crudos pesados, combustibles para buques [bunker fuels], combustibles residuales, combustóleos números 4–6 y gasóleo. Estos materiales pueden contener PAH. Los hidrocarburos PAH son de baja volatilidad y alto peso molecular cuyo contacto continuado puede ocasionar cáncer de la piel o del pulmón. El TLV utilizado por la industria para estos compuestos es de 0,2 mg/m^3 (como aerosol soluble de benceno) y está en la lista bajo Productos volátiles de brea de alquitrán mineral. La protección primaria contra estos materiales consiste en evitar el contacto con la piel a través del uso adecuado del Equipo de Protección Personal (EPP). Aunque el riesgo de inhalación de componentes volátiles es mínimo (debido a la baja presión de vapor), debe evitarse la inhalación de aerosoles (p.ej., provenientes de las técnicas de limpieza con vapor o agua a alta presión).

La protección primaria contra PAH consiste en evitar el contacto con la piel, por lo tanto debe usarse ropa protectora para prevenir cualquier contacto incidental. Los materiales que brindan protección adecuada contra los hidrocarburos PAH incluyen el nitrilo, Viton, Barricade™, Teflon™, 4H™, CPF3™, Responder™ y Tychem 10,000™. Si se ha producido contacto, quitar toda la ropa contaminada y darse un baño prolongado con abundante agua y jabón.

El umbral sensorial para estos materiales es de más o menos 1 mg/m^3, basado en la irritación del tracto respiratorio superior. (Aquí se utiliza la designación de mg/m^3 y no la de ppm porque los hidrocarburos PAH son partículas sólidas y no gases volátiles). Utilizar dispositivos de respiración de media cara con filtros de alta eficiencia y cartuchos para vapores orgánicos en el rango de concentraciones de 0,2–2,0 mg/m^3. Los dispositivos de respiración de pieza frontal completa con filtros de alta eficiencia y cartuchos contra vapores orgánicos deben utilizarse en la gama de concentraciones de 2,0–10,0 mg/m^3, y si la concentración es mayor de 10 mg/m^3, será necesario el uso de un aparato SCBA. Algunas compañías consideran que para una protección adecuada deben tomarse valores más rigurosos (p.ej., 0,1 mg/m^3). Una guía de 0,1 mg/m^3 puede hacer bajar los umbrales anteriores en un factor de 2.

2.2.2.6 Sulfuro de hidrógeno (H_2S)

El sulfuro de hidrógeno, un subproducto del material orgánico en descomposición, es uno de los componentes contenido en algunos petróleos crudos y productos refinados medianos. La exposición a concentraciones elevadas de H_2S puede ser fatal. La ruta principal de exposición es por inhalación. Al acercarse a un área de derrame se debe medir la concentración de H_2S en el ambiente. Recuerde las siguientes pautas:

- El H_2S es más pesado que el aire y se puede acumular en áreas de almacenamiento bajas, cuartos de bombas o espacios confinados.
- El H_2S tiene el olor característico a huevos podridos, que puede detectarse a concentraciones tan bajas como 0,006 partes por millón (ppm); no obstante, no se debe utilizar la nariz en lugar de un aparato detector porque el H_2S a altas concentraciones puede debilitar el olfato.
- A concentraciones bajas (1 ppm a 150 ppm), el H_2S es irritante a los ojos, nariz y otros componentes del sistema respiratorio.
- A concentraciones altas (por encima de 500 ppm), puede ocurrir una rápida paralización del sistema respiratorio.

En el caso de detectarse H_2S en niveles superiores a 10 partes por millón (ppm), se debe evacuar el área inmediatamente hasta que llegue ayuda y equipo especializado.

2.2.2.7 Productos destilados medianos

Así se denominan los productos del petróleo que hierven entre 145 y 450 grados C. Incluyen kerosenos, combustible diesel, combustible de aviación y aceite de calefacción. Son más preocupantes bajo la forma de aerosol que en el estado de vapores, de manera que los niveles de RLV son considerablemente menores que para el crudo y la gasolina. La exposición repetida o intermitente de la piel a estos materiales puede causar irritación dérmica y aumentar el riesgo de cáncer.

La protección principal contra estos materiales es el uso adecuado de EPP. La selección de la ropa protectora debe ser similar a la que se recomienda en la Concentración total de hidrocarburos en la Tabla 2-2. Si hubo contacto, quitar toda la ropa contaminada y darse un baño prolongado con abundante agua y jabón.

El TLV actual para keroseno es de 200 mg/m^3 (aproximadamente 27 ppm) y para el diesel es 100 mg/m^3 (aproximadamente 11 ppm). Para keroseno se deben utilizar dispositivos de respiración de media cara con cartuchos para vapores orgánicos en un rango de concentración de 27–270 ppm. Deben utilizarse dispositivos de respiración de pieza frontal completa con cartuchos para vapores orgánicos en un rango de concentración de 270–1350 ppm y se necesitará utilizar aparatos SCBA donde las concentraciones estén por encima de 1350 ppm.

Para diesel se deben utilizar dispositivos de respiración de media cara con cartuchos para vapores orgánicos en un rango de concentración de 11–110 ppm. Se deben utilizar dispositivos de respiración de cara completa con cartuchos para vapores orgánicos en un rango de concentración de 110–550 ppm y se necesitará utilizar aparatos SCBA donde haya más de 550 ppm.

2.2.2.8 Oxígeno

Las concentraciones de oxígeno por debajo de 19,5% (a nivel del mar) se consideran como ambientes **Inmediatamente peligrosos para la vida y la salud (IDLH**, por sus siglas en inglés). En recintos confinados se pueden producir atmósferas bajas en oxígeno. Por lo tanto, se requieren controles estrictos y permisos de acceso, al igual que equipo de protección respiratoria con una fuente adecuada de aire. En atmósferas de menos de 19,5% de oxígeno se requiere el uso de un aparato SCBA.

A continuación se muestran los efectos de las anormalidades de oxígeno:

Niveles de oxígeno	Efectos
Aproximadamente 6%	Es difícil respirar; puede ocurrir la muerte en unos minutos
Aproximadamente 17%	Entorpecimiento del buen juicio; dolores de cabeza
Por encima de 23%	Aumenta el peligro de combustión

Para trabajos a mayores elevaciones, se debe consultar con un profesional de salud con el fin de evaluar los efectos potenciales contra la salud debido a las concentraciones reducidas de oxígeno.

2.2.2.9 Guía general

Es esencial que las personas encargadas de la respuesta a un derrame comprendan los peligros atmosféricos potenciales que existen en el sitio donde han de trabajar. Generalmente, se contará con expertos en salud y seguridad industrial en el sitio del derrame para que estudien la calidad del aire en el ambiente antes de permitir que los trabajadores entren a un área donde se sospecha que hay peligro. Pero, en caso que se retarde esta comprobación, es útil proceder bajo las siguientes guías:

- En un derrame donde el petróleo aún está fresco los encargados de la respuesta deben esperar las pruebas antes de proceder o, por lo menos, utilizar protección facial.
- Los encargados de la respuesta que lleguen 6 horas o más después de un derrame en aguas abiertas y con buena circulación de aire (que es lo habitual), probablemente pueden proceder sin preocuparse de los puntos antes mencionados, a no ser que sea un gran derrame (más de 10.000 barriles). En derrames contenidos o derrames sobre tierra, estos asuntos adquieren mayor importancia.
- En ausencia de detectores, se deben usar los propios sentidos como indicadores de peligro. Si hay lágrimas en los ojos, o se detecta un olor fuerte, o se produce una reacción en la piel, antes de proceder, se debe colocar protección de media cara por lo menos.
- Evitar en todos los casos el contacto prolongado de la piel con los hidrocarburos.
- Acercarse siempre a los derrames en dirección contraria al viento.

2.2.3 Calor y frío

Las condiciones climáticas significan riesgos adicionales para las personas trabajando en la respuesta. Una de las principales responsabilidades de cada persona es vigilar a su “camarada” para asegurarse que no presente síntomas de agotamiento por exceso de calor o frío. Todos los trabajadores deben estar entrenados para reconocer los síntomas del agotamiento y protegerse contra ellos, así como para prestar primeros auxilios. En las siguientes páginas se describen ambas condiciones.

2.2.3.1 Agotamiento por calor (hipertermia)

El agotamiento por calor es causado por la incapacidad del cuerpo de disipar el exceso de calor generado por ejercicio físico, temperatura y humedad, o por el uso de ropa y equipo de protección personal. La respuesta a una emergencia de derrame aumenta el riesgo de sufrir agotamiento por calor. El uso de equipo de protección personal (especialmente en las zonas tropicales) agrava el problema aumentando el calor, evitando éste se disipe de manera adecuada y disminuyendo el enfriamiento por evaporación. Es importante saber cómo prevenir enfermedades y lesiones causadas por inducción de calor y reconocer los primeros síntomas de agotamiento por calor.

Ignorar los primeros síntomas de agotamiento por calor puede ocasionar problemas de salud más serios.

La Tabla 2-4 muestra las cuatro "etapas" de agotamiento por calor y las recomendaciones relevantes de primeros auxilios para las mismas.

2.2.3.2 Agotamiento por frío (hipotermia)

El agotamiento por frío es causado por la pérdida acelerada del calor del cuerpo que puede ocasionar lesiones localizadas desde menores hasta severas, al igual que disfunción del sistema. Las lesiones predominantes por frío afectan las extremidades: típicamente se presentan en las manos, oídos, nariz y/o pies.

Todas las personas que trabajan en climas fríos deben recibir entrenamiento para que puedan reconocer los síntomas del agotamiento por frío y protegerse de ellos, al igual que para poder prestar los primeros auxilios. La Tabla 2-5 muestra las "etapas" de agotamiento por frío y las recomendaciones relevantes de primeros auxilios para las mismas.

Durante las labores de respuesta a un derrame, el personal en riesgo de caer al agua a temperaturas inferiores a los 68°F (20°C) debe usar alguna forma de protección contra la inmersión. La rapidez es esencial en el rescate de una persona que ha caído al agua.

Tabla 2-4 Etapas del agotamiento por calor y los primeros auxilios del caso

Etapas del agotamiento por calor	Síntomas	Causas típicas	Recomendaciones sobre primeros auxilios
Erupción cutánea por calor (sarpullido causado por exceso de calor)	• Erupción cutánea	• Ambientes húmedos o el uso de equipo de protección que impide la evaporación de la humedad de la piel	• Disponer de un lugar adecuado para los trabajadores lavarse la piel completamente • Programar períodos de descanso en lugares frescos • Aplicar polvo talco medicado sobre la piel afectada
Calambre de calor	• Espasmos musculares en las manos, pies y/o abdomen • Posiblemente acompañado con náuseas/vómito • La persona afectada se pone callada/deja de trabajar	• Pérdida significativa de electrolitos debido al sudor excesivo, que trastorna el balance de electrolitos del cuerpo	• Hidratar con líquidos a las personas que contienen un balance adecuado de electrolitos, tales como bebidas deportivas disponibles en el mercado • Programar períodos de descanso para hidratación rutinaria
Agotamiento por calor	• La piel adquiere una apariencia pálida, pegajosa y húmeda • Náuseas/dolor de cabeza, torpeza a la hora de reaccionar/ ritmo de trabajo disminuido • La persona afectada se pone callada, puede sentarse o hasta desmayarse	• Pérdida excesiva de agua del cuerpo; reemplazo inadecuado de líquidos • Es posible que el trabajador no esté aclimatado con el trabajo, el equipo y/o las condiciones climáticas	• Reubicar al trabajador afectado a un sitio fresco (a la sombra) • Quitarle el equipo de protección personal (si es apropiado) • Hidratarlo con líquidos ricos en electrolitos • Procurar asistencia/asesoría médica
Insolación	• La piel puede ponerse seca, roja y caliente • La persona afectada puede desmayarse o sentirse desorientada • La persona afectada puede sufrir convulsiones, vómito y aceleración del pulso	• Falla del control que regula la temperatura corporal • El cuerpo no se puede liberar del exceso de calor	• **¡Procurar asistencia médica inmediatamente!** • Quitarle el equipo de protección personal • Humedecerlo con agua fresca o enfriarlo con la ayuda de botellas de bebidas frías • Si la persona afectada está consciente, hidratarla continuamente con pequeñas cantidades de agua fresca/ electrolitos • No dejar sola a la persona afectada

Tabla 2-5 Etapas del agotamiento por frío y los primeros auxilios del caso

Etapas del agotamiento por frío	Síntomas	Recomendaciones sobre primeros auxilios
Quemadura por frío	• La piel adquiere repentinamente un color blanco • La piel aún está flexible, pero más firme que de costumbre • Generalmente se siente dolor	• Calentar lentamente la parte del cuerpo afectada • Mantener caliente al paciente afectado hasta que el color y la sensación vuelvan a ser normales en la piel
Congelación superficial	• La piel adquiere una apariencia de "cera" o un color blanco • La piel no se ve flexible en la superficie • Bajo la superficie los tejidos aún están flexibles • Es una condición dolorosa	• Calentar lentamente la parte afectada del cuerpo • Albergar a la persona afectada en un sitio cálido y ofrecerle líquidos tibios • Procurar asistencia médica
Congelación profunda	• Los tejidos están fríos, pálidos y sólidos	• **Procurar asistencia médica inmediatamente** • Cubrir al trabajador afectado con una manta; no intente doblar o flexionar la parte del cuerpo afectada – espere la asistencia médica
Hipotermia por aire (pérdida gradual de la temperatura del cuerpo)	• La persona afectada tirita • Experimenta cambios de personalidad • Se mueve lentamente • Puede quedarse callada completamente durante varios minutos • Puede parar de tiritar y estar consciente, pero no es coherente	• **Procurar asistencia médica inmediatamente** • Si es necesario, practicar reanimación • Quitarle cuidadosamente la ropa mojada, cubrirlo con mantas secas o con una bolsa de dormir (acostarse al lado de la persona afectada para darle calor corporal) • Si está consciente, darle "pequeños sorbos" de agua o leche tibia • **No darle bebidas alcohólicas** • No dejarla sola
Hipotermia por inmersión (pérdida acelerada de la temperatura del cuerpo)	• Hasta una inmersión corta en agua fría sin el equipo de protección adecuado puede causar hipotermia rápidamente • La muerte puede sobrevenir en menos de 30 minutos • Los síntomas anteriores ocurren rápidamente	

2.2.4 Condiciones del sitio de trabajo

Históricamente, gran parte de las lesiones sufridas por el personal que trabaja en la respuesta a un derrame se deben a resbalones, tropezones y caídas. Pueden minimizarse estos incidentes si se usa el concepto de **pensar en el momento presente**:

- Estar siempre pendiente
- Pensar en lo que se está haciendo, no en lo próximo que se va a hacer
- Abstenerse de soñar despierto

2.2.5 Peligros misceláneos

2.2.5.1 Ruido

Si usted tiene que gritar para comunicarse con una persona que está a 2–3 pies (0,6 – 1 metro) de distancia, se asume que el nivel de presión acústica (ruido) está por encima del umbral para utilizar protección auditiva (85 decibeles).
Siempre y cuando esté expuesto a niveles de ruido por encima de los 85 decibeles, se debe utilizar protección auditiva. Minimice el tiempo que pase cerca de los generadores de potencia.

2.2.5.2 Otros peligros

También deben considerarse los peligros que presentan:

- La radiación
- Los mamíferos grandes (p.ej., los osos)
- Las culebras venenosas
- Otros animales domésticos o salvajes
- Las plantas venenosas (p.ej., la hiedra venenosa)
- Las mordeduras y picaduras de insectos
- Los accidentes con vehículos todo terreno (p.ej., volcamiento)
- Las desigualdades en el terreno
- Los factores climáticos peligrosos (rayos, granizo, vientos fuertes)
- La sangre u otros líquidos orgánicos (usar máscara o barrera en caso de reanimación cardiopulmonar)

2.3 Equipo de protección personal

Todas las personas que participan en la respuesta a un derrame deben utilizar el equipo adecuado de protección contra exposición y riesgos. El equipo de protección personal típicamente incluye:

- Casco
- Guantes
- Mono u overol (la prenda protectora que se llama “coveralls” en inglés)
- Botas
- Gafas de seguridad
- Monogafas
- Dispositivos de respiración
- Protección auditiva
- Repelentes y toldillos para insectos en zonas tropicales

El tipo de equipo de protección seleccionado se determina por el material derramado, las labores de respuesta y los factores ambientales.

Es importante haber establecido las políticas sobre el equipo de protección personal que será usado y asegurarse que éstas se observen, especialmente en operaciones de gran envergadura.

2.3.1 Ropa protectora

Los materiales de fabricación de la ropa protectora deben seleccionarse en base a los siguientes factores para derrames de petróleo y productos refinados:

2.3.1.1 Potencial de sólo salpicaduras

Trabajadores expuestos solamente a salpicaduras, vapores o vahos ocasionales.

Normalmente, la ropa impermeable acompañada con botas de goma para uso industrial proporciona una protección adecuada contra las salpicaduras. Dependiendo del trabajo realizado, también se pueden requerir guantes especiales para el manejo de materiales peligrosos.

Trabajadores con el potencial de inmersión continua de manos, pies u otras partes del cuerpo.

Los trabajadores que tienen el potencial de inmersión repetida de alguna parte del cuerpo en sitios contaminados por hidrocarburos derramados deben utilizar equipo de protección resistente a la infiltración, que proporcione el mayor grado de protección contra los materiales peligrosos y/o mezclas específicas derramadas.

Eventualmente, todos los materiales son susceptibles a la infiltración de contaminantes. Por lo tanto, se debe limitar el contacto directo con el contaminante. Los trabajadores deben recibir entrenamiento sobre la manera adecuada de colocación, sellado y retiro del equipo, y prevenir el agotamiento por calor o frío cuando se trabaje con dicho equipo.

Para cualquier trabajo de campo se deben utilizar cascos y calzado de seguridad. En áreas marinas o sitios de trabajo húmedos se debe utilizar calzado con suelas antideslizantes.

2.3.2 Protección respiratoria

El riesgo de inhalar vapores de petróleo u otros componentes peligrosos generalmente es más alto inmediatamente después de un derrame, pero puede prolongarse durante las operaciones de limpieza. Puede suceder la exposición adicional por inhalación de vapores también durante la quema in situ de producto derramado y la aplicación de sustancias químicas utilizadas como contramedidas para combatir el derrame tales como agentes dispersantes, productos para la limpieza de playas, o productos químicos utilizados para promover la degradación microbiana del petróleo. La protección respiratoria puede suministrarse a través de un dispositivo de respiración purificador de aire o de un aparato de aire auto contenido (SCBA, por sus siglas en inglés)/sistema de línea de aire. No es necesario que las personas encargadas de la respuesta que llevan a cabo trabajos típicamente cotidianos deban utilizar equipo SCBA. Al seleccionar los dispositivos de respiración purificadores de aire se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Antes de distribuir o utilizar aparatos de respiración, se debe consultar con las personas encargadas de seguridad industrial o higiene industrial.
- No se le asignarán los trabajos que requieren el uso de aparatos de protección respiratoria a los trabajadores con barba y/o bigote. **Los usuarios de los dispositivos de respiración deben estar bien afeitados.**
- Antes de utilizar los dispositivos de respiración, todos los empleados deben haber obtenido entrenamiento y aprobado un examen de competencia.

- Sólo se utilizarán dispositivos de respiración certificados.
- Los dispositivos de respiración purificadores de aire no protegen contra el H_2S, el monóxido de carbono ni ningún otro material para el que no hayan sido diseñados.
- Los filtros o cartuchos eliminan los contaminantes del aire que se respira; por ello deben seleccionarse de acuerdo al peligro esperado. Los dispositivos de respiración no están diseñados para brindar protección en ambientes con oxígeno deficiente.
- Los cartuchos (contra vapores orgánicos/ácido) tienen una vida útil limitada. Si se detectan olores, se debe cambiar el cartucho.
- Se pueden combinar los cartuchos y filtros para ofrecer protección contra una amplia variedad de vapores, materiales formados de partículas, y gases.
- No se recomienda utilizar los cartuchos de una marca con otra marca de dispositivos de respiración.
- Dependiendo de la concentración y potencial de irritación de los gases, se pueden utilizar dispositivos de respiración de media máscara facial o de pieza frontal completa. (ver la Tabla 2.2)
- Los trabajadores que usan anteojos deben usar un juego de anteojos para dispositivos de respiración de pieza frontal completa. y se le debe adaptar una careta para anteojos. Algunos fabricantes de dispositivos de respiración suministran caretas especiales donde encajan los anteojos. Los dispositivos de respiración con pieza frontal completa no pueden utilizarse con los anteojos regulares. Nunca usar lentes de contacto en áreas donde pueda haber presencia de vapores irritantes.

Si los aparatos purificadores de aire no brindan suficiente protección, se deben usar los dispositivos de respiración con manguera de aire. Estos son requeridos para la entrada a espacios confinados (ver a continuación), a ambientes que son **Inmediatamente Peligrosos para la Vida y la Salud (IDLH**, por sus siglas en inglés) y a otras áreas de exposición de alto riesgo. Los ambientes que tienen un TPH de más de 3000 ppm o menos de 19,5% de oxígeno (a nivel del mar) son considerados IDLH.

Los trabajadores deben recibir entrenamiento práctico antes de permitírseles utilizar los dispositivos de respiración con manguera de aire en el campo. Existen dos tipos de dispositivos de respiración con manguera de aire:

- **Autónomo o auto contenido:** aceptable únicamente para períodos cortos (con duración de 1 hora o menos) como emergencias/rescates. Estos dispositivos de respiración deben tener pieza frontal completa y un regulador de presión.

- **Línea de aire:** ideal para trabajos prolongados. Debe tener cilindros de emergencia que permitan el tiempo necesario para una retirada segura en caso de perder la fuente principal de aire. (Nota: la distancia máxima permitida desde la fuente de aire es de 300 pies o 100 metros de línea de aire).

Después de cada uso, se deben limpiar, descontaminar, desinfectar y secar con aire los dispositivos de respiración. Se deben inspeccionar los dispositivos de respiración y reparar el equipo defectuoso antes de ponerlos en servicio nuevamente. Personal calificado debe estar a cargo de las reparaciones y mantenimiento.

2.3.3 Entrada a espacios confinados

Los trabajos de respuesta a un derrame a menudo requieren la entrada a espacios confinados tales como tanques y almacenes de carga que tienen acceso limitado y ventilación inadecuada. Los profesionales encargados de la higiene industrial y la seguridad industrial deben establecer los procedimientos para la entrada a espacios confinados y los requisitos de equipo de protección personal. Las condiciones dentro de los espacios confinados pueden cambiar súbitamente. Por lo tanto, se deben hacer pruebas atmosféricas (O_2 ➔ LEL ➔ H_2S ➔ TPH ➔ Benceno) antes de entrar y continuamente durante las labores dentro del espacio confinado. Se deben utilizar equipos portátiles con alarmas visibles y sonoras previamente configuradas.

2.4 Salud del personal

Los trabajadores son responsables de cuidar su salud.

Se requiere:

- Evaluación médica completa y periódica
- Mantener y llevar consigo una provisión suficiente de sus medicamentos de uso personal
- Llevar consigo un par de anteojos de repuesto
- Mantener las vacunas al día
- Tener a disposición la medicación antimalárica (en los casos en que sea aplicable) para un mínimo de diez días
- Notificar a la gerencia si hay algún cambio en su estado de salud que pueda prohibirle trabajar en áreas donde la atención médica sea inferior a la normal

2.5 Seguridad en el transporte

2.5.1 Reglas de seguridad industrial para el uso de embarcaciones pequeñas

Se usan ampliamente las embarcaciones pequeñas durante las respuestas a los derrames de petróleo crudo o productos refinados en grandes masas de agua (alta mar). Éstas son algunas reglas básicas de seguridad industrial que se deben observar en el uso de embarcaciones pequeñas:

- Escoger las embarcaciones apropiadas para las condiciones existentes, por ejemplo, no usar botes de aguas tranquilas o de muy poco calado en aguas abiertas.
- Los botes deben llevar siempre suficientes mecanismos individuales de flotación (salvavidas) para todos los pasajeros y las personas deben usarlos en todo momento, cuando se ocupen en las siguientes actividades y siguiendo cuidadosamente las instrucciones de uso:
  - — Trabajando cerca del borde de la cubierta
  - — Abordando y desembarcando

Los mecanismos individuales de flotación únicamente son efectivos si están bien colocados.

- Las cubiertas son resbalosas: **¡tenga cuidado!**
- No se debe sobrecargar la embarcación.
- Si está viajando en un bote:
  - — Obedezca siempre los límites de velocidad permitida, especialmente a la entrada y salida de puertos y ensenadas.
  - — Ceda el paso según las reglas de navegación.
  - — Asegúrese de llevar a bordo un buen botiquín de primeros auxilios, un juego de señales de emergencia, equipo de comunicaciones, equipo de navegación, luces encendidas y bocina de advertencia.
  - — Evite hacerse a la mar con mal tiempo o en mar picado, a menos que sea absolutamente necesario y que se considere seguro hacerlo.
  - — Informe siempre a otra persona sobre su destino, rumbo, frecuencia de radio, actividades programadas y hora estimada de arribo/regreso.
  - — Recuerde que está prohibido fumar o consumir bebidas alcohólicas en las embarcaciones.

- Debe vestirse con ropa caliente; en el invierno, la temperatura baja cuando se aleja de la costa y el efecto de enfriamiento del viento puede ser significativo.
- Si es posible, debe mantenerse fuera del agua; la hipotermia puede ocurrir en minutos.

2.5.2 Reglas de seguridad industrial para viajar en aeronaves

Antes de despegar, el piloto dará a los pasajeros una charla sobre seguridad aérea. No obstante, éstas son algunas reglas básicas de seguridad industrial que se deben observar:

- El piloto está a cargo de la aeronave y de los pasajeros durante todas las etapas del vuelo, como también durante las situaciones de emergencia.
- Al subirse o bajarse de la aeronave:
  - — Hacerlo únicamente después de que el piloto haya dado la señal.
  - — Hacerlo siempre a un ángulo de 90° de la nariz de la aeronave y a plena vista del piloto.
  - — Nunca caminar cerca o pasar por debajo del rotor de cola de un helicóptero o cerca de la hélice de un avión.
  - — Al subir o bajar de un helicóptero, hacerlo siempre en posición agachada, a menos que la máquina esté completamente detenida.
  - — No desembarcar de ninguna aeronave hasta recibir instrucciones por parte del piloto.
- Los pasajeros y pilotos deben usar:
  - — Los cinturones de seguridad en todo momento – desde el despegue hasta el aterrizaje.
  - — Protectores auditivos en todos los vuelos en helicóptero.
  - — Chalecos salvavidas inflables durante los vuelos en helicóptero sobre agua.
- Está prohibido tanto a los pasajeros como a los pilotos fumar dentro o cerca de las aeronaves.
- No se permite el abordaje de personas bajo la influencia de drogas o alcohol.
- Los pasajeros deben conocer la ubicación y la manera de operar las salidas de emergencia y los equipos de emergencia tales como botes salvavidas, otro equipo de emergencia y extintores de incendio.
- No inflar el chaleco o bote salvavidas dentro de la aeronave.

2.6 Descontaminación

Las personas involucradas en la respuesta a un derrame de petróleo se ensucian mucho. Es importante mantener los equipos untados de petróleo y el personal sucio fuera de las instalaciones de alojamiento, con el fin de conservar condiciones satisfactorias. Una manera de hacerlo es instalar instalaciones de descontaminación para el personal que regresa de las labores de respuesta. Esto incluye duchas y un cuarto de armarios (roperos) para que los trabajadores se puedan cambiar la ropa, al igual que instalaciones apropiadas para limpiar y guardar la ropa impermeable y las botas de goma sucias. El diseño típico de una instalación para descontaminación podría obedecer al siguiente arreglo en serie:

entrada ➔ lado sucio ➔ duchas ➔ lado limpio ➔ salida

3 Logística y comunicaciones

3.1 Introducción

Esta sección trata la logística requerida para dar apoyo a los trabajadores que participan en operaciones de respuesta a emergencias en agua o en las costas marinas. También incluye algunas indicaciones sobre las comunicaciones necesarias para manejar la respuesta efectivamente a medida que cambian las necesidades y las condiciones del derrame de petróleo. Este capítulo no trata la movilización de personal, suministros y equipo de respuesta.

3.2 Logística

Una respuesta rápida es esencial para una limpieza efectiva del derrame. Una logística efectiva garantiza la movilización pronta y eficiente de recursos y la disponibilidad sostenida de los mismos durante la operación de respuesta. A continuación se describen algunos elementos clave de logística:

Tabla 3-1 Elementos de logística claves

Recursos	Apoyo	Servicios
• Contratos de bienes y servicios • Compras • Remesa / recepción • Almacén (bodega) / áreas de preparación • Manejo de inventario • Seguimiento de equipo	• Transporte • Aprovisionamiento • Permisos • Manejo de desechos • Ensamblaje, fabricación y mantenimiento • Desmovilización • Descontaminación	• Protección física • Instalaciones • Servicios administrativos

La planificación de logística generalmente incluye los siguientes puntos clave:

- Asignar los objetivos y designar los recursos de acuerdo a las prioridades.
- Asignar equipo apropiado para el trabajo:
  - — Usar aeronaves de ala fija para transportar carga pesada y para vuelos prolongados.
  - — Si es posible, usar aeronaves disponibles localmente.
  - — Ubicar depósitos de combustible cerca de las áreas de trabajo.

- Conseguir cartas marinas, tablas de mareas, mapas, pronósticos del tiempo, cartas aeronáuticas (especialmente si hay que volar en las cercanías de espacio aéreo controlado).
- Obtener los documentos necesarios para la adquisición de bienes: órdenes de compra, contratos y convenios de alquiler
- Adquirir los permisos necesarios:
  — Transporte de materiales peligrosos
  — Eliminación de residuos industriales
  — Quema in situ de producto derramado
  — Aplicación de sustancias químicas (p.ej., agentes dispersantes, productos para la limpieza de las costas marinas, etc.)
  — Atraque de embarcaciones
  — Aterrizaje de aeronaves
  — Acceso a tierras o propiedades
  — Aprobación de diversas actividades (p.ej., lugar de lavado de las barreras)
- Poner en práctica controles financieros:
  — No llevar a cabo acuerdos a largo plazo.
  — Documentar todas las transacciones y acuerdos.
  — Nombrar a los funcionarios encargados de gastos; limitar la cantidad de personas con autoridad para firmar.
  — Controlar el inventario de equipo y suministros.
  — Dar seguimiento a las órdenes de compra, facturas, contratos y gastos de la mano de obra.

3.2.1 Recursos

Varios de los grupos que forman el equipo de respuesta a un derrame tendrán que trabajar juntos con el fin de identificar los recursos, el apoyo y los servicios requeridos para una operación de respuesta. Entonces, para resumir los hallazgos, pueden compilarse listas detalladas de informe de materiales (MTO, por sus siglas en inglés). En las siguientes secciones del manual se proporcionan muestras de las listas MTO, específicas a cada área de respuesta a un derrame:

- Sección 4 (Seguimiento y vigilancia)
- Sección 5 (Barreras)
- Sección 6 (Protección de las costas marinas)
- Sección 7 (Agentes dispersantes)
- Sección 8 (Quema in situ de producto derramado)
- Sección 9 (“Skimmers”)
- Sección 11 (Transferencia)
- Sección 12 (Tratamiento de las costas marinas)
- Sección 14 (Manejo de desechos)

Estas listas MTO no pretenden incluir todos los materiales y simplemente dan una idea del alcance y del equipo típicamente requerido para cada labor de las operaciones de respuesta a un derrame.

La planificación de todas las fases de la limpieza de un derrame, de principio a fin, no sólo ahorra tiempo y esfuerzo, sino que también permitirá que las operaciones se realicen sin interrupciones mayores.

3.2.1.1 Contratos

Se deben hacer los arreglos contractuales lo antes posible para obtener los bienes y servicios externos identificados en las listas MTO.

3.2.1.2 Compras

La adquisición de los bienes y servicios identificados en las listas MTO debe comenzar lo antes posible. Todos los bienes y servicios adquiridos deben tener un uso final identificado, en base a los requisitos de campo. Esto minimizará en gran parte la adquisición de mayores o menores cantidades de las necesarias.

3.2.1.3 Remesa / recepción

En las etapas iniciales de la respuesta a un derrame, es esencial disponer de un sistema funcional para enviar y recibir equipo y suministro. Se deben manejar eficientemente los suministros y equipo a su llegada para garantizar la entrega oportuna a los diferentes lugares en el campo. El área de recepción de equipo debe ser el punto para iniciar el control de inventario y contabilidad de materiales. También es necesario establecer los procedimientos de remesa y recepción. Por ejemplo, será necesario enviar desde el lugar del derrame muestras recolectadas para análisis de laboratorio, equipo para reparación y materiales para devolución.

Se deben conocer los procedimientos de aduana de la región geográfica antes de recibir equipo y suministros o enviar materiales desde el área del derrame hacia el exterior. Los trámites de aduana pueden convertirse en un obstáculo potencial si no se tienen en cuenta al inicio de las operaciones de respuesta a un derrame.

3.2.1.4 Almacén / áreas de preparación

Se deben identificar las áreas de preparación de materiales lo antes posible a la respuesta de un derrame, con el fin de que cuando se empiece a recibir el equipo, éste se envíe inmediatamente al sitio donde se necesite. Las áreas de preparación son temporales. Están localizadas por conveniencia para las operaciones de respuesta a un derrame y se pueden trasladar o poner fuera de servicio de ser necesario. También

puede ser necesario establecer almacenes (bodegas) para el almacenamiento de suministros, piezas y equipo de repuesto.

3.2.1.5 Manejo de inventario

Es necesario establecer lo antes posible un sistema para manejo del inventario. El sistema debe incluir todos los aspectos del control de inventario, tales como la adquisición, recepción y remesa, uso y disposición final de los artículos.

3.2.1.6 Seguimiento de equipo

Diariamente se presentará al Gerente de operaciones o a la persona designada un informe de seguimiento sobre el estado de todos los recursos asignados a una operación de respuesta a un derrame. El informe incluirá todos los recursos en tránsito, en reserva, activados o desplegados, de todas las fuentes incluyendo aquellos que pertenecen a las organizaciones y agencias de respuesta a emergencias.

3.2.2 Apoyo

3.2.2.1 Transporte

El transporte comprende el movimiento de personal y materiales hacia y a través del campo. Incluye todas las operaciones terrestres, marítimas y aéreas. El suministro de medios de transporte adecuados es una prioridad, especialmente durante las etapas iniciales de la respuesta a un derrame.

- *Transporte marítimo*
  - — Embarcaciones (p.ej., remolcadores, barcazas, barcos de faena y/o de pesca) para el tendido de barreras, servicio de transporte, protección física, entrega de suministros, almacenamiento y eliminación de desechos/escombros.
  - — Embarcaciones para operaciones de desembarque y esquifes para el tratamiento y limpieza de las costas marinas
  - — Barcazas y buques para alojamiento de trabajadores/atraque al muelle
  - — Embarcaciones y barcazas dedicadas a la respuesta a derrames

En aguas territoriales de los EE.UU. durante emergencias de plazos cortos, se pueden conseguir dispensas especiales del servicio de la Guardia Costera para usar embarcaciones que no tengan un certificado de inspección. Al operar afuera de aguas territoriales norteamericanas, hay que verificar las regulaciones y requisitos locales de certificación.

- *Transporte terrestre*
  - — Autobuses, automóviles, camiones livianos y vehículos todo terreno
  - — Vehículos pesados/de carga (p.ej., volquetas, camabajas, remolques)

- *Transporte aéreo*
  - — Aeronaves de ala fija, incluyendo aeronaves con flotadores, para transportar carga pesada y para vuelos prolongados; también para las labores de vigilancia y transporte de pasajeros
  - — Helicópteros, tanto de rotor sencillo como de rotor doble

3

3.2.2.2 Aprovisionamiento

El aprovisionamiento se puede dividir en dos categorías: aprovisionamiento de campo (costa afuera) y aprovisionamiento costa adentro.

- *Aprovisionamiento de campo (costa afuera)*
  - — El personal asignado al campo requerirá diversos niveles de aprovisionamiento, incluyendo combustible, alimentos, alojamiento, agua, suministros e instalaciones sanitarias.
  - — Para facilitar la planificación, antes de enviar el personal hacia los lugares de campo, el Grupo de Operaciones debe determinar los requisitos de aprovisionamiento (Figura 1-1).
- *Aprovisionamiento costa adentro*
  - — El personal encargado de la respuesta a un derrame ubicado costa adentro requerirá alimentos, refugio, suministros e instalaciones sanitarias.
  - — Es posible que algunos establecimientos comerciales locales estén disponibles, como hoteles y restaurantes, para el uso de algunos trabajadores, pero dependiendo del tamaño del esfuerzo de respuesta, puede ser necesario instalar en el área instalaciones temporales para el alojamiento y la alimentación de los empleados.

3.2.2.3 Permisos

Es posible que se requieran algunos permisos de las autoridades pertinentes, incluyendo los que cubren las siguientes actividades:

- Transporte de materiales peligrosos
- Eliminación de residuos industriales
- Quema in situ de producto derramado
- Aplicación de sustancias químicas (p.ej., agentes dispersantes, productos para la limpieza de las costas marinas, etc.)
- Decantación de aguas separadas
- Atraque de embarcaciones
- Aterrizaje de aeronaves
- Acceso a tierras o propiedades
- Actividades en las que se utiliza equipo contaminado con petróleo o manejo de desechos contaminados (p.ej., el lugar de lavado de barreras y la decantación de desechos contaminados de petróleo)

3.2.2.4 Manejo de desechos

Durante las etapas iniciales de las operaciones de respuesta a un derrame se deben desarrollar los planes para el manejo de desechos tanto a corto como a largo plazo. Los planes deben incluir mecanismos para la recolección de desechos, su colocación en recipientes adecuados, así como su almacenamiento, transporte, eliminación y seguimiento.

3.2.2.5 Ensamblaje, fabricación y mantenimiento

La mayoría del equipo requerirá algún tipo de ensamblaje y prueba para garantizar su buen funcionamiento una vez que llegue al campo. Estas actividades pueden incluir la adaptación de mangueras y acoples, y la instalación de pilas o compatibilización de fuentes de energía / alimentadores de corriente (p.ej., en el caso de los "skimmers"). Otros equipos y/o instalaciones provisionales tendrán que fabricarse en el sitio del derrame. Esto puede requerir la presencia de mecánicos, técnicos y diferentes tipos de obreros con experiencia. Debe haber algún sistema en operación para garantizar el mantenimiento preventivo y la reparación requerida por los equipos de respuesta a la emergencia. Las actividades de mantenimiento podrán llevarse a cabo en el lugar de trabajo o en un área central de mantenimiento previamente establecida. Será necesario disponer de combustible, aceite lubricante, aceite hidráulico y otros productos para mantener en operación las embarcaciones, aeronaves y vehículos necesarios durante las labores de limpieza de un derrame.

3.2.2.6 Desmovilización

La desmovilización puede ocurrir al inicio de las operaciones de respuesta a un derrame y continuar durante las mismas a medida que cambian los requisitos operacionales. Se deben preparar planes de desmovilización para embarcaciones, equipo, personal, contratistas e instalaciones.

3.2.2.7 Descontaminación

Desde el inicio, en todas las operaciones de respuesta a emergencias se debe contar con capacidad suficiente para la descontaminación de personal, embarcaciones y equipos, para lo cual sólo se utilizarán productos químicos de limpieza aprobados.

- *Descontaminación del personal*
  - — La descontaminación de personal será necesaria durante todas las operaciones de respuesta.
  - — Se pueden fabricar las unidades en el lugar de trabajo para la descontaminación del personal, o pueden adquirirse o alquilarse comercialmente estos módulos.

- *Descontaminación de embarcaciones*
  - — Las embarcaciones acumularán petróleo en sus cascos, en y cerca de la línea de flotación. No se deben dirigir embarcaciones contaminadas a puertos no contaminados sin haberlas limpiado previamente.
  - — Los cascos de las embarcaciones se pueden lavar manualmente desde un pontón flotante con cota de seguridad baja con la ayuda de un listón de madera empotrado en la pared temporalmente dentro del área protegida por la barrera.
  - — Los "skimmers" pequeños se pueden lavar suspendidos sobre un lavadero.

Si el lugar escogido como estación de lavado no tiene acceso directo a las instalaciones en tierra, puede ser necesaria una barcaza para el suministro de materiales, estación de comunicaciones, albergue de personal e instalaciones sanitarias.

- *Descontaminación del equipo*
  La descontaminación del equipo será necesaria antes de pasar el equipo a través de o hacia áreas no contaminadas.
  - — Esto es especialmente evidente cuando se mueve la barrera contaminada del área de contención al área de protección o almacenamiento; o cuando se mueve el equipo de limpieza desde un área a otra.
  - — Ver la Sección 5 de este manual para obtener más información sobre el lavado de las barreras.

3.2.3 Servicios

3.2.3.1 Guarda (Seguridad)

Se debe establecer lo antes posible un sistema de guarda durante las operaciones de respuesta a un derrame para poder controlar el acceso a las áreas restringidas tales como el Centro de Mando/Control, los muelles, oficinas, almacenes y patios o depósitos. El acceso al sitio del derrame también será controlado a través de la función de guarda. Puede ser necesario comunicarse con agencias locales y la Policía para ayudar a controlar acceso al sitio afectado y/o coordinar actividades relacionadas a cualquier posible actividad terrorista. Otro papel del grupo encargado de protección física es la vigilancia de la fauna y llevar la cuenta de las personas que ingresan y salen del sitio del derrame.

3.2.3.2 Instalaciones

Es preciso localizar y montar instalaciones temporales para acomodar las diversas necesidades de la respuesta a un derrame de petróleo. Las instalaciones temporales incluyen un Centro de Mando/Control, salas de reunión, patios o depósitos, almacenes, alojamiento y oficinas. Es necesario considerar también las actividades de mantenimiento de las instalaciones que incluyen la recolección de basuras, limpieza, estacionamiento, servicio de transporte y alimentación.

3.2.3.3 Administración

Los servicios de administración apoyan la respuesta a un derrame garantizando la disponibilidad y fiabilidad de los equipos y los servicios necesarios. Algunos ejemplos incluyen el suministro de máquinas de oficina, computadoras, máquinas de fax, fotocopiadoras, formularios, correo, mensajeros, suministro de personal de oficinas, archivo, transporte local, estacionamiento y medios y equipos de comunicación.

Un sistema simple que obligue a las personas a firmar al ingresar y al salir del sitio del derrame garantiza el conocimiento del paradero de todas las personas involucradas activamente en las labores de limpieza del derrame. De igual manera, se debe llevar cuenta de los equipos y materiales de respuesta extraídos de los almacenes, remolques y otras instalaciones de campo para los trabajos de limpieza.

3.3 Comunicaciones

La comunicación efectiva es crítica para ejercer mando y control. Una de las prioridades principales del Gerente de Respuesta a Emergencias es establecer una red de comunicaciones en el área geográfica y facilitar comunicación entre todas las partes involucradas en la respuesta al derrame. Los sistemas de comunicación y sus aplicaciones se resumen en la Tabla 3-2. El alcance de radio transmisiones UHF y VHF se resume en la Tabla 3-3.

Tabla 3-2 Aplicaciones de las comunicaciones por radio frecuencia

Tipo	Uso	Alcance
VHF-FM marino (156–158 MHz)	Comunicaciones entre embarcaciones (utilizar los canales marítimos 9, 10 y 16 en aguas territoriales de los Estados Unidos; los canales en otros países pueden variar)	Línea visual
VHF-AM aeronaves (118–136 MHz)	Comunicaciones tierra a aire (utilizar 123.050 ó 122.850.)	Línea visual
UHF derrame de petróleo (454/459.000 MHz) (únicamente en los EE.UU.)	Frecuencias de la compañía para coordinación en campo (en sitios peligrosos, utilizar radios intrínsecamente seguros)	Línea visual
Radio de alta frecuencia (HF) (2–20 MHz)	Banda lateral única (SSB) (utilizar costa afuera)	30+ millas (48+ Km.)

Tabla 3-2 Aplicaciones de las comunicaciones por radio frecuencia (continuación)

Tipo	Uso	Alcance
Teléfonos celulares	Comunicaciones móviles (utilizar si hay redes disponibles; algunas versiones por satélite operan en todas partes del mundo)	Dentro del área servida / algunas operan en todas partes del mundo
Satélite Inmarsat	Voz y transmisión de imágenes (utilizar costa afuera o en lugares remotos donde su uso esté aprobado)	En todas partes del mundo
Teléfono, fax y módem	Voz, datos computarizados y transmisión de imágenes (los sistemas de transmisión requieren de tiempo para ser implementados)	Para uso no móvil

Los puntos clave que hay que tener en cuenta para poner en práctica una red de comunicaciones son los siguientes:

- Obtener las licencias de comunicaciones exigidas por el gobierno.
- Asegurarse de tener la asesoría de expertos en comunicaciones.
- Asegurarse de tener acceso a los pronósticos del tiempo en el mar.
- Asegurarse de que tanto individuos como grupos de personas tengan acceso a las frecuencias de interés común y que sigan el plan de asignación de frecuencias establecido por la Sección de Comunicaciones (Figura 1-1).
- En ambientes peligrosos, usar radios intrínsecamente seguros / resistentes a explosión.
- Las cuadrillas individuales de trabajo deben utilizar frecuencias diferentes, si las hay disponibles.
- Utilizar las estaciones repetidoras de UHF situadas en los lugares más altos.
- Las repetidoras deben ser visibles desde cualquier punto dentro del área cubierta:
  - — El alcance máximo, utilizando estaciones repetidoras es aproximadamente 60 millas (100 kilómetros).
  - — En áreas boscosas se deben utilizar las frecuencias VHF ya que las señales de alta frecuencia (UHF) son atenuadas en mayor grado por la vegetación que las señales VHF.
- Durante un derrame mayor, el número de canales usados de radio aumentará con el tiempo.

Tabla 3-3 Alcance de las transmisiones de radio UHF y VHF contra la altitud de las antenas

Altitud		Alcance	
Pies	**(Metros)**	**Millas**	**(Kilómetros)**
0	(0)	Hasta 5	(Hasta 8)
60	(20)	Hasta 20	(Hasta 30)

4 Seguimiento y vigilancia

4.1 Introducción

4

Las operaciones de vigilancia y seguimiento pueden ser críticas en la planificación de las diferentes contramedidas para responder a un derrame. Las operaciones de vigilancia y seguimiento deben tomar en consideración el tamaño y la ubicación observados de la capa de petróleo, al igual que las predicciones sobre el comportamiento de la misma, que deben estar basadas en el entendimiento de los procesos que controlan el movimiento del petróleo y su eliminación de la superficie del agua.

El petróleo derramado en ambientes marinos está sujeto a diferentes procesos físicos y químicos que pueden resultar en su cambio (degradación debido al clima) o migración. Como resultado de algunos procesos el petróleo es retirado de la superficie del agua, y como resultado de otros, su forma cambia en la superficie. Algunos factores importantes que ejercen influencia sobre el comportamiento y destino de la capa de petróleo derramado incluyen:

- Las características físicas y químicas del petróleo, tales como la viscosidad, la gravedad específica y la volatilidad.
- La cantidad de petróleo derramado.
- Las condiciones climáticas prevalecientes en el mar.

La Figura 4-1 ilustra estos procesos, que se describen con mayor detalle en la Tabla 4-1.

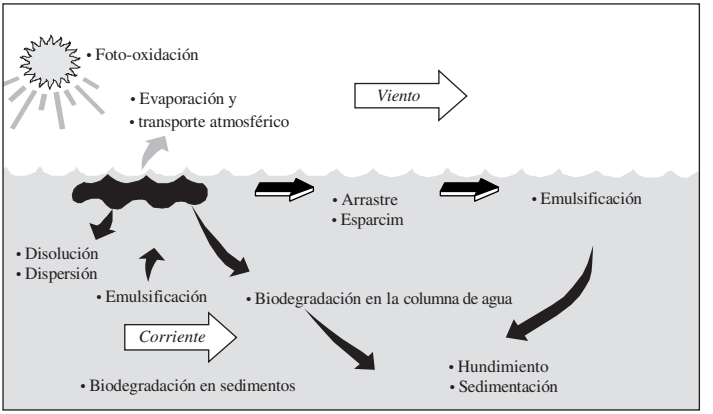


Figura 4-1 Procesos que actúan sobre el petróleo derramado

Tabla 4-1 Procesos que actúan sobre el petróleo derramado

Proceso	Definición	Efectos sobre la respuesta a un derrame de petróleo
Acción de arrastre producida por la corriente	Movimiento físico del petróleo en la superficie de un lugar a otro debido a los efectos combinados del viento, las olas, la corriente y la marea	Mueve la ubicación de las capas de petróleo, lo que puede afectar las estrategias de respuesta
Esparcimiento	Expansión del petróleo sobre la superficie del mar	El área de la capa de petróleo se expande a medida que disminuye el espesor
Evaporación	Proceso físico-químico que resulta en la transferencia de hidrocarburos de la superficie del mar a la atmósfera	Puede resultar en la pérdida de 1/4 a 2/3 de la masa de petróleo en el plazo de unas pocas horas o días y esto, generalmente, aumenta la viscosidad del resto del petróleo derramado. Los cambios en la viscosidad afectan la selección de las opciones de respuesta
Emulsificación y formación de "mousse" (mezcla de agua-petróleo que parece como crema batida)	Formación de agua en las emulsiones de petróleo; puede consistir de 75–80% de agua	Aumenta la densidad, viscosidad, volumen y punto de inflamación del petróleo derramado; puede ocasionar cambios en las operaciones de respuesta
Dispersión	El petróleo es transportado de la superficie del mar a la columna de agua por causa de la acción de las olas	Disminuye el volumen del petróleo en la superficie
Disolución	Proceso físico-químico que resulta en la disolución de los hidrocarburos en la columna de agua	Un porcentaje muy pequeño de la cantidad total; importante por su potencial de toxicidad

Tabla 4-1 Procesos que actúan sobre el petróleo derramado (continuación)

Proceso	Definición	Efectos sobre la respuesta a un derrame de petróleo
Hundimiento / sedimentación	Aumento de la densidad del petróleo debido a la degradación y a la interacción con sedimentos suspendidos o materiales de origen biológico; sedimentación del material al fondo del mar	El seguimiento y la recuperación del petróleo pueden ser tareas difíciles y laboriosas, si no imposibles; los organismos del agua y posiblemente los del fondo del mar serán expuestos al petróleo
Transporte atmosférico	Transporte de hidrocarburos evaporados en la atmósfera	Puede afectar decisiones y las opciones de respuesta debido a la concentración de hidrocarburos en la atmósfera; la seguridad de los trabajadores es el asunto más importante
Biodegradación	Proceso biológico-químico que altera o transforma los hidrocarburos del petróleo a través de la acción de microorganismos	Un proceso lento, si se compara con demás mecanismos de degradación debido al clima. Tiene muy poco o ningún efecto en el destino de la capa de petróleo o la respuesta a corto plazo.
Fotooxidación	Transformación de los hidrocarburos del petróleo a través de la interacción que tienen con la luz del sol	Los efectos son menores cuando se compara este proceso con otros mecanismos de degradación debido al clima

4.2 Propiedades del petróleo y destino de la capa

Una vez derramados, todos los petróleos se degradarán debido al clima, no importa cuáles sean sus propiedades físicas y químicas. La tasa de la degradación debido al clima depende de las condiciones predominantes en el momento del derrame y de la clase del producto derramado.

Los siguientes parámetros se utilizan para caracterizar las propiedades del petróleo:

4.2.1 Gravedad API

Una gravedad API más baja indica una gravedad específica más alta y, a menudo, también una viscosidad más alta. El uso de métodos físicos de eliminación del petróleo de la superficie del agua es común para recuperar petróleos con una gravedad API muy baja. Una gravedad API alta, generalmente, implica una viscosidad baja y un mayor porcentaje de componentes livianos. Los petróleos con una gravedad API muy alta, generalmente no son persistentes y es más probable que se evaporen o se dispersen naturalmente o a través del uso de agentes dispersantes. Los petróleos con una gravedad API alta también se pueden quemar fácilmente si las circunstancias así lo permiten. La gravedad API se puede calcular de la siguiente manera:

Gravedad API = (141,5/gravedad específica) – 131,5

4.2.2 Punto de inflamación

El punto de inflamación es la temperatura más baja a la cual los vapores existentes en una sustancia combustible volátil se encienden en el aire cuando se exponen a una llama o chispa. Al derramarse, los combustibles con un punto de inflamación bajo, como la gasolina, presentan problemas adicionales de seguridad industrial. **Generalmente no se recomiendan** la contención y el despliegue de “skimmers” en derrames de petróleo con punto de inflamación bajo debido al peligro de incendio o explosión. En el caso de derrames de productos derivados del petróleo con puntos de inflamación más altos como el diesel, se pueden considerar la mayoría de las opciones de respuesta para recogerlos del agua. Sin embargo, los petróleos livianos, como la gasolina de aviación, los condensados o el Jet B, se dispersarán y evaporarán de manera natural, eliminando rápidamente la necesidad de respuesta en áreas no sensibles o susceptibles.

4.2.3 Límite mínimo de explosividad

El límite mínimo de explosividad o LEL (por sus siglas en inglés) es la concentración más baja de vapores de un material en el aire que pueden soportar la combustión. En un derrame de cualquier producto derivado del petróleo con un punto de inflamación bajo, los límites de inflamabilidad (explosión) se deben medir en el sitio del incidente para poder determinar si existe peligro de incendio o explosión. Hay muchos detectores de gas que también miden los niveles de oxígeno. Sólo se puede proceder con las operaciones de respuesta o contramedidas después de garantizar que las condiciones de trabajo sean seguras.

4.2.4 Punto de fluidez

La viscosidad de algunos de los petróleos que tienen un alto contenido de cera/asfalteno y de muchos petróleos crudos degradados puede llegar a niveles tan altos que estos productos dejan de fluir a temperaturas ambientales. La temperatura a la cual esto comienza a ocurrir se llama punto de fluidez. La solidificación de los aceites derramados elimina la posibilidad de utilizar la mayoría de las opciones de respuesta al derrame, excepto el uso de equipo con capacidad para sólidos y algunas bombas especiales.

4.2.5 Solubilidad

La mayoría de los hidrocarburos del petróleo tienen una solubilidad muy baja en agua. Hay otros productos como el aditivo de gasolina Metil-terciario-butil-éter (MTBE — methyl tertiary butyl ether) que son solubles y también volátiles e inflamables y que, a menudo, no se pueden recoger del agua con seguridad mediante el uso de técnicas mecánicas.

4.2.6 Gravedad específica (líquido)

Los hidrocarburos del petróleo generalmente poseen una gravedad específica más baja que la del agua y, por lo tanto, flotarán. Sin embargo, hay algunos hidrocarburos, como el asfalto y el betún, que normalmente son más pesados que el agua. El Bunker C degradado, algunos petróleos crudos y otros combustóleos pesados también se pueden hundir con el tiempo, después de un derrame, haciendo que las opciones convencionales de respuesta sean inapropiadas.

4.2.7 Gravedad específica (vapor)

Los vapores de la mayoría de los combustibles son más pesados que el aire. Esto afecta las actividades de respuesta cuando los vapores se acumulan como resultado de las operaciones de confinamiento de la capa de petróleo con barreras, en espacios confinados y a raíz de otros factores que concentran los vapores. Entonces, la seguridad de las operaciones de respuesta se debe evaluar en términos de las atmósferas que posiblemente pueden ser inflamables, amenazadoras a la salud, o bajas en oxígeno.

4.2.8 Viscosidad

Una viscosidad alta (p.ej., petróleo crudo con gravedad API baja, degradado debido al clima) limita las opciones de respuesta. Si bien la recuperación mecánica aún puede ser una posibilidad, la dispersión y la quema in situ de producto derramado generalmente son menos efectivas. Si se intenta la aplicación de agentes dispersantes para petróleos viscosos, se deben llevar a cabo pruebas antes de la aplicación total y solamente utilizar los agentes dispersantes formulados para uso en los petróleos más pesados.

4.2.9 Contenido de cera

Un alto contenido de cera en el petróleo crudo derramado puede limitar la selección de los equipos de respuesta apropiados ya que las ceras tienden a cristalizarse a bajas temperaturas, con el consiguiente aumento de la viscosidad (véase Punto de fluidez).

4.3 Pronóstico del destino de la capa

Las capas de petróleo son arrastradas por el efecto del viento y de las corrientes en la superficie. Los efectos combinados de las corrientes y de aproximadamente el 3–4% de la velocidad del viento son vectorialmente aditivos (Figura 4-2) y los modelos de trayectoria pueden ser útiles para pronosticar el destino de la capa. Generalmente, cuando se trata de llevar la mancha de petróleo a la orilla, el componente de viento juega un papel mayor que la corriente. Una de las fuentes clave de información durante la respuesta a un derrame es la experiencia y conocimiento del personal local. Se puede pedir ayuda a los navegantes, pescadores y residentes cercanos para determinar el destino probable de la capa.

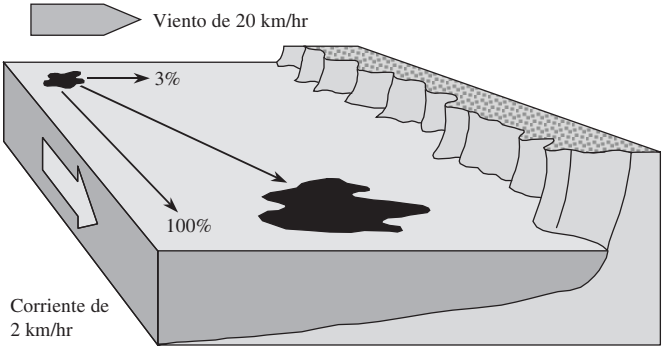


Figura 4-2 Movimiento del petróleo sobre agua

En el ejemplo anterior se deben sumar los vectores de la marea y las corrientes impulsadas por el viento para estimar cuándo llegará la mancha a la costa marina. Se debe precisar la dirección "hacia" para la corriente y "desde" para el viento (p.ej., corriente *hacia* el oriente y viento *desde* el norte).

Se pueden aplicar modelos de computadora para proyectar el movimiento de capas de petróleo en la superficie e identificar las áreas, sitios de recreación y recursos biológicos que tienen mayores probabilidades de sufrir impactos. Es indispensable la aplicación de varias contramedidas para proteger los recursos de las áreas afectadas por un derrame de petróleo. Debido a que los modelos para seguir la trayectoria de los derrames de petróleo son complejos y la selección de los datos usados (p.ej., propiedades del petróleo e información ambiental) es importante, la proyección de la trayectoria y el comportamiento de la capa de petróleo deben ser realizados por un experto. La participación del personal con conocimiento del lugar es crítica en este proceso, si se desea obtener descripciones precisas sobre las fluctuaciones y patrones de las mareas, los tipos de playas y los recursos naturales que se encuentran en riesgo (incluyendo aspectos de estaciones del año).

4.4 Estimación del volumen de las capas de petróleo

Se debe estimar el volumen de petróleo derramado utilizando todos los métodos posibles. Los métodos para estimar el volumen derramado incluyen:

- La tasa de flujo a través de una tubería (oleoducto) y la duración del derrame antes de cortar el flujo
- El tamaño y número de tanques de carga rotos en una embarcación encallada
- El color y el tamaño de las capas

A veces, estimar el volumen de petróleo derramado usando el color y tamaño de las capas de petróleo resulta complicado por la complejidad de las capas, su geometría y otros factores. La experiencia de los observadores también tendrá un efecto marcado sobre la precisión de los estimados. Para estimar los volúmenes de las capas se deben considerar las siguientes reglas:

- El espesor de la capa de petróleo puede variar considerablemente, aun en una sola capa. Si la capa tiene parches de color negro o café oscuro, significa que la mayor parte del petróleo está localizado en esas áreas más oscuras.
- Las bandas coloridas o plateadas indican una capa de petróleo extremadamente delgada; estos colores pueden verse frecuentemente en los bordes o áreas externas de las capas más gruesas.

Se puede utilizar la Tabla 1-4 para estimar los volúmenes de las capas de petróleo, usando el área estimada y su apariencia. Como se discute en la Sección 1.7, existe una gran variabilidad en los espesores reportados y estos datos se utilizarán solamente para estimar los órdenes de magnitud de las cantidades de petróleo. Su empleo para calcular cantidades de petróleo derramado puede ser muy inexacto y engañoso.

4.5 Observación visual y fotografía

Se han utilizado efectivamente la observación visual y las fotografías aéreas en alta mar (masas grandes de agua) para identificar y seguir la trayectoria de los derrames de petróleo. Se puede estimar el volumen y las propiedades del petróleo derramado utilizando las medidas y colores tomados de las fotografías aéreas. Las aeronaves utilizadas para la observación aérea deben permitir buenos ángulos de visión y disponer de dispositivos para asistencia de navegación adecuadas. En el caso de observaciones de largo alcance se usarán aeronaves de ala fija. Se prefieren helicópteros en aguas cercanas a la costa y líneas costeras. Para una mejor coordinación, los observadores deben sentarse en el mismo lado del avión donde va el piloto. La dirección del sol puede ser la mejor orientación para conformar un patrón de búsqueda. En general, la altura del vuelo de búsqueda está determinada por la visibilidad. En tiempo despejado, 500 metros (1.600 pies) es la altura óptima para examinar un área sin perder detalle (ITOPF, 1997). La observación visual y el uso de cámaras fotográficas convencionales pueden ser afectados por la mala visibilidad causada por el tiempo; esto incluye lluvia, neblina y oscuridad. El petróleo puede ser difícil de detectar en aguas con mucho sedimento o contenido de lechos o concentraciones de algas marinas.

Generalmente, para confirmar las observaciones visuales desde el aire de las capas de petróleo se utiliza algún sistema de verificación terrestre (p.ej., verificación de datos en la superficie del agua). En general, las capas de color plateado y arco iris, por ser tan delgadas, resultan más difíciles de recoger con el uso de “skimmers” y quema in situ del producto. Las opciones de respuesta deben enfocarse en las capas de petróleo de color café a negro.

En el mercado existen muchas cámaras fotográficas que son utilizadas principalmente para efectos de cartografía, pero que adicionalmente tienen aplicación en los derrames de petróleo. Con el fin de dar contraste a las imágenes visibles para distinguir las capas de petróleo más gruesas y de color más oscuro de las de brillo iridiscente, se pueden equipar las cámaras con un filtro de polarización horizontalmente alineado y configurado a 53° de la vertical (el “ángulo de Brewster”). De esta manera se puede fotografiar la luz reflejada por el petróleo en la superficie. Igualmente, se pueden usar cámaras de televisión en los trabajos de respuesta a un derrame. También se pueden usar dispositivos en el espectro visible, como sensores de petróleo. En el pasado, la ventaja de dichos dispositivos era su capacidad de producir señales digitales. No obstante, actualmente existen cámaras y grabadoras digitales que ofrecen posibilidades similares.

4.6 Boyas de seguimiento

Se pueden utilizar boyas de seguimiento para estudiar los patrones de las corrientes. Esta información puede ser de gran utilidad para predecir la trayectoria de un derrame de petróleo. Se ha desarrollado una gran variedad de boyas de seguimiento, incluyendo unidades de seguimiento por radio y satélite.

4.7 Detección a distancia

Existe una variedad de sensores aéreos disponibles para ayudar en la detección y el levantamiento de mapas de los derrames. Los más prácticos y más usados son los exploradores por rayos infrarrojos, sensores ultravioletas y el radar aéreo de imágenes laterales (SLAR, por sus siglas en inglés).

4.7.1 Sensores infrarrojos

El petróleo absorbe la radiación solar y emite radiación infrarroja (IR) a una longitud de onda diferente a la del agua circundante; por esta razón, los derrames de petróleo en masas grandes de agua con el uso de cámaras infrarrojas. Dichas cámaras se pueden adquirir fácilmente en el mercado y son de uso relativamente sencillo. Actualmente se encuentran disponibles sistemas nuevos que permiten el registro de datos, la determinación de la posición y la transmisión de datos. Se ha comprobado que los vídeos infrarrojos, sumados a vídeos y fotografías de color real, constituyen herramientas útiles a la hora de determinar y documentar la localización de derrames de petróleo.

La presencia de nubes bajas (conocidas como "techo") limita el uso de los mecanismos IR. Existen también muchas otras fuentes de variación de la temperatura de la superficie del mar (p.ej., corrientes de marea, las salidas/desembocaduras de los ríos, el efluente de las aguas industriales de enfriamiento, desagües de alcantarillas, etc.) que interfieren con esta técnica de detección a distancia. Aun así, las ventajas a menudo son mayores que las desventajas, y la técnica IR puede ser útil para seguir los derrames costeros de petróleo sustanciales.

4.7.2 Sensores ultravioleta

Las capas de petróleo reflejan la radiación ultravioleta (UV) aun en capas muy delgadas, posibilitando trazar las capas de petróleo mediante el uso de sensores UV. Debido a la interferencia de la luz por el reflejo del sol, las olas y el material biológico, se recomienda el uso de las imágenes UV en combinación con imágenes infrarrojas, para obtener así un indicador más preciso sobre la presencia de petróleo en el agua. Las técnicas UV sólo se pueden aplicar en operaciones diurnas.

4.7.3 Fluorosensores de láser

Los fluorosensores de láser funcionan según el principio de que muchos compuestos, tales como el petróleo, absorben la luz ultravioleta y emiten alguna de esta energía en una longitud de onda distinta y visible. Los sistemas aéreos son capaces de clasificar el petróleo y otros contaminantes marítimos en el agua, tanto de día como de noche, así como en condiciones de hielo roto o de hielo sólido. Los desarrollos más recientes de esta tecnología permiten producir información detallada sobre contaminación de petróleo basada en mapas, sobreponiendo marcadores con códigos de colores que representan la contaminación de petróleo sobre imágenes de vídeo. Para el uso de los fluorosensores se requiere una aeronave especial. Los fluorosensores de láser son costosos y difíciles de conseguir.

4.7.4 Radar

Se puede utilizar radar para detectar capas de petróleo debido a las diferencias en el reflejo de señales de radio enviadas y recibidas por una superficie de agua libre de petróleo y una superficie contaminada con petróleo. No obstante, las interferencias incluyen capas de petróleo en agua dulce, aguas picadas o tranquilas, lechos de algas y diversos efluentes.

El radar aéreo de imágenes laterales (SLAR, por sus siglas en inglés) y el radar de abertura sintética (SAR, por sus siglas en inglés) son dos tipos diferentes de radar que se pueden usar en la respuesta a derrames de petróleo. Se pueden utilizar ambos para cubrir rápidamente áreas grandes y pueden ser útiles a la hora de detectar capas de petróleo en masas de agua voluminosas. Funcionan bien en la oscuridad y a través de la neblina y de las nubes. Aunque el radar SAR es más costoso, tiene un campo de acción mucho mayor y mejor resolución que el SLAR de tecnología más antigua.

4.7.5 Detección remota por satélite

Los sensores satélites tienen aplicación en caso de derrames de petróleo y ya han sido utilizados en muchos casos, incluyendo el derrame *Exxon Valdez.* Se han probado sistemas como el satélite LANDSAT y el SPOT. No obstante, hay dos factores que se combinan para disminuir la probabilidad de detectar un derrame por satélite. Éstos son la frecuencia del satélite al pasar por encima del sitio del derrame y el hecho que es necesario contar con cielos despejados para poder “ver” el derrame. La recolección de datos toma un tiempo considerable, lo que puede llegar a afectar la utilidad de estos aparatos en las operaciones de respuesta a un derrame de petróleo. Además, la interpretación de los resultados toma tiempo para poder garantizar que las capas de petróleo se identifiquen y se diferencien de otros elementos que aparecen en las imágenes.

4.8 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Tabla 4-2 Lista de equipo/material (MTO) para seguimiento y vigilancia

Equipo	Uso
Cámaras de vídeo de imagen fija y color real	Fotografiar el derrame
Boyas de seguimiento	Rastrear la capa de petróleo
Equipos de detección a distancia	Detectar la capa de petróleo en la superficie del agua
Modelos de la trayectoria y destino de la capa de petróleo	Pronosticar el movimiento de la capa de petróleo
Computadoras	Ejecutar los modelos
Aeronaves/helicópteros	Descubrir las capas de petróleo
Radios	Comunicaciones entre embarcaciones/ aeronaves
Sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés)	Identificar la ubicación de las capas de petróleo

5 Barreras

5.1 Introducción

La barrera es un obstáculo físico flotante utilizado para controlar el movimiento del petróleo. Habitualmente, la barrera es la primera respuesta mecánica que se transporta al sitio de un derrame. Se utiliza para 1) la detención de las capas de petróleo con el fin de recogerlas por medio de "skimmers" o a través de la quema in situ del producto, 2) desviar o guiar las capas de petróleo hacia un área de acopio o para alejarlas de recursos susceptibles, 3) excluir las capas de petróleo de las áreas seleccionadas y proteger las costas marinas y sitios de recreación, y 4) para recoger el petróleo después de la aplicación de absorbentes. Las barreras se fabrican en una gran variedad de modelos, tamaños y materiales para las diferentes circunstancias de uso. El personal responsable de la selección y uso de las barreras debe:

- Comprender la función de los componentes básicos y accesorios comunes de todas las barreras.
- Identificar la barrera adecuada en términos del sitio donde se utilizará, el estado del mar y las actividades de respuesta al derrame.
- Considerar los factores de diseño documentados que afectan el desempeño de la barrera, incluyendo su durabilidad, almacenamiento, despliegue y potencial para contener el petróleo. También se deben evaluar los requisitos de mano de obra
- Seleccionar el tamaño de barrera adecuado según las condiciones ambientales y el desempeño esperado.
- Considerar el tipo de barrera más eficaz para el derrame en cuestión. Referirse a las especificaciones técnicas de cada tipo de barrera, incluyendo descripción, uso recomendado y consideraciones sobre su operación.
- Consultar el *"World Catalog, International Oil Spill Control Directory" [Catálogo mundial del directorio internacional de control de derrames de petróleo]* y los datos proporcionados por el fabricante para obtener las especificaciones técnicas de los diferentes modelos de barreras.
- Consultar las Normas ASTM para información sobre conectores de barreras y otros datos.

5.2 Componentes y accesorios de las barreras

La barrera consiste de cuatro componentes básicos (Figura 5-1), flotador, faldón, tensor(es) y lastre. El área de libre francobordo (obra muerta) y el calado son las porciones del flotador y del faldón que, respectivamente, están por encima y por debajo de la línea de flotación.

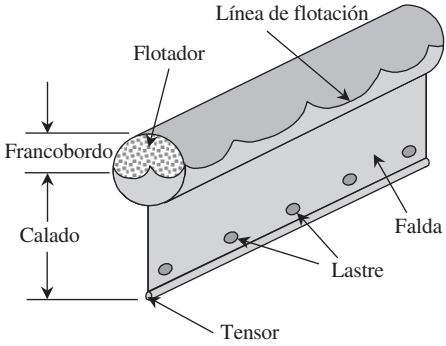


Figura 5-1 Diseño de la barrera

Flotador

- El flotador mantiene la barrera en la superficie del agua.
- Generalmente, el compartimento del regulador de inmersión contiene espuma o aire.
- Las barreras más pesadas, que se utilizan en aguas agitadas y condiciones de mar adentro, exigen una flotación mayor que las barreras livianas utilizadas en aguas tranquilas y cercanas a la costa.

Faldón

- El faldón sirve para evitar el escape de petróleo por debajo de la barrera.
- La fuerza de las corrientes que actúan sobre la barrera aumenta con la profundidad del faldón y puede causar una falla en el faldón, dejando escapar el petróleo.

Tensor

- Los tensores apoyan las cargas impuestas por la acción de remolque, los vientos, las olas y las corrientes.
- Los tensores de uso más frecuente son cadenas, cables o redes que corren a lo largo del faldón o del flotador.

Lastre

- El lastre (o peso) ayuda a mantener el faldón en posición vertical en el agua.
- El lastre puede ser una cadena, cable de acero o pesas de plomo ubicadas a lo largo del borde inferior del faldón. Si es cadena o cable, puede servir también como tensor.

Francobordo

- El área de francobordo de la barrera es una cota de seguridad que evita que el petróleo derramado se desborde por la barrera.
- La fuerza que el viento ejerce sobre una barrera aumenta con el área de superficie de francobordo. Si la altura del francobordo excede 4–8 pulgadas (10–20 centímetros), el desempeño de la barrera puede verse severamente afectado por los vientos fuertes (típicamente de 20 nudos o 37 kilómetros por hora).

Calado

- El calado evita que el petróleo escape por debajo de la barrera en aguas de corrientes suaves.
- El faldón de poco calado reduce la tensión de la barrera.

Para poder cumplir con las necesidades operativas específicas de las barreras, no sólo hay que comprender la función de sus componentes básicos sino también la de los elementos o accesorios auxiliares.

Puntos de anclaje Son pernos de ojo en conexiones terminales a lo largo de un tensor inferior, para asegurar el ancla o las líneas de atraque.

Conexiones terminales Los conectores sirven para unir las secciones de barrera entre sí, a dispositivos accesorios, o a los “skimmers”. Para facilitar la interconexión con otras barreras se recomienda el uso de conectores ASTM, especificación F962.

Puntos de levante El tensor superior de la barrera dispone de dispositivos de sujeción que se usan para levantarla con helicópteros o grúas.

Contrafuertes Son elementos verticales en espacios flexibles entre dos flotadores que aumentan la estabilidad de algunas barreras, especialmente en barreras planas de flotación interna.

Agarraderas Las agarraderas facilitan el despliegue manual, la recuperación y el almacenaje de las barreras.

Accesorios de remolque El uso de ramales metálicos de remolque y conectores flotantes de remolque evita que la barrera se tuerza y se dañe durante el remolque.

5.3 Factores de operación

Para determinar qué tipo de barreras funciona mejor en una aplicación específica, hay que evaluar otros factores de funcionamiento y diseño.

5.3.1 Rigidez de rodaje

La rigidez de rodaje es la resistencia de una barrera a girar sobre sí misma en condiciones de corrientes y vientos fuertes. Se puede aumentar la rigidez al rodaje añadiendo lastre a la parte inferior del faldón o instalando un flotador por encima del centro de gravedad vertical de la barrera. Las barreras de inflado a presión presentan una rigidez alta al rodaje.

5.3.2 Respuesta vertical

La respuesta vertical es la capacidad de la barrera de adaptarse a las olas y minimizar la pérdida de petróleo debido al escape por encima o por debajo de ella (olas en forma de puente). Las barreras de inflado automático o a presión tienen una buena respuesta vertical, igual que las de espuma con un flotador interno relativamente corto. Las barreras que tienen un flotador o faldón rígido a menudo no presentan buena respuesta vertical.

5.3.3 Francobordo y faldón

Al seleccionar una barrera, se deben optimizar la altura del área libre del francobordo y la profundidad del faldón. Un área libre mayor de francobordo generalmente reduce la probabilidad de pérdida de petróleo por encima de la barrera, pero esto tiende a disminuir la rigidez de la barrera al rodaje en condiciones de vientos fuertes. De la misma manera, una mayor profundidad del faldón reduce la probabilidad de escape de petróleo por debajo de la barrera en condiciones de corrientes suaves. Debido al arrastre, el petróleo tiende a disgregarse y escapar por debajo de la barrera en condiciones de corrientes fuertes, sin tener en cuenta la profundidad del faldón. El aumento de profundidad del faldón incrementa la carga sobre la barrera y resulta en una respuesta vertical menor.

Si se prevé el despliegue en aguas no protegidas, se debe utilizar una barrera con un exceso de flotabilidad (el peso del agua desplazada por una barrera menos el peso de la barrera). Comúnmente, el exceso de flotabilidad también se expresa como una proporción de la flotabilidad al peso (flotabilidad de la barrera dividida por el peso).

5.3.4 Resistencia a la tracción y resistencia a pinchazos

La resistencia a la tracción y la resistencia a pinchazos son factores muy importantes al considerar el despliegue de barreras en alta mar o cuando es necesario remolcar secciones largas de barrera por grandes distancias. El despliegue de barreras en áreas donde hay escombros exige también una resistencia grande a la tracción y buena resistencia a pinchazos por parte del material de la barrera. Las barreras de cerco, con faldón de cinta transportadora y flotadores resistentes funcionan muy bien en tales condiciones. En general, el material y los elementos tensores de la barrera se combinan para resistir las fuerzas que actúan sobre ella.

5.3.5 Facilidad de almacenaje y despliegue

Al seleccionar una barrera hay que considerar su facilidad de almacenaje, despliegue y retiro. Las barreras planas e inflables se pueden almacenar de manera compacta en un carrete en la cubierta de una embarcación o en un contenedor; sin embargo, para el despliegue de la mayoría de los modelos de barrera inflables a presión, es indispensable disponer de un compresor de aire. El despliegue y retiro de cualquier barrera requiere examinar el lugar de su posible utilización y las correspondientes necesidades de personal, embarcaciones y accesorios.

5.3.6 Otros factores

Al seleccionar una barrera hay que tener en cuenta los siguientes factores importantes relacionados con consideraciones de operación:

- El volumen ocupado por unidad de longitud de la barrera, para planificar las necesidades de almacenaje y el espacio designado para cada sección o rollo.
- El número, tipo y calidad de los accesorios como conectores, puntos de anclaje y puntos de levante.
- Alta visibilidad del material de la barrera (p.ej., amarillo y anaranjado internacional) así como el uso de cintas reflectoras y luces de advertencia, especialmente si la barrera ha de permanecer desplegada por la noche.
- Superficies lisas, para prevenir la pérdida de petróleo por los vórtices y facilitar las operaciones de respuesta.
- El diseño de los flotadores, líneas de unión, ramales, contrafuertes y tensores debe facilitar el uso y la limpieza, y la desviación de escombros.
- La durabilidad de los materiales (incluye el uso de protección contra rayos ultravioleta e inhibidores de crecimiento de organismos marinos).

5.4 Fallas de las barreras

En la operación de las barreras existen cinco posibles áreas de fallas:

- Arrastre
- Drenaje
- Escape por encima
- Sumersión
- Aplanamiento

A continuación se explica cada una de las fallas:

5

5.4.1 Falla de arrastre

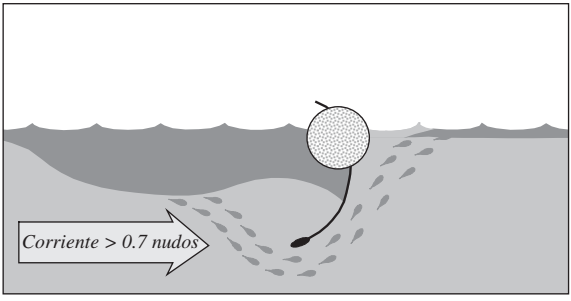


Figura 5-2 Falla de arrastre

En general, la falla de arrastre ocurre a velocidades de la corriente entre 0,7 y 1,0 nudos (0,4–0,5 metros/segundo). Se forma una cabeza de ola aguas arriba de la barrera y se produce una turbulencia aguas abajo que resulta en el escape de gotas de petróleo por debajo de la barrera. La cantidad de petróleo que se pierde durante la falla de arrastre depende del espesor de la capa de petróleo en la cabeza de la ola. La velocidad a la cual la cabeza de la ola se vuelve inestable y las gotas de petróleo comienzan a fluir por debajo de la barrera se denomina velocidad crítica. La velocidad crítica es una función de la velocidad de la corriente y las olas, y es el componente de la velocidad del agua perpendicular a la barrera. La falla de arrastre se puede prevenir desplegando la barrera de manera que forme, con la dirección del flujo, un ángulo menor de 90° o utilizando barreras porosas diseñadas para operar en corrientes fuertes.

El ángulo aproximado de despliegue de la barrera, como función de la velocidad de la corriente, es:

1 nudo: 45–90° 2 nudos: 20–30° 3 nudos: 15–20° 4 nudos: 10–15°

5.4.2 Falla de drenaje

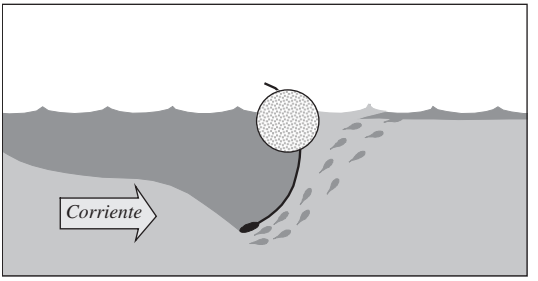


Figura 5-3 Falla de drenaje

Rara vez ocurre esta falla. Sucede cuando se usa una barrera pequeña para aguantar tanto petróleo que éste fluye por debajo de la cara de la barrera y se escapa por el otro lado. Generalmente no se soluciona este problema aumentando la profundidad del faldón ya que esto solo aumenta el potencial de producirse una falla de aplanamiento (Seccion 5.4.5).

5.4.3 Falla de escape por encima

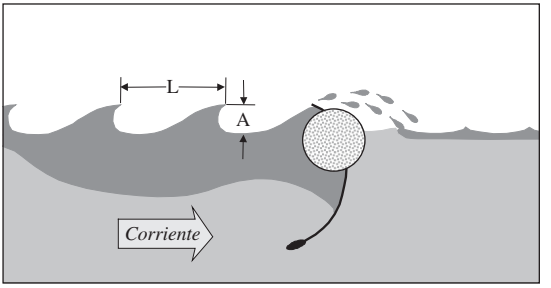


Figura 5-4 Falla de escape por encima

La falla de escape por encima puede ocurrir en aguas picadas cuando la altura de la ola (A) es mayor que la altura de francobordo de la barrera y la proporción de longitud a la altura de la ola (L/A) es menor que 10:1.

5.4.4 Falla de sumersión

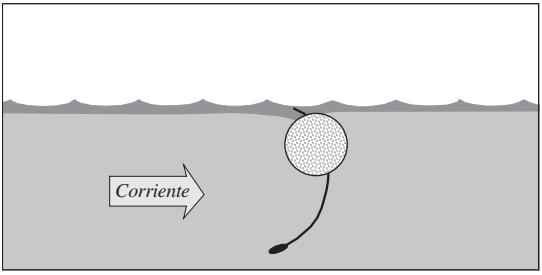


Figura 5-5 Falla de sumersión

Esta falla puede suceder cuando se despliega o se ancla una barrera en una corriente fuerte, o cuando se remolca a alta velocidad. La tendencia de la barrera a sumergirse a una velocidad específica se determina por el exceso de flotabilidad (la flotabilidad por encima de la necesaria para mantener la barrera flotando en aguas tranquilas). Un exceso mayor de flotabilidad reduce la tendencia a sumergirse. La falla de sumersión no es común porque la falla de arrastre normalmente se produce antes, a velocidades mucho más bajas.

5.4.5 Falla de aplanamiento

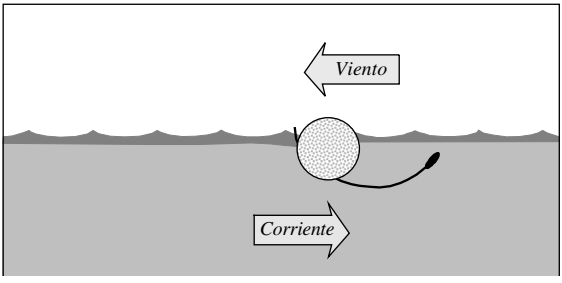


Figura 5-6 Falla de aplanamiento

Los vientos y corrientes fuertes que se mueven en direcciones opuestas pueden ocasionar el aplanamiento de una barrera (la inclinación de la barrera sobre la superficie del agua). La pérdida de petróleo resultante se denomina falla de

aplanamiento y su probabilidad de ocurrir es mayor cuando el lastre de la barrera es inadecuado o cuando uno de los tensores internos está cerca o por encima del nivel del agua.

5.5 Uso de las barreras

5

Las barreras que incorporan las características descritas anteriormente se disponen en una amplia gama de modelos para ser utilizadas en puertos, aguas costeras, mar adentro y ríos. Su eficiencia varía desde excelente en aguas tranquilas y de poca corriente hasta mala en situaciones de alta corriente, oleaje y viento (ver la Tabla 5-1).

Tabla 5-1 Eficiencia de las barreras según las condiciones

Viento	Olas	Corriente	Eficiencia de las barreras
0–10 nudos (0–20 Km./hr)	Calmadas, mar de leva	0–0,5 nudos (0,25 m/s)	**Bueno**
>20 nudos (>40 Km./hr)	<3–4 pies (<1 m)	>1 nudo (>0,5 m/s)	**Mala**

Están disponibles barreras para el despliegue desde las costas marinas, muelles, barcos, carretes, contenedores y plataformas. La selección de barreras depende de prever los siguientes factores de aplicación:

- Sistema de despliegue y tiempo estimado requerido para la instalación
- Sitio(s) probable(s) de utilización
- Embarcaciones utilizadas para el despliegue
- Estado del mar y condición de los escombros
- Duración aproximada de la operación

La barrera se puede clasificar para uso en tres condiciones diferentes del mar: **mar tranquilo, mar protegido, y alta mar (masas grandes de agua)**. Las condiciones marítimas o estado del mar determinan directamente el tamaño adecuado de la barrera. La Tabla 5-2 muestra los rangos de área libre del francobordo y el calado correspondientes a la altura máxima de las olas que una barrera puede aguantar sin riesgo.

Tabla 5-2 Tamaño de la barrera según el estado del mar

Estado del mar	Altura de las olas		Tamaño de la barrera			
			Francobordo		Calado	
	pies	m	pulgadas	cm.	pulgadas	cm.
Tranquilo	<1	<0,3	4–10	10–25	6–12	15–30
Protegido	1–3	0,3–1	10–18	25–45	12–25	30–60
Alta mar	>3	>1	>18	>45	>25	>60

Las barreras se usan para tres aplicaciones principales:

Contención Las barreras se usan en corrientes mínimas o aguas tranquilas para aislar un derrame, controlar su esparcimiento, concentrar el petróleo derramado y facilitar la recuperación por medio de “skimmers”.

Desviación Las barreras se despliegan a un ángulo de la capa de petróleo que está siendo arrastrada por la corriente con el fin de desviar el petróleo de áreas susceptibles o hacia un punto de acopio. Pueden utilizarse una o varias barreras para guiar la capa de petróleo hacia un “skimmer” que esté avanzando para lograr la recuperación del material derramado.

Protección El despliegue de barreras contra petróleo se utiliza para evitar el contacto de la capa de petróleo con costas marinas expuestas y/o lugares de recreación. Si actúan conjuntamente con material absorbente, las barreras también pueden utilizarse para recoger el petróleo derramado.

La selección de una barrera depende de cuán rápido uno la necesite, la facilidad de despliegue y la resistencia y durabilidad. En general, la facilidad y rapidez del despliegue dependen del equipo y personal necesarios. Por ejemplo, se pueden desplegar las barreras de inflado automático rápidamente desde carretes o bultos; sin embargo, si se necesita un despliegue extenso, una barrera más resistente, que es la más lenta de desplegar (p.ej., las barreras de inflado a presión), puede dar un mejor rendimiento. En general, es necesario escoger entre los beneficios de la facilidad y rapidez del despliegue, y la resistencia y durabilidad de la barrera.

5.6 Selección de barreras

La mayoría de las barreras disponibles en el mercado se pueden clasificar en uno de los siguientes cuatro tipos de diseño:

- Flotador de espuma interna
- Inflado automático
- Inflado a presión
- Valla o cerco

5

También están disponibles barreras especiales, incluyendo aquellas que pueden ser fabricadas con materiales absorbentes y resistentes al fuego (Sección 8.3), barreras para sellar las costas (Secciones 5.10.1 y 6.5.4), y redes que se usan para atrapar petróleo solidificado o de alta viscosidad (Sección 5.10.2).

La Tabla 5-3 clasifica los cuatro tipos genéricos de barreras de acuerdo con las condiciones ambientales en las que serán desplegadas, las características de su desempeño y conveniencia de uso.

Para obtener el mayor beneficio de la matriz para la selección de barreras (Tabla 5-3), se deben seguir los pasos enumerados a continuación:

- Identificar las condiciones ambientales más probables en las que ha de utilizarse la barrera. Fijarse en los tipos de barrera con una calificación aceptable (“bueno” o “regular”).
- Identificar las características de desempeño más necesarias para el uso proyectado. Entre los tipos de barreras, escoger las barreras con clasificación aceptable (bueno o regular) para obtener las características de desempeño más importantes.
- Identificar las características de conveniencia más deseables. Entre las barreras seleccionadas en los pasos anteriores 1 y 2, escoger la que tenga la mejor calificación en las características de conveniencia deseadas (bueno o regular).

Al seleccionar un tipo específico de barrera se puede escoger los materiales (p.ej., poliéster, nilón o fibra aramídica). También pueden estar disponibles algunas capas protectoras. La Tabla 5-4 resume las ventajas y desventajas de los cuatro materiales de capa más comunes.

Una vez instalada, la barrera requiere atención continua, especialmente en zonas de corrientes reversibles de la marea. Los planes de trabajo deben tomar en consideración el tiempo necesario para las actividades de mantenimiento de las barreras.

Tabla 5-3 Matriz para la selección de barreras

		Tipo de barrera			
		Con flotador de espuma interna	De inflado automático	De inflado a presión	De valla o cerco
Condiciones ambientales	Mar abiero	◑	◑	○	●
	Aguas protegidas	○	○	○	◑
	Aguas tranquilas	○	○	○	○
	Corrientes altas (>1 kt)	◑	●	◑	●
	Aguas poco profundas (<1 pie)	○	◑	◑	●
Características de desempeño	Operación con escombros	○	●	◑	◑
	Exceso de flotabilidad	◑	○	○	●
	Respuesta a las olas	◑	◑	○	●
	Resistencia	◑	●	○	○
Características de conveniencia	Manejo fácil	◑	○	◑	◑
	Limpieza fácil	○	○	○	○
	Compactabilidad	●	○	○	●

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Mar abierto	Altura de las olas >3 pies	Velocidad de la corriente < 1 kt
Aguas protegidas	Altura de las olas 1 – 3 pies	Velocidad de la corriente < 1 kt
Aguas tranquilas	Altura de las olas <1 pie	Velocidad de la corriente < 0,5 kt

No se indican las clasificaciones de todos los tipos de barreras.

1 pie = 0,3048 m
1 kt = 0,5144 m/s

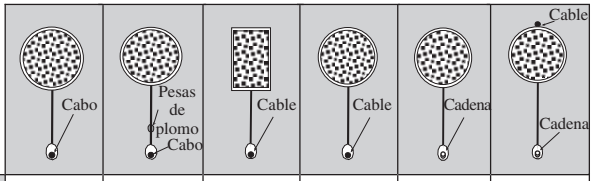
Tabla 5-4 Materiales de capa o recubrimiento de las barreras

Capa	Ventajas	Desventajas
PVC	• Flexibilidad excelente	• Resistencia limitada a largo plazo a la luz solar, calor, hidrocarburos y materiales orgánicos
PVC inhibido	• Resistente a la luz del sol, el calor, los hidrocarburos y los materiales orgánicos	• No tan resistente como el uretano a los materiales orgánicos
Poliéter uretano	• La mejor resistencia a la degradación debido al clima y al agua	• No tan resistente como el poliéster uretano a los materiales orgánicos
Poliéster uretano	• La mejor resistencia a los materiales orgánicos	• No tan resistente como el poliéter uretano a la degradación

5.7 Tipos de barreras

Las secciones 5.7.1 a 5.7.4 comparan variaciones de los cuatro tipos principales de barreras. La forma de adaptación a las olas, la facilidad de despliegue y la capacidad para retener el petróleo son las tres características utilizadas en la comparación. También se discuten las ventajas y desventajas, así como los usos recomendados y las consideraciones de operación. Para obtener una visión global del desempeño de cada uno de los cuatro tipos de barrera, ver la Tabla 5-3.

5.7.1 Barreras de flotador de espuma interna



Número de barrera	1	2	3	4	5	6
Forma de adaptarse a las olas	○	○	●	○	○	○
Facilidad de despliegue	○	○	○	○	○	○
Capacidad de retener el petróleo (olas de 0 a 6 pies) (olas de 0 a 2 m)	◑	◑	◑	○	○	○

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Figura 5-7 Barrera con flotador de espuma interna

Las ventajas y desventajas de este tipo de barrera, de acuerdo a los números indicados más arriba, se muestran a continuación.

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
1	• Muy liviana si no lleva lastre	• Mayor probabilidad de falla si no hay elementos de refuerzo adicionales (el cabo de fondo es un elemento de refuerzo)
2	• Las pesas de plomo tienen menor probabilidad de corroerse en inmersiones prolongadas • Mejor rodaje con lastre de plomo	• Las perforaciones en el material donde se fijan las pesas de plomo pueden ser puntos de falla
3	• El flotador rectangular se puede doblar en un carrete pequeño	• Mala adaptación a las olas

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
4	• Resistente, debido al cable de refuerzo y al lastre • Mejor rodaje y respuesta vertical que con el flotador rectangular	
5	• La cadena proporciona un miembro tensor más fuerte y un lastre más pesado	
6	• El cable superior proporciona más estabilidad y resistencia adicional en corrientes fuertes	

5

5.7.1.1 Comentarios generales

- Las barreras con flotador de espuma interna son las más usadas, así como las de mayor disponibilidad en el mercado.
- Los materiales cubiertos con PVC o poliuretano son muy apropiados para contener los flotadores de espuma.
- Se pueden colocar los elementos de lastre y los tensores dentro de la tela.
- La durabilidad varía según el material y resistencia de la tela.

5.7.1.2 Usos recomendados

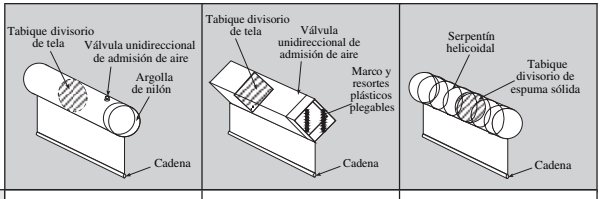
- Para contener el petróleo derramado o desviar las capas de petróleo en aguas de corrientes suaves (<1 nudo o 0,5 metros/segundo).
- Seleccionar las barreras para uso donde hay instalaciones adecuadas de almacenamiento para las mismas. La mayoría de los modelos de barreras se almacenan normalmente en contenedores o en las cubiertas de embarcaciones especiales para el despliegue de barreras, aunque en algunos casos, se usan también carretes de diámetro grande.
- Generalmente, se pueden proteger instalaciones de terminales y marinas usando este tipo de barreras.
- El despliegue prolongado (durante varias semanas) en olas hasta de 3 pies (1 metro) es factible.

5.7.1.3 Consideraciones de operación

- Para desviar o contener las capas en áreas donde las corrientes son mayores de 0,5 nudos (0,25 metros/segundo), es preferible usar barreras de flotador redondo con elementos tensores superiores e inferiores.

- En condiciones de corrientes suaves (<0,5 nudos o 0,25 metros/segundo) se pueden usar barreras de flotador redondo con un solo tensor en la parte inferior para trabajos de desviación o contención.
- En aguas poco profundas y tranquilas es razonable esperar un buen resultado de las barreras con flotador interno cuadrado o rectangular.
- Es posible desplegar secciones muy largas de barrera (de varios cientos de pies) para sostener las cargas grandes que habitualmente se encuentran en la mayoría de las operaciones cercanas a la costa.
- El asa de cadena que queda por debajo (la bolsa de cadena inferior) se puede desgastar si el despliegue se hace desde botes con rampas de hormigón, muelles o carreteras.
- Para aplicaciones permanentes se deben seleccionar materiales duraderos, como el poliéster, nilón o fibra aramídica.
- El remolque en línea recta (unidireccional) hasta el sitio de utilización es posible a velocidades bajas (hasta 0,5 nudos o 0,25 metros/segundo).

5.7.2 Barreras de inflado automático



Número de barrera	**1**	**2**	**3**
Forma de adaptarse a las olas	○	○	○
Facilidad de despliegue	○	○	○
Capacidad de retener petróleo (olas de 0 a 4 pies) (olas de 0 – 1,2 m)	○	○	○

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Figura 5-8 Barreras de inflado automático

Las ventajas y desventajas de este tipo de barrera, de acuerdo a los números indicados más arriba, se muestran a continuación.

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
1	• Compartimentos sellados • Se puede compactar en estantes o plataformas (paletas)	• No se puede enrollar en carretes • Escape de petróleo por encima a causa de un área libre de francobordo redonda y sin aleta • El petróleo atrapado en la válvula de admisión de aire puede interrumpir su funcionamiento • Si falla una válvula, esa sección puede perder la capacidad de flotación
2	• Se puede poner en carretes y almacenar en plataformas • El más fácil de compactar de los tres tipos • Compartimentos sellados	• Pierde área libre de francobordo porque puede virar de lado debido a las fuerzas del agua y el viento • Los resortes internos causan problemas de mantenimiento • El petróleo atrapado en la válvula de admisión de aire puede interrumpir su funcionamiento • Es difícil empacarla porque hay que extender los resortes
3	• Se puede almacenar en carrete • Fácil de usar • No tiene válvulas, sólo entradas de aire	• El agua puede pasar de un compartimento al siguiente por encima de la hendidura para aire ubicada en el tabique divisorio

5.7.2.1 Comentarios generales

- La barrera de inflado automático es excelente en términos de manejo, almacenamiento y despliegue rápido.
- Los materiales cubiertos con PVC o poliuretano contienen cámaras de flotación que se comprimen durante el almacenaje. Para el despliegue, se infla con aire a través de válvulas de admisión.
- Los marcos, resortes y rollos helicoidales de metal, incorporados en el cuerpo de la barrera, pueden ayudar en el inflado automático.

- Las telas tienen una resistencia a la tracción relativamente alta pero pueden sufrir pinchazos ocasionados por residuos u otros objetos agudos, resultando en la pérdida de flotación.
- Los desgarros (las roturas) de la tela durante las actividades de despliegue también pueden ocasionar pérdida de flotación.
- Se han presentado problemas de corrosión y colapso a largo plazo con varios de los mecanismos internos de expansión.
- Esta barrera es muy apropiada para transporte aéreo a sitios remotos.
- La barrera se adapta bien al oleaje.

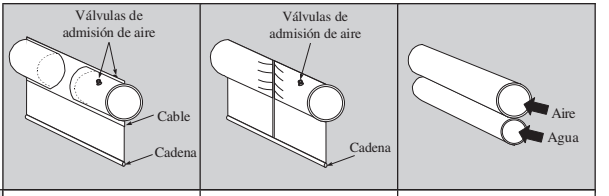
5.7.2.2 Usos recomendados

- Aunque este tipo de barrera está diseñado para casos de despliegue rápido, inicialmente se deben considerar otros tipos de barreras debido a los problemas potenciales de operación de la misma.
- Se ha utilizado este tipo de barrera para la contención estacionaria o desviación de capas de petróleo en aguas tranquilas y de corrientes suaves, al igual que en las aguas cercanas a la costa, como puertos y otros sitios con olas de 3–4 pies (1–1,2 m) de altura y corrientes hasta de 0,5 nudos (0,25 metros/segundo).
- La barrera de inflado automático puede ser apropiada para uso en instalaciones o embarcaciones con capacidad de almacenaje limitada y en carretes compactos (sólo algunos modelos de barreras).

5.7.2.3 Consideraciones de operación

- Al desplegarse, cada sección debe estar totalmente extendida para que la barrera tenga una flotación adecuada hacia los conectores para mantenerlos con francobordo máximo.
- Limitar los despliegues individuales a longitudes de 500–1.000 pies (150–300 metros).
- Una vez desplegada la barrera, vigilarla y revisarla frecuentemente para asegurar que mantiene su flotación.

5.7.3 Barrera de inflado a presión



Número de barrera	1	2	3
Forma de adaptarse a las olas	○	○	○
Facilidad de despliegue	◑	◑	○
Capacidad de retener el petróleo (olas de 0 a 6 pies) (olas de 0 a 2 m)	◑	○	◑

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Figura 5-9 Barreras de inflado a presión

Las ventajas y desventajas de este tipo de barrera, de acuerdo a los números indicados más arriba, se muestran a continuación.

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
1	• Si la barrera se pincha, la división de los cilindros de aire resulta en una pérdida parcial del área de francobordo • Se puede desplegar manualmente • Se puede almacenar en carretes	• Lenta para desplegar porque cada medio cilindro se tiene que inflar por separado
2	• Tener un sólo cilindro de aire grande reduce el tiempo de inflado • Se puede almacenar en carretes	• En caso de pinchazo, hay pérdida total del área libre de francobordo en la respectiva sección de la barrera • Muy pesada para el despliegue; se requiere el uso de un torno de cable para su recuperación

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
3	• Es fácil desplegar y recoger esta barrera usando un carrete • En algunas versiones, unas secciones tienen un colector de aire en la parte superior del flotador y válvulas de retención, de modo que no se necesita un compresor permanente de aire • Excelente barrera para sellar las costas	• No hay tensor en la parte baja • La recuperación de la barrera requiere carretes con motor • Durante el despliegue, se necesita un motor permanente para el funcionamiento del compresor de aire y la bomba de agua • Un pinchazo causa la pérdida total de la barrera • Es muy difícil volver a ponerla en su posición correcta después de que se ha llenado de agua la parte baja de la barrera

5.7.3.1 Comentarios generales

- La barrera de inflado a presión permite un almacenaje compacto y tiene una alta proporción de flotación a peso.
- Esta barrera es muy apropiada para transportar por vía aérea a sitios remotos.
- La tela está cubierta de material de PVC, neopreno, goma-nilón, nitrilo, o poliuretano.
- Puede tomar varias horas inflar las secciones de algunos modelos para uso en alta mar. Otros modelos para uso en aguas protegidas se inflan mucho más rápido.
- Las telas que ahora se utilizan en estos modelos de barrera son más duraderas que las de modelos anteriores.

5.7.3.2 Usos recomendados

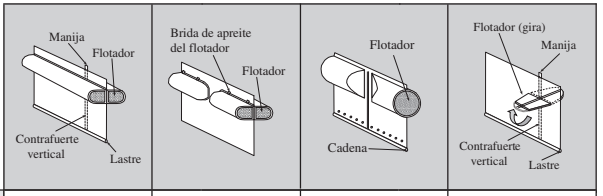
- En operaciones costeras o mar adentro, tanto para las configuraciones de barreras estacionarias como para las de remolque.
- Para ser utilizadas donde la capacidad de almacenaje es limitada. Se puede almacenar en carretes compactos.
- Para uso cuando la rapidez del despliegue y la recuperación de la barrera no son prioridades.
- Para casos donde la altura de las olas puede alcanzar 6 pies (2 metros).
- Para uso cuando la forma de adaptarse a las olas es una prioridad.

- En general, las barreras de inflado a presión no son convenientes para despliegues de más de una semana, debido a la pérdida potencial de aire; los modelos más duraderos son excepciones.

5.7.3.3 Consideraciones de operación

- Tener en el área de trabajo un compresor de aire y una fuente de energía para el inflado.
- Tener una plataforma de trabajo con suficiente área para acomodar la barrera, los accesorios y el personal.
- Una vez desplegada la barrera, vigilarla y revisarla frecuentemente para asegurar que mantiene intacta su flotación.
- Para el despliegue y recuperación, los modelos grandes requieren sistemas mecanizados de manejo y un número adecuado de personal.
- Algunos fabricantes ofrecen conectores especiales con bisagras tipo piano que pueden ocasionar problemas cuando (1) la bisagra se dobla (2) se conecta la barrera a otras barreras.

5.7.4 Barreras de valla



Número de barrera	**1**	**2**	**3**	**4**
Forma de adaptarse a las olas	●	●	●	●
Facilidad de despliegue	○	○	●	○
Capacidad de retener el petróleo (olas entre 0 a 2 pies) (olas entre 0 a 0,6 m)	○	○	○	○

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Figura 5-10 Barreras de valla

Las ventajas y desventajas de este tipo de barrera, de acuerdo a los números indicados más arriba, se muestran a continuación.

Número de barrera	Ventajas	Desventajas
1	• Todo el material pesado es moldeado • Buen rodaje	• Tiene una baja proporción de flotación a peso • Mala respuesta vertical • Es difícil de desplegar y recuperar
2	• Flotadores reemplazables • Buen rodaje	• Mala respuesta vertical • Es difícil de desplegar y recuperar • No es buena donde hay escombros porque pueden desalojar los flotadores
3	• Es la más liviana de las barreras de valla • Flotadores reemplazables • Relativamente fácil de desplegar	• Mala respuesta vertical • El rodaje es regular
4	• Los flotadores amplios resisten bien la rotación en modelos de 3 pies (1 metro) o menos de altura total • La barrera se puede invertir en el agua para liberarla del crecimiento de organismos marinos	• Es susceptible a daños en el flotador y a quedarse enganchada en muelles, botes, etc. • Mala respuesta vertical • Difícil de desplegar • Los flotadores pueden retener escombros

5.7.4.1 Comentarios generales

- Las barreras de valla con tela rígida o semirígida proporcionan un cerco resistente en la dirección vertical y flexible en la dirección horizontal.
- Se logra la flotación con bloques flotadores de espuma integrada, bloques fijos con pernos o bridas de apriete, o flotadores laterales.
- La durabilidad de la tela varía entre resistencia baja a la tracción y resistencia alta a la tracción, dependiendo de la utilización.
- La barrera de valla ofrece una protección y contención efectiva a largo plazo con poco mantenimiento.
- Algunos modelos permiten un despliegue a largo plazo o permanente en los puertos, con el fin de circundar a las embarcaciones que están transportando productos derivados del petróleo.

- En algunos modelos, los flotadores externos pueden crear un área de perturbación adicional en el agua, que resulta en un aumento del arrastre o escape de petróleo por encima de la barrera.

5.7.4.2 Usos recomendados

- Para situaciones de despliegue rutinario o permanente.
- La barrera de valla es aplicable a la contención estacionaria de petróleo derramado en aguas tranquilas o a la desviación de capas de petróleo en corrientes suaves de 0,5 nudos (0,25 metros/segundo). Sólo es adecuada para sitios donde la altura de las olas es baja.
- Es apropiada para uso en instalaciones o embarcaciones con suficiente capacidad de almacenaje.
- Generalmente, se pueden proteger las instalaciones de las terminales y las marinas usando las barreras de valla o cerco. A veces se usan para contener y concentrar cerca de la costa las capas de petróleo para facilitar la recuperación.
- Estas barreras se usan en áreas donde se requiere resistencia a los escombros.
- Para uso durante períodos largos de despliegue, de varias semanas, o más.

5.7.4.3 Consideraciones de operación

- La barrera de valla puede ser remolcada a bajas velocidades (hasta 5 nudos o 2,6 metros/segundo) hasta el lugar donde se utilizará.
- Es posible desplegar secciones muy largas de barrera (de 600 a 800 pies o varios cientos de metros) para sostener las cargas grandes que habitualmente se encuentran en las operaciones cercanas a la costa.

5.8 Despliegue de la barrera

Antes de desplegar la barrera, se debe ensamblar lo más completamente posible una sección de la longitud necesaria, de la barrera ya sea en tierra o en la cubierta de una embarcación. En la Tabla 5-5 se presentan las longitudes estimadas de barrera para algunas aplicaciones:

Tabla 5-5 Longitudes estimadas de barrera

Aplicación	Condiciones	Cantidad
Para circundar un barco averiado	Costa afuera o en el puerto, según el estado del mar	Longitud del barco × 3
Para controlar escapes en las operaciones de la terminal	En aguas tranquilas o en el puerto, según el estado del mar	Longitud del barco × 1,5
Para usar con un “skimmer” de mar	Costa afuera	500–1500 pies (150 a 460 m) por cada “skimmer”
Para proteger la entrada a estuarios, corrientes, ríos, etc.	Aguas tranquilas	Ancho de la masa de agua × 3 ó 4
En bahías, puertos y pantanos	En aguas tranquilas o en el puerto, según el estado del mar	(Corriente en nudos + 1,5) x ancho de la masa de agua

Es importante asegurarse que todos los conectores de las barreras sean compatibles, especialmente si se usan barreras de diferentes fabricantes. Al adquirir barreras, siempre se debe verificar que los conectores cumplan con las normas ASTM, especificación F962. Esto garantiza la conexión de todas las barreras, aun si las barreras provienen de distintos fabricantes. Se debe consultar con los contratistas de la localidad o con las cooperativas de respuesta a un derrame de petróleo para determinar el tipo de conectores que se está usando.

Una vez lista, se puede remolcar la barrera al sitio de su uso e instalarla con la ayuda de un bote. Para facilitar los problemas de remolque, una barrera larga puede doblarse sobre sí misma y remolcarse desde un punto de apoyo central. Una vez anclada, pueden remolcarse los extremos y anclarse en su sitio. Se puede obtener la configuración final usando anclas apropiadas o amarrando la barrera a puntos permanentes de anclaje.

En la recolección de petróleo en una zona costera o para proteger un área susceptible, hay que tener cuidado de cerrar el extremo de la barrera ubicada en la costa para prevenir el escape de petróleo. Esto resulta especialmente difícil en aguas con régimen de mareas y en sitios donde la costa es rocosa o cuando tiene rocas y grietas.

Puede ser necesario modificar la longitud de la barrera después de desplegarla. Esto puede ser difícil de llevar a cabo desde un barco, especialmente cuando hay corrientes y vientos fuertes o temperaturas bajas, ya que grilletes o pernos flojos, u otras piezas o herramientas sueltas pueden caer al agua. Es común no poder cambiar la longitud de una barrera desplegada en el agua. En este caso, será necesario recogerla, reconfigurarla y desplegarla nuevamente.

5.9 Guías para el remolque de barreras

Para contener y recuperar los derrames, la barrera se remolca con botes en varias configuraciones. La velocidad de estos es típicamente inferior a un nudo (0,5 metros/segundo).

5.9.1 Configuración en U

Dos embarcaciones pueden remolcar una barrera en forma de U dejándose llevar por la corriente aguas abajo, manteniéndose en posición estacionaria, o avanzando aguas arriba hacia la fuente del derrame.

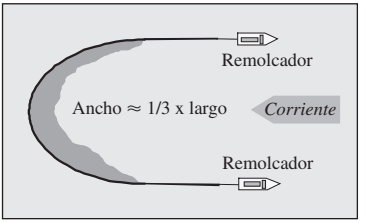


Figura 5-11 Configuración en U

5.9.2 Configuración en V

La barrera se puede desplegar en forma de V, utilizando tres embarcaciones y un “skimmer”. Generalmente es necesario hacer un amarre para mantener la configuración en V.

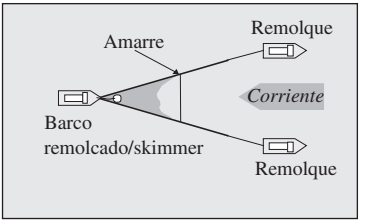


Figura 5-12 Configuración en V

5.9.3 Configuración en J

La barrera se puede configurar en forma de una J que desviará el petróleo hacia un "skimmer", permitiendo así la contención y recuperación simultáneas.

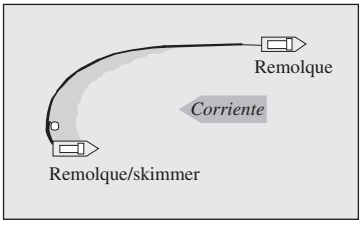


Figura 5-13 Configuración en J

La Tabla 5-6 muestra la aplicabilidad de las diferentes configuraciones de remolque con los cuatro tipos básicos de barreras y en condiciones de aguas tranquilas, aguas protegidas y alta mar.

Tabla 5-6 Configuraciones de remolque de barreras

Utilización de la barrera		Flotación interna	De inflado a presión	De inflado automático	De valla o cerco
Aguas tranquilas	U/V	◑	○	◑	●
	J	○	○	●	◑
Aquas protegidas	U/V	○	○	◑	●
	J	○	○	●	◑
Alta mar	U/V	◑	○	●	●
	J	○	○	●	●

Convención ○ Bueno ◑ Regular ● Malo

Las barreras con longitud de 500 a 1.500 pies (150 a 460 metros) se utilizan típicamente en las configuraciones en U, V o J, para maximizar la tasa de contención de petróleo derramado. Se han usado barreras hasta de 2.000 pies (600 metros), pero la maniobrabilidad mejora en la medida en que las barreras son más cortas.

El uso de cables de remolque del paraván minimiza los daños durante las operaciones de remolque por su eficiencia al transferir la tensión de la carga concentrada en la línea al conector. Los dispositivos de remolque evitan que la barrera se tuerza al ser remolcada a alta velocidad. Las líneas entre los extremos de la barrera y las embarcaciones deben tener una longitud suficiente para evitar tensiones bruscas o el arrebatamiento de la barrera siendo remolcada. En general se utilizan líneas de 200 pies (60 metros) para barreras de 1.500 pies (460 metros) de longitud. Si es posible, se debe utilizar un número impar de secciones de barrera para evitar tener un conector en un ápice por el cual se puede escapar el petróleo fácilmente.

La concentración de petróleo en las barreras remolcadas puede ser baja en capas delgadas. El desempeño de la barrera se puede calcular visualmente en el ápice de la configuración en U o J. El petróleo que se pierde por debajo de la barrera aparecerá en forma de glóbulos o gotas que surgen de detrás de la barrera. Las corrientes turbulentas detrás de la barrera indican también que la acción de remolque es demasiado rápida. Sin embargo, es común ver un brillo (iridiscencia) por detrás de la barrera, aun cuando esté funcionando bien.

Tener en cuenta que muchas veces el ápice de la barrera no se puede ver desde los puestos de mando de las embarcaciones remolcadoras. Las aeronaves con comunicación aire a agua adecuada pueden ayudar a dirigir los movimientos y actividades de las embarcaciones que están desplegando las barreras para asegurarse de que estén operando en los puntos de concentración más alta de petróleo. Es más fácil localizar las capas de petróleo desde el aire que desde la superficie del agua. De la misma manera, el espesor y el volumen de una capa de petróleo se pueden estimar desde una aeronave.

Para mantener una posición apropiada de los dos remolcadores entre sí se requiere buena comunicación; éste es un ejercicio que se mejora con la práctica. Es difícil realizar el remolque en configuración en J con tripulaciones no entrenadas. Para obtener una máxima manejabilidad a bajas velocidades se debe determinar el punto ideal de remolque dentro de la embarcación utilizando el sistema de ensayo y error. Posiblemente, puede ser necesario modificarlo de acuerdo con las condiciones del viento y la dirección del remolque. Se debe situar el punto de remolque ideal lo más adelante posible en la popa.

5.10 Barreras para aplicaciones especiales

5.10.1 Barrera para sellar las costas

En áreas de marea o a lo largo de las riberas de ríos, donde los niveles de agua fluctúan, se pueden desplegar barreras para sellar las orillas con el fin de mantener protegida la costa. Se puede usar este tipo de barrera en lodo o arenas planas, pero no forman un sello efectivo en costas marinas con superficies rugosas o rocosas.

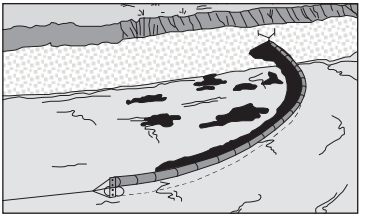


Figura 5-14 Barrera para sellar las costas

5.10.2 Barrera de tela metálica

Se usan las barreras sumergidas para interceptar, detener y/o recoger el petróleo derramado que está debajo de la superficie del agua. En general, se usan para recoger petróleo pesado como crudos degradados o emulsionados y bolas de alquitrán. Este tipo de barrera no sirve para recoger petróleo liviano de baja viscosidad que se puede colar entre la malla metálica de la barrera.

Normalmente, se puede remolcar la barrera de tela metálica a mayor velocidad que las barreras convencionales, lo cual permite mejores tasas de recuperación, mayor facilidad de conducción y operación continua del remolcador (p.ej., la embarcación puede mantener su velocidad sin necesidad de detener la marcha y volver a iniciarla).

La barrera de tela metálica es apropiada para recoger el petróleo a lo largo de playas y costas marinas con oleaje significativo. Para prevenir que el petróleo toque tierra y penetre el suelo, se puede instalar este tipo de barrera justo por debajo de la línea de marea alta para retener cualquier petróleo degradado o emulsión. Se puede retirar la tela metálica para limpiarla y volver a colocarla antes del próximo ciclo de la marea, o puede ser incinerada. Nótese que la recogida y limpieza de estas telas metálicas contaminadas es un trabajo sucio que frecuentemente requiere la limpieza y descontaminación de la embarcación y su tripulación. La incineración puede requerir aprobación del gobierno y/o el uso de incineradores adecuados.

5.11 Anclaje de la barrera

El anclaje de una barrera exige conocimientos específicos sobre el equipo, accesorios y técnicas en cuestión. Antes de desplegar la barrera se deben consultar las tablas de marea, la gente de la localidad y los pronósticos del tiempo, especialmente si la barrera ha de permanecer en el agua por la noche.

- La operación de anclaje de la barrera requiere anclas (p.ej., tipo Danforth o de pescador), líneas apropiadas para soltarlas, cadenas, flotadores, bridas, luces y otros accesorios (ver la Figura 5-15).
- Si es posible, se deben instalar los puntos permanentes de anclaje en sitios estratégicos antes de un derrame.
- Para estimar el tamaño aproximado del ancla se puede utilizar la Tabla 5-7. Los navegantes de la localidad también pueden ofrecer más información.
- Los simulacros pueden ayudar a determinar el tipo y peso más efectivo de las anclas en sitios específicos.

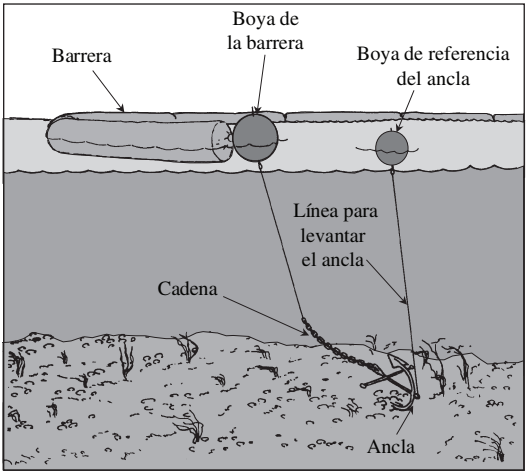


Figura 5-15 Configuración de anclaje de una barrera

Tabla 5-7 Capacidad de retención de las anclas tipo Danforth

Peso del ancla		**Capacidad de retención lb. (Kg.)**					
lb. (Kg.)		**Lodo**		**Arena**		**Arcilla**	
30	(15)	440	(200)	550	(250)	660	(300)
60	(25)	770	(350)	880	(400)	1,100	(500)
80	(35)	1,320	(600)	1,540	(700)	1,540	(700)

5.11.1 Anclaje en aguas marinas

Las pautas indicadas a continuación pueden ayudar a prevenir la pérdida o daño de las anclas de las barreras en aguas costeras:

- Para trabajos con barreras grandes y operaciones múltiples de contención en corrientes, es indispensable fijar primero las anclas y después desplegar y colgar la barrera, para asegurar una colocación correcta. Se pueden desplegar las barreras pequeñas (<18 pulgadas o <46 centímetros) con facilidad en aguas tranquilas antes o después de fijar el ancla.

- Las líneas de anclaje pueden asegurarse directamente en los puntos de remolque. Si se usan boyas de anclaje, deben amarrarse a las líneas de anclaje en forma segura.
- Si se despliegan las barreras sin puntos de anclaje, los flotadores son un medio efectivo de amarre para que la barrera no se hunda con un cambio de la marea.
- Si los puntos de anclaje están situados por debajo de la superficie del agua, se debe añadir una línea de flotación para permitir el acceso.
- Para ayudar a levantar el ancla, se puede amarrar a la cruz del ancla un cable de descarga (o de referencia de las anclas) que está amarrado en el otro extremo a un flotador de color diferente a la boya del ancla.
- El uso de colores y tamaños consistentes (p.ej., las boyas de la línea superior de 8 pulgadas (20 centímetros) son de color azul y las boyas de la línea de anclaje de 12 pulgadas (30 centímetros) son de color rojo, facilita el despliegue y recogida de las barreras.

En aguas tranquilas, se debe anclar la barrera cada 200 pies (60 metros), teniendo en cuenta que:

- Las mareas y la configuración de las barreras son factores determinantes al decidir si se deben anclar las barreras con intervalos de anclaje más frecuentes.
- Se puede estimar la longitud de las líneas de anclaje (L) usando las siguientes fórmulas:
  - — en aguas tranquilas: $L = 3 \times$ profundidad del agua
  - — en aguas picadas: $L = 5 \times$ profundidad del agua
  - — en aguas tumultuosas: $L = 7 \times$ profundidad del agua
- En olas a lo largo de orillas expuestas, las líneas de anclaje deben tener una longitud de por lo menos cinco veces (x) la profundidad del agua, para evitar que las olas arrebaten la barrera (p.ej., ser sumergidas rápidamente bajo el agua cuando se encuentren bajo tensión).
- En general, la línea utilizada debe incluir un exceso de la parte floja para acomodar los cambios de la marea, la corriente y el oleaje. Se debe calcular este exceso de longitud individualmente en cada caso.
- Se puede fijar la cadena al extremo de la línea del ancla para ayudar a fijar el ancla y aumentar así su capacidad de retención.

5.11.2 Anclas de oportunidad

A menudo, el número disponible de anclas durante un derrame grande es limitado. Consecuentemente, se usan muchas anclas de oportunidad (un objeto que se usa como un ancla). Unos ejemplos de anclas de oportunidad son bloques de hormigón, pesas de metal y una barrera para sellar las costas (tubo de aire/agua).

- Se deben atar las líneas fuertemente a dichas anclas y deben seguirse cuidadosamente los procedimientos seguros de despliegue para evitar contratiempos graves.
- Se debe usar el equipo para levantar bloques de hormigón y otros pesos grandes de forma correcta, para no comprometer la estabilidad de una embarcación pequeña como un remolcador.

5.11.3 Anclaje en corrientes

El despliegue de una barrera en corrientes de 0,5 nudos (0,25 metros/segundo) o más requiere técnicas especiales de anclaje.

- Se deben amarrar las líneas en la orilla cada 30 pies (10 metros) de manera que se forme un ángulo de 30° a 45° entre la barrera y la corriente para reducir la velocidad efectiva de ésta sobre la barrera. De esta manera se puede desviar o recoger el petróleo.
- Se pueden utilizar cables o cabos para atar la barrera con las diferentes anclas localizadas en la ribera del río o en la zona de costa entre la marea alta y baja.
- Para anclar una barrera, se pueden usar árboles, estribos de puentes u otros elementos que frecuentemente están presentes en los puntos de control de derrames previamente seleccionados, siempre que no constituyan riesgos peligrosos. Se pueden cubrir los cables o cabos con caucho o goma o pasar pequeños flotadores por los cables o cabos para no causar daños a la línea ni al elemento utilizado como ancla.
- En algunas terminales de río, se puede anclar la barrera permanentemente en un extremo y dejarla flotar libremente en el agua. Si es necesario, como para circundar una embarcación durante operaciones de trasiego de petróleo, se puede remolcar el extremo libre de la barrera a la posición deseada.

5.12 Lavado de las barreras

La necesidad de lavar las barreras que se usan para atrapar el petróleo repetidamente es mínima. Sin embargo, en ciertas circunstancias es necesario limpiarlas, por ejemplo:

- Si se usa la barrera para proteger áreas no están contaminadas.
- Después de utilizar la barrera para detener el petróleo liberado durante las operaciones de limpieza de las costas marinas; y
- Cuando se retira de servicio y almacena la barrera.

El uso de una barrera sucia es casi siempre inaceptable por el brillo plateado (iridiscencia) que deja detrás. Se pueden limpiar manualmente secciones pequeñas de barrera en un área cerrada utilizando mangueras de presión, cepillos de cabo largo, detergente y agua tibia. Se necesita un área de contención para recoger el agua del lavado. Después del lavado, se pueden secar manualmente las barreras con toallas absorbentes. En un día con buen tiempo, 6 a 12 trabajadores pueden limpiar 3.000 pies (900 metros) de barrera.

En caso de inminente mal tiempo serán una opción útil las técnicas de lavado más rápidas con aplicación de agentes dispersantes o limpiadores de la costa marina, si hay apoyo gubernamental.

5.13 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

El equipo que usualmente se necesita en estos casos, se indica en la siguiente lista MTO.

Tabla 5-8 Lista de equipo/material (MTO) para barreras

Equipo	Uso
Barrera	Para contener y recuperar el petróleo derramado
Anclas	Para el anclaje de las barreras
Flotadores	Como boyas del ancla y cables de descarga de las boyas
Cabo	Para operaciones de remolque y anclaje
Cables de remolque	Para operaciones de remolque a alta velocidad
Cadena	Para operaciones de anclaje
Cable	Para operaciones de remolque y colocación de la barrera
Luces	Para la iluminación nocturna de la barrera
Accesorios	Para la conexión de la barrera, las luces y las líneas de anclaje
Fuente de energía/generador	Para suministrar energía a compresores de aire, bombas, etc.
Compresores de aire	Para llenar las cámaras de aire en las barreras de inflado
Bombas	Para llenar las cámaras de agua en las barreras que sellan las costas
Embarcaciones	Para desplegar, remolcar y revisar las barreras
Aeronaves	Para localizar las capas y dirigir la posición de las embarcaciones
Radios	Para las comunicaciones entre embarcaciones/ aeronaves
Sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés)	Para dirigir la posición de las barreras y para otras actividades de documentación

6 Protección de las costas marinas

6.1 Introducción

Se debe hacer todo el esfuerzo razonable para evitar que el petróleo derramado alcance la costa con el fin de reducir:

- Los impactos ambientales
- La duración de las operaciones de respuesta
- La generación de residuos

Si los intentos fallan, habrá que utilizar métodos para desviar las capas hacia zonas menos susceptibles. En esta sección se discuten varias maneras de mantener el petróleo lejos de las áreas susceptibles y se identifican las medidas de protección de las costas marinas.

Si el petróleo ha alcanzado la costa, se deben tomar en cuenta las técnicas de tratamiento expuestas en la Sección 12.

6.2 Tipos de costas marinas

Con base en sus características específicas, se han desarrollado estrategias de respuesta para los diferentes tipos de costas marinas. La Tabla 6-1 indica la susceptibilidad de cada tipo de costa marina al derrame de petróleo. Se indican los tipos de costas marinas comenzando desde los de susceptibilidad más baja (p.ej., farallones de rocas sin vegetación) hasta los de susceptibilidad más alta (p.ej., ciénagas marinas y manglares). Los hábitats cercanos a la costa, tales como lechos o concentraciones de algas y plantas marinas, así como los arrecifes de coral y lagunas, se incluyen en la Tabla 6-1 por ser áreas que exigen cuidado especial en la aplicación de medidas de protección.

Tabla 6-1 Tipos de costas marinas y consideraciones de respuesta a un derrame

Costa marina mareal	Consideraciones de respuesta
Farallones de rocas sin vegetación y plataformas rompeolas	• El reflejo de las olas mantiene la mayor parte del petróleo costa afuera • Es posible que la limpieza no sea necesaria
Estructuras de construcción sólida y playas de cantos rodados	• Hay barrido de las olas, que usualmente causa erosión • Los procesos naturales eliminarán el petróleo en algunas semanas • Es posible que la limpieza no sea necesaria

Tabla 6-1 Tipos de costas marinas y consideraciones de respuesta a un derrame (continuación)

Playas de arena de grano fino a mediano	• Baja densidad de población biológica • El petróleo no penetra en la playa • La recogida mecánica de la arena contaminada con petróleo es efectiva
Playas de arena de grano grueso	• Baja densidad de población biológica • El petróleo puede penetrar / enterrarse rápidamente hasta 30 cm y dificulta la limpieza • La recogida mecánica es efectiva
Acantilados de tundra	• La vegetación cubre el piso de turba y el suelo permanentemente helado • Retirar el petróleo por absorción con turba u otros métodos manuales
Playas de grava y guijarros	• El petróleo puede penetrar rápidamente y dificultar la limpieza • La limpieza se debe concentrar en las áreas de marea alta • Retirar los escombros o desechos contaminados (lo ideal es quitar los escombros antes del impacto del petróleo) • Para acelerar el proceso de remoción del petróleo, algunos países usan productos limpiadores de costas marinas
Escollera	• Principalmente rompeolas y malecones • El lavado a alta presión puede resultar efectivo • Debe recogerse todo el petróleo derramado
Esteros mareales expuestos	• Biomasa entre baja y moderada • Sedimentos móviles donde no penetra la mayor parte del petróleo • La mayoría del derrame puede desaparecer en un año por procesos naturales
Esteros mareales expuestos con vegetación	• Biomasa moderada • Los sedimentos son menos móviles y la mayoría de los petróleos no penetran los sedimentos • El petróleo puede permanecer aproximadamente un año
Costas rocosas protegidas y farallones de arcilla	• El petróleo puede afectar la biomasa moderada a superior • Los farallones de arcilla pueden tener numerosas madrigueras y túneles • Zonas de protección de alta prioridad • La recogida de concentraciones significativas de petróleo pesado puede ser beneficiosa; usar sólo lavado a baja presión

Tabla 6-1 Tipos de costas marinas y consideraciones de respuesta a un derrame (continuación)

Costas marinas de turba	• Frecuentes en las regiones árticas • La opción preferida es la recuperación natural
Hondonadas de tundra inundadas	• Zonas árticas de asentamiento sujetas a inundación por el mar • Las labores de limpieza pueden causar grandes daños • Se prefiere la recuperación natural por ser menos nociva
Esteros mareales protegidos	• Numerosa población de animales y plantas • La zona debe tener alta prioridad en la protección del contacto con el petróleo • Poco oleaje • La recogida de acumulaciones significativas de petróleo pesado puede ser beneficiosa; si no, no se recomiendan las labores de limpieza • El petróleo puede permanecer por largos períodos de tiempo
Ciénagas marinas	• Estas áreas son las más productivas entre los ecosistemas acuáticos • Poca acción de las olas; la alta tasa de sedimentación incorpora el petróleo al sedimento • El petróleo puede permanecer por años • Las labores de limpieza pueden hacer más daño en estas áreas que la degradación natural del petróleo
Manglares	• Son uno de los más importantes hábitats marinos • La protección de estas áreas es una prioridad alta • Los manglares no deben ser alterados por las actividades de respuesta • Los agentes dispersantes o limpiadores pueden ser más beneficiosos que la limpieza mecánica
Hábitats en zonas de marea de poca profundidad	**Consideraciones de respuesta**
Arrecifes de coral y lagunas	• La protección de estas áreas es una prioridad alta • El petróleo puede flotar sobre los arrecifes con impacto mínimo • Se pueden usar agentes dispersantes cerca pero no sobre los arrecifes de coral

Tabla 6-1 Tipos de costas marinas y consideraciones de respuesta a un derrame (continuación)

Lechos de hierbas marinas	• Ecosistema acuático altamente productivo • Poco oleaje • El petróleo flotará por encima • Las labores de limpieza pueden causar más daño en estas áreas que permitir la degradación natural del petróleo
Algas	• **Ecosistema acuático altamente productivo** • **No sufre impacto por el aceite flotante** • **Los agentes dispersantes no deben aplicarse directamente encima**

Referencia: *ASTM F-2464-05, Standard Guide for Cleaning of Various Oiled Shorelines and Sub-Tidal Habitats, ASTM International, West Conshohocken, PA, USA, 2005.*

6.3 Selección de técnicas de protección para las costas marinas

La selección de una técnica de protección apropiada para las costas marinas depende no sólo del tipo de costa y su susceptibilidad, sino de algunos otros factores que se resumen en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2 Factores que afectan la protección de las costas marinas

Género del derrame	• Cantidad y tipo de petróleo derramado • Plazo de tiempo hasta el contacto del petróleo con la costa
Clima	• Condiciones actuales • Pronósticos del tiempo
Tipo de masa de agua	• Lago, río, canal, ciénaga, laguna, estuario, océano, fiordo, bahía, estrecho, etc.
Recursos económicos y culturales	• Riesgo inmediato a los recursos • Consideraciones de temporada (anidación, desove)
Movimiento del agua	• Un ambiente que causa erosión o sedimentación (flujo alto o bajo) • Velocidad y dirección de la corriente, corriente de resaca • Acción de la marea: diferencial, frecuencia, subida de la marea • Oleaje: olas que se rompen, olas que no se rompen

Tabla 6-2 Factores que afectan la protección de las costas marinas (continuación)

Topografía de la costa marina	• Profundidad del agua • Suave, rocosa, arrecife, isla • Precipicio, plataforma, puerto • Gradiente, estabilidad del sedimento
Facilidad de acceso	• Acceso por tierra (carreteras adecuadas para el paso de equipo pesado) • Acceso por agua (una profundidad mayor al calado de los botes y capacidad de los mismos de operar en la capa de petróleo) • Acceso aéreo (terreno plano con pendiente de <10° para un helipuerto)

6.4 Guías de decisión en la protección de las costas marinas

Se presentan aquí las guías de decisión para facilitar la selección de las técnicas de protección de las costas marinas para un derrame particular según la vía navegable o tipo de costa marina y topografía de la costa en cuestión.

Las guías **de decisión para** esta sección se dividen en dos categorías:

- Vías interiores de navegación (Tabla 6-3)
- Aguas costeras y lagos grandes (Tabla 6-4)

A continuación se resume la información relacionada con las técnicas de respuesta aplicables a los tipos particulares de vías navegables de agua.

Tabla 6-3 Guía de decisión para proteger las costas de las vías de navegación interiores

Lagos o estanques	Brillo escaso • Usar una barrera absorbente Capa de petróleo visible, de moderada a grande • Usar una barrera de contención
Ríos o grandes corrientes >1,6 pies (0,5 m) de profundidad	Corrientes de <1 nudo (0,5 m/s) • Usar una barrera de contención o exclusión Corrientes de 1–2 nudos (0,5–1,0 m/s) • Usar una sola barrera de desviación Corrientes de >2 nudos (1,0 m/s) • Usar una barrera de descarga en cascada o para corriente rápida

Tabla 6-3 Guía de decisión para proteger las costas de las vías de navegación interiores (continuación)

Pequeñas corrientes <33 pies (10 m) de ancho y 1,6 pies (0,5 m) de profundidad	Corrientes de <1 nudo (0,5 m/s) • Usar una barrera absorbente o barreras de contención, bermas (banquetas) o diques Corrientes de 1–2 nudos (0,5–1,0 m/s) • Usar una sola barrera de desviación, bermas o diques Corrientes de >2 nudos (1,0 m/s) • Usar una barrera de descarga en cascada o para corriente rápida, bermas o diques
Ríos o corrientes de poca profundidad <1,6 pies (0,5 m) de profundidad	Corrientes de 0–2 nudos (0–1,0 m/s) • Usar bermas o diques

6

Tabla 6-4 Guía de decisión para proteger las costas marinas

Líneas costeras rectas con áreas susceptibles	Olas rompientes >1,5 pies (0,5 m) • Si es posible, usar bermas en las playas o una barrera de contención, fuera de la zona de oleaje (rompientes) Olas rompientes <1,5 pies (0,5 m) • Usar una barrera de desviación aguas arriba de las áreas susceptibles
Entrada a bahías, puertos y lagunas	Olas rompientes <1,5 pies (0,5 m) y corriente de <1 nudo (0,5 m/s) • Usar barreras de exclusión que atraviesen la entrada Olas rompientes <1,5 pies (0,5 m) y corriente de >1 nudo (0,5 m/s) • Usar barreras angulares de desviación en la entrada o dentro de la entrada donde las corrientes son reducidas Olas rompientes >1,5 pies (0,5 m) • Usar barreras de contención fuera de la entrada
Canales estrechos de marea	Corrientes de <1 nudo (0,5 m/s) • Usar una barrera absorbente o de exclusión que atraviesa la entrada Corrientes de >1 nudo (0,5 m/s) • Usar una barrera de desviación que atraviesa el canal

Nota: cuando la amplitud de onda excede 1,5 pies (0,5 metros) o las corrientes exceden 3 nudos (1,5 metros/segundo) las barreras de protección deben moverse a unas aguas más tranquilas, si las hay. En estas condiciones, para una sola barrera resultará muy difícil contener el petróleo.

6.5 Medidas específicas de protección

En las secciones siguientes se describen las técnicas físicas de protección que se pueden utilizar para controlar o contener las capas flotantes de petróleo. A continuación se muestran cuatro técnicas de despliegue de barreras, dos tipos de barreras de tierra, al igual que el uso de una barrera absorbente pasiva.

6.5.1 Barreras de exclusión

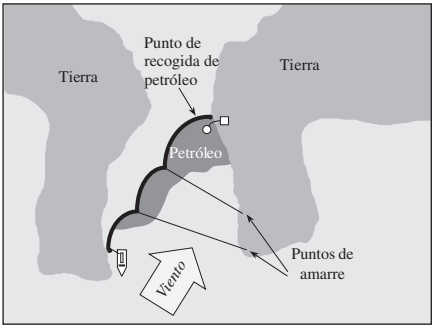


Figura 6-1 Colocación de barreras de exclusión

Descripción	La barrera es desplegada a través o alrededor de las áreas susceptibles y anclada en posición. El petróleo que llega hasta ese punto es desviado o contenido por la barrera.
Usos principales	A través de bahías pequeñas, entradas a puertos, ensenadas, ríos y desembocaduras de riachuelos, con: • Corrientes de <1 nudo (0,5 m/s) • Olas rompientes de <1,5 pies (0,5 m) de altura
Efectos ambientales	Perturbaciones menores del substrato en los puntos de anclaje de las costas marinas
Logística	Para tiempo calmado, barrera liviana • Barco taller con tripulación • 6 anclas con líneas de anclaje y boyas • 1 unidad de recogida (incluye “skimmers”, transferencia y almacenaje) Para mal tiempo, barrera pesada: • Barco taller con tripulación • 12 anclas con líneas de anclaje y boyas (la recuperación del equipo es imposible)

6.5.2 Barreras de desviación

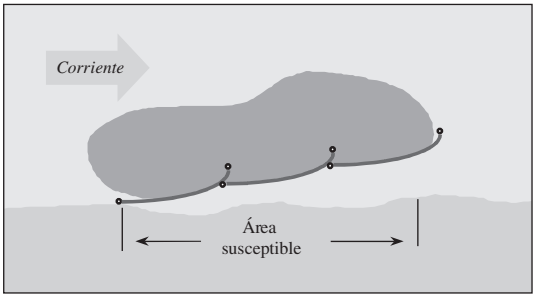


Figura 6-2 Colocación de barreras de desviación

Descripción	La barrera se despliega formando un ángulo (véase 5.4.1) con la capa de petróleo que se aproxima. Para su recogida, el petróleo se desvía del área susceptible hacia un lugar menos susceptible.
Usos principales	• Arroyos interiores con corrientes de >1 nudo (0,5 m/s) • A través de bahías pequeñas, entradas a puertos, ensenadas, y desembocaduras de ríos y riachuelos con corrientes de >1 nudo (0,5 m/s) y olas rompientes de <1,5 pies (0,5 m) • En áreas con líneas costeras rectas, para proteger sitios específicos con olas rompientes de <1,5 pies (0,5 m)
Efectos ambientales	• Perturbaciones menores del substrato en los puntos de anclaje de las costas marinas • El petróleo desviado puede ocasionar contaminación grave de las costas marinas en las direcciones del viento y de la corriente
Logística	Para una sola barrera: • Barco taller con tripulación • 1 ancla con su línea de anclaje Para una barrera de descarga en cascada: • Barco taller con tripulación • 6–9 anclas con líneas de anclaje y boyas

6.5.3 Barreras de río

Algunas de las barreras disponibles en el mercado han sido especialmente diseñadas para uso en los ríos. Estas barreras incluyen tanto tensores superiores como inferiores que ofrecen estabilidad vertical y más capacidad de desviación

del petróleo en corrientes relativamente fuertes como las cercanas a 2–3 nudos (1–1,5 metros/segundo). Dichas barreras son efectivas en ríos donde el flujo es unidireccional. En estuarios costeros con mareas reversibles, la reposición de una barrera puede ser difícil y tomar mucho tiempo.

Si la velocidad de la corriente excede los 0,75 nudos (0,4 metros/segundo), es necesario desplegar la barrera en un ángulo (incluyendo las barreras de los ríos), con el fin de reducir la fuerza de la corriente con relación a la barrera. La colocación de la barrera en un ángulo permite también desviar el petróleo hacia la orilla, donde puede ser recogido. (Véase 5.4.1)

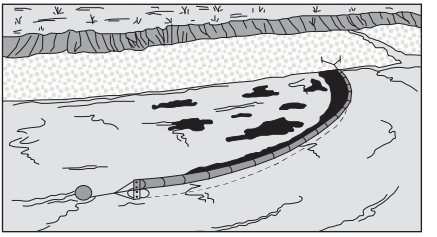


Figura 6-3 Colocación de barreras en los ríos

6.5.4 Barrera para sellar las costas

Las barreras de sellar las costas tienen una cámara inferior de agua y una superior de aire, que se ajustan automáticamente a los cambios de nivel del agua (Figura 6-4). El extremo de la barrera en la orilla de la barrera para sellar las costas es fijo (amarrado), mientras el extremo en el agua flota y está generalmente conectado a una barrera convencional.

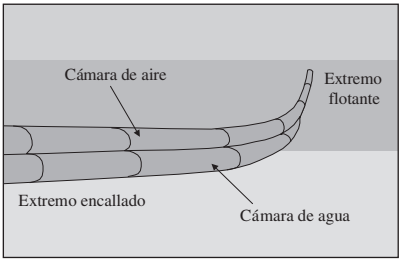


Figura 6-4 Barrera para sellar las costas

Al desplegar las barreras de sellar las costas, se debe saber la posición definitiva antes de colocar y anclar la barrera, pues un nuevo despliegue resulta muy difícil, si no imposible, después de que las pesadas cámaras de agua se hayan asentado en la orilla de la costa. Las cámaras de agua de la barrera se deben llenar completamente para que el agua no se acumule en las secciones más bajas dejando vacías o apenas parcialmente llenas las partes más altas de la barrera (que dan hacia la orilla). Sin embargo, al utilizar mucha agua, las barreras para sellar las costas pueden dañarse en las playas con declives pronunciados hacia el agua, por el esfuerzo en la conexión terminal que está del lado del agua.

Se deben evitar los sitios con cantos rodados, salientes agudas, escolleras, u otras condiciones que pueden ocasionar escapes de petróleo por debajo de la barrera con los cambios de la marea. Una vez desplegadas, las barreras para sellar las costas necesitan una vigilancia constante, porque las corrientes, los vientos y las olas pueden moverlas o torcerlas. Si la barrera se encalla y se raspa contra el suelo en una zona de marea, se pueden producir daños en la tala.

6.5.5 Bermas en las playas

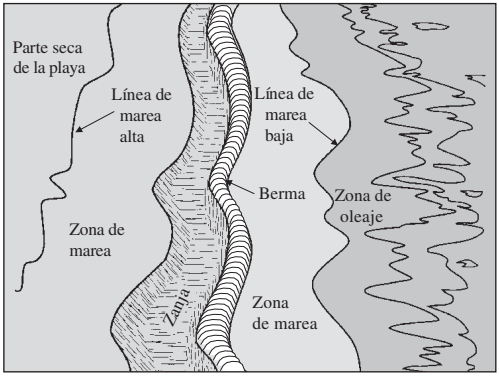


Figura 6-5 Berma en la playa

Descripción	Los diques o bermas en las playas se construyen a lo largo de la parte superior de la zona de marea para evitar que las mareas entrantes depositen petróleo en las partes de playa ordinariamente secas (sólo mojadas por las grandes mareas).
Usos principales	• Playas de arena o grava • Evita la contaminación de la zona de marea a lo largo de la parte superior y de las partes de playa ordinariamente secas (sólo mojadas por las grandes mareas).
Efectos ambientales	Altera los 2 pies (0,6 metros) superiores de sedimento de playa.
Logística	Si la playa puede apoyar/soportar el tráfico automovilístico • 1 motoniveladora Si la playa no puede soportar el tráfico automovilístico • 1–2 cargadores o bulldozers

6.5.6 Bermas, diques y vertederos invertidos en corrientes de agua

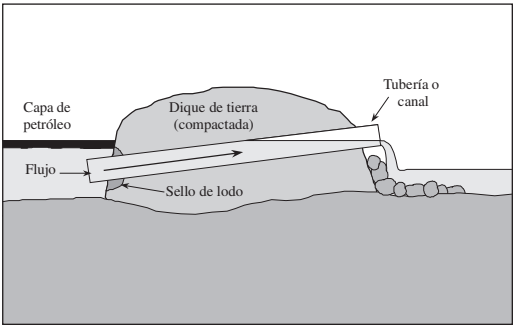


Figura 6-6 Vertedero invertido

Descripción	Los diques se construyen para detener completamente el flujo o para controlarlo con una provisión de flujo inferior. Las bermas se construyen para controlar el flujo por desviación o flujo inferior.
Usos principales	En corrientes o ríos poco profundos donde: • No se dispone de barreras o éstas no se pueden desplegar. • Los diques son parte del sistema de control hidrológico.
Efectos ambientales	• Efectos locales debido al uso de un cargador. • Bloqueo del movimiento de los peces.
Logística	Para la berma de desviación o los diques de flujo inferior: • Cargadores o bulldozers. • 3 a 6 secciones cortas o 1 sección larga de barrera. • 1 “skimmer”, bomba y tanque. Para el vertedero invertido: • Cargadores o bulldozers. • Tubo de desagüe, con o sin válvula. • 1 “skimmer”, bomba y tanque.

6.5.7 Absorbentes pasivos

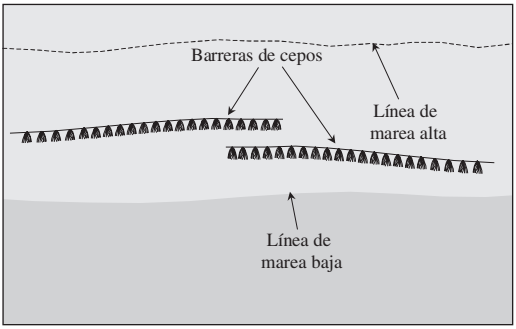


Figura 6-7 Absorbentes pasivos

Descripción	Las barreras de cepos (pompones en un cabo) se colocan en la zona de marea con estacas. Ver la Sección 10 para más información sobre absorbentes.
Usos principales	Playas de arena y de grava/gravilla, y estuarios de la marea.
Efectos ambientales	Perturbación menor del substrato.
Logística	Para las barreras de cepo: • 2–5 barreras de cepo. • Estacas de madera. • Barriles o bolsas plásticas grandes para la eliminación de residuos.

6

6.6 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Existen numerosas clases de equipo necesario para realizar con éxito la tarea de proteger las costas marinas.

Tabla 6-5 Lista de equipo/material (MTO) para protección de las costas marinas

Equipo	Uso
Barrera	Para la contención y desviación del petróleo
Anclas	Para el anclaje de las barreras
Cabo	Para operaciones de remolque y anclaje
Cadena	Para operaciones de anclaje
Luces	Para la iluminación nocturna de la barrera
Absorbentes	Para la protección de las playas, así como para la protección de lagunas y arroyos
Embarcaciones	Para desplegar las barreras y para darles mantenimiento
Motoniveladora	Para la construcción de bermas en las playas
Bulldozers y cargadores	Para la construcción de vertederos invertidos
“Skimmers”	Para recoger el petróleo derramado
Recipientes, barriles	Para la eliminación de absorbentes usados y escombros contaminados
Bombas	Para el bombeo de petróleo

7 Agents dispersantes

7

7.1 Introducción

Existen muchas agencias internacionales y organismos reguladores que consideran que los agentes dispersantes son la opción más práctica para las respuestas a derrames de petróleo. En muchos casos, la dispersión del petróleo en el entorno marino puede resultar en el impacto más bajo sobre el medio ambiente.

Los agentes dispersantes químicos se usan para romper las capas de petróleo en gotas muy pequeñas que luego se dispersan en la columna de agua. Esto evita el arrastre del petróleo hacia la orilla de la costa por el viento y las corrientes, y favorece la biodegradación por los organismos marinos. El objetivo es reducir rápidamente la concentración de aceite en el mar hasta niveles que estén por debajo de los que se consideran tóxicos en pruebas de laboratorio. Cuando se despliegan correctamente, los agentes dispersantes tienen la propiedad de retirar de la superficie del mar el petróleo flotante, mientras minimizan el impacto en las comunidades marinas. A continuación se presentan los aspectos básicos del uso de los agentes dispersantes.

- El uso de los agentes dispersantes se debe considerar conjuntamente con otros métodos potenciales y equipo de respuesta a los derrames, y no como el último recurso.
- Para obtener su efecto máximo, los agentes dispersantes se deben aplicar lo más pronto posible después de un derrame. Durante las primeras etapas de un derrame, el petróleo no se ha degradado y no se ha extendido demasiado, lo cual facilita la dispersión.
- La decisión sobre el uso o no de agentes dispersantes se debe tomar después de considerar los efectos potenciales del petróleo dispersado contra los efectos potenciales de las capas de petróleo no dispersado. El objetivo debe ser la reducción del impacto ecológico al nivel general, maximizando así el beneficio ambiental neto.
- Se recomienda que el Gerente de Respuesta a Emergencias consulte con los asesores técnicos y organismos reguladores, quienes pueden aportar opiniones en cuanto a intereses ecológicos y a las ventajas y desventajas de utilizar agentes dispersantes en el área en cuestión.
- El uso de los agentes dispersantes requiere planificación de logística que incluye aeronaves y/o embarcaciones, equipo, abastecimiento de agentes dispersantes y combustible, una cantidad adecuada de personal, equipos de protección personal y la calibración de equipos.
- Muchos gobiernos reglamentan de manera estricta el uso de los agentes dispersantes. Por ejemplo, en los Estados Unidos los agentes dispersantes deben estar enumerados en la “Environmental Protection Agency’s (EPA) National Contingency Plan Product Schedule” [Lista de productos del plan nacional de contingencia de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por

sus siglas en inglés)]. En otros países, las autoridades gubernamentales aprueban el uso de los agentes dispersantes durante el proceso de aprobación del plan de contingencia para derrames o cuando ocurre un derrame.

Las ventajas y desventajas de los agentes dispersantes aparecen enumeradas en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1 Ventajas y desventajas del uso de agentes dispersantes

Ventajas	Desventajas
La remoción del petróleo de la superficie evita que éste alcance las costas marinas	Puede perjudicar algunos organismos marinos que de otro modo no serían alcanzados por el petróleo
En muchos casos es el método de respuesta más rápida	Si la dispersión no es completa, esto puede disminuir la efectividad de otros métodos usados
Puede usarse en corrientes fuertes y estados del mar donde el oleaje es alto	El método no es efectivo con todos los tipos de petróleo ni en todas las condiciones
Reduce la posibilidad de contaminación de aves y mamíferos marinos	Al usarlo en la costa, puede aumentar la penetración del petróleo en los sedimentos
Inhibe la formación de emulsiones	Agrega nuevas sustancias extrañas al entorno marino
Aumenta el área de superficie del petróleo disponible para el proceso de degradación natural	Ventana de tiempo limitada para el uso

Referencia: IMO/*UNEP Guidelines on Oil Spill Dispersant Application*, edición de 1995, IMO, Londres, 1995.

7.2 Agentes dispersantes sugeridos

ExxonMobil tiene una larga trayectoria en la formulación de agentes dispersantes de baja toxicidad y desarrolló los llamados COREXIT 9527 y COREXIT 9500 que ahora son fabricados por Nalco Corporation y son recomendados por los equipos de respuesta de ExxonMobil para uso en respuesta a derrames de petróleo. Ambos son agentes dispersantes "concentrados" con base de solvente que pueden aplicarse sin dilución (completos) o rociados en una corriente de agua de mar. Ambos agentes dispersantes son efectivos en las primeras etapas de la respuesta, pero el COREXIT 9500 es más efectivo para derrames de productos viscosos, emulsionados y degradados. Cuando se utilizan los productos COREXIT o las marcas comparables de agentes dispersantes, se debe solicitar a los fabricantes la información relativa a su aplicabilidad, toxicidad y efectividad.

La base convencional de planeamiento para dosificación es 1 parte de agente dispersante en 20 partes de petróleo. Sin embargo, esto no considera la amplitud del rango de propiedades encontrado en los agentes dispersantes y en el petróleo. Desde el punto de vista estratégico, los agentes dispersantes más débiles y de bajo costo se utilizan preferentemente en petróleos fácilmente dispersables a concentraciones de 1 parte por 20 a 30 de petróleo. Como alternativa, dosis bajas de agentes dispersantes más potentes pueden lograr el mismo resultado en proporciones de 1 parte de agente dispersante por 50 a 100 partes de petróleo. Para petróleos de dispersión típica se utilizarán productos más potentes como el Corexit 9527 (ver atrás) o similares, que se usarán en el rango de 1 parte de agente dispersante por 20 a 50 de petróleo. Para petróleos pesados, o altamente degradados, o emulsionados, se deben utilizar los productos formulados especialmente para petróleos pesados, como el Corexit 9500 o el Superdispersant 25 en proporción de 1 parte por 20 de petróleo, o menos, hasta una proporción de 1:10 según sea necesario para lograr la efectividad.

En petróleos más livianos, la dispersión puede ocurrir espontáneamente o dentro de un plazo muy corto después de la aplicación. Con productos más pesados, la dispersión puede no suceder en forma inmediata y, de hecho, puede llegar a tomar hasta 30 minutos, siendo mayor el tiempo en aguas tranquilas, así que se necesitará más tiempo de monitoreo para confirmar la efectividad de los productos pesados.

7.3 Uso de los agentes dispersantes cerca de hábitats susceptibles

Los agentes dispersantes pueden reducir la cantidad de petróleo que llega a los hábitats susceptibles, tales como:

- Manglares
- Ciénagas marinas
- Arrecifes de coral
- Lechos de algas marinas

Los agentes dispersantes pueden reducir los impactos de un derrame al disminuir las propiedades adhesivas del petróleo. La dispersión del petróleo derramado es más eficaz si se la realiza antes que la capa de petróleo se acerque a los hábitats ecológicos importantes. En aquellos casos cuando esto no es posible, se deben seguir las pautas para el uso de los agentes dispersantes cerca de hábitats ecológicos específicos, como indicado a continuación. Cualquiera que sea el caso, hay que tener cuidado de evitar la aplicación excesiva de agentes dispersantes.

7.3.1 Lechos de algas marinas

Se recomienda el uso de los agentes dispersantes para proteger los lechos o concentraciones de algas marinas que aparecen con mayor frecuencia en los hábitats rocosos en zonas de marea. Se deben utilizar los agentes dispersantes donde hay suficiente circulación de agua y dispersión del contaminante para la dilución.

7.3.2 Lechos de hierbas marinas

La aplicación de los agentes dispersantes puede proteger los lechos de plantas acuáticas como la hierba marina en las zonas de marea. En general, no se recomienda el uso de los agentes dispersantes sobre los lechos de plantas acuáticas sumergidas a poca profundidad o en áreas donde la circulación del agua es restringida, pero se debe considerar esto contra las consecuencias de la contaminación del petróleo no tratado en las costas.

7.3.3 Arrecifes de coral y lagunas

Se debe considerar el uso de los agentes dispersantes en aguas cercanas a los arrecifes de coral y lagunas para prevenir el contacto del petróleo con los arrecifes. En general, no se recomienda la aplicación de los agentes dispersantes directamente sobre los arrecifes sumergidos a poca profundidad y, especialmente, si la circulación del agua es poca, como es el caso en lagunas y atolones.

7.3.4 Zonas de marea cerca de la costa

Para zonas cerca de la costa, constituidas por playas de arena y grava / guijarros, al igual que para los hábitats de las bahías, es posible aplicar agentes dispersantes siempre y cuando haya suficiente circulación del agua y dispersión del petróleo para su dilución.

7.3.5 Estuarios mareales

No se deben aplicar los agentes dispersantes al petróleo que haya entrado en estuarios mareales expuestos. Sin embargo, se puede considerar la utilización de los agentes dispersantes en aguas poco profundas cercanas a la costa. Se espera un impacto biológico limitado a los sedimentos de los estuarios mareales porque es poca la cantidad del petróleo dispersado que se incorpora a dichos sedimentos.

7.3.6 Ciénagas marinas

Se pueden proteger las ciénagas marinas aplicando los agentes dispersantes costa afuera o en las grandes masas de agua y zonas de canales de la ciénaga, pero no sobre la misma superficie de la ciénaga. Si la capa de petróleo se acerca a una ciénaga, se deben aplicar los agentes dispersantes, de ser posible, cuando la marea comienza a subir. En esta forma se maximiza la dispersión del petróleo. Los agentes dispersantes no se deben usar en ciénagas donde la circulación del agua es restringida.

7.3.7 Manglares

La utilización de los agentes dispersantes es una técnica preferida para proteger los manglares de la persistencia y efecto letal del petróleo no dispersado sobre las raíces. Si el petróleo dispersado alcanza un manglar con poca amplitud de la marea, se debe eliminar el petróleo lo más pronto posible.

7.3.8 Aves y mamíferos marinos

Se recomienda la utilización de los agentes dispersantes en zonas costeras o costa afuera si con ello se puede prevenir la contaminación de las aves y mamíferos marinos por las capas de petróleo. Esto es particularmente importante cuando hay grandes colonias de animales cercanas a la costa en proceso de anidación, crianza, alimentación y migración invernal. Se debe evitar la aspersión de los agentes dispersantes directamente sobre los cuerpos de los animales.

7.4 Dosificación de los agentes dispersantes

En las capas típicas, la cantidad normal de agente dispersante concentrado que se usa es entre 2 y 10 galones americanos por acre (19 a 94 litros por hectárea). Con base en el volumen de agente dispersante por el volumen de petróleo derramado, la proporción de aplicación varía desde menos de 1:100 hasta más de 1:10, según el espesor de la capa de petróleo. Por lo tanto se deben seguir estas dos pautas:

- Se usarán las tasas altas de aplicación, p.ej., 10 galones americanos/acre (94 litros/hectárea) y/o aplicaciones de pasos múltiples, para capas gruesas de petróleos viscosos.
- Las tasas más bajas son aplicables para capas más delgadas de petróleos más livianos.

Las fórmulas indicadas a continuación son útiles para estimar la cantidad de los agentes dispersantes que se debe aplicar:

D (dosificación del agente dispersante en galones americanos/acre)
$= 27.200 \times t \times R$

P (tasa de bombeo en galones americanos/minuto) $= 63{,}2 \times N \times S \times t \times R$

donde:
- t = el espesor promedio del petróleo derramado, en pulgadas
- R = la proporción por volumen que se desea entre el agente dispersante y el petróleo derramado
- N = la velocidad de la embarcación o aeronave que sirve de plataforma para la aplicación del agente dispersante, en nudos
- S = el ancho de vía de la aspersión, sobre la superficie del agua, en pies

1 galón americano/acre = 9.353 litros/hectárea
1 galón americano/minuto = 0,0631 litros/segundo

Por ejemplo:

velocidad = N = 140 nudos (1 nudo = 1,85 kilómetros/hora)
ancho de vía de la aspersión = S = 150 pies (1 pie = 0,3048 metros)
espesor promedio del petróleo derramado = t = 0,01 pulgadas
(1 pulgada = 25,4 milímetros)
proporción agente dispersante:petróleo derramado = R = 1:40

D (dosificación del agente dispersante) $= 27.200 \times 0{,}01 \times 1/40 = 6{,}8$ galones/acre
o aproximadamente 64 litros/hectárea

P (tasa de bombeo) $= 63{,}2 \times 140 \times 150 \times 0{,}01 \times 1/40$
$= 332$ galones/minuto
o aproximadamente 20,9 litros/segundo

Se puede estimar o medir el ancho de vía de la aspersión haciendo ensayos en tierra. Si se aplica el agente dispersante con embarcación, para estimar el ancho de vía de la aspersión se multiplica por dos la distancia del casco al punto más lejano a donde llega el impacto del aspersor en el agua. El ancho de vía de la aspersión de un monitor contra incendio depende del tipo de monitor utilizado y se puede probar en tierra. Si el agente dispersante se aplica con aeronave, el ancho de vía estimado de la aspersión es la distancia entre las boquillas terminales cuando se está operando a una altura de 30 pies (10 metros) o esa misma distancia multiplicada por 1,2 a 1,5 a una altura de 50 pies (15 metros). La altura y el viento afectan el ancho de vía de la aspersión y se debe vigilar la operación de aspersión con un avión observador que controle estos parámetros.

7.5 Técnicas en la aplicación de agentes dispersantes

Existen dos métodos básicos para la aplicación de los agentes dispersantes:

- Aplicación con embarcaciones
- Aplicación aérea

El tratamiento de derrames de petróleo con agentes dispersantes debe hacerse como lo ilustra la Figura 7-1, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El objetivo al aplicar agentes dispersantes a una capa de petróleo es evitar que la capa intacta alcance las costas marinas o las áreas susceptibles.
- Si la capa de petróleo está cerca de la costa, se prefiere el sistema de vías de aspersión por pasos en ambos sentidos, paralelos a la costa marina.
- Normalmente, el tratamiento debe comenzar por los bordes externos de las partes más gruesas de la capa de petróleo, en vez de comenzar por la mitad o por los brillos muy delgados que la rodean.

Aunque no están mostradas abajo, las condiciones del viento son las que generalmente dictaminan el procedimiento de aspersión. Se deben considerar las siguientes reglas empíricas:

- Puede ser necesario que las embarcaciones viajen siguiendo la dirección del viento para evitar que el agente caiga encima de la cubierta.
- Los aviones deben aplicar el agente dispersante cuando vuelan contra el viento, aunque algunas veces puede ser preferible hacerlo en la misma dirección.
- Los aviones deben evitar la aplicación del agente dispersante con vientos laterales fuertes (de través).

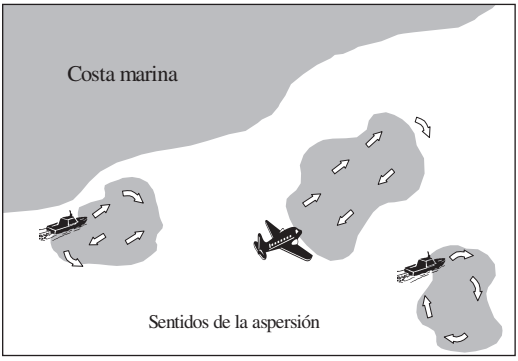


Figura 7-1 Aplicación de agentes dispersantes

La dispersión de pequeñas gotas de petróleo en la columna de agua depende de la cantidad de energía de la circulación marina. La aplicación de agentes dispersantes debe proseguir aunque el viento y el mar inicialmente parezcan tranquilos, o si no se ve la dispersión inmediata de petróleo. En los entornos marinos se deben esperar siempre cambios en las condiciones del tiempo y muchos agentes dispersantes tienen una tendencia de permanecer sin cambios en la capa de petróleo por algún tiempo después de la aplicación.

El tiempo que se toma para responder a un derrame afecta la viabilidad de la operación de dispersión. Con el transcurso del tiempo, se degrada y se pone más viscosa la capa de petróleo, especialmente si incorpora pequeñas gotas de agua (emulsificación) y toma el aspecto de un "mousse" (una crema batida). El aumento resultante en la viscosidad y el contenido de agua en la capa de petróleo dificultan la dispersión química. La tasa de degradación debido al clima depende principalmente del tipo de petróleo, del espesor de la capa de petróleo y del estado y temperatura del mar. Si se está operando sobre distancias largas, se puede reducir el tiempo de tratamiento notablemente con el uso de grandes aviones multimotores.

7.5.1 Aplicación con embarcaciones

Los dos métodos de aplicación de los agentes dispersantes con embarcaciones son la aspersión a través de una serie de boquillas instaladas en brazos en barreras fuera de borda, o el riego con monitores contra incendio. En general, este sistema de trabajo con embarcaciones es lento, el ancho de vía de aspersión es limitado, y se usa principalmente para derrames pequeños cercanos a tierra firme. En la mayoría de los casos es útil tener un observador aéreo para guiar de forma precisa la embarcación y es indispensable la comunicación por radio. Se puede incrementar

notablemente la eficiencia del tratamiento si las embarcaciones se reabastecen de agente dispersante y combustible en el lugar de la operación.

7.5.1.1. Embarcaciones con brazos de aspersión

- Se pueden utilizar los brazos de aspersión con boquillas para producir una aspersión plana y uniforme de gotas muy pequeñas, pero no en forma de niebla o neblina.
- Se deben montar lo más adelante posible los brazos de aspersión para minimizar el impacto de las olas producidas por la proa.
- La energía mecánica adicional producida por la estela que deja la embarcación de aspersión aumenta la dispersión. Se han utilizado otras técnicas para aumentar la dispersión las cuales son útiles en ciertas aplicaciones (p.ej., cerca de la costa y/o en condiciones de aguas tranquilas). Estas técnicas incluyen el uso de chorros de agua provenientes de mangueras contra incendio, las estelas producidas por otras embarcaciones pequeñas y el remolque de tableros flotantes de madera.

El equipo para aspersión de agentes dispersantes con embarcaciones es producido por diversos fabricantes. Numerosos productos difieren en diseño, capacidad, versatilidad, tamaño, peso, facilidad de manejo y control de dosificación. Algunos de estos equipos se fabrican para embarcaciones especialmente diseñadas con este propósito.

El equipo para embarcaciones con brazos de aspersión, debe:

- Ser fácil de transportar y de cargar.
- Preferiblemente ser liviano, pero resistente.
- Ser de instalación fácil y rápida.
- De preferencia, tener como parte integrante del sistema una bomba con manómetro indicador de presión en la salida principal de la bomba.
- Ser versátil, p.ej., adaptarse con facilidad a las diferentes boquillas para muchas situaciones y dosificaciones, o para ser transferido a otras embarcaciones.
- Estar equipado con boquillas para producir una aspersión plana de gotas muy pequeñas (pero no en forma de niebla o neblina) que golpeen el agua en una línea perpendicular en la dirección del desplazamiento de la embarcación.
  - — Poseer características que permiten la variación, regulación y medida de los flujos de agentes dispersantes y de agua (si se diluyen los agentes dispersantes).
  - — Estar calibrado (utilizando agua) bajo condiciones potenciales de uso, (p.ej., variaciones en la velocidad de la embarcación, tasas de flujo de agua y agente dispersante, ancho de vía de la aspersión) y disponer de instrucciones de operación para uso durante la respuesta a los derrames.

7.5.1.2 Embarcaciones con monitores contra incendio u otros sistemas de aspersión de un solo punto

Los monitores contra incendio u otros dispositivos semejantes a mangueras, instalados en ciertas embarcaciones, constituyen plataformas efectivas para la aplicación de los agentes dispersantes, siempre y cuando sean apropiadas las boquillas empleadas, y las presiones, tasas de flujo, medidores de los agentes dispersantes y las prácticas de manejo de las embarcaciones.

Se recomiendan dos sistemas de aplicación de agentes dispersantes con monitores contra incendio. El más flexible y fácil de manejar es un paquete que utiliza la inyección de los productos químicos en los flujos de agua mediante presión positiva. Este sistema se basa en la presión exterior y en sistemas de medida que permiten dotar una cantidad específica de productos químicos a la corriente de agua a presión. El segundo sistema utiliza descargadores para trasladar el agente dispersante al flujo de agua. La ventaja principal de este sistema es su sencillez. Las desventajas mayores son el control inadecuado sobre la cantidad de los agentes dispersantes que se mezclan con la corriente de agua y la rigidez ante las amplias gamas de flujos y presiones. Ambos sistemas aplican el agente dispersante diluido en agua en concentraciones típicas de 5 a 10%.

- Los sistemas de aplicación de agentes dispersantes con monitores contra incendio tienen capacidades para tratar áreas hasta cuatro veces mayores que las cubiertas por los brazos de aspersión. Esto se debe principalmente a una vía de aspersión más ancha, velocidad más rápida de la embarcación, y el hecho que el cabeceo y balanceo de la embarcación no afecta el sistema del monitor contra incendio tanto como el sistema de brazos de aspersión.
- Los sistemas de aplicación de agentes dispersantes con monitores contra incendio son resistentes para trabajos en masas grandes de agua. Además, las embarcaciones equipadas con el sistema de aplicación de agentes dispersantes con monitores contra incendio pueden realizar otros trabajos cuando no están siendo usadas en operaciones de respuesta a derrames de petróleo.

Cuando se usa un monitor o manguera contra incendio, levantar la boquilla de salida aproximadamente a 32° sobre la línea horizontal generalmente da el mejor alcance. Si en el extremo de la boquilla se instala un “tamiz” (malla gruesa No. 4), la aspersión cubrirá un área mayor. En la superficie del agua, las pequeñas gotas deberán asemejarse a una llovizna muy fina, pero no a una niebla o neblina. Cuando el monitor contra incendio tiene una boquilla ajustable, el ajuste óptimo por lo general está muy cerca de la posición del “chorro directo”.

7.5.2 Aplicación con aeronaves

Deben tenerse en cuenta varios factores para la aplicación de los agentes dispersantes desde una aeronave:

- Al igual que en las embarcaciones, un diseño apropiado de los tanques, bombas y boquillas es importante. El tamaño de las gotas pequeñas de agente dispersante entre 0,01–0,03 pulgadas (300–700 micras) se considera típicamente óptimo para una aplicación efectiva.
- Algunos helicópteros y aviones grandes pueden tratar en un día áreas más amplias que las embarcaciones, especialmente si las capas de petróleo se encuentran costa afuera o en áreas remotas.
- Los helicópteros y avionetas de ala fija son más apropiados para los derrames pequeños o capas de petróleo fragmentadas que se encuentran cerca de la costa.
- Los aviones grandes multimotores como el L-100/C-130 Hércules, DC-6 o DC-4 son más apropiados para derrames grandes, especialmente en aguas relativamente abiertas y lejos de la costa.

Las características de las aeronaves típicas apropiadas para la aspersión aérea de agentes dispersantes aparecen en la Tabla 7-2. Las capacidades de entrega de agente dispersante en un día de 10 horas de trabajo para los diferentes tipos de aeronaves se indican en la Tabla 7-3.

Tabla 7-2 Características de las aeronaves apropiadas para la aspersión aérea de agentes dispersantes

Tipo de aeronave	Capacidad del tanque de agente dispersante		Velocidad	Longitud mínima de la pista	
	gal	litros	nudos	pies	m
Aviones agrícolas monomotores					
Aerospace Fletcher Cresco	405	1530	140	985	300
Aerospace Fletcher	275	1045	115	805	245
Air Tractor 502	500	1890	180	900	275
Air Tractor 602	630	2390	180	900	275
Air Tractor 802	800	3030	180	900	275
Antanov An 2 R	370	1400	100	490	150
Basant	240	900	100	705	215
Cessna Agtruck	280	1060	100	1310	400
Desmond Norman Fieldmaster	695	2640	145	575	175
EBM 701 Ipanema	180	680	105	1525	465
IAR-822	160	600	80	985	300

Tabla 7-2 Características de las aeronaves apropiadas para la aspersión aérea de agentes dispersantes (continuación)

Tipo de aeronave	Capacidad del tanque de agente dispersante		Velocidad	Longitud mínima de la pista	
	gal	litros	nudos	pies	m
Pilatus Porter PC-6	250	950	110	590	180
Piper Brave 300	225	850	125	970	295
Piper Pawnee D	150	570	90	805	245
PZL Dromader M18	660	2500	100	820	250
PZL 106A Kruk	370	1400	90	720	220
Super AgCat B	300	1135	100	590	180
Thrush Commander	360	1365	100	985	300
Turbo Thrush	600	2275	125	820	250
Transavia Air Truk	215	820	95	1100	335
Aeronaves mono y multimotores convertidas					
Helicópteros (fuselaje montado)					
Aerospatiale Lama	300	1140	80	—	—
Aerospatiale AS 350	290	1100	120	—	—
Bell 47	105	400	75	—	—
Bell 206	180	680	115	—	—
Bell 212	400	1515	125	—	—
Hiller UH-12E	132	500	80	—	—
Hughes 500	180	680	115	—	—
Enstrom F-28C	105	400	70	—	—
Aeronaves de ala fija					
Beech Varon	120	450	200	1345	410
BN Islander	125	480	140	560	170
BN Trislander	330	1250	145	1295	395
Canadair CL 215	1400	5300	160	3000	915
DC-3	1215	4600	130	3280	1000
DC-4	2500	9460	190	5000	1525
DC-6	3500	13250	210	5000	1525
Fokker F-27	1000	3780	260	3250	990
Grumman Avenger	530	2000	200	3000	915
Lockheed L-100/C-130	5500	20820	300	5170	1575
Piper Aztec	150	570	175	985	300
Shorts Sky Van	315	1200	170	1675	510
Twin Otter	555	2100	170	1050	320
Volpar Turbo Beech 18	290	1100	220	1675	510

Conversiones: 1 litro = 0,264 galones americanos; 1 nudo = 1,85 Km./hr; 1 pie = 0,3048 metros

7

Tabla 7-3 Capacidad de las aeronaves para aplicar agentes dispersantes durante un período de 10 horas

Aeronaves	Carga de agentes dispersantes (gal)	Distancia al sitio del derrame (millas)	Tiempo por cada vuelo (minutos)	Nº de vuelos por período de 10 horas	Nº de paradas para reabastecer combustible	Tiempo de trabajo en el sitio por cada 10 horas (minutos)	Volumen de agente dispersante aplicado en 10 horas (gal)
Helicóptero	100	30	69	9	4	104	900
	300	30	94	6	5	219	1.800
	600	30	101	6	5	264	3.600
	100	50	103	6	5	69	600
	300	50	128	5	4	183	1.500
	600	50	135	4	3	176	2.400
Piper Pawnee	100	30	53	11	5	127	1.100
	150	30	59	10	4	178	1.500
	100	50	77	8	3	92	800
	150	50	83	7	6	124	1.050
DC-3	1200	30	54	11	2	330	13.200
	1200	50	70	8	2	240	9.600
	1200	120	126	4	2	120	4.800
	1200	170	166	3	2	90	3.600
DC-4 (C54)	2,100	30	60	10	2	303	21.000
	2,100	50	74	8	2	242	16.800
	2,100	120	120	5	1	151	10.500
	2,100	170	154	4	1	121	8.400
DC-6	3,000	30	55	11	2	319	33.000
	3,000	50	65	9	2	261	27.000
	3,000	120	103	6	2	174	18.000
	3,000	170	131	5	2	145	15.000
C-130	5,000	30	53	11	2	297	55.000
	5,000	50	63	9	2	243	45.000
	5,000	120	101	6	2	162	30.000
	5,000	170	129	5	2	135	25.000
Conversiones: 1 gal = 3,785 litros; 1 milla = 1,6 Km							

El número de boquillas utilizadas depende de las tasas de flujo empleadas. Para una eficiencia mayor de aplicación, la diferencia entre la velocidad de la aeronave y la velocidad de salida del agente dispersante líquido debe ser aproximadamente menor de 210 pies/segundo (64 metros/segundo).

$$V_d = V_a - V_f$$

$$V_f \text{ (pies/seg)} = \frac{0{,}41 \times \text{total gpm/número de boquillas}}{d^2}$$

donde:

V_d = velocidad diferencial, pies/segundo
V_a = velocidad de la aeronave con respecto al suelo, pies/segundo
V_f = velocidad de salida del líquido, pies/segundo
d = diámetro de la boquilla, pulgadas

Se pueden adaptar otros aviones pequeños y helicópteros como los que se usan para fumigación agrícola y combate de incendios forestales para la aspersión de agentes dispersantes. Aunque no sirva para todas las velocidades de operación o tasas de bombeo, se puede usar como una pauta general que estos aviones pequeños no deben utilizar boquillas con orificio externo con un diámetro menor de 0,156 pulgadas (4 milímetros). Preferiblemente, no se deben tener en total más de 30 a 35 boquillas en operación por avión.

La tasa de deformación mecánica en la boquilla debe ser lo más baja posible, preferiblemente no más de 10.000 seg^{-1} para evitar la generación de gotas demasiado pequeñas. Se puede usar la fórmula que aparece a continuación para calcular la deformación mecánica:

$$\text{Tasa de deformación } (seg^{-1}) = 3{,}9\ q/d^3$$

donde:

q = la tasa de flujo (gal/min) *nota:* cuando el flujo se da en ml/seg, use $q = \frac{ml/seg}{63.08}$

d = diámetro del orificio de la boquilla (pulgadas)

La viscosidad del agente dispersante puede afectar la tasa de flujo y los patrones de aspersión y se debe verificar en la temperatura de aplicación. Para obtener una aspersión satisfactoria de agentes dispersantes desde el aire, se debe considerar su viscosidad en las condiciones de aplicación, como lo muestra la Tabla 7-4.

Tabla 7-4 Viscosidad del agente dispersante líquido y condiciones de aplicación

Viscosidad del agente dispersante líquido (a la temperatura de aplicación)	**Condiciones de aplicación**
⩾ 60 centistokes (cSt)	La mejor para aplicación aérea
30 – 60 cSt	Adecuada para aeronaves cuya velocidad con respecto al suelo es menor de 100 mph (160 kilómetros por hora) y cuya altura no es mayor de 30 pies (10 metros)
< 30 cSt	No es satisfactoria para aplicación aérea porque la corriente de un fluido se rompe fácilmente al ser deformada por el aire Produce gotas excesivamente pequeñas que se desvían y derivan fácilmente

7.6 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Existen numerosas clases de equipo necesario para realizar con éxito la tarea de aplicar agentes dispersantes.

Tabla 7-5 Lista de equipo/material para la aplicación de agentes dispersantes

Equipo	Uso
Agente dispersante	Para dispersar el petróleo derramado
Tanques	Para el almacenamiento temporal de los agentes dispersantes
Bombas	Para el trasiego de agua/agentes dispersantes
Embarcaciones	Son la plataforma que sirve para la aplicación de los agentes dispersantes
Aeronaves de ala fija	Son la plataforma que sirve para la aplicación de los agentes dispersantes, para dirigir y vigilar las operaciones (aviones observadores)
Helicópteros	Son la plataforma que sirve para la aplicación de los agentes dispersantes
Combustible	Para abastecer las aeronaves
Equipos de aspersión	Para la aplicación de los agentes dispersantes
Herramientas	Para el montaje de los equipos aspersores, y para el ajuste y reparación de conexiones
Radios	Para las comunicaciones entre embarcaciones/ aeronaves
Sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés)	Para determinar la posición de aeronaves y embarcaciones, y para documentar las operaciones

8 Quema in situ de producto derramado

8

8.1 Introducción

Por medio de la quema in situ de producto derramado (incineración del petróleo en el lugar del derrame), se pueden eliminar rápidamente grandes cantidades de petróleo derramado. Hay varias situaciones en las que la quema in situ controlada del petróleo derramado se puede hacer de forma segura y eficiente. En los Estados Unidos, la utilización de la quema in situ de producto derramado ha sido previamente aprobada en muchas zonas costeras como una opción de respuesta a los derrames bajo ciertas condiciones.

La quema in situ del petróleo derramado no sustituye a la aplicación de los agentes dispersantes o a la contención y recogida mecánica del producto derramado. Sin embargo, con frecuencia hay situaciones donde la incineración puede constituir el único medio para eliminar grandes cantidades de petróleo de forma segura y rápida. El objetivo es seleccionar el equipo óptimo y las técnicas de aplicación que resulten en el menor impacto posible sobre el medio ambiente en general.

8.1.1 Aprobación reglamentaria

Son numerosas las agencias gubernamentales que reglamentan estrictamente la quema in situ de producto derramado. En algunos casos se ha concedido autorización previa para la quema in situ de producto derramado. Este proceso de aprobación previa es un paso importante y puede ser útil para facilitar la obtención formal del permiso para incinerar el petróleo en casos de derrame.

Las ventajas y desventajas de la quema in situ del producto derramado se resumen en la Tabla 8-1.

Tabla 8-1 Ventajas y desventajas de la quema in situ del producto derramado

Ventajas	Desventajas
• Puede eliminar grandes cantidades de petróleo	• La ignición de petróleos viejos o emulsionados puede ser difícil
• Descarta la recuperación y la cadena de eliminación	• Genera grandes cantidades de humo y hollín
• Una vez encendidos, se quemarán la mayoría de los aceites	• Tiene sus propios riesgos de seguridad industrial
• Utilizable en todos los entornos donde hay agua	• Algunos residuos pueden hundirse recubriendo los sedimentos del fondo
• Puede realizarse de noche	• La mayoría de las barreras de fuego son costosas y algunas sólo queman por pocas horas

8.2 Lo básico de la quema in situ de producto derramado

8.2.1 Lo básico de la quema in situ de producto derramado

- El espesor de las capas de petróleo derramado debe ser de 2 a 3 milímetros (0,08–0,12 pulgadas) o más para mantener la combustión.
- El petróleo debe ser relativamente fresco y no contener demasiada agua.
- En grandes masas de agua, se utiliza habitualmente una barrera resistente al fuego para mantener en su sitio el petróleo durante la quema.
- La capacidad de retención de la barrera se puede estimar a partir de la Figura 8-1. En la figura se muestran las aberturas de la boca de la barrera de 0,3 × L y 0,6 × L de la longitud total de la barrera. Se recomienda la configuración de 0,3 × L porque exige menor tensión de la barrera y es más fácil de controlar.

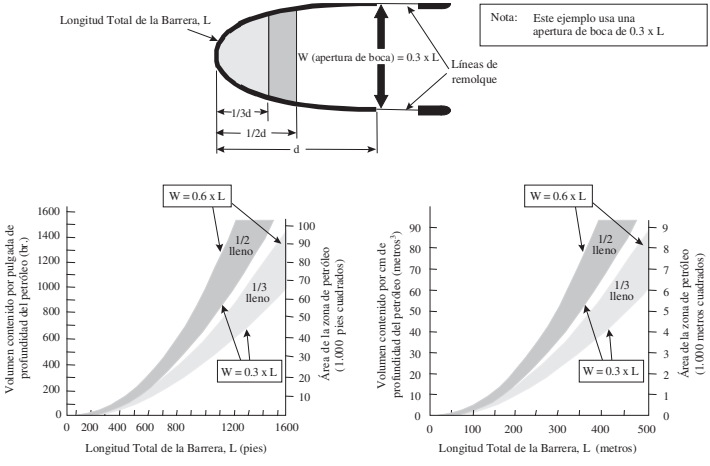


Figura 8-1 Estimado de la capacidad de contención de la barrera

8.2.2 Eficiencia de la quema in situ de producto derramado

- En general, la eficiencia de una quema depende del espesor original del petróleo y de una combustión de petróleo que se alimente de forma continua, de manera que se mantengan las áreas de combustión a través de todo el proceso de incineración.
- Las capas gruesas de petróleo (de 13 mm. o más) queman normalmente con una tasa de reducción del espesor de 2,54 milímetros por minuto (p.ej., aproximadamente 2,5 litros por minuto por metro cuadrado de área quemada o 0,7 galones por minuto por 10 pies cuadrados).
- Con una combustión mantenida de forma normal hasta un espesor final de 1 milímetro aproximadamente, la eficiencia de la incineración sobrepasa usualmente el 90%. La Figura 8-2 sirve para determinar el área requerida para consumir por fuego varias cantidades del petróleo encontrado.

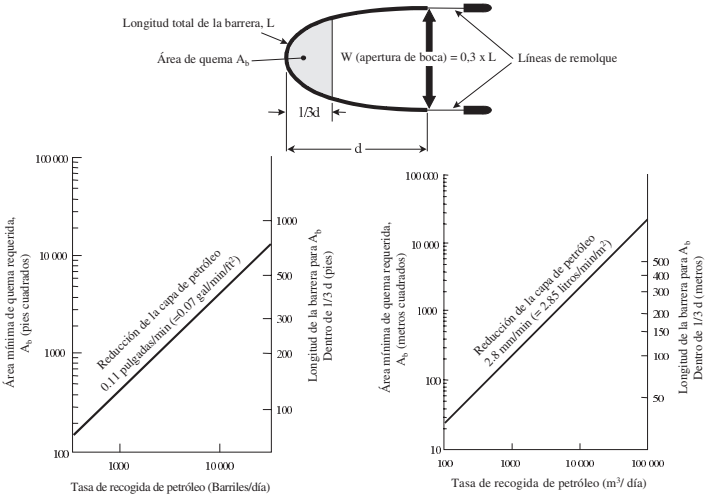


Figura 8-2 Estimado del área requerida para varias tasas de contención de petróleo derramado

8.2.3 Condiciones ambientales y degradación debido al clima

- Las capas de petróleo de más de 2 a 3 milímetros (0,08–0,12 pulgadas) de espesor en el agua pueden prenderse fácilmente en condiciones de viento y olas tranquilas. La quema de petróleo flotante se puede hacer aún con una velocidad máxima de viento de aproximadamente 27 nudos (50 kilómetros por hora) y/o con altura de olas hasta de 1–1,5 metros (3–5 pies).
- La ignición (encendido) y combustión sostenidas se pueden llevar a cabo en condiciones mucho más severas si el petróleo derramado es fresco y no emulsionado.
- La ignición del petróleo flotante es afectada por las pérdidas por evaporación, dispersión (química o natural) y emulsiones de agua en el petróleo. Un contenido de agua de 15 a 25% dificulta el encendido de algunos petróleos. En la mayoría de los casos un contenido de agua de 50 a 70% en el petróleo hace casi totalmente imposible la ignición a no ser que las áreas de ignición sean muy amplias, que haya agentes que sirvan como una mecha y/o que se utilicen otros sistemas diferentes de promover el fuego.
- Los siguientes son los espesores mínimos que pueden encenderse (Buist, Interspill 2004):
  - Petróleo fresco: 1 mm.
  - Petróleo crudo viejo no emulsionado y diesel: 2–5 mm.
  - IFO 380, Resid, Bunker C: 10 mm.

8.2.4 Recuperación de residuos

Los residuos de petróleo no quemado pueden alcanzar un espesor de varios centímetros y tener una viscosidad suficiente como para ser recogidos con equipo como bicheros, rastrillos con tamiz u horcas. Las redes de pesca de mallas con aperturas relativamente pequeñas (2,5 cm. [1 pulgada] o menos) pueden ser adecuadas para amontonar y recoger los residuos. Entonces, se pueden colocar los residuos, o mejor, las redes de pescar con los residuos, en recipientes revestidos interiormente de plástico o en barriles para la eliminación de desechos.

8.3 Equipo para incineración

El principal equipo necesario para la quema in situ de producto es una barrera a prueba de fuego y los dispositivos de encendido (deflagrador). Igual como la barrera convencional, la barrera a prueba de fuego requiere el uso de accesorios tales como líneas y ramales metálicos de remolque, boyas y anclas. Para las barreras de inflado a presión se requiere un compresor de aire. Las barreras a prueba de fuego y los dispositivos de encendido especiales para la quema in situ de producto derramado se discuten a continuación.

8.3.1 Barreras a prueba de fuego

Las barreras a prueba de fuego, construidas de un material resistente como el acero inoxidable, pueden resistir el fuego por plazos prolongados de tiempo en un ambiente marino costa afuera; no obstante, resultan pesadas y difíciles de manejar. Están disponibles otros tipos de barreras menos resistentes, que utilizan en su estructura telas con bases minerales y materiales cerámicos resistentes al fuego. Estas barreras de menor resistencia son más livianas y más fáciles de desplegar, colocar y recuperar, pero no han sido diseñadas para permanecer por plazos prolongados de tiempo tendidas costa afuera o expuestas al fuego. Los últimos modelos de barreras utilizan telas resistentes al fuego sobre un interior enfriado por agua que hace la barrera más durable y reutilizable. El agua se bombea de los barcos que proporcionan mantenimiento a la barrera. En algunos casos, especialmente cuando la longitud de la barrera a prueba de fuego es limitada, se pueden usar en sus dos extremos las barreras convencionales como extensiones.

8.3.2 Dispositivos de encendido

Un buen sistema de ignición debe tener las siguientes características:

- Producir una fuente fiable de calor que ocasiona la rápida vaporización de una capa circundante de petróleo sin dejar que el petróleo se aleje del deflagrador.
- Debe ser seguro y fácil de manejar, sencillo en el diseño, con exigencias mínimas para almacenamiento y transporte, y con una vida útil prolongada después de períodos prolongados de almacenamiento.

Por razones de seguridad, los pilotos de aeronaves generalmente prefieren trabajar con sistemas de ignición que no requieren el encendido de mechas dentro de la aeronave, soltando el dispositivo con la mano desde una ventanilla o portezuela abierta.

En el mercado se encuentran disponibles dos tipos de sistemas de ignición: los que se aplican desde una embarcación o desde la costa, y los que se aplican desde helicópteros. Los dos tipos se indican en la Tabla 8-2.

Tabla 8-2 Dispositivos de encendido

Despliegue	Dispositivo de encendido
Desde la superficie	• Antorcha de propano o butano • Combustible gelatinoso aplicado manualmente
Desde el aire	• Combustible gelatinoso aplicado desde un helicóptero, conocido comúnmente como heli-tea o heli-antorcha

8.4 Operaciones de quema

En las operaciones de quema in situ del producto derramado se necesitan generalmente dos embarcaciones para el remolque de la barrera a prueba de fuego (Figura 8-3). También se requieren una o dos embarcaciones adicionales para brindar apoyo logístico como transporte de personal y recuperación de residuos. Se debe utilizar también una aeronave de observación para ayudar en la localización de las capas de petróleo, para dirigir las operaciones del manejo de la barrera y colaborar con la vigilancia para el cumplimiento de las normas de seguridad industrial. Además, se recomienda la permanencia de embarcaciones contra incendio en el lugar de las operaciones por si se encienden fuegos secundarios.

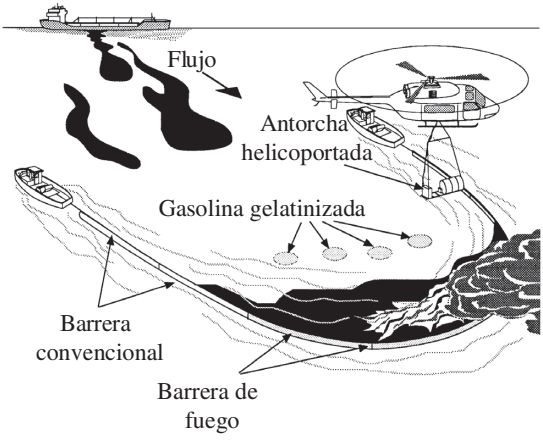


Figura 8-3 Operación típica de quema in situ de producto derramado

El transporte y despliegue de las barreras de contención de fuego no presentan diferencias significativas con las barreras convencionales de contención de petróleo derramado. Algunas barreras de fuego se almacenan en carretes y se pueden desplegar, recoger, y almacenar nuevamente en los mismos. Siempre y cuando los carretes tengan el tamaño apropiado, las barreras pueden ser transportadas en diversos tipos de aeronaves.

Otras barreras de fuego se almacenan en soportes que se bajan en el agua durante su despliegue para que los remolcadores las saquen de los soportes. La barrera de fuego es mucho más pesada que la mayoría de las otras barreras, lo que dificulta su manejo

fuera del agua. Los soportes no caben en muchos tipos de aeronaves y a veces hay que empacar nuevamente estas barreras para transportarlas en aeronaves.

Cualquiera de estas barreras está sometida a daños graves durante la operación de quema y su retiro puede resultar difícil. El petróleo puede penetrar profundamente y remojar el interior de las barreras. Su retiro y colocación en las cubiertas de las embarcaciones puede ser un trabajo sucio. Aunque las operaciones de recogida de las barreras a prueba de fuego pueden ser difíciles, hay que compararlas con la dificultad del manejo de los "skimmers", mangueras de transferencia y recipientes de almacenaje durante las operaciones tradicionales de recuperación del petróleo derramado, utilizando medios mecánicos.

8.5 Informe de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Para poder prender y quemar una capa de petróleo se necesitan varias clases de equipo.

Tabla 8-3 Lista de equipo/material para la quema in situ de producto derramado

Equipo	Uso
Barrera a prueba de fuego	Para contener la capa de petróleo
Cabo	Para las operaciones de remolque
Cable	Para las operaciones de remolque
Barrera convencional	Para contener la capa de petróleo
Embarcaciones	Para las operaciones de quema del petróleo derramado, despliegue de barreras y contra incendio
Antorchas para uso con helicópteros o heli-teas	Para las operaciones de quema del petróleo derramado
Dispositivo de encendido manual	Para las operaciones de quema del petróleo derramado
Combustible gelatinoso	Para las operaciones de quema del petróleo derramado
Embarcaciones	Para las operaciones de quema del petróleo derramado y despliegue de barreras
Aeronaves de ala fija	Para ayudar a encontrar las capas y operaciones de vigilancia

Equipo	Uso
Helicópteros	Para las operaciones de vigilancia e ignición de la capa de petróleo
Herramientas	Para preparar los dispositivos de ignición, las barreras y para hacer reparaciones
Radios	Para las comunicaciones entre embarcaciones / aeronaves
Monitor de aire	Para hacer pruebas de la calidad del aire
Cámaras de vídeo/imagen fija	Para labores de documentación
Sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés)	Para determinar la posición de las capas y documentar las operaciones

9 “Skimmers”

9

9.1 Introducción

Los “skimmers” (desnatadores/aspiradores/limpiadores de superficie) son artefactos mecánicos que retiran físicamente el petróleo libre o contenido en la superficie del agua. Son numerosas las clases de “skimmers” pero todos se pueden clasificar en cuatro categorías basadas en el principio utilizado para la recuperación del petróleo. Cada categoría contiene varios tipos de “skimmers” que se distinguen por sus mecanismos de recuperación del petróleo derramado (Tabla 9-1), así como por otros factores.

Es frecuente que los fabricantes ofrezcan diferentes tamaños o modelos del mismo tipo básico de “skimmer” y en muchos casos se pueden encontrar modelos viejos actualizados con versiones nuevas. Para un tipo determinado de “skimmer”, los diferentes fabricantes producen dispositivos similares, cada uno con su propio diseño. La información sobre el funcionamiento y los datos de operación que se presentan en la Sección 9.3 están basados en muchas décadas de experiencia de la industria petrolera. Sin embargo, esta información se suministra únicamente como base y regla general. La mejor fuente de datos e información sobre un “skimmer” específico es el fabricante. En la respuesta a los derrames la gente utiliza cualquier “skimmer” que esté disponible, por lo cual la presente información es más útil para la selección y compra de “skimmers” antes de cualquier respuesta a derrames.

Considerar cada “skimmer” en base a sus propios méritos y a las condiciones del derrame

Tabla 9-1 Tipos de “skimmer”

Categorías de “skimmer”	Ejemplos
“Skimmers” tipo vertedero	Sistemas de tornillo simple, avance, nivelado automático, barrena de tornillo integral, y sistemas de barrera/vertedero
“Skimmers” oleófilos de superficie (atraen el petróleo)	Tambor, disco, cabo fregona (trapeador), correa absorbente recogedora y cepillo
“Skimmers” hidrodinámicos	Chorro de agua, correa plana de sumersión y paleta rotatoria
Otros dispositivos	Correa de paletas, red barredera/barrera, “skimmers” de vacío

Las ventajas y desventajas de los “skimmers” mecánicos aparecen en la Tabla 9-2.

Tabla 9-2 Ventajas y desventajas de los “skimmers”

Ventajas	Desventajas
• Remoción física del petróleo del ecosistema acuático	• Tasas relativamente bajas de contención del petróleo derramado y proporción de aprovechamiento, especialmente en capas delgadas
• Disponible, prácticamente, en todos los depósitos de equipo	• A veces no resulta práctico el uso en alta mar y en corrientes fuertes
• Utilizable en todos los entornos con agua (bahías, ensenadas, etc.)	• Hay que planear considerable cantidad de equipo auxiliar y de apoyo
• Su uso está ampliamente aprobado	• Puede ser obstruido por escombros o hielo

9.2 Matriz para la selección de “skimmers”

El desempeño del “skimmer” se puede clasificar con base en tres niveles de viscosidad del petróleo (Figura 9-1).

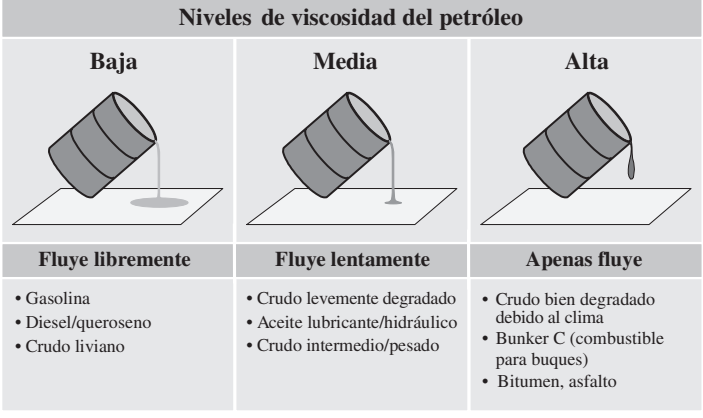


Figura 9-1 Rangos de viscosidad del petróleo

En esta sección se consideran también tres estados del mar (Tabla 9-3).

Tabla 9-3 Estados del mar

Condiciones de trabajo	Altura significativa de las olas pies (metros)	Velocidad del viento nudos (m/s)
Aguas tranquilas	<1 (<0,3)	<6 (<3)
Aguas protegidas	<3 (<1)	<16 (<8)
Alta mar	<6 (<2)	<21 (<10)

Los parámetros establecidos en la matriz para la selección de "skimmers" (Tabla 9-4) deben considerarse combinados con otros aspectos. La valoración de algunos criterios es independiente del tamaño del "skimmer" mientras que en otros criterios es directamente proporcional al tamaño. Así, los discos oleófilos, por ejemplo, funcionan deficientemente en medio de escombros, pero tienen alta eficiencia de recuperación (recogen poca agua) independiente del tamaño del disco o "skimmer" utilizado. Sin embargo, la tasa de recuperación y la adaptabilidad al uso en alta mar dependen directamente del tamaño del "skimmer". En cualquier caso, la calificación de "bueno" quiere decir que hay disponible una versión comercial de ese "skimmer" que proporcionará el rendimiento indicado. En las Secciones 9.3.1 a 9.3.15 se presenta una evaluación detallada de cada tipo de "skimmer".

Los usuarios deben estar concientes que un "skimmer" rara vez consigue la tasa nominal de recuperación de petróleo, y esto se debe a dificultades asociadas con situaciones cambiantes como la disminución en las capas del petróleo derramado.

La disponibilidad de tres características adicionales en los "skimmers" está indicada en las tres últimas líneas de la matriz:

- Se puede desplegar desde un barco existente que funcione como Embarcación de oportunidad o de ocasión para el sistema de "skimmer" (VOSS, por sus siglas en inglés)
- Se puede usar como "skimmer" de avance (algunos modelos están diseñados para ser remolcados en el agua)
- Disponible con almacenamiento (algunos modelos lo tienen incorporado)

Los "skimmers" estacionarios, p.ej., los que no son remolcados o de propulsión automática, se utilizan habitualmente dentro de las barreras de contención donde está el espesor máximo de las capas de petróleo derramado.

Tabla 9-4 Matriz para la selección de "skimmers"

		Tipo de "skimmer"														
		"Skimmers" de vertedero					"Skimmers" oleófilos						"Skimmers" de hidrodinámicos			*
		Vertedero sencillo	Vertedero de nivelación automática	Vertedero de tornillo en barrena	Vertedero de avance	Barrera de vertedero	Tambor	Disco	Cabo fregona	Cabo fregona de velocidad relativa cero	Correa absorbente recogedora	Cepillo	Chorro de agua	Correa plana de sumersión	Paleta rotatoria	Estado de mar
Entorno de operación	Alta mar	●	●	●	◑	◑	◑	◑	○	○	○	◑	●	●	◑	●
	Aguas protegidas	◑	●	●	○	○	○	○	○	○	○	○	◑	◑	○	○
	Aguas tranquilas	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Corriente fuerte (>0,5 m/s)	●	●	◑	○	◑	●	●	◑	●	◑	◑	◑	◑	◑	●
	Aguas poco profundas (<0,3 m)	○	◑	●	●	●	◑	◑	○	●	●	◑	●	◑	◑	○
	Escombros (Incluyendo hielo)	●	●	○	◑	●	◑	●	○	○	○	○	◑	◑	◑	○
Viscosidad del petróleo	Viscosidad alta	●	●	◑	●	●	◑	●	●	●	○	○	○	◑	◑	○
	Viscosidad media	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Viscosidad baja	○	○	◑	○	○	◑	◑	◑	◑	●	●	○	◑	○	◑
Características del "skimmer"	Porcentaje de petróleo/agua recogido **	●	◑	◑	◑	◑	○	○	○	○	◑	◑	◑	◑	◑	○
	Tasa de ecuperación	◑	●	●	◑	○	◑	◑	●	◑	◑	◑	●	◑	◑	◑
	Facilidad de despliegue	○	○	◑	◑	●	○	○	◑	○	○	○	◑	●	◑	◑
Disponible como VOSS (embarcación de ocasión para el sistema de "skimmer")		✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓		✓	✓			✓	✓
Disponible como "skimmer" de avance					✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓		✓
Disponible con almacenamiento					✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓

Clave ○ Bueno ◑ Regular ● Malo ✓ = Sí

* Otros dispositivos

** Porcentaje de petróleo/agua recogido = porcentaje de petróleo en el producto recogido

9

Las pautas siguientes deben facilitar la operación del “skimmer”:

- Para una utilización efectiva y eficiente, los “skimmers” que incorporan sistemas mecánicos relativamente complejos, como son los mecanismos rotatorios o movibles para recoger el petróleo, requieren operadores con experiencia.
- Los “skimmers” que se usan con bombas centrífugas pueden mezclar el petróleo y el agua para formar emulsiones que no se separan con facilidad; esto aumenta el volumen de líquido que hay que transportar.
- Los “skimmers” con bombas de barrena helicoidal se pueden utilizar para recoger escombros y petróleos de viscosidad alta.
- Los “skimmers” tipo vertedero tienen la tendencia de recoger cantidades significativas de agua, especialmente en áreas de olas.
- Los “skimmers” tipo vertedero funcionan mejor en capas gruesas de petróleo y en aguas tranquilas.
- Todos los “skimmers” recogen agua y puede ser necesario separar los líquidos recogidos.
- La operación nocturna segura y efectiva necesita alumbrado con lámparas de alta intensidad para iluminar la zona de trabajo.

Al usar la matriz para la selección de “skimmers” se deben seguir los siguientes pasos:

Paso 1 Identificar el entorno en el que se utilizará el “skimmer”. En general, éstos se excluyen mutuamente. Se deben escoger “skimmers” que funcionen bien en el entorno existente (buena calificación o ○).

Paso 2 Identificar el tipo de petróleo que el “skimmer” ha de recoger. De los “skimmers” identificados en el Paso 1, seleccionar los que tengan una buena calificación (○) para la viscosidad del petróleo en cuestión.

Paso 3 Escoger los criterios aplicables y más importantes de selección y hacer con ellos una lista en orden de prioridad. De los “skimmers” que pasaron los pasos 1 y 2, elegir los de calificación más alta en los criterios de mayor importancia.

Después de identificar uno o más tipos apropiados de “skimmers” para su caso en particular, consulte el *“World Catalog of Spill Response Products” [Catálogo mundial de productos para la respuesta a derrames de petróleo], el “International Oil Spill Control Directory” [Directorio internacional de control a derrames de petróleo]* u otras publicaciones similares, para identificar proveedores potenciales y comparar las especificaciones del equipo.

9.2.1 Ejemplo de selección de "skimmers"

Supongamos que se necesita un "skimmer" para trabajar en una zona costa afuera con muchos escombros. Después de 24 horas de degradación debido al clima, el petróleo tendrá una viscosidad entre media y alta. El "skimmer" debe tener incorporada una capacidad grande de almacenaje para poder operar por períodos largos sin regresar a tierra para descargar el petróleo recuperado. El petróleo recogido debe estar relativamente libre de agua para ahorrar capacidad de almacenaje.

Paso 1 En la matriz se puede observar que los siguientes "skimmers" tienen una buena calificación en alta mar y en presencia de escombros:

Cabo fregona
Cabo fregona tipo ZRV (de velocidad relativa cero)
Correa absorbente recogedora

Paso 2 De los "skmimmers", la correa absorbente recogedora es la más apropiada para recoger petróleos de viscosidad alta aunque los "skimmers" de cabo fregona y los "skimmers" de cabo fregona ZRV dan un buen rendimiento para petróleos de viscosidad media.

Correa absorbente recogedora
Cabo fregona
Cabo fregona ZRV

Paso 3 Se debe escoger un "skimmer" con depósito integrado de almacenamiento para el petróleo:

Correa absorbente recogedora
Cabo fregona ZRV

El "skimmer" de correa absorbente recogedora sería la mejor selección porque el petróleo se degradará (debido al clima) y se pondrá muy viscoso.

9.3 Información detallada sobre los tipos de "skimmers"

En las páginas siguientes se presenta información detallada sobre la operación y las características de desempeño de cada uno de los tipos de "skimmers" que se indican en la lista de la Tabla 9-4.

9.3.1 Vertedero sencillo

Principio de operación

El petróleo corre sobre un simple labio del vertedero y se recoge en un sumidero. El agua sale por orificios situados por debajo del vertedero. Algunos modelos tienen incorporada una bomba y otros funcionan con una bomba situada a distancia.

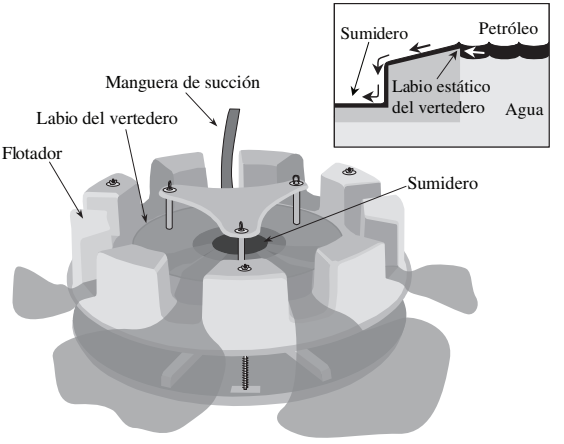


Figura 9-2 "Skimmer" de vertedero sencillo

9

Clave: A Bueno X Regular ● Malo

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	●

Los "skimmers" de vertedero sencillo funcionan bien en capas gruesas de petróleo crudo liviano y fresco. No obstante, las ondas reflejadas dentro de las barreras de contención, en combinación con capas de petróleo delgadas, pueden dar como resultado una absorción alta de agua. Una vez que el petróleo se mezcle con los escombros, se pueden taponar los "skimmers" tipo vertedero.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	●	●

Como estos "skimmers" recogen grandes cantidades de agua, se debe evitar la transferencia con bombas centrífugas porque se puede formar una emulsión de agua y petróleo. Cuando las bombas están situadas a distancia del "skimmer", se prefieren las bombas de diafragma o las peristálticas.

Ventajas	Desventajas
• Apropiados para aguas poco profundas • Diseño sencillo/buena fiabilidad • Con frecuencia, son compactos • Son fáciles de desplegar y operar • Muy livianos	• El vertedero se puede inclinar, parar de operar o funcionar con deficiencias si la conexión de la manguera de succión o el "skimmer" tocan el fondo • Se pueden taponar con los escombros • No recuperan petróleo de viscosidad alta • Las bombas centrífugas causan la emulsificación del petróleo y el agua (se pueden usar con otros tipos de bombas)

9.3.2 Vertedero de nivelación automática

Principio de operación

Como los vertederos sencillos, estos mecanismos recogen capas moderadas de la parte superior de la mancha de petróleo. Sin embargo, el vertedero de nivelación automática dispone de un sistema para ajustar su propia altura. En los ejemplos a continuación, la altura del vertedero cambia al aumentar o disminuir la tasa de bombeo y cambia también el nivel de líquido en el sumidero.

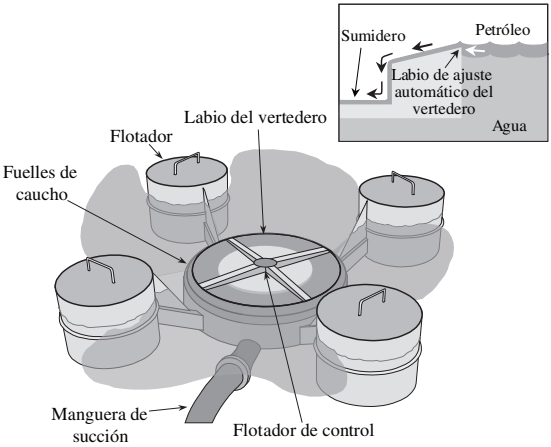


Figura 9-3 Vertedero de nivelación automática

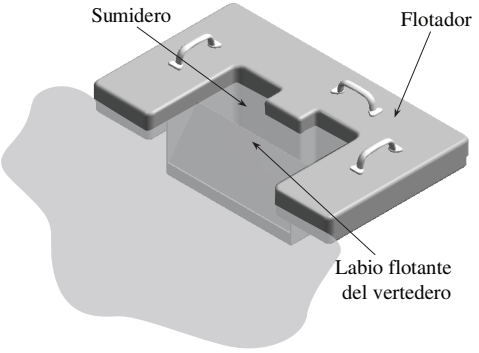


Figura 9-4 Vertedero de nivelación automática

9

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	●

En general, los "skimmers" de vertedero de nivelación automática son más efectivos que los de vertedero sencillo. La tasa de recuperación de líquido depende de la capacidad de descarga de la bomba; sin embargo, no son efectivos cuando el petróleo es demasiado viscoso como para fluir sobre el vertedero.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	●	X

El flujo de petróleo sobre un vertedero de nivelado automático se puede optimizar ajustando la velocidad de la bomba y/o ajustando una válvula en la línea de succión o ajustando los elevadores hidráulicos o de aire para controlar la altura del vertedero. Es fácil medir el tiempo de la fase de recogida de petróleo en un recipiente de almacenamiento para garantizar tasas óptimas de flujo. En las capas delgadas de petróleo se espera tener un contenido de agua relativamente alto (≤0,15 pulgadas o varios milímetros).

Ventajas	Desventajas
• Puede operar en aguas poco profundas • Diseño sencillo/buena fiabilidad • Son fáciles de desplegar y operar • Algunos modelos tienen mallas para detener los escombros	• Limitados a las aguas tranquilas • Se pueden inclinar o parar de operar si la manguera de succión o la base del “skimmer” tocan el fondo • No toleran petróleos pesados; los escombros taponan el vertedero • Los modelos con bombas centrífugas emulsionan los líquidos recogidos • Los fuelles de goma en algunos modelos se deterioran con el tiempo

9.3.3 Vertedero de tornillo en barrena

Principio de operación

Un vertedero sencillo recoge la capa superior de líquido y lo vierte en una tolva conectada directamente a una bomba reversible de barrena que puede ser horizontal (ver recuadro a continuación de la Figura 9-5) o vertical (Figura 9-5). Algunos modelos más nuevos utilizan un vertedero de nivelado automático. La bomba espiral propulsa, y es limpiada por, un limpiador rotatorio. El limpiador, sólidamente fijo, precinta el tornillo y puede crear una altura de carga positiva en la descarga de la bomba. Es de anotar que algunos tipos distintos de “skimmers” como los sistemas de correa y cepillo, utilizan una bomba de barrena para la transferencia del líquido recogido y no como parte integral del mecanismo de recuperación.

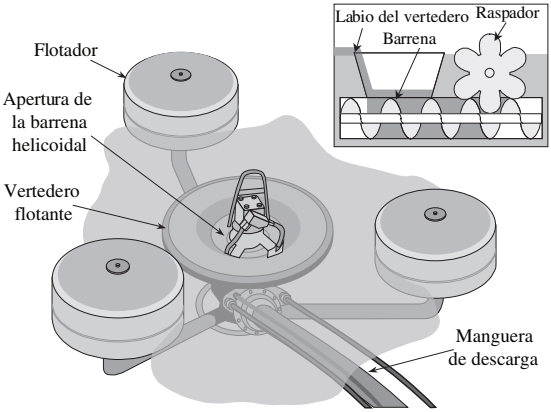


Figura 9-5 Vertedero de tornillo en barrena

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	X

Los vertederos de tornillo en barrena pueden recuperar petróleos pesados y viscosos; no obstante, el petróleo debe fluir libremente para que estos "skimmers" funcionen bien. Puede ser que algunos petróleos pesados (viscosos) no fluyan con facilidad sobre el vertedero. Estos "skimmers" también son adecuados para procesar escombros.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	A	X

Se deben esperar porcentajes altos de agua recogida (70 a 90%) y hay que considerar el uso de equipo temporal para almacenaje/separación.

Ventajas	Desventajas
• Pueden operar en aguas poco profundas • Capaces de bombear petróleos de viscosidad alta, mezclados con escombros, p.ej., algas, hielo y trozos de madera • La bomba de barrena helicoidal no necesita cebadura ni forma emulsiones de petróleo/agua • Son fáciles de desplegar y operar	• Limitados a aguas tranquilas y protegidas con derrames de petróleos pesados y viscosos • El rendimiento disminuye en aguas picadas o con petróleos de viscosidad baja • Los petróleos pesados que no fluyen sobre el labio del vertedero deben ser empujados manualmente hacia la tolva de recogida • Pueden desarrollar una contrapresión alta en la línea de descarga

9.3.4 Vertedero de avance

Principio de operación

Existen varias clases de “skimmers” con vertedero de avance con características similares. En la mayoría de ellos, un labio inicial del vertedero avanza a través de la capa de petróleo dejando pasar el agua y el petróleo a una cámara de recogida/separación donde el petróleo se bombea desde la superficie. El agua se elimina a través de los orificios ubicados al inferior. Algunos modelos, como el de la Figura 9-6, incorporan chorros de agua para inducir el paso del flujo de petróleo por encima del labio del vertedero. Otros “skimmers” con vertedero de avance utilizan impulsores o descargadores para trasladar el petróleo.

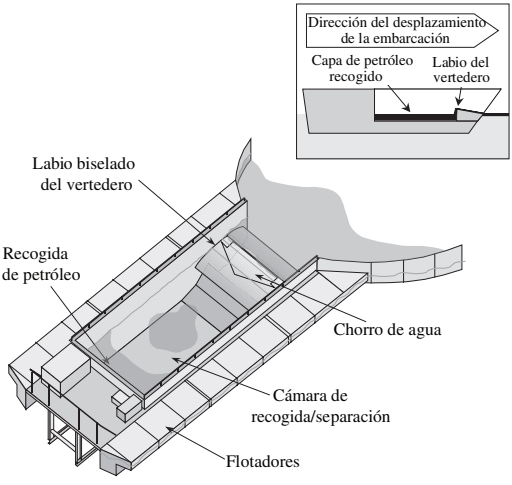


Figura 9-6 “Skimmer” con vertedero de avance

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	●

Los “skimmers” con vertedero de avance utilizan con frecuencia un flujo de agua inducido para empujar el petróleo a la zona de retención/recogida. Estas unidades alcanzan altas tasas de recogida en aguas tranquilas y con petróleos de viscosidad entre baja y media.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
De avance	Tranquilo/ protegido	X	X

Las tasas máximas de recogida se obtienen cuando el ángulo de flujo del agua es bajo, p.ej., cuando está dirigido casi directamente atrás (hacia la popa de la embarcación). Los sistemas con vertedero de avance que no incluyen mecanismos de flujo de agua inducida, presentan con frecuencia dificultades en el mantenimiento del flujo continuo de petróleo hacia el “skimmer”.

Ventajas	Desventajas
• Funcionan bien en capas gruesas de petróleo de viscosidad baja y media • Pueden tolerar algunos escombros • Poca recuperación de agua porque permiten que el agua fluya a través de la cámara de recogida • Debido al diseño de chorro de agua/vertedero, pueden operar en condiciones más difíciles que el “skimmer” típico de vertedero	• No son efectivos en petróleos de alta viscosidad • Se limitan a aguas tranquilas o protegidas • Problemas de procesamiento con escombros grandes • La inducción de chorro es afectada por las olas y corrientes • Las unidades sin mecanismos de agua inducidos no pueden mantener un flujo continuo

9.3.5 Barrera de vertedero

Principio de operación

La barrera se remolca en forma de curva catenaria hacia una capa de petróleo, o se deja anclada para que el petróleo llegue hasta ella, arrastrado por una corriente de agua o viento. En el ápice de la configuración de la barrera se construyen vertederos para desnatar con hendiduras horizontales en secciones. El petróleo recogido se bombea a una embarcación para su almacenamiento. Existen varios modelos que incluyen unidades de una sola embarcación con barredores laterales soportados por barreras, así como sistemas más pequeños diseñados para uso en las costas y puertos. Aunque el modelo del dibujo a continuación tiene una cámara de lastre llena de agua y un flotador de inflado, hay también barreras de vertedero con flotadores internos de espuma y faldones convencionales.

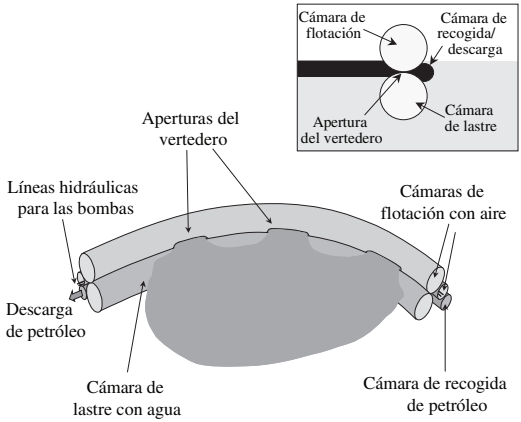


Figura 9-7 "Skimmer" con barrera de vertedero

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	●

En general, los “skimmers” con barrera de vertedero se usan para recoger petróleo de viscosidad baja a media. Aunque son más efectivos para recoger capas gruesas de petróleo, las barreras de vertedero se pueden utilizar para concentrar y recuperar capas delgadas de petróleo. Estos “skimmers” requieren generalmente aguas de 4 a 5 pies (1,2 a 1,5 metros) de profundidad y deben ser remolcados a velocidades menores de un nudo (0,5 m/s).

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
De avance	Tranquilo/ protegido	●	X

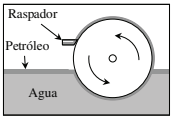
A veces, los “skimmers” con barrera de vertedero son difíciles de desplegar, manejar y recoger. Recogen grandes cantidades de agua, por lo cual, cuando están en uso, hay que prever el almacenaje temporal y/o uso de separadores de petróleo/agua. Cuando los “skimmers” con barrera de vertedero se usan para derrames en aguas costeras, suelen presentarse problemas en su despliegue. Las barreras de vertedero tienen bajas tasas de recogida de petróleo en capas delgadas.

Ventajas	Desventajas
• Pueden tolerar escombros de tamaño pequeño • Altas tasas de recogida • Buena capacidad para seguir las olas • Algunos modelos antiguos fueron diseñados para caber dentro de recipientes que se despliegan con aire • Separadores de petróleo/ agua integrados en algunos de los modelos antiguos	• Limitados a aguas tranquilas y protegidas y a capas gruesas de petróleo • Requieren aguas de 4–5 pies (1,2–1,5 metros) de profundidad • En general, demuestran poca eficiencia en la recogida • Pueden ser difíciles de desplegar y recoger • Son mecánicamente complejos • Algunos modelos incluyen bombas que emulsionan el petróleo • La apertura del vertedero puede ser difícil de mantener en su nivel óptimo • Recogen grandes cantidades de agua

9.3.6 Tambor

Principio de operación

Uno o más tambores oleófilos giran hacia abajo dentro de la capa de petróleo, propulsados por motores hidráulicos, neumáticos o eléctricos. El petróleo recuperado se elimina raspando de los tambores hacia una tolva y, en algunos modelos, a un sumidero. Se dispone de bombas de descarga externas o a bordo. Algunos de los "skimmers" más nuevos vienen con un mecanismo que permite al operador ajustar la profundidad de inmersión del tambor.



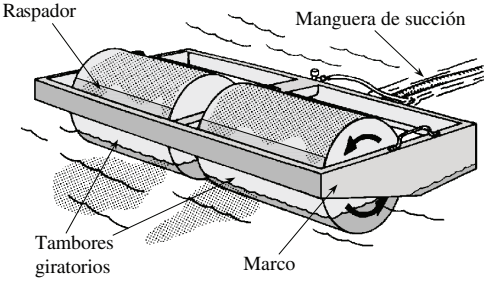


Figura 9-8 "Skimmer" de tambor

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	X

En petróleos de viscosidad media la tasa máxima de recuperación se obtiene con velocidades de rotación cercanas a 40 revoluciones por minuto (rpm). Al reducir la velocidad de rotación a 20 rpm, usualmente se mejora en un 10% el contenido de petróleo en el líquido recuperado pero a su vez la cantidad recogida disminuye 50%.

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo/ protegido	X	A

A menudo, las olas disminuyen sustancialmente la tasa de recuperación de los "skimmers" de tambor que no están montados sobre una embarcación, por eso se recomienda su operación en aguas tranquilas.

Ventajas	Desventajas
• Las unidades pequeñas pueden ser operadas en aguas poco profundas • Diseño sencillo/buena fiabilidad • A menudo son compactos, aún con bomba a bordo • Muchos de los modelos pueden ser levantados apenas por 2 personas • Alta relación de recogida de petróleo/agua • Pueden tolerar algunos escombros • Se pueden usar en aguas tranquilas, puertos y en algunas aplicaciones costa afuera	• Se limitan a aguas tranquilas y protegidas • No recogen petróleos solidificados/de viscosidad alta, por las dificultades de bombeo/flujo del petróleo • No recuperan petróleos tratados con agentes dispersantes • Puede resultar en una baja tasa de recuperación en capas delgadas de petróleo si el agua del tambor humedece el "skimmer" • Capacidad limitada del sumidero

9.3.7 Disco

Principio de operación

Se instalan bancos de discos oleófilos en configuraciones lineales (p.ej., una sola fila), triangulares (3 bancos de discos), circulares (“toroidal”) o cuadradas (4 bancos de discos). Cada grupo de discos gira hacia abajo dentro del petróleo por medio de motores hidráulicos, neumáticos o eléctricos. Los raspadores de PVC o aluminio retiran el petróleo de los discos y lo hacen fluir por tubos o directamente a un sumidero. Algunos de los “skimmers” más pequeños tienen bombas de descarga externas mientras otros modelos llevan las bombas a bordo.

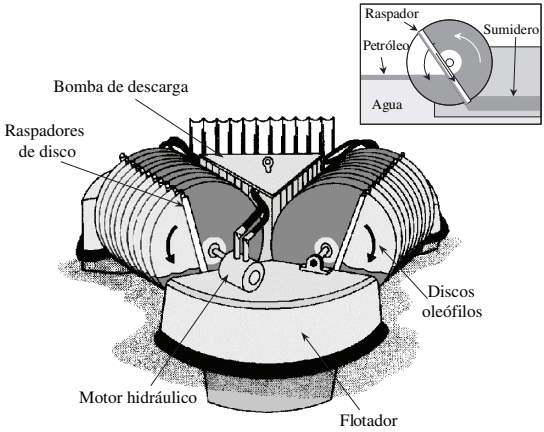


Figura 9-9 “Skimmer” de discos

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	●

Los “skimmers” de discos recuperan líquidos que contienen un porcentaje alto de petróleo, pero se pueden taponar con los escombros. Los tubos de bajada, raspadores y discos se deben limpiar con frecuencia aún cuando el agua parezca estar libre de escombros.

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo/ protegido	●	A

Para la mayoría de los petróleos, la tasa de recuperación de petróleo es óptima a una velocidad aproximada de rotación de los discos de 40 rpm. Los petróleos livianos, p.ej., el diesel, pueden necesitar de revoluciones por minuto más bajas para reducir la recogida de agua. La operación de estos "skimmers" es óptima en aguas tranquilas o en condiciones de olas pequeñas pero su eficiencia se deteriora si el agua golpea contra los discos o el cuerpo del "skimmer".

Ventajas	Desventajas
• Las unidades pequeñas pueden ser operadas en aguas poco profundas • Pocas partes móviles, buena fiabilidad • Con frecuencia, son compactos • Los modelos con bomba a bordo funcionan bien • Las unidades más pequeñas pueden ser levantadas por 2 a 3 personas • Alta relación de recogida de petróleo/agua • Se puede recuperar el petróleo en todas las direcciones con los modelos de 3 y 4 bancos de discos y los de bancos circulares • Se pueden usar en aguas tranquilas, protegidas y en algunas aplicaciones costa afuera	• Limitados a las aguas tranquilas • Los raspadores se pueden taponar con los escombros • No recuperan petróleos solidificados/de viscosidad alta • No recuperan petróleos tratados con agentes dispersantes • Los tubos de bajada se pueden taponar con los petróleos pesados

9.3.8 Cabo fregona

Principio de operación

Se pasan cabos sencillos o múltiples de fibra de polietileno a través de la capa de petróleo, por medio de rodillos que son a su vez exprimidores. El cabo fregona exprimido pasa continuamente sobre la capa de petróleo, repitiendo el ciclo. El petróleo recuperado se recoge debajo del ensamblaje del exprimidor o se bombea con una manguera de succión. Algunos modelos requieren una polea de retorno mientras que los que operan verticalmente lo hacen simplemente suspendidos por encima de la capa de petróleo para que el cabo fregona se mantenga en contacto con el petróleo.

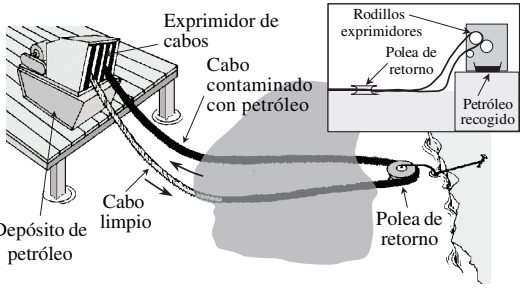


Figura 9-10 "Skimmer" de cabo fregona

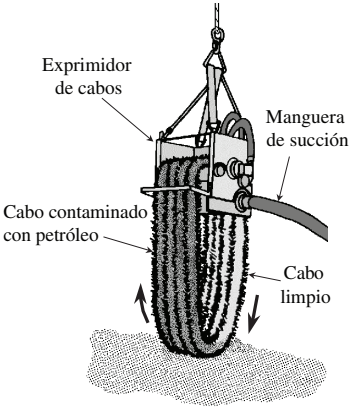


Figura 9-11 "Skimmer" de cabo fregona vertical

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	●

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Todos	A	A

En general, los "skimmers" de cabo fregona funcionan mejor en climas templados (>68°F ó >20°C) y en petróleos de viscosidad media que se adhieren al cabo fregona. La operación en climas fríos y con petróleos livianos es posible aunque el cabo fregona se puede congelar si la temperatura es baja y si el mecanismo recoge agua. El contenido de petróleo en el líquido recogido disminuye a medida que la velocidad del cabo fregona excede los 1,25 pies por segundo (0,4 metros por segundo).

Es factible la recuperación en olas pequeñas de 1 a 2 pies (30 a 60 centímetros). Si el petróleo está emulsionado y viscoso, los hilos del cabo fregona se pueden apelmasar y atascar el ensamblaje del exprimidor. Frecuentemente, las tasas de recuperación de petróleos livianos como el diesel son bajas.

Ventajas	Desventajas
• Eficaces en mar tranquilo, mar protegido, y alta mar (masas grandes de agua) • Pueden operar en cualquier profundidad de agua (y sobre parches secos) • Buenas tasas de recuperación para petróleos de viscosidad media • Alcance amplio y efectivo • Pueden tolerar muchos escombros • El cabo puede recuperar petróleo en aguas de corrientes suaves • Puede operar en hielo fracturado	• Los cabos y los rodillos exprimidores se pueden desgastar si el petróleo está mezclado con arena • Ineficientes, a no ser que el petróleo esté confinado o recogido • Requieren puntos/líneas de amarre para la polea de retorno (únicamente en los modelos horizontales) • Puede ser necesario modificar la posición de la polea de retorno cuando cambia la marea • No son efectivos en petróleos de alta viscosidad

9.3.9 Cabo fregona de velocidad relativa cero (ZRV, por sus siglas en inglés)

Principio de operación

La configuración normal de un “skimmer” de cabo fregona ZRV consiste en una serie de cabos oleófilos montados y que se halan entre el casco de una embarcación tipo catamarán de propulsión automática. Los cabos fregona funcionan de forma que se ponen en contacto con la superficie del petróleo/agua a la misma velocidad a la cual la embarcación hace contacto con las capas de petróleo, resultando en una velocidad relativa de cero entre los cabos fregona y el petróleo. Por lo tanto, el “skimmer” de cabo fregona ZRV es eficaz en las corrientes fuertes. Los rodillos accionados por medios hidráulicos exprimen los cabos fregona cargados de petróleo. Estos “skimmers” tienen que avanzar a través de las capas de petróleo, porque no funcionan bien en modalidad estacionaria. El petróleo recogido se almacena a bordo de la embarcación hasta que se descargue.

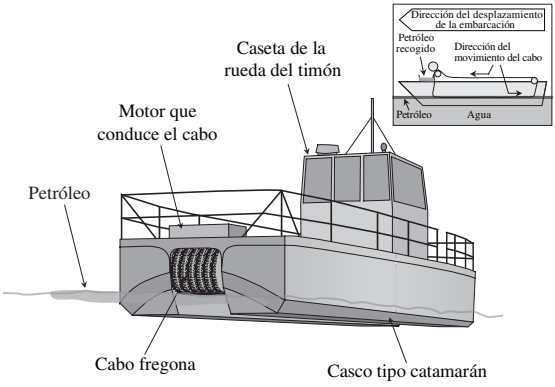


Figura 9-12 “Skimmer” de cabo fregona ZRV

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	●

En general, los “skimmers” de cabo fregona ZRV funcionan mejor en climas templados (>68°F ó >20°C) y en petróleos de viscosidad media que se adhieren al cabo fregona. La operación en climas más fríos y con petróleos más livianos es posible aunque los cabos fregona se pueden congelar a temperaturas por debajo de los 32°F (0°C).

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
De avance	Abierto	A	A

Es factible la recuperación del petróleo en olas pequeñas de 1 a 2 pies (30 a 60 centímetros). Si el petróleo está emulsionado y viscoso (Bunker C, crudo degradado debido al clima) los hilos del cabo fregona se pueden apelmasar y atascar el ensamblaje del exprimidor. Con petróleos livianos pueden esperarse tasas de recuperación bajas.

Los “skimmers” ZRV pueden operar a velocidades hasta de 3 nudos (5,5 kilómetros/hora).

Ventajas	Desventajas
• Eficaces en aguas tranquilas y protegidas • Buena recuperación de petróleo en capas de más de ¼ de pulgada (6 milímetros), p.ej., en ensenadas o cerca de los bordes de hielo • Buena relación de recogida de petróleo/agua • Almacenaje de petróleo a bordo • En general, cuentan con buenas condiciones de trabajo para la tripulación	• La mayoría de los modelos requieren aguas de más de 3 pies (1 metro) de profundidad • Difíciles de transportar a zonas remotas • Para algunas clases de petróleo, una parte puede fluir por los cabos fregona y quedarse sin recoger

9.3.10 Correa absorbente recogedora

Principio de operación

A través de la capa de petróleo avanza una correa oleófila inclinada de forma que el petróleo y los escombros se transporten hacia la parte superior de la correa. Los escombros recogidos se retiran por raspado y el petróleo que se adhiere a la correa se remueve al exprimirla. Algunos modelos tienen una bomba de inducción ubicada detrás de la correa semi-porosa justo por debajo de la línea de flotación. El impulsor de la bomba hace pasar al líquido por entre la correa, forzando de esta manera el petróleo sobre la correa y a través de ella.

Se han diseñado "skimmers" de correa con y sin absorbentes que dependen de una correa que baja al agua. La correa de movimiento descendente se describe en la Sección 9.3.13 bajo la denominación de "skimmer" de correa plana de sumersión.

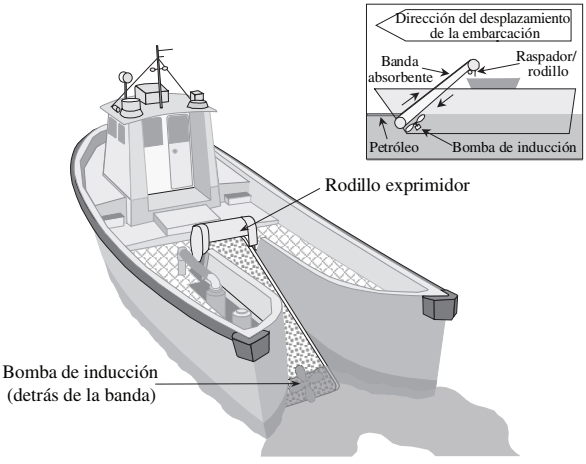


Figura 9-13 Correa absorbente recogedora

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
●	A	A

Los “skimmers” de correa absorbente rinden buenas tasas de recogida tanto para petróleos frescos y viscosos como para petróleos llenos de residuos. Pueden recoger capas muy delgadas con un brillo claro, pero el porcentaje de petróleo recogido es bajo.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria/ de avance	Todos	A	X

Las barcazas de propulsión automática acopladas con “skimmers” de correa pueden ser efectivas en operaciones de recuperación cercanas a la costa, debido a su movilidad, altas tasas de recuperación y capacidad de almacenaje. Con algunos tipos de “skimmers” de correa el porcentaje de petróleo recuperado es bajo pero, en algunos modelos, los tanques calentados permiten la separación del agua recuperada del petróleo y su decantación.

Ventajas	Desventajas
• Eficaces en mar tranquilo, mar protegido, y alta mar (masas grandes de agua) • Algunos tipos permiten la recogida de escombros • Alta tasa de recuperación de petróleo • Los modelos grandes, de propulsión automática, cuentan con almacenaje a bordo • Los modelos de propulsión automática se pueden desplegar a sitios lejanos • Recuperan petróleos de viscosidad alta • Efectivos para una amplia gama de petróleos • Se pueden desarmar para transportarlos	• Las unidades de mayor tamaño no pueden operar en aguas poco profundas • La operación de los modelos más grandes requiere marineros calificados • La mecánica de algunos modelos es complicada y el mantenimiento es difícil • En algunos casos el ensamblaje exige mecánicos con experiencia y equipo de levantamiento • En algunos modelos, la vida útil de la correa es relativamente corta. Con algunas clases de petróleo, una parte puede fluir a través de la correa y flotar tras los “skimmers”

9.3.11 Cepillo

Principio de operación

Los cepillos apretados pueden recoger el petróleo que se retira luego por un raspador en forma de peine antes de ser llevado al depósito. En algunos modelos pequeños los cepillos van montados sobre un tambor. La mayoría de los modelos grandes utilizan múltiples cadenas lineales que se despliegan desde un lado (como se muestra a continuación) o desde la proa de una embarcación o embarcación de ocasión. Los recolectores laterales requieren una grúa de brazo horizontal, varios cables y almacenaje a bordo, y generalmente están montados en embarcaciones existentes usadas para otros fines que se utilizan en la respuesta a derrames de petróleo o en operaciones contra incendio.

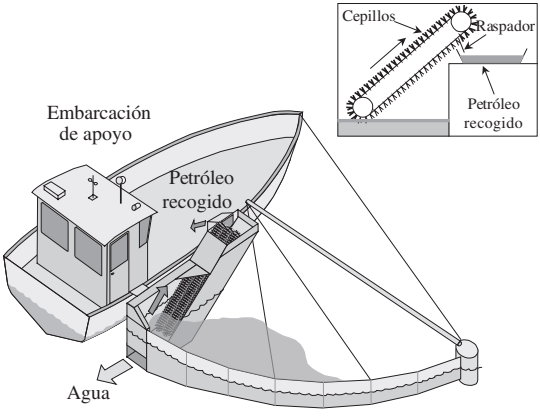


Figura 9-14 "Skimmer" de cepillo

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
●	A	A

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
De avance	Abierto	A	X

Los “skimmers” de cepillo funcionan de manera óptima con petróleos de viscosidad media y especialmente con aquellos de viscosidad alta, siempre y cuando se utilice una bomba adecuada para transferirlos al depósito. La tasa más alta de recuperación de productos viscosas ocurre cuando los tambores de cepillos trabajan aproximadamente a 20 revoluciones por minuto. Sin embargo, el porcentaje de petróleo recogido en el líquido recogido es mayor entre 5 y 10 rpm. El mayor contenido de petróleo se consigue a costa de la tasa de recuperación de petróleo derramado, la cual disminuye en proporción directa al descenso de las rpm.

Los cepillos lineales operan mejor a velocidades de 1 pie por segundo (0,3 metros por segundo). En general, su tolerancia a las olas es buena porque el agua fluye a través de los cepillos pero la respuesta del sistema completo de “skimmer” depende del buen estado de la plataforma de trabajo para hacerse a la mar. El movimiento excesivo de los paquetes de cepillos en las olas debido al cabeceo o balanceo de la embarcación reduce la tasa de recuperación del petróleo, especialmente cuando los paquetes de cepillos están montados en la proa (los colectores laterales son más comunes). La recuperación de los petróleos livianos como el diesel no es efectiva con la mayoría de los cepillos corrientes debido a la baja tasa de recuperación y al porcentaje de petróleo recuperado.

Ventajas	Desventajas
• Adecuados para petróleo emulsionado o degradado debido al clima • Diseño mecánico relativamente sencillo (p.ej., sistema de raspado con peines) • El flujo de petróleo hacia los cepillos no se ve afectado por las olas si las unidades están montadas en embarcaciones estables • Pueden tolerar algunos escombros	• Baja recogida de petróleos livianos • Posibles pérdidas de petróleo por debajo de las barreras de los colectores laterales • Los colectores montados en la proa se afectan por el movimiento de las embarcaciones/interferencia de las olas en la proa • No son efectivos en condiciones estacionarias

9.3.12 Chorros de agua

Principio de operación

Las boquillas instaladas en un tubo presurizado lanzan agua por aspersión sobre un vertedero inclinado. El agua arrastrada levanta y empuja el petróleo hacia el labio del vertedero. Una vez sobre el labio del vertedero, el petróleo se contiene por medio de una barrera de contención, el sumidero del "skimmer" o cualquier otro sistema de recogida.

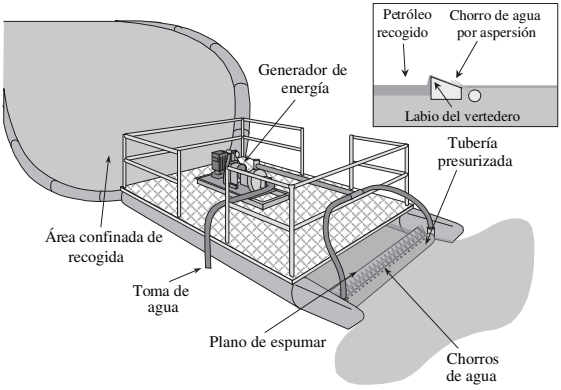


Figura 9-15 "Skimmer" de chorro de agua

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	A

El "skimmer" de chorros de agua funciona dirigiendo, confinando y concentrando las capas de petróleo en una barrera u otro espacio cerrado de donde el petróleo puede recuperarse con mayor facilidad. Como tal, este sistema de "skimmer" se usa normalmente en aguas tranquilas.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	X	X

El “skimmer” de chorro de agua puede concentrar una gama amplia de petróleos, sin embargo, los petróleos de viscosidad alta pueden ser difíciles de recuperar debido a problemas de bombeo.

Ventajas	Desventajas
• La barrera cerrada integral de algunos sistemas provee un amplio espacio de almacenaje • Se obtiene una buena separación de petróleo y agua en el área de depósito, si se permite suficiente tiempo de reposo antes del bombeo • Inducen el flujo de petróleo dentro del “skimmer” (incluyendo capas de zonas inaccesibles) • Los escombros pequeños no afectan su funcionamiento • Generalmente, una recogida cuidadosa no produce una emulsión pero hay casos cuando se necesita algún tiempo para permitir la separación	• El rendimiento es reducido en aguas picadas • Necesitan potencia suficiente para operar los chorros de agua • No funcionan bien en temperaturas próximas al punto de congelación • Es necesario recoger el petróleo del depósito usando un “skimmer” o a través de un sistema de vacío • En algunos modelos puede producir una emulsión del petróleo

9.3.13 Correa plana de sumersión

Principio de operación

A medida que el “skimmer” avanza, el petróleo es forzado hacia abajo por una correa plana o movible (Figura 9-16). Después de pasar la correa, la flotabilidad del petróleo lo hace subir hasta un pozo de recogida, desde donde se bombea a un depósito de almacenaje a bordo. El agua sale del pozo de recogida a través de una compuerta de control de flujo. De este tipo de “skimmer” se han diseñado variantes que incluyen elementos planos, porosos y oleófilos para las correas.

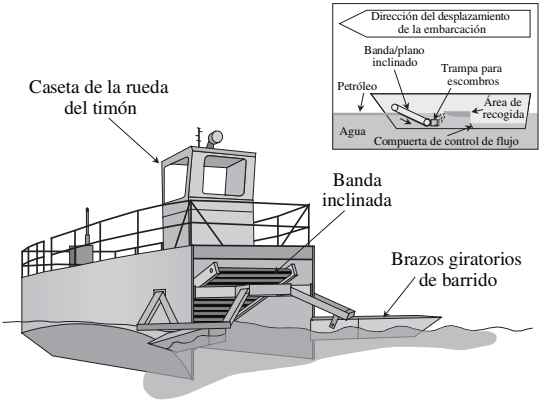


Figura 9-16 "Skimmer" de correa plana de sumersión

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	X

Los "skimmers" de correa plana de sumersión son efectivos para petróleos de viscosidad media. Se pueden operar en corrientes hasta de 3 nudos (hasta 1,5 m/s) con algunos modelos de correa plana de sumersión. Los petróleos de flotación neutral se pueden escapar por debajo del pozo de recogida y no ser recogidos.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
De avance	Abierto	X	X

Por la capacidad limitada de almacenaje a bordo en muchos de los modelos, el líquido recuperado tiene que ser bombeado a embarcaciones de apoyo. Estos "skimmers" pueden ser relativamente difíciles de mantener funcionando en buenas condiciones porque algunos de sus componentes son mecánicamente complejos.

Ventajas	Desventajas
• Adecuado para petróleos de viscosidad media • Puede tolerar algunos escombros	• Los residuos que pasan a través de la trampa para escombros pueden impedir la recuperación y hacer necesario un trabajo de recogida a bordo que puede ser sucio • Menos efectivo para los petróleos livianos y pesados • El rendimiento de las operaciones del "skimmer" se puede ver afectado por el movimiento del barco y el efecto de las olas en la proa

9.3.14 Paleta rotatoria

Principio de operación

Un rotor que lleva una serie de paletas gira debajo de la superficie del agua y dirige el petróleo hacia el labio del vertedero. El agua pasa entre las paletas y es descargada por debajo del "skimmer". El petróleo recogido se reúne en un sumidero y se bombea después a un almacenamiento remoto.

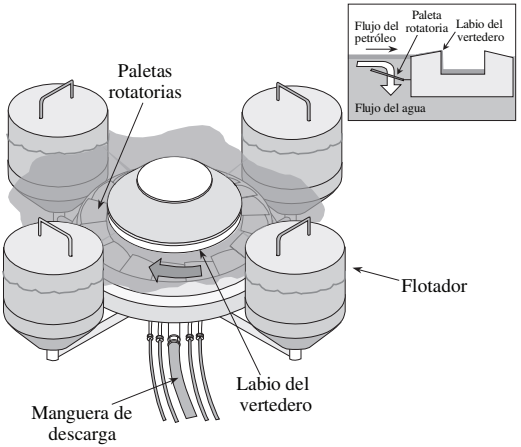


Figura 9-17 "Skimmer" de paleta rotatoria

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
A	A	X

Los “skimmers” de paletas rotatorias recogen productos derivados del petróleo de viscosidad baja a media. Los petróleos de viscosidad alta pasan por debajo del “skimmer” o se pueden acumular en los rotores.

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	X	X

Generalmente, los “skimmers” que inducen flujo para recoger petróleo son efectivos en capas gruesas de petróleos de viscosidad baja a media y en aguas tranquilas. Las olas pueden alterar el patrón de flujo deseado y evitar la entrada de petróleo al sistema.

Ventajas	Desventajas
• Pesa poco; se puede desplegar y recoger con facilidad • Es capaz de atraer petróleo a varios pies (1 metro) de distancia • Funciona mejor con petróleos gruesos y confinados • El contenedor de envío de una de las versiones sirve también como separador de petróleo/agua	• Si opera en capas gruesas de petróleo de viscosidad alta, la tasa de recogida es limitada a los modelos que utilizan una bomba situada en algún lugar a distancia • La tasa de bombeo ha de ser vigilada para evitar una alta recogida de agua porque la recogida de petróleo queda oculta por debajo del “skimmer” • Los escombros filamentosos largos, p.ej., algas, pueden taponar el rotor • Las olas y corrientes pueden interferir con las paletas

9.3.15 Correa de paletas

Principio de operación

Una serie de paletas montadas sobre una correa móvil gira hacia abajo y dentro de la capa y lleva el petróleo y el agua recogido contra un deflector colocado por debajo de la correa a un tanque de recogida/separación. La mezcla recogida se separa y el agua se elimina.

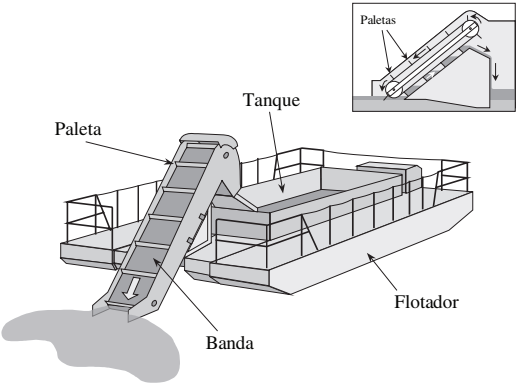


Figura 9-18 "Skimmer" de correa de paletas

Rendimiento esperado		
Petróleo de viscosidad baja	**Petróleo de viscosidad media**	**Petróleo de viscosidad alta**
X	A	A

Consideraciones de operación

Modalidad	Estado del mar	Tolerancia a los escombros	Porcentaje de recuperación de petróleo
Estacionaria	Tranquilo	A	A

Los “skimmers” de correa de paletas son apropiados para la recuperación de petróleos viscosos y escombros en aguas tranquilas. Si la correa se gira muy rápido o hay olas fuertes, estos “skimmers” recuperan cantidades grandes de agua.

Ventajas	Desventajas
• Efectivos en petróleos contenidos de viscosidad media o alta • Pueden tolerar la mayoría de escombros • Alta tasa de recuperación en capas gruesas de petróleo • Cabeza de espumar ajustable que permite el despliegue de la correa sobre las barreras	• Los modelos con placas perforadas se pueden taponar con los escombros filamentosos largos • Limitado a la recuperación de petróleos de viscosidad alta en aguas tranquilas • En capas delgadas, recoge un porcentaje alto de agua

9.4 Informe de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Existen numerosas clases de equipo necesario para realizar con éxito las operaciones de despliegue y mantenimiento de “skimmers”.

Tabla 9-5 Lista de equipo/material para los “skimmers”

Equipo	Uso
“Skimmers”	Para la recuperación del petróleo derramado
Barreras	Para la contención del petróleo derramado
Bombas/mangueras	Para la transferencia del producto derramado
Almacenamiento	Depósito temporal
Accesorios	Mangueras de conexión, bombas, “skimmers”
Herramientas	Para ensamblaje, reparaciones y mantenimiento
Cabo	Para colocación de los “skimmers”
Cable	Para colocación de los “skimmers”
Embarcaciones	Para despliegue/colocación de los “skimmers”
Generadores	Electricidad para luces, calefacción, comunicación
Reflectores	Para trabajos nocturnos
Separador petróleo-agua	Reducción de residuos contaminados
Agentes químicos para separar emulsiones	Para la separación del petróleo-agua
Aeronaves	Para localizar las capas y dirigir la posición de los “skimmers”
Sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés)	Para la posición de los “skimmers” y para actividades de documentación
Absorbentes	Para la limpieza de equipo
Equipo de protección	Para la protección del personal

10 Absorbentes

10.1 Introducción

Los absorbentes se utilizan para recoger pequeñas cantidades de petróleo por medio de la **ab**sorción que es la penetración del petróleo dentro del material absorbente, y/o de la **ad**sorción que es la adherencia del petróleo a la superficie del material absorbente. Para mejorar la recogida, la mayoría de los absorbentes son tanto oleófilos (que atraen el petróleo) como hidrófobos (que repelen el agua).

El uso de materiales absorbentes en los derrames grandes está limitado en general por cinco factores principales:

- La logística de la aplicación y recogida de los absorbentes en capas de petróleo muy extensas
- La naturaleza especialmente laboriosa de la operación
- Los costos relativamente altos (en comparación con el uso de "skimmers" pequeños)
- Tasas de recuperación relativamente bajas
- La gran cantidad de residuos sólidos generados

En general, el uso de absorbentes sólo es apropiado durante las etapas finales de una operación de limpieza o para ayudar en la recogida de capas de petróleo muy delgadas. Los absorbentes se pueden utilizar también para derrames secundarios, así como para proteger o limpiar áreas susceptibles como los sitios de desove de las tortugas o las ciénagas, donde está restringido el uso de otros métodos de limpieza por el daño que puedan ocasionar.

10.2 Criterios de selección

Todos los absorbentes son efectivos hasta cierto punto. Para optimizar la selección de un determinado producto absorbente, las propiedades de éste se deben analizar para cada caso con el fin de adaptarlo a las condiciones del derrame. Un absorbente puede ser útil para una situación y puede no ser deseable para otra. Sin embargo, en casos de emergencia se usará cualquier absorbente que se tenga a mano mientras se consigue aquel que sea preferible. A continuación se indica la lista de los parámetros que deben tenerse en cuenta.

10.2.1 Capacidad

- Tener propiedades oleófilas e hidrófobas.
- Tener una alta capacidad de absorber/adsorber petróleo/agua.
- Es frecuente que a la hora de usarlos en el campo, la capacidad del absorbente resulte menor que la indicada en los datos de prueba. No es extraño que sea necesario utilizar 25% más absorbente del previsto.

- La utilidad del material absorbente depende del tipo de petróleo derramado y de su grado de degradación debido al clima.

10.2.2 Tasa de absorción

- Los petróleos livianos se absorben con rapidez.
- El tiempo de absorción requerido para llegar a la saturación es mucho mayor para los petróleos viscosos.
- La tasa y efectividad de la absorción son proporcionales a la superficie del área del absorbente que está expuesta al petróleo.
- La tasa de recuperación disminuye a medida que la capa de petróleo se hace más delgada. Para mejorar el funcionamiento de los absorbentes se usan barreras que retienen y hacen más gruesa la capa de petróleo.

10.2.3 Flotabilidad

- Una flotabilidad alta permite a los absorbentes flotar por períodos prolongados de días o semanas aún estando saturados con agua o petróleo.
- Algunas fibras naturales como la paja y la turba tienen una flotabilidad alta inicial pero luego absorben mucha agua y se hunden.
- La flotabilidad excesiva puede reducir la eficiencia hasta el punto de que sea necesario forzar los absorbentes dentro del petróleo para saturarlos.

10.2.4 Retención de petróleo

- Algunos materiales absorbentes expulsan la mayor parte del petróleo cuando el absorbente saturado es levantado fuera del agua.

10.2.5 Efecto de los agentes dispersantes

- Los agentes dispersantes evitan que el petróleo se adhiera a la superficie oleófila del absorbente.

10.2.6 Usos apropiados

- Los vientos fuertes pueden hacer volar los absorbentes apelmazados y livianos [50 gramos a 200 gramos (2–7 onzas) por hoja] de la superficie del petróleo. En condiciones de viento son más efectivas dos o tres hojas superpuestas una sobre la otra.
- La distribución de absorbentes en el petróleo contenido por barreras puede ser efectiva para suprimir las olas y evitar que el petróleo escape por encima de la barrera.

10.2.7 Reutilización

- Los absorbentes utilizados pueden ser utilizados varias veces, disminuyendo así los residuos.
- Algunos absorbentes dan mejores resultados si están "imprimados" o previamente humedecidos con petróleo.
- La manipulación repetida, la necesidad de exprimidores y el almacenamiento en recipientes aumentan la dificultad de aplicar absorbentes reutilizables.

10.2.8 Facilidad de recogida

- La recuperación de absorbentes flotantes es muy difícil pero se puede llevar a cabo con técnicas de pesca (tales como el uso de redes para pesca con técnica de arrastre) o con algunos "skimmers" de correa siempre y cuando no sean propensos a atascarse.
- Los problemas de recogida eliminan el uso de absorbentes en partículas sueltas en el agua.

10.2.9 Biodegradabilidad

- En casos cuando es difícil de recuperar, el absorbente utilizado debe ser ecológicamente seguro y biodegradable.
- Los productos absorbentes que incorporan nutrientes pueden mejorar la biodegradación pero la necesidad de usar nutrientes debe ser determinada de forma que se evite la creación de un ambiente eutrófico.

10.2.10 Eliminación

- La selección de un absorbente debe tener en cuenta el plan final de eliminación.
- Usualmente, antes de proceder a eliminar los absorbentes, las instalaciones de eliminación de desechos (sea por entierro o incineración) deben ser aprobadas por las autoridades reguladoras.
- Las necesidades de bolsas y/o barriles para almacenar los absorbentes recuperados se deben calcular en base a la cantidad de absorbente por utilizar y en el volumen de petróleo que se espera absorber.
- Los absorbentes deben ser incinerables y no deben contener demasiada agua que impida su incineración.

La última edición del *"World Catalog of Oil Spill Response Products" [Catálogo mundial de productos para la respuesta a derrames de petróleo]* incluye una lista de materiales absorbentes disponibles y sus proveedores. También son útiles los resultados de las pruebas de absorbentes realizadas por Environment Canada (Environment Canada, 1991, que figuran en la Sección de Referencias seleccionadas del presente manual).

Los absorbentes se pueden clasificar en tres categorías principales de acuerdo con su composición:

- Sintético
- Orgánico
- Inorgánico

Los materiales sintéticos, tales como el polietileno y el polipropileno, tienen generalmente una mayor eficiencia de recuperación del petróleo derramado que los materiales orgánicos e inorgánicos como la turba o la vermiculita. Los materiales típicos y su uso apropiado se presentan en la Tabla 10-1.

Tabla 10-1 Matriz para la selección de absorbentes

Tipo de absorbente	Materiales típicos	Observaciones sobre su uso
Sintético	• Polietileno/poliuretano en espumas y almohadillas • Polipropileno en telas, redes y cintas • Nilón en telas y tiras • Poliéster / algodón en telas (telas para limpiar parabrisas)	• En general, los absorbentes sintéticos son los más efectivos (algunos absorben hasta 25 veces su peso en petróleo); son altamente oleófilos/hidrófobos • Se encuentran disponibles en configuraciones diversas: rollos, hojas, mantas, redes, pompones, sueltos, etc. • No son biodegradables, pero la mayoría son inofensivos al medio ambiente (inertes) • Se prefieren los productos blancos o de colores claros por su alta visibilidad en el petróleo; se deben evitar los colores negro y oscuros • Los productos con áreas de superficie grandes son muy aptos para recoger petróleos viscosos • Algunos productos son tratados con surfactantes para aumentar sus propiedades oleófilas • Algunos son reutilizables

Tipo de absorbente	Materiales típicos	Observaciones sobre su uso
Orgánico	• Paja • Turba • Aserrín • Fibra de coco • Plumas de gallina • Corcho • Fibra celulosa • Esponja biodegradable • Tusas/mazorcas de maíz molidas • Lana • Madera desmenuzada	• En general, los absorbentes orgánicos absorben 5 a 10 veces su peso • Son biodegradables • Han sido usados para inmovilizar el petróleo derramado en áreas susceptibles (p.ej., ciénagas) con miras a proteger la fauna y la vegetación • Algunos productos son tratados para aumentar sus propiedades oleófilas • Muchos se sumergen relativamente rápido cuando están empapados • Principalmente, son materiales sueltos, difíciles de recoger
Inorgánico	• Obsidiana de Oregón • Vermiculita • Lana de vidrio • Roca volcánica	• En general, los absorbentes inorgánicos absorben 3 a 6 veces su peso • Son relativamente baratos • Son difíciles y, algunas veces, peligrosos de usar • Algunos se hunden y no se pueden recoger

10.3 Tipos de absorbentes

Los absorbentes se fabrican de muchos materiales y formas. Los siguientes son algunos ejemplos. Cuando vienen en presentación lineal (continua), como las almohadillas o las toallas absorbentes, los rollos y las barreras, se pueden manejar como una sola unidad. Los absorbentes fragmentados son materiales de partículas finas que normalmente se esparcen sobre la tierra y luego se recuperan por raspado, rastrillado o aspiración. Otras presentaciones en partículas se aplican sobre el derrame y luego se recuperan por medios mecánicos.

	Barreras • Material absorbente en forma cilindrica; se despliegan como una barrera • Algunos modelos cuentan con faldón con lastre y centro flotante
	Almohadillas • Hojas de material absorbente, disponibles en varias configuraciones de anchura y espesor
	Cojines • Material absorbente en pequeñas bolsas de facil manejo; ideal para espacios confinados
	Pompones • Manojos de tiras oleófilas • Puedan amarrarse en una serie a un cabo, en forma de barrera de cepos
	Rollos • Una hoja continua de material absorbente
	Rastras • Largas hojas de material absorbente reforzado con cabo y costuras
	Otros • Otras configuraciones incluyen medias, barreras, relleno suelto y partículas

10.4 Aplicación

El uso extenso de los absorbentes está limitado por la mano de obra significativa que exige, la cantidad de residuos sólidos que genera, y los otros factores mencionados en la Sección 10.1. Las aplicaciones apropiadas de los absorbentes incluyen:

- la recuperación final de residuos de petróleo derramado en áreas cerca de la costa o sitios inaccesibles a las embarcaciones y el equipo
- la contención y respuesta rápidas a derrames pequeños cerca de la costa cuando las capas están aún frescas y son relativamente gruesas
- la limpieza de superficies levemente contaminadas con petróleo, tales como tramos cortos cerca de las orillas rocosas
- para cubrir las cubiertas de los barcos, embarcaderos/muelles, pasillos, etc., así como para prevenir la contaminación de embarcaciones, vehículos, oficinas, o cualquier otra área considerada como "limpia"
- para proteger o limpiar áreas ambientalmente susceptibles, tales como los sitios de desove de las tortugas o las ciénagas, donde están restringidos otros métodos de limpieza por el daño que puedan causar.

Las técnicas en la aplicación de los absorbentes de uso más común se presentan en la Tabla 10-2.

Tabla 10-2 Técnicas de aplicación de materiales absorbentes

Material absorbente	Técnica
Almohadillas (cuadrados y tiras)	• Se colocan en áreas confinadas para recoger pequeñas cantidades de petróleo. Para mayor eficacia se deben dejar varias horas en contacto con el petróleo derramado. • Las almohadillas o toallas se pueden escurrir con un simple exprimidor para usarlas nuevamente.
Rollos	• Se usan de la misma forma que los cuadrados y tiras pero suelen ser más convenientes porque pueden ser rasgados o cortados a la longitud deseada. • Son muy eficaces para proteger los pasillos, las cubiertas de los barcos y las zonas de trabajo previamente limpiadas o no contaminadas; se pueden usar también para cubrir áreas utilizadas temporalmente para almacenar materiales contaminados. • La eliminación se facilita enrollando los absorbentes y colocándolos dentro de un recipiente adecuado.

Tabla 10-2 Técnicas de aplicación de materiales absorbentes (continuación)

Material absorbente	Técnica
Barreras	• Pueden prestar dos funciones, la de absorber el petróleo y la de contenerlo, pero sólo son efectivas en aguas muy tranquilas. • Su mayor efectividad es con las capas muy delgadas de petróleo. • El material absorbente muy compactado revestido en malla restringe la penetración del petróleo. Por eso, es necesario hacer girar la barrera de este material y moverla dentro de la capa de petróleo para que funcione eficazmente. En general, guiar el petróleo hacia la barrera da buenos resultados. • La barrera en forma de "salchicha sólida" es mejor que la barrera floja en forma de "palomitas / rositas de maíz" (forma granulosa). Las partículas flojas absorben más agua y las bolsas de malla se rompen con facilidad, lo que exige esfuerzo adicional en las operaciones de respuesta. • Se puede usar con éxito como protección contra la contaminación por petróleo derramado de las áreas resguardadas; también se puede desplegar por detrás de los "skimmers" para recuperar petróleo sobrante u olvidado pero, generalmente, no es eficaz cuando se usa de esta forma. • La eliminación se hace doblando, enrollando y/o colocando la barrera entre bolsas plásticas para basura.
Pompones y barreras de cepo	• Su efectividad es mejor para petróleos viscosos o degradados. • Se pueden usar para recuperar petróleo en la orilla de la costa o en el agua. • Se pueden amarrar unas con otras y colocarlas en zonas de marea para recuperar el petróleo derramado. • Se pueden usar para sellar el extremo costero de la barrera para prevenir el escape de petróleo. Esto es especialmente útil en aguas con mareas donde el fondo del mar es rocoso o cubierto de piedras. • Se usa con frecuencia como barrera adicional dentro de una barrera de contención para disminuir el escape de petróleo bajo condiciones variadas de viento, olas y corriente. • La eliminación se hace colocando el material dentro de bolsas plásticas para basura.
Materiales sueltos	• No se recomienda el uso de materiales absorbentes sueltos en los derrames de petróleo sobre agua. Sin embargo, algunos materiales orgánicos sueltos han sido utilizados con éxito para estabilizar petróleo derramado en lugares remotos.

10.5 Solidificantes

Son típicamente productos polimerizados desarrollados en los últimos 30 años y que reaccionan con el petróleo para ligarlo en una masa coherente, inmovilizándolo y reduciendo la tasa de adelgazamiento y derrame. La masa de petróleo solidificado debe flotar hasta cuando las redes de pesca, las palas perforadas u otros artefactos recolectores puedan físicamente quitarla del agua. Como los solidificantes se aplican en forma de polvo, mezclas granuladas o gel, son habitualmente imprácticos para aplicación en gran escala y en derrames grandes. Sin embargo, se han usado con éxito en derrames pequeños de productos livianos en los puertos o en derrames sobre tierra. La barrera solidificante también se ha mostrado útil para retirar las capas brillantes de los pozos de agua de desecho.

Los siguientes puntos resumen las fortalezas y debilidades de los solidificantes:

- a diferencia de los absorbentes, los solidificantes deben ser generalmente registrados y su empleo aprobado por las agencias del gobierno
- para obtener una buena efectividad, hay que aplicar grandes cantidades de material solidificante (10 al 40% por peso de la masa de petróleo)
- los solidificantes son más efectivos con petróleos livianos a temperaturas altas
- los solidificantes pueden reducir la tasa de emisión de vapores de petróleo pero debe tenerse cuidado en almacenar los aceites solidificados porque a la larga pueden formarse vapores de hidrocarburos
- algunos agentes de hundimiento se venden como solidificantes pero no deben usarse en los derrames de petróleo
- los solidificantes son efectivos en medios de agua dulce o de mar
- la mayoría de los solidificantes son combustibles y la incineración es una buena opción de desecho.

11 Transferencia

11

11.1 Introducción

Durante la respuesta a los derrames de petróleo se utilizan bombas para la transferencia de petróleo, agua, emulsiones y agentes dispersantes. Normalmente, es necesario mover los líquidos transferidos de la siguiente manera:

- De un "skimmer" a un recipiente provisional de almacenaje
- Del almacenaje provisional a una embarcación de transporte
- De la embarcación de transporte al sitio final de almacenaje o de eliminación.

Para asegurar la continuidad de las operaciones de respuesta a un derrame de petróleo, es indispensable planificar con antelación la transferencia del petróleo recuperado..

Los equipos de transferencia deben ser seleccionados de forma que se acomoden a las cantidades y tipo de líquidos que hay que transferir. Aunque para petróleos frescos y no emulsionados se puede usar una gran variedad de bombas, las opciones disminuyen cuando las condiciones de transferencia se dificultan. Hay que considerar cuidadosamente cada situación específica de transferencia, particularmente en los casos de operaciones de recuperación mecánica a largo plazo en las que, con el tiempo, el petróleo se degrada, aumenta la viscosidad y se acumulan escombros en el lugar del derrame.

Las bombas se pueden utilizar para descargar petróleo de barcos averiados (lo que se llama "aligerar") y para transferir agentes dispersantes de contenedores y los contenidos de otros recipientes a los sistemas de aplicación.

Generalmente, para las labores de limpieza de un derrame de petróleo no se necesitan bombas con gran capacidad. La altura de carga hidráulica que la bomba requiere para empujar el líquido es habitualmente de 6 a 20 pies (2 a 6 metros) y la carga de succión desde el "skimmer" hasta la bomba por lo general es mucho menor (p.ej., unos pocos pies o cerca de un metro). En algunos casos se requiere una altura de carga hidráulica mayor, especialmente cuando hay que bombear el petróleo desde un "skimmer" a una gabarra grande o embarcación de almacenaje sin lastre. En estos casos, la altura de carga hidráulica necesaria puede llegar a 30 pies (10 metros) o más.

Algunas bombas no son apropiadas para derrames de petróleo, por las siguientes razones:

- No tienen cebado automático ni mantienen el cebado si se utilizan en un "skimmer" y el "skimmer" rueda.
- La capacidad de succión es limitada.

- Cuando se apagan, no hay provisión para drenaje. Esta característica es esencial en climas fríos.
- La capacidad de bombeo puede disminuir aun con aumentos pequeños en la viscosidad del petróleo.
- Puede ocurrir cavitación cuando se bombea petróleo tibio o de alta viscosidad.
- Puede ocurrir la emulsificación del petróleo con agua.
- Los escombros pueden bloquear el mecanismo de la bomba.
- Pueden ocurrir daños cuando funcionan en seco.
- Algunas de sus piezas no son a prueba de petróleo.

11.2 Matriz para la selección de las bombas

La matriz para la selección de las bombas que aparece en la Tabla 11-1 enumera 13 tipos genéricos de bombas de transferencia generalmente disponibles y 15 criterios para su selección. Luego de la tabla se proporciona una evaluación general de cada bomba.

Al usar la matriz para la selección de bombas se deben seguir estos pasos:

Paso 1 Identificar el tipo de líquido y/o residuos que se van a transferir. Seleccionar las bombas con un buen desempeño para transferir dicho(s) material(es).

Paso 2 Identificar otros puntos críticos para cada situación (p.ej., facilidad para su transporte/transportabilidad) y clasificarlos en orden de importancia. En la matriz, buscar esos criterios en orden descendente de importancia, seleccionando cada vez la bomba o bombas mejor calificadas que no han sido eliminadas en el paso anterior.

11.2.1 Ejemplo de selección de bombas

En una zona pantanosa y remota se ha formado un charco de petróleo degradado de alta viscosidad. Durante el proceso de recuperación, es probable que una cantidad considerable de lodo glutinoso y otros escombros pequeños puedan ser recogidos junto con el petróleo. A continuación se indica un ejemplo del proceso de selección.

- El área y las condiciones sugieren que el método más factible para la recogida del petróleo es con una bomba. Aunque se le califica como “bueno” para el manejo de lodo glutinoso, se excluye el camión aspirador porque su tamaño hace difícil el acceso al lugar. Los tipos de bombas portátiles más adecuados para bombear líquidos de viscosidad alta son:
  — De lóbulo
  — De engranaje
  — De espiral de toma constante

Tabla 11-1 Matriz para la selección de bombas

	Características del sistema de transferencia															
	Tipo de fluido			Tolerancia a los escombros			Otros criterios									Notas
	Viscosidad alta	Viscosidad media	Viscosidad baja	Lodo glutinoso/arena	Gravilla/partículas	Algas/material filamentoso	Tasa de transferencia	Baja tendencia de formar emulsiones	Capacidad de funcionar en seco	Capacidad de operación continua	Cebado automático	Capacidad de succión	Retropresión capacidad de bombeo	Transportabilidad	Facilidad de reparación	
Centrífuga	●	◑	○	○	○	●	○	●	○	○	●	●	●	○	○	5 8
De lóbulo	○	○	●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	○	◑	◑	2
De engranaje	○	○	●	●	●	◑	●	◑	◑	◑	◑	◑	○	◑	●	2
De tornillo de engranaje de toma constante	○	○	●	●	●	◑	●	◑	●	◑	◑	◑	○	◑	◑	2
Rotativa de paletas	◑	◑	◑	●	●	●	◑	◑	●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	-
De impulsor flexible	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	●	◑	○	◑	◑	◑	◑	6
De tornillo barrena	○	○	●	○	○	●	●	○	◑	◑	●	●	◑	◑	◑	1
De cavidad progresiva	○	○	◑	○	◑	◑	◑	○	●	◑	○	○	○	◑	◑	2
Aspirante e impelente	○	○	◑	◑	◑	◑	◑	◑	○	◑	◑	○	○	◑	◑	2 4
De diafragma	◑	◑	◑	○	◑	◑	◑	◑	○	◑	◑	◑	◑	◑	○	1 3 7
Peristáltica	◑	○	○	○	○	◑	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
Camión aspirador	○	○	○	○	○	○	◑	○	○	◑	○	○	N	◑	◑	-
Transportador de aire	○	○	○	○	○	○	◑	○	○	◑	○	○	N	◑	◑	-

Clave ○ Bueno ◑ Regular ● Malo N = No aplica

Notas:

1 En general, su fuente de energía es remota; son seguras con líquidos inflamables
2 Para prevenir estallidos en las mangueras deben tener una válvula de alivio en la línea de salida
3 Los modelos operados por aire tienden a congelarse en temperaturas inferiores a 0˚C
4 Las unidades con válvulas de esfera desgastadas son difíciles de cebar
5 Algunos modelos con fuente de energía remota están diseñados para caber por la escotilla del retrolavador de un buque cisterna
6 También pueden bombear aire a baja presión
7 La transferencia no es continua (se hace por pulsaciones)
8 Los fuertes golpes sobre el fluido tienden a emulsionar las mezclas de petróleo agua

— De barrena helicoidal
— De cavidad progresiva
— Reciprocante

- Como se trata de una operación difícil de trasiego, el problema de los lodos glutinosos/arena y escombros debe tener prioridad sobre las tasas de transferencia. De las bombas seleccionadas en el Paso 1, sólo dos tienen calificación "buena" para el manejo de lodos glutinosos/arena:
  — De barrena helicoidal
  — De cavidad progresiva
- Si hay posibilidad de presencia de grava o gravilla, entonces se debe elegir la bomba de barrena por su alta tolerancia a este tipo de escombros. Para ejercer succión desde cierta distancia, se debe escoger la bomba de cavidad progresiva. Después, hay que verificar si la bomba seleccionada está disponible.

11.3 Información detallada sobre los tipos de bombas

11.3.1 Bomba centrífuga

Principio de operación

El líquido entra a la bomba por el centro de un impulsor en forma de ventilador, que gira con rapidez. La fuerza centrífuga lanza, entonces el líquido hacia el borde externo del impulsor. De ahí, el líquido sale por una boquilla situada en la periferia de la caja del impulsor. La presión generada por este tipo de bomba resulta de la energía cinética impartida al líquido por el impulsor.

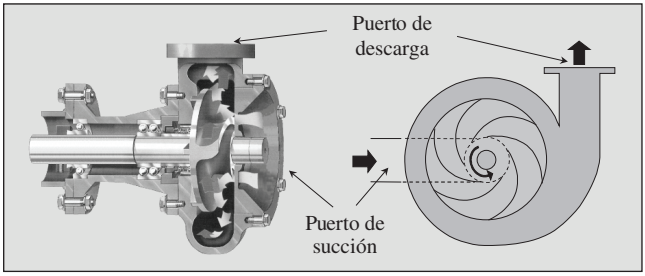


Figura 11-1 Bomba centrífuga

Usos apropiados

- Para bombear líquidos de baja viscosidad a tasas elevadas y distancias cortas
- Para suministro de agua a las barreras de aspersión de agentes dispersantes o a las boquillas contra incendio
- Para inundar/empapar las costas marinas con agua de mar, evitando así que el petróleo se adhiera al suelo.
- Para descargar barriles con productos químicos, combustible, etc.
- Para mezclar sustancias químicas demulsificadoras al petróleo emulsionado

Ventajas	Desventajas
• Es pequeña, tiene poco peso, y es fácil de manejar • Tiene capacidad alta con líquidos de viscosidad baja • Es económica en relación con su rendimiento • Es mecánicamente sencilla (sólo tiene una parte móvil) • Tolera la mayoría de los escombros • Es fácil de reparar en el campo	• La tasa de bombeo disminuye notablemente con el aumento de la viscosidad del líquido • Muchos modelos no son de cebado automático • Puede causar emulsiones de petróleo/agua • Los escombros filamentosos afectan el rendimiento de este tipo de bomba

11.3.2 Bomba de lóbulo

Principio de operación

El líquido que entra llena las cavidades entre los lóbulos de dos elementos rotatorios y queda atrapado donde dos lóbulos adyacentes se sellan contra una de las paredes de la caja de la bomba. Al girar los lóbulos, el líquido atrapado es transportado hacia la vía de salida (puerto de descarga) de la bomba. Cuando el lóbulo-guía pierde contacto con una de las paredes, el petróleo atrapado en la cavidad es forzado fuera de la bomba. Esto implica que la tasa de bombeo sólo depende de la velocidad de rotación. La tasa de bombeo no disminuye o disminuye muy poco en este tipo de bomba con el aumento de la viscosidad del líquido. Como se pueden desarrollar altas presiones en la manguera de descarga, la vía de salida debe estar equipada con una válvula de desfogue (válvula de alivio) para prevenir el estallido de la manguera de descarga, cuando los líquidos viscosos se bombean a tasas elevadas.

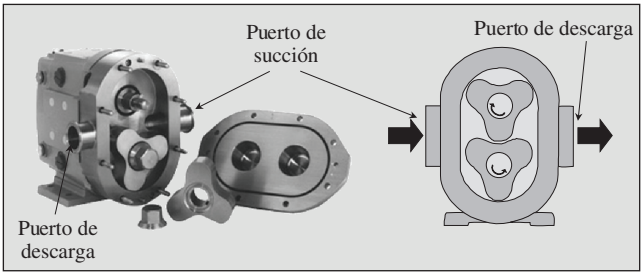


Figura 11-2 Bomba de lóbulo

Usos apropiados

- Para mezclar emulsiones viscosas con sustancias químicas demulsificadoras
- Para el bombeo de líquidos limpios, libres de sólidos
- Para alimentar emulsiones viscosas al equipo de incineración
- Para dosificar los agentes dispersantes en los sistemas de brazos de aspersión

Ventajas	Desventajas
• Bombea líquidos de viscosidad alta a tasas constantes • Bombea contra una retropresión alta • Los modelos con engranajes pueden funcionar en seco sin dañarse	• La tasa de bombeo es relativamente lenta • La mayoría de los modelos no pueden tolerar la arena u otros escombros abrasivos • Los modelos sin engranaje no pueden funcionar en seco

11.3.3 Bomba de engranaje

Principio de operación

La bomba de engranaje funciona según el mismo principio que la de lóbulos. Generalmente, tiene tolerancias muy estrechas y muchos puntos de contacto metal sobre metal. Por esta razón, la bomba de engranaje no puede procesar materiales compuestos de partículas grandes o sólidos muy abrasivos. La mayoría de las bombas de engranaje son bidireccionales.

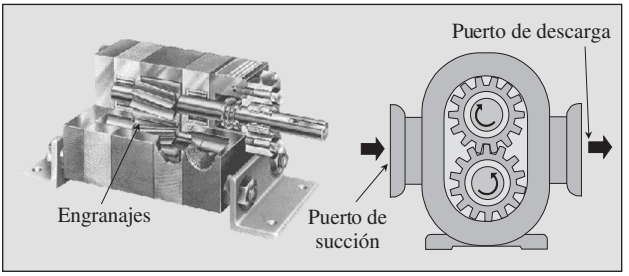


Figura 11-3 Bomba de engranaje

Usos apropiados

- Para mezclar emulsiones viscosas con sustancias químicas demulsificadoras
- Para el bombeo de líquidos limpios, libres de sólidos
- Para alimentar emulsiones viscosas al equipo de incineración
- Para dosificar los agentes dispersantes en los sistemas de brazos de aspersión

Ventajas	Desventajas
• Bombea líquidos muy viscosos a tasas constantes • Bombea contra una retropresión alta • Los modelos con engranajes pueden funcionar en seco sin dañarse	• La tasa de bombeo es relativamente lenta • La mayoría de los modelos no toleran la arena u otros escombros abrasivos • Los modelos sin engranaje no pueden funcionar en seco

11.3.4 Bomba de tornillo de engranaje de toma constante

Principio de operación

Las bombas de espiral de toma constante son muy semejantes a las bombas de engranaje, pero el área de contacto entre los engranajes es mayor en la bomba de espiral. Especialmente, son muy adecuadas para bombear líquidos viscosos limpios a presiones altas. Las bombas espirales de toma constante no toleran los sólidos abrasivos.

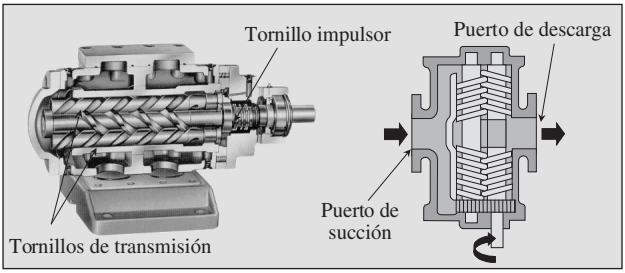


Figura 11-4 Bomba tornillo de engranaje de toma constante

Usos apropiados

- Para mezclar emulsiones viscosas con sustancias químicas demulsificadoras
- Para el bombeo de líquidos limpios, libres de sólidos
- Para alimentar emulsiones viscosas al equipo de incineración
- Para dosificar los agentes dispersantes en los sistemas de brazos de aspersión

Ventajas	Desventajas
• Bombea líquidos muy viscosos a tasas constantes • Bombea contra una retropresión alta • Los modelos con engranajes pueden funcionar en seco sin dañarse	• La tasa de bombeo es relativamente lenta • La mayoría de los modelos no pueden tolerar la arena u otros escombros abrasivos • Los modelos sin engranaje no pueden funcionar en seco

11

11.3.5 Bomba rotativa de paletas

Principio de operación

Varios elementos mecánicos se extienden en forma radial desde un eje rotatorio central y se sellan contra la pared interna de la caja de la bomba. El sello se obtiene por acción de resortes. La cavidad rotatoria se llena con líquido, que es transportado desde el puerto de succión hasta la vía de salida por una rotación de 180° del eje central. No queda espacio libre y a causa del contacto metal sobre metal, las bombas de paleta son muy sensibles a los escombros y sólidos abrasivos.

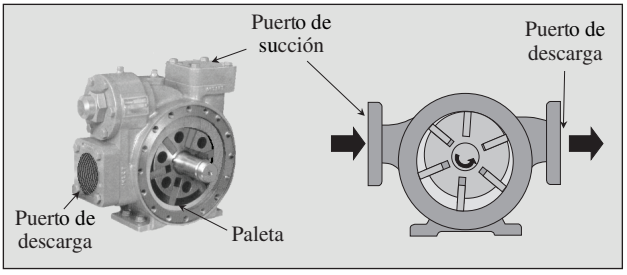


Figura 11-5 Bomba rotativa de paletas

Usos apropiados

- Para el bombeo de líquidos limpios, libres de sólidos, desde “skimmers” ubicados costa afuera
- Para vaciar barriles de productos químicos o combustible
- Para bombear agua del mar hacia los brazos de aspersión de agentes dispersantes
- Para dosificar los agentes dispersantes en los sistemas de brazos de aspersión
- Para bombear petróleo y agua desde recipientes flexibles de almacenamiento hacia los fosos o incineradores en las costas marinas

Ventajas	Desventajas
• Es pequeña, compacta y fácil de manejar y reparar • Es eficiente en el bombeo de líquidos de viscosidad baja y alta	• No puede funcionar en seco • No está disponible en una gran variedad de tamaños • Es sensible a los sólidos abrasivos

11.3.6 Bomba de impulsor flexible

Principio de operación

Varios elementos mecánicos se extienden en forma radial desde un eje rotatorio central y se sellan contra la pared interna de la caja de la bomba. El sello se obtiene por la deformación de los elementos radiales. La cavidad rotatoria se llena con líquido, que es transportado desde el puerto de succión hasta la vía de salida a medida que el eje central gira. Las bombas impelentes flexibles se acomodan a la entrada de partículas pequeñas en suspensión y pueden pasarlas/bombearlas sin disminuir notablemente la succión o la presión.

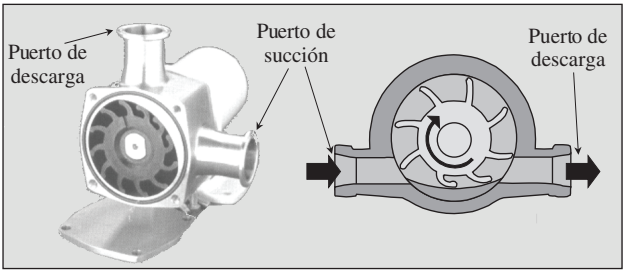


Figura 11-6 Bomba de impulsor flexible

Usos apropiados

- Para bombear líquidos desde “skimmers” ubicados costa afuera
- Para vaciar barriles de productos químicos o combustible
- Para bombear agua del mar hacia los brazos de aspersión de agentes dispersantes
- Para dosificar los agentes dispersantes en los sistemas de brazos de aspersión
- Para bombear petróleo y agua desde recipientes flexibles de almacenamiento hacia los fosos o incineradores en las costas marinas

Ventajas	Desventajas
• Es de cebado automático • Puede tolerar pequeñas partículas en suspensión • Es pequeña, compacta y fácil de manejar y reparar en el campo • Es eficiente en el bombeo de líquidos de viscosidad baja y alta	• No puede funcionar en seco • No está disponible en una gran variedad de tamaños • Algunos modelos tienen impulsores que no son a prueba de petróleo

11.3.7 Bomba de tornillo/barrena

Principio de operación

Por la acción de gravedad, el material contaminado entra en un tornillo por una tolva grande. Al girar el tornillo, lleva hacia adelante la mezcla contaminada hasta que un lóbulo giratorio especial (raspador) raspa el petróleo de las ranuras y lo empuja hacia la salida por el frente de la bomba. Los escombros que caben dentro de las “roscas” del tornillo son procesados. Un cortador especial que está al borde

de la tolva puede cortar los escombros largos y filamentosos y facilitar el bombeo de los mismos. Por su velocidad baja de rotación y el espacio relativamente amplio entre el tornillo, la caja y el lóbulo, este tipo de bomba tiene muy poca capacidad de cebado automático o succión.

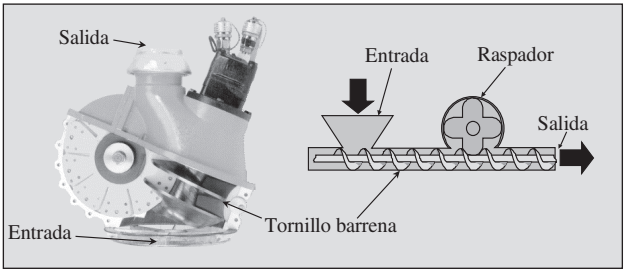


Figura 11-7 Bomba de tornillo/barrena

Usos apropiados

- Para el bombeo de crudos degradados o "mousse" (la mezcla de agua y petróleo que parece como una crema batida)
- Para descargar petróleo recuperado de las barcazas de almacenamiento
- Para transferir a los incineradores el contenido de los fosos en tierra
- Para la transferencia de petróleo/hielo/nieve fangosa

11

Ventajas	Desventajas
• Puede bombear materiales muy viscosos o semisólidos • Puede procesar la mayoría de los escombros • No emulsiona el petróleo con el agua • Algunos modelos pueden funcionar en seco • Algunos modelos vienen integrados a un "skimmer" de vertedero	• Algunos modelos (con caja de nilón) no pueden funcionar en seco • No tiene cebado automático • Tiene poca capacidad de succión/ recoger • La tasa de bombeo es relativamente baja para su potencia • Es relativamente costosa para la capacidad que tiene • Puede desarrollar una alta retropresión

11.3.8 Bomba de cavidad progresiva

Principio de operación

Un rotor espiral gira dentro de una cámara estacionaria o estator, creando “bolsillos” que se mueven continuamente hacia el puerto de descarga. El rotor es una espiral o hélice de metal liso y pulido. El estator tiene una forma similar pero su paso geométrico es sólo la mitad del paso del rotor. Está hecho de una goma flexible y a prueba de petróleo, como el neopreno, el Buna N o el poliuretano. Cuando el líquido entra en la bomba, llena la parte de cavidad que queda adyacente a la vía de entrada. Al girar el rotor, sus lóbulos de forma especial se sellan contra el estator y van empujando el líquido hacia dentro del barril en una cavidad progresiva. La acción de bombeo es muy suave y no tiende a emulsionar el petróleo con el agua. Según el tamaño de las cavidades, este tipo de bomba puede dejar pasar partículas sólidas como trozos de madera, grava o hielo hasta de una pulgada (25 milímetros) de diámetro. Como el estator es flexible, este tipo de bomba puede bombear eficazmente partículas finas de sólidos abrasivos.

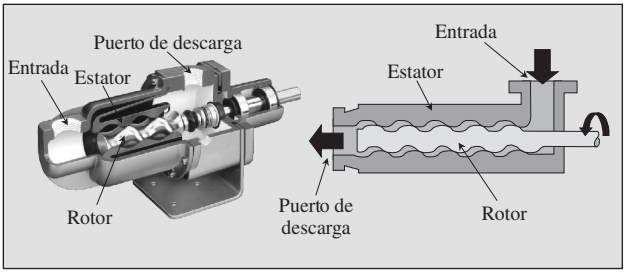


Figura 11-8 Bomba de cavidad progresiva

Usos apropiados

- Para bombear líquidos viscosos a tasas moderadas contra una retropresión alta
- Para descargar embarcaciones que despliegan los “skimmers”
- Para la transferir petróleo o emulsión desde un “skimmer” a un depósito
- Para bombear materiales contaminados de los fosos de depósito a camiones, incineradores, etc.
- Para operaciones misceláneas de bombeo en el lugar del derrame

Ventajas	Desventajas
• Bombea petróleos de diferentes viscosidades a una tasa constante • Puede tolerar la mayor parte de los escombros de menor tamaño • Es de cebado automático • No emulsiona el petróleo con el agua	• Es de forma grande, pesada y poco elegante • Es difícil de reparar en el campo • No se debe operar en seco • La tasa de bombeo es relativamente baja

11.3.9 Bomba reciprocante

Principio de operación

Una varilla mueve un diafragma hacia uno de los lados de su caja, creando un vacío en una de las cámaras y presión en la otra. El vacío abre la válvula de entrada y cierra la válvula de salida. Cuando la varilla da marcha atrás/se invierte y mueve un diafragma hacia el otro lado de la caja; en ese momento se invierte la acción de todas las válvulas. Con los movimientos de ida y regreso de la varilla, el líquido se mueve hacia la vía de salida a la misma velocidad que lo hace el motor de la bomba y se obtiene una descarga continua.

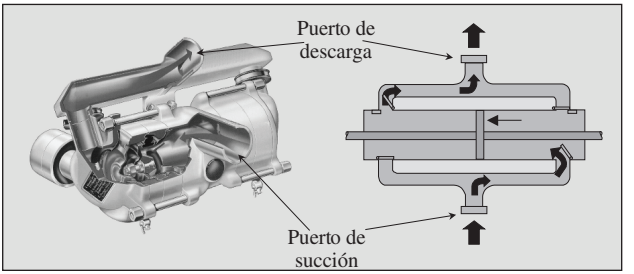


Figura 11-9 Bomba reciprocante

Usos apropiados

- Para la descarga de petróleos de viscosidad media y baja desde embarcaciones de “skimmer” o barcazas
- Para la inyección del petróleo recogido en los sistemas de incineración

Ventajas	Desventajas
• Puede bombear líquidos de viscosidad baja hasta media a presiones altas • Tiene buena capacidad de cebado automático y buena elevación de succión • Procesa escombros tales como sólidos pequeños • Puede operar en seco por períodos prolongados	• Algunos modelos tienden a “caminar” si no están amarrados • Los diafragmas de goma se gastan si están expuestos a materiales abrasivos finos como la arena • Las unidades con válvulas de esfera desgastadas son difíciles de cebar

11.3.10 Bomba de diafragma

Principio de operación

Al moverse un diafragma hacia uno de los lados de su caja, crea un vacío en una de las cámaras y presión en la otra. El vacío abre la válvula de entrada y cierra la válvula de salida. La presión abre la otra válvula de salida y cierra la otra válvula de admisión. Cuando el diafragma se mueve al otro lado de su cámara se invierte la acción de todas las válvulas. La acción de bombeo resulta en una pulsación leve en la descarga. La bomba de diafragma tiene un pistón elastómero flexible (diafragma) con amplio espacio entre las partes movibles.

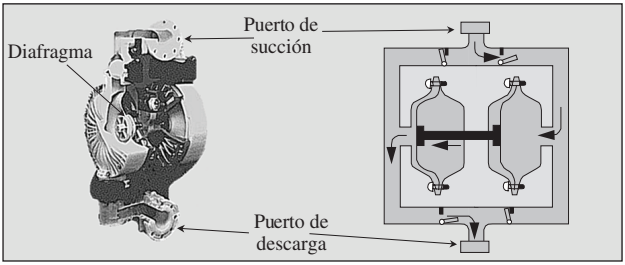


Figura 11-10 Bomba de diafragma

Usos apropiados

- Para bombear líquidos desde “skimmers” pequeños hasta depósitos cercanos
- Para bombear líquidos en ambientes peligrosos (unidades operadas por aire)
- Para bombear agua y/o petróleo desde los recipientes de almacenamiento hasta los incineradores

Ventajas	Desventajas
• Puede funcionar indefinidamente en seco • Puede tolerar altas concentraciones de materiales sólidos finos • Es de cebado automático y una acción de bombeo suave; tiene buena elevación de succión • Es pequeña, portátil y fácil de reparar • Los modelos operados por aire son seguros en los ambientes donde hay petróleo inflamable	• A veces se rompe el diafragma • Las unidades con desgaste en las válvulas de esfera no logran el cebado automático • El material de algunos diafragmas no es compatible con el petróleo • Algunos modelos necesitan un compresor • No puede operar contra una retropresión alta • Las bombas de acción sencilla producen una marcada pulsación que las hace menos deseables que las de doble acción

11.3.11 Bomba peristáltica

Principio de operación

El bombeo de una bomba peristáltica (llamada también "bomba de manguera") es el resultado de la compresión y relajación alterna de una manguera flexible especialmente diseñada. La manguera se comprime entre la pared interior de la caja y las zapatas de compresión de un rotor. Un lubricante líquido dentro de la caja minimiza el rozamiento por deslizamiento. El líquido que se bombea está en contacto únicamente con la pared interior de la manguera. Durante la compresión, si hay partículas abrasivas en el líquido, las partículas quedan amortiguadas en la pared gruesa interior de la manguera y vuelven a la corriente de líquido después de la compresión. La bomba no tiene superficies de apoyo ("asientos"), sellos ni válvulas. Es de cebado automático y puede funcionar en seco sin daño alguno. La succión es excelente, aun en materiales de viscosidad media.

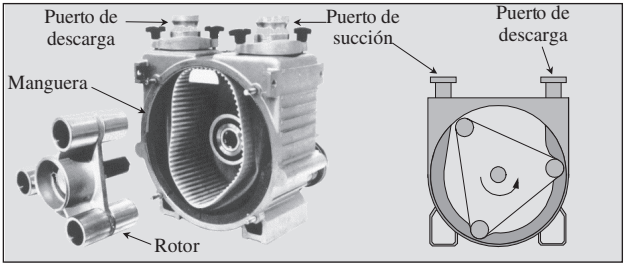


Figura 11-11 Bomba peristáltica

Usos apropiados

- Para descargar emulsiones livianas de embarcaciones de “skimmer” o de barcazas de almacenamiento de petróleo
- En clima frío, para bombear petróleos recuperados de viscosidad baja o media, así como para usos más generales en climas templados.

Ventajas	Desventajas
• Puede funcionar en seco sin sufrir daños • Puede procesar petróleos de viscosidad baja a media • Puede pasar la mayoría de escombros hasta un tamaño de 1 pulgada (25 mm) • Se puede invertir el flujo para despejar las mangueras obstruidas • Es fácil de reparar en el campo • Es de cebado automático; buena elevación por succión	• El flujo es pulsátil • La manguera interna se gasta y puede necesitar frecuentes cambios • El control de velocidad puede ser difícil con petróleos de viscosidad media • Con petróleos de viscosidad media puede perderse el vacío en la línea de succión

11.3.12 Camión aspirador

Principio de operación

Los camiones aspiradores están equipados con bombas de alto vacío y un tanque cilíndrico capaz de resistir presiones internas muy bajas (p.ej., –14,5 a –12 psig, aproximadamente [10–140 mm Hg absoluto]). El vacío se lleva a una cámara y la manguera de succión, de 3–4 pulgadas (8–10 cm) de diámetro se coloca normalmente por debajo de la superficie de la capa. Según el espesor de la capa de petróleo, a la cámara de recogida entrará una mezcla de petróleo y agua. La colocación del extremo de entrada de la manguera es crítica para minimizar la cantidad de agua recogida. Los “skimmers” flotantes con vertedero se pueden conectar a la entrada de la manguera para reducir aun más la cantidad de agua recogida. En este caso puede ser útil usar una válvula manual de control de flujo.

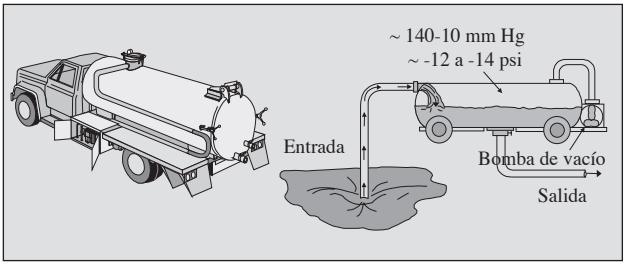


Figura 11-12 Camión aspirador

Usos apropiados

- Para descargar petróleo viscoso de embarcaciones de “skimmer” o recipientes de almacenaje
- Para suministrar succión a los “skimmers” de vertedero
- Para recoger el petróleo de áreas entre barreras, fosos en tierra, tanques flexibles de almacenaje, etc.
- Para transportar el petróleo recuperado a sitios lejanos de eliminación

Ventajas	Desventajas
• Es fácil de conseguir en áreas industrializadas • Puede procesar una amplia gama de viscosidades • Además de la recuperación, ofrece el transporte • No emulsiona el petróleo con el agua • Produce altas tasas de recuperación	• Es grande y pesado; requiere buenas carreteras • Tiene una recuperación lenta de las pérdidas de vacío • Tiene un alto índice de recogida de agua

11.3.13 Transportador de aire

Principio de operación

Los transportadores portátiles de aire se consideran como sistemas de vacío aunque el vacío desarrollado en la cámara es relativamente bajo (–6 a –4 psig [450–550 mm Hg absoluto]). El petróleo y el agua son transportados a la cámara de recogida por una corriente de aire de velocidad alta (p.ej., 150 millas/hora o 240 kilómetros/hora). Como el principio de operación del transportador de aire está basado en un flujo constante de aire, la boquilla de entrada de la manguera se debe colocar un poco por encima de la superficie del líquido.

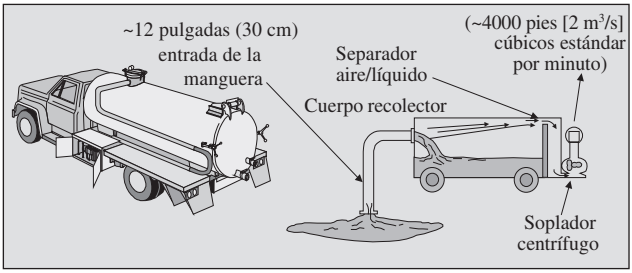


Figura 11-13 Transportador de aire

Usos apropiados

- Para la recogida de petróleo degradado y bolas de alquitrán de las playas o costas marinas
- Para descargar petróleo viscoso desde embarcaciones de "skimmer", fosos, áreas entre barreras o sitios con muchos escombros
- Para bombear petróleo en el sentido vertical, hasta 30 pies (10 metros)
- Para la recuperación de absorbentes gastados
- Para proveer aire a los incineradores portátiles

Ventajas	Desventajas
• Pueden manejar muchos escombros • Puede procesar una amplia gama de viscosidades • Puede bombear líquidos hasta 30 pies (10 metros) • No emulsiona el petróleo con el agua • Provee transporte para los fluidos recogidis	• Es grande y pesado; requiere buenas carreteras • Tiene un alto índice de recogida de agua • Es difícil hacerle reparaciones en el campo

11.3.14 Vehículos de ruedas

Principio de operación

En casi todas las operaciones de respuesta y especialmente en las que se llevan a cabo en o cerca de la costa, hay casi siempre un camión o vehículo de ruedas que eventualmente maneja el petróleo recuperado y los escombros. Aunque por lo general estos vehículos no se consideran como sistemas de transferencia, son indispensables en todas las operaciones de respuesta. Al planificar las actividades

de respuesta a un derrame de petróleo, es importante usar los vehículos apropiados para las condiciones del servicio, carreteras y superficies donde van a ser utilizados. Por ejemplo, los camiones cisterna pueden transportar grandes volúmenes de agua, petróleo y escombros en cualquier proporción. Sin embargo, debido a su peso, no se pueden usar en superficies blandas, arena suelta o caminos en malas condiciones. Los camiones o combinaciones camión/remolque de poco peso son más apropiados para el trabajo en playas y carreteras que estén en malas condiciones.

Usos apropiados

- Para el transporte de líquidos a depósitos o sitios de eliminación
- Para transportar escombros contaminados (maderos, ramas, vegetación, basura, etc.) a los sitios de eliminación
- Para transportar personal y equipos dentro de la zona del derrame

Ventajas	Desventajas
• En general, los vehículos de ruedas se pueden usar para cualquier tipo de petróleo, agua, emulsión o escombros • Son de amplia disponibilidad • Generalmente, los repuestos y servicios de mantenimiento se consiguen con facilidad • Se pueden usar para transportar equipos y personal	• Su capacidad de transporte es limitada. Normalmente, los camiones cisterna más grandes apenas transportan 100 barriles (16 m^3) por carga • Las unidades grandes necesitan buenos caminos con superficies duras y estables • Algunas unidades, como los camiones de cama baja y las camionetas, necesitan recipientes separados para transportar los materiales de desecho

11.4 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Para realizar trabajos/operaciones de transferencia se necesita una variedad de equipo.

Tabla 11-2 Lista de informe de materiales para bombas

Equipo	Uso
Bombas	Para la transferencia de líquidos contaminados
Mangueras de succión	Para la recogida de petróleo/agua de los "skimmers"
Mangueras de descarga	Para la transferencia del producto derramado a los depósitos
Almacenamiento	Depósito temporal
Accesorios	Conectores, adaptadores, abrazaderas
Herramientas	Para llevar a cabo reparaciones y labores de mantenimiento
Cabo	Para el amarre de bombas, mangueras
Piezas de repuesto	Para varios usos
Generadores	Para proveer energía
Separador petróleo-agua	Para la separación del petróleo-agua
Agentes químicos para separar emulsiones	Para la separación del petróleo-agua
Absorbentes	Como parte del equipo de limpieza

12 Tratamiento de las costas marinas

12

12.1 Introducción

El objetivo del tratamiento de las costas marinas es acelerar las operaciones de recuperación en las costas contaminadas con petróleo al mismo tiempo que se reduce el impacto de las operaciones de tratamiento. Este enfoque es consistente con el Análisis de beneficios ambientales netos descrito en la Sección 1.

La selección de una técnica apropiada de tratamiento de las costas marinas está basada en muchos factores, entre ellos:

- Cantidad y tipo de petróleo derramado
- Tipo de la costa marina
- Susceptibilidad ambiental o cultural
- Logística
- Generación de materiales de desecho/residuos
- Consideraciones sobre seguridad industrial
- Condiciones oceanográficas y meteorológicas predominantes
- Requisitos reglamentarios

El primer paso en la selección es determinar la cantidad y el tipo/características del petróleo que ha alcanzado la costa. La Sección 12.2 presenta algunas guías para facilitar este proceso. El primer paso es la evaluación de las costas marinas; para hacerlo, amplia experiencia y conocimientos están disponibles que seguramente serán empleados. La mayoría de los expertos utilizan un formulario que contiene la información necesaria y la Sección 12.2 describe todos los datos necesarios para registrar los detalles relacionados tanto con la contaminación como con las características de la costa marina afectada. El siguiente paso es la selección del método o métodos de tratamiento más apropiados. La Sección 12.3 presenta guías decisorias para facilitar este proceso.

Entrenamiento en el uso correcto de equipo mecánico es esencial para contratistas y empleados. El entrenamiento es importante para asegurar la operación segura y evitar accidentes, mejorar la recuperación de petróleo, y minimizar la recogida de material limpio, y reducir el impacto del equipo sobre las costas marinas.

Se debe seguir el plan de seguridad del lugar de trabajo, y usar precauciones generales de seguridad industrial. Generalmente, antes de ingresar al área de trabajo, los trabajadores recibirán inducción en seguridad industrial relacionada con el tipo de entorno o ambiente en el que trabajarán. La selección de EPP (equipo de protección personal) debe corresponder a los riesgos de exposición. El conectar a tierra los equipos correctamente y el uso de señales de aviso para marcha atrás son dos puntos adicionales de seguridad muy importantes.

Para cada tipo de costa, las opciones de tratamiento se encuentran resumidas en la Sección 12.4. Posterior a un breve repaso de la recuperación natural (Sección 12.5) se efectúa la revisión de cada uno de los métodos físicos de tratamiento en términos de su utilización primaria, los efectos físicos y biológicos, y el apoyo logístico necesario incluyendo equipo, personal y acceso (Sección 12.6). Finalmente se presentan resúmenes sobre quema/incineración, bioremediación y técnicas químicas (Secciones 12.7, 12.8 y 12.9, respectivamente).

12.2 Evaluación de los daños causados por la contaminación del petróleo en las costas marinas

La siguiente información se usa para evaluar los daños causados por la contaminación del petróleo en las costas marinas y sus implicaciones para la respuesta a un derrame:

- Tipos y características de las costas marinas (carácter geológico y condiciones ecológicas de las costas marinas afectadas)
- Cantidad y propiedades del petróleo que ha alcanzado las costas marinas (posibles interacciones entre el petróleo y el medio ambiente)
- Restricciones y prioridades ecológicas, culturales, arqueológicas, humanas y económicas.

Se utilizan los resultados y estudio de las evaluaciones para desarrollar y poner en ejecución planes de tratamiento de las costas marinas. Durante un gran derrame de petróleo, antes de seleccionar los métodos apropiados de tratamiento se debe evaluar la costa marina de manera rigurosa.

Los equipos que evalúan las costas marinas estudiarán y documentarán las áreas afectadas para poder producir rápidamente información geográfica sobre los lugares donde las costas marinas están afectadas y sobre las dimensiones y condiciones de dicha contaminación. Generalmente se usa un formulario para asegurar que la caracterización de las costas marinas se lleve a cabo de una manera uniforme. En la Figura 12-1 y en la Tabla 12-1 aparecen ejemplos de los formularios utilizados en los Estados Unidos por la NOAA. Un grupo de expertos de diferentes organizaciones y especialidades; p.ej., geomorfólogos, expertos en derrames de petróleo, biólogos expertos en mareas y arqueólogos deben completar el formulario de resumen de la contaminación. El uso de un formulario ayuda a mantener el enfoque sistemático de la recolección de datos para que los resultados sean consistentes y se puedan comparar entre un sitio y otro. Se puede incluir un bosquejo en el que se localicen depósitos específicos de petróleo derramado y su relación con los lugares de importancia.

La información que se puede recopilar incluye:

- Información general tal como la fecha y hora del estudio, altura de la marea, y alguna forma de marcar o codificar los diferentes tramos de playa para referencia futura.
- Una lista de los miembros del equipo de reconocimiento y su correspondiente experiencia.
- Información sobre la ubicación de los diferentes tramos de playa. Un sistema de posicionamiento satelital (GPS, por sus siglas en inglés) puede ser útil, si lo hay disponible.
- Tipo de costa marina, p.ej., rocosa, arenosa, con lodo, tierras pantanosas, etc. La Tabla 12-1 incluye información de códigos que pueden ser útiles.
- Cantidad de petróleo derramado y su distribución en superficie y en el subsuelo.
- Observaciones sobre la susceptibilidad del tramo, ya sea cultural o ecológica. Asuntos relevantes relacionados con la fauna.

FORMULARIO DE EVALUACIÓN DE LIMPIEZA DE LAS COSTAS MARINAS		
1. **INFORMACIÓN GENERAL**		
Identificación del segmento:		
Nombre del segmento:		
Fecha (dd/mm/aa)	Hora (horario militar, de 24 horas) _____ hrs a _____ hrs	Altura de las mareas B/M/A A/M/B
Estudio realizado: A pie / en bote / en helicóptero / inspección / otros:		
Soleado / nublado / neblina / lluvia / neve / viento		
2. **GRUPO DE TRABAJO** No. _____		
Nombre	Organización	Número de teléfono
3. **SEGMENTO** Longitud Total _____m/yd Longitud estudiada_____m/yd GPS diferencial. Sí/No		
Iniciar GPS (si aplica): LAT _____ grados. _____ min LONG _____ grados. _____ min Terminar GPS: LAT _____ grados. _____ min LONG_____ grados. _____ min		

Figura 12-1 Resumen de contaminación de las costas marinas – Ejemplo
(Adaptado de US National Oceanic and Atmospheric Administration)
[Administración oceanográfica y atmosférica de los Estados Unidos]

4. TIPO DE COSTA MARINA

Seleccionar sólo UN tipo primario (P) y CUALQUIERA de los tipos secundarios (S) presentes

❑ Acantilado escarpado	❑ Esteros mareales expuestos
❑ Estructuras de construcción sólida, expuestas	❑ Esteros mareales con vegetación, expuestos
❑ Plataformas rompeolas	❑ Costas rocosas protegidas y farallones de arcilla
❑ Playas de arena de grano fino a mediano	❑ Turba y hondonadas de tundra
❑ Playas de arena de grano grueso	❑ Esteros mareales protegidos
❑ Tundra	❑ Ciénagas marinas y manglares
❑ Playas de grava y guijarros	❑ Hábitats susceptibles (arrecifes de coral, algas, hierbas marinas, etc.)

5. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

¿Escombros contaminados? Si/ No Tipo _____ Cantidad _____ bolsas

¿Acceso directo a la parte seca de la playa? Si/ No

Restricciones de acceso_____

¿Acceso sobre la playa desde el siguiente segmento? Si/ No

¿Instalaciones adecuadas en la parte seca de la playa? Si/No

6. CONDICIONES DE LA CONTAMINACIÓN POR PETRÓLEO DERRAMADO

Comenzar con "A" en la zona de marea más baja

Identidad de la Zona	Zona de marea				Cubierta de petróleo			Espesor del Petróleo					Tipo de Petróleo						
					Longitud	Anchura	Distr.												
	LI	MI	UI	SU	m/pies	m/pies	%	PO	CV	CT	ST	FL	FR	MS	TB	TC	SR	AP	No

7. CONDICIONES DE CONTAMINACIÓN DEL SUBSUELO

Use la letra que indica la localización de la zona y el número de la zanja, p.ej., "A1"

Zanja No.	Zona de marea				Profundidad de la zanja cm / pulg.	Intervalo contaminado cm-cm/pulg-pulg	Característica del petróleo en el subsuelo						Nivel freático cm / pulg.	Color de la iridiscencia B,R,S,N	¿Está limpio abajo? Sí/No
	LI	MI	UI	SU			OPP	PP	OR	OF	TR	No			

8. COMENTARIOS

Recomendaciones de limpieza; Observaciones de tipo ecológico / recreacional / cultural / de la fauna

Dibujo: Si / No Fotos: Si / No (Rollo#_____Marcos_____) Vídeo: Si/ No (Cinta#_____)

Figura 12-1 Resumen de contaminación de las costas marinas – Ejemplo (continuación)

Tabla 12-1 Códigos del formulario de evaluación de las costas marinas – Ejemplo (Fuente: NOAA)

EXPLICACIONES SOBRE EL FORMULARIO DE EVALUACIÓN DE COSTAS MARINAS

La verificación y la consistencia ¡SON MUY IMPORTANTES! Se debe hacer un ejercicio de verificación para asegurar que todos los grupos de trabajo estén utilizando consistentemente la misma terminología y estimados.

Unidades: usar el sistema métrico (m, cm) o el sistema inglés (yd, ft, in). Marcar con un círculo el sistema de unidades utilizadas.

Altura de las mareas: marcar con un círculo las dos letras que indican el progreso de la marea durante el estudio.

Sec. 3 LONGITUD DEL SEGMENTO BAJO ESTUDIO

Registrar siempre ambas longitudes en el primer estudio, especialmente cuando el equipo de personal crea los segmentos en el campo. En estudios repetidos se debe ingresar siempre la longitud del estudio, especialmente si sólo se va a llevar a cabo parte del segmento. Medir en metros o yardas. Cuando sea aplicable, registrar el fin de los segmentos con un aparato GPS.

Sec. 6 CONDICIONES DE LA CONTAMINACIÓN POR PETRÓLEO DERRAMADO EN SUPERFICIE

Identidad de la zona: usar una identificación diferente para cada acontecimiento, p.ej., dos bandas distintas de petróleo a nivel marea media y marea alta o cerca de la orilla, donde la distribución del petróleo cambia de 10% a 50%. Describir cada acontecimiento diferente en líneas separadas.

Zona de marea: usar los códigos para indicar la ubicación del petróleo que se está describiendo, como sigue: la parte baja de la zona de marea (LI), la parte media de la zona de marea (MI), la parte alta de la zona de marea (UI)o fuera de la zona de marea (SU), que es el área que queda por encima del nivel normal alto de la marea.

Distribución del petróleo en zonas de marea: escribir el porcentaje estimado de petróleo en superficie o los códigos para los siguientes intervalos:

C	Continuo	cobertura del 91–100%
B	Interrumpido	51–90%
P	En parches	11–50%
S	Esporádico	<1–10%
T	Trazas	<1%

Espesor del petróleo en superficie: usar los siguientes códigos:

PO	Charco de petróleo [Petróleo fresco o mousse >0,4 in (~1 cm) espesor]
CV	Cubierta [petróleo o mousse de >0.04 in (0.1 cm) a <0,4 in (~1 cm) sobre cualquier superficie]

Tabla 12-1 Códigos del formulario de evaluación de las costas marinas (continuación)

CT	Capa (petróleo visible de <0,1 cm, que se puede raspar con una uña)
ST	Mancha (petróleo visible que no se puede raspar con una uña)
FL	Película (película aceitosa o reflejo plateado transparente o iridiscente)

Características del petróleo en superficie:

FR	Petróleo fresco (petróleo líquido sin degradación alguna)
MS	Mousse (parece como una crema batida y es un petróleo emulsionado que se esparce sobre amplias áreas)
TB	Bolas de alquitrán (acumulaciones discretas de petróleo de <10 cm de diámetro)
TC	Alquitrán (petróleo muy degradado, bituminoso, con una consistencia prácticamente sólida)
SR	Residuos de petróleo en la superficie (sedimentos de petróleo en la superficie, no adherentes)
AP	Pavimento de asfalto (sedimentos de petróleo en superficie, muy adherentes)
NO	Sin petróleo (sin evidencia de contaminación de petróleo)

CONDICIONES DE CONTAMINACIÓN DEL SUBSUELO

Intervalo contaminado: medir las profundidades desde el sedimento de la superficie hasta la parte superior/inferior de la capa contaminada por petróleo derramado en el subsuelo. Poner las diferentes capas de petróleo en líneas separadas.

Elementos que describen la contaminación por petróleo derramado en el subsuelo: usar los siguientes códigos:

OP	Poros llenos de petróleo (cuando los espacios de los poros se encuentran completamente llenos de petróleo)
PP	Poros parcialmente llenos (cuando el petróleo, al ser perturbado, no fluye hacia afuera de los sedimentos)
OR	Residuos de petróleo (cuando los sedimentos están visiblemente contaminados con una capa negra/marrón en el clástico, pero con poca o ninguna acumulación de petróleo entre los espacios de los poros)
OF	Película de petróleo (cuando los sedimentos están levemente contaminados con una película o mancha de petróleo en el clástico)
TR	Trazas (cuando hay una película o mancha de petróleo no continuas, o cuando hay olor o adherencia)

Color plateado brillante: describir la iridiscencia en el nivel freático como marrón (B), arco iris (R), plata (S), o ninguna (N).

Como el tamaño predominante de las partículas granuladas y de los substratos en un determinado sector de la costa marina contaminada determina en gran parte la selección del tratamiento, es común clasificar los tipos de costa marina en términos de su carácter geológico. Los tipos de costas que se enumeran a continuación son los que se usan en esta guía como base para la selección de los métodos de tratamiento (Secciones 12-3 y 12-4) (Véase también la Tabla 6-1):

- Plataformas con roca de fondo formadas por las olas
- Estructuras de construcción sólida y playas de cantos rodados
- Playas de arena de grano fino a mediano
- Playas de arena de grano grueso
- Acantilados de tundra
- Playas de grava y guijarros
- Escollera
- Esteros mareales expuestos
- Esteros mareales con vegetación, expuestos
- Costas rocosas protegidas y farallones de arcilla
- Turba y hondonadas de tundra
- Esteros mareales protegidos
- Ciénagas marinas y manglares
- Hábitats susceptibles cerca de la costa y costa afuera (arrecifes de coral, lagunas, lechos o concentraciones de algas marinas y lechos de hierbas marinas o plantas acuáticas)

12.3 Guías decisorias en el tratamiento de las costas marinas

Después de determinar el tipo de costa y el género de la contaminación, se pueden seleccionar los métodos apropiados de tratamiento. Las Figuras 12-2 a 12-5 indican una o más técnicas de tratamiento potencialmente aplicables, mencionando en primer lugar las técnicas que se consideran preferibles. Si no es posible utilizar la primera técnica, entonces se debe seleccionar la siguiente.

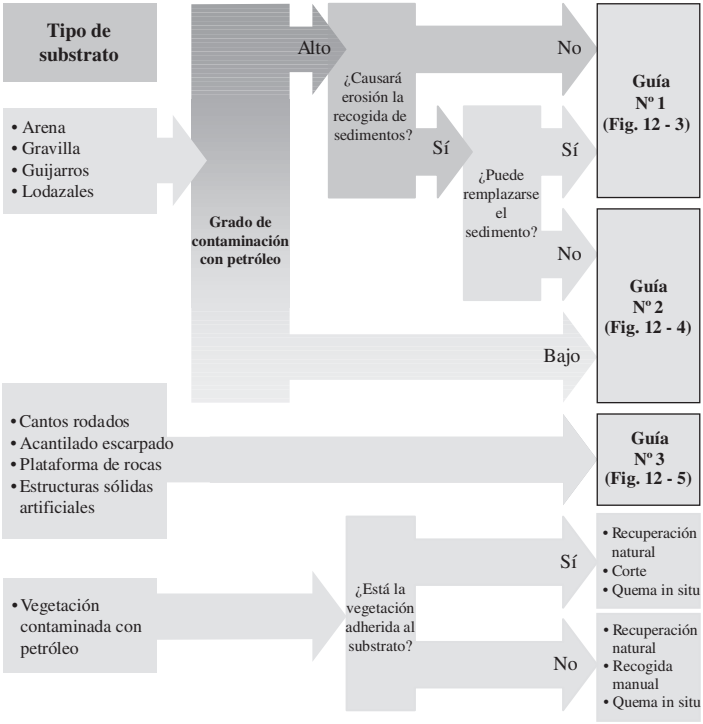
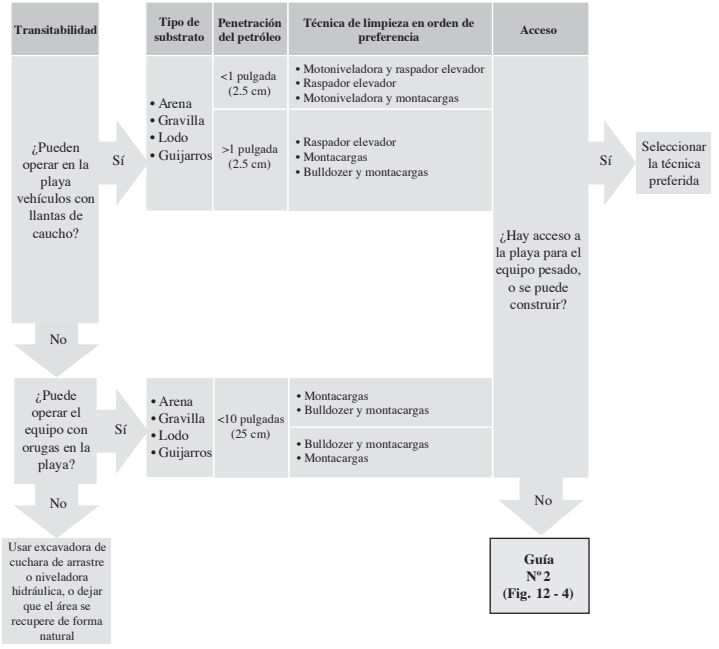


Figura 12-2 Clave para utilizar la guía para el tratamiento de las costas marinas



12

Figura 12-3 Guía para el tratamiento de las costas marinas Nº 1

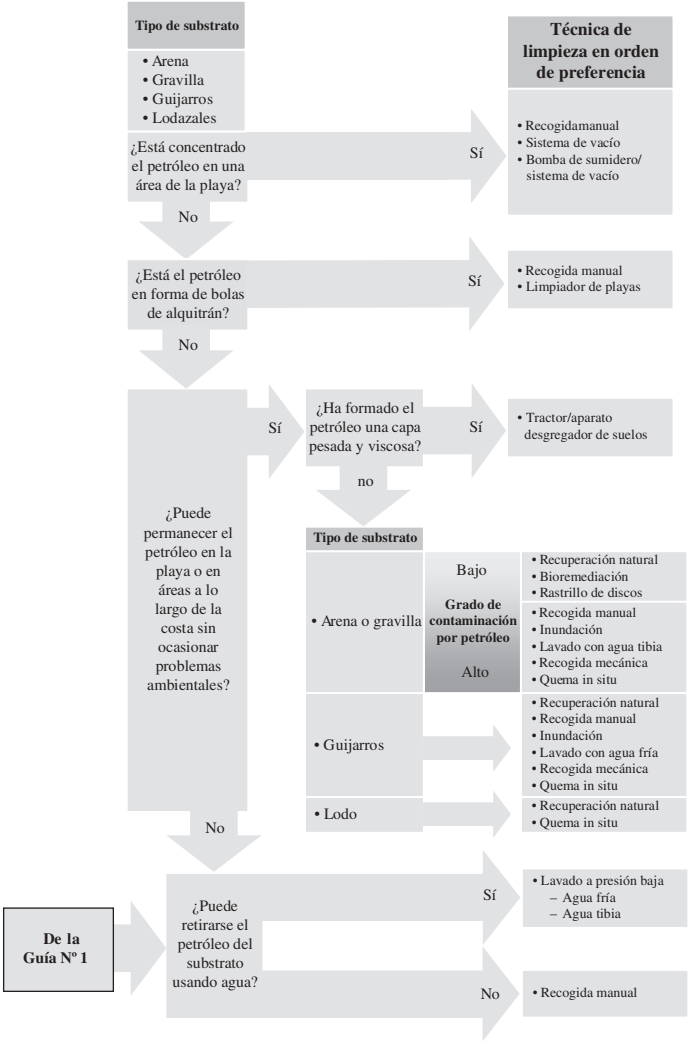


Figura 12-4 Guía para el tratamiento de las costas marinas Nº 2

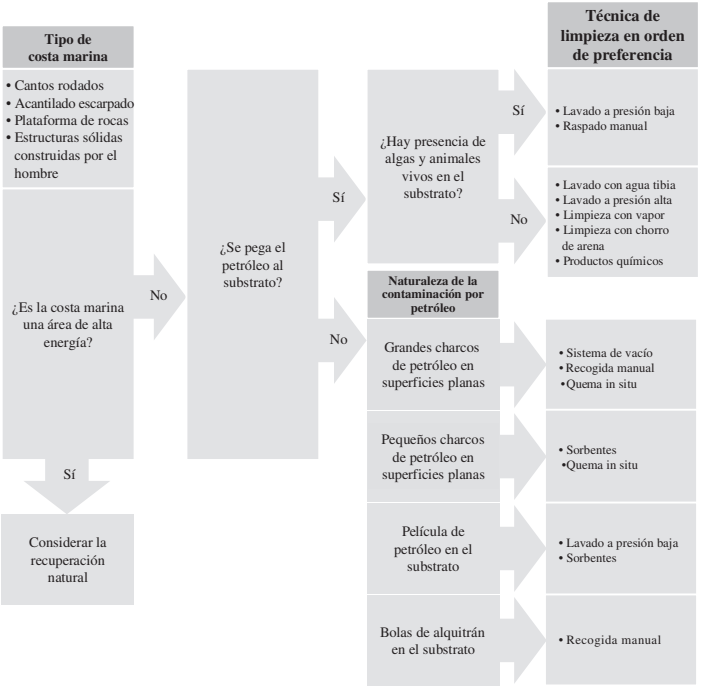


Figura 12-5 Guía para el tratamiento de las costas marinas Nº 3

12.4 Tratamiento de los diversos tipos de costas marinas

Ya que son muchas las variables que afectan la selección de las opciones de tratamiento, el proceso de decisión requiere información que no está contenida en las guías decisorias. La Tabla 12-2 complementa las guías decisorias, resumiendo las opciones de tratamiento por tipo de costa marina. Además, es beneficial recordar lo siguiente:

- Se debe rociar o inundar desde la orilla de la costa sólo cuando las zonas de marea baja están sumergidas.
- No se debe rociar agua dulce sobre las comunidades de organismos en zonas de marea.

- Se debe usar el calor y el agua caliente con precaución porque afectan los organismos. Ejercer cautela.
- Se debe minimizar el tránsito peatonal para no pisar organismos atrapados.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Farallones de rocas sin vegetación y plataformas rompeolas	• Es preferible la recuperación natural para los petróleos livianos o medianos que alcanzan las costas expuestas. El petróleo liviano que llega a tierra puede ser retirado rápidamente por la acción de las olas. El petróleo liviano que llega hasta las áreas protegidas se elimina frecuentemente por las olas en el plazo de unas semanas. El petróleo pesado puede permanecer adherido por años en depresiones. • Los sistemas de vacío son efectivos para petróleos livianos, medianos y pesados que se han recogido en depresiones o balsas de marea (el método es inseguro con gasolina). • La inundación con agua de un tubo perforado o de una manguera sin boquilla es apropiada para petróleos livianos. Evite el flujo del petróleo pendiente abajo hacia las zonas de marea baja. • El lavado con agua fría a baja presión también se puede usar para los petróleos livianos y medianos. El lavado desde botes o barcazas elimina los efectos del tráfico peatonal sobre los organismos marinos. Se debe evitar el flujo del petróleo pendiente abajo hacia las zonas de marea baja. Se debe contener y recoger el petróleo utilizando “skimmers” o absorbentes. • Se debe usar el lavado con agua fría a presión alta para los petróleos viscosos que no pueden ser retirados con el lavado a baja presión. • Las cantidades pequeñas de petróleos pesados o medianos se pueden retirar manualmente. El lavado con agua tibia o caliente a baja presión se debe usar para los petróleos más viscosos que no se pueden retirar con agua fría. • Antes de inundar las costas o lavarlas a baja presión, se pueden utilizar limpiadores y sustancias químicas. El petróleo recuperado se debe contener y recoger. • La manera más segura de lavar el petróleo pegado en acantilados escarpados es usando omnibarreras especialmente diseñadas para tal propósito.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Estructuras de construcción sólida y playas de cantos rodados	• Es preferible la recuperación natural para los petróleos livianos o medianos que alcanzan las costas expuestas. El petróleo liviano que llega a tierra puede ser retirado rápidamente por la acción de las olas pero el petróleo pesado puede permanecer adherido por años en depresiones. El petróleo liviano que llega hasta las áreas protegidas es con frecuencia eliminado por las olas en el plazo de unas semanas. • Las cantidades pequeñas de petróleos pesados o medianos se pueden retirar manualmente. • En países donde está aprobado este procedimiento, se pueden aplicar agentes dispersantes u otros limpiadores sobre cantidades pequeñas de petróleo, siempre y cuando se haga durante la marea alta. • La inundación desde un tubo perforado o manguera sin boquilla es apropiada para petróleos livianos. No se debe permitir el flujo de petróleo hacia las zonas de marea baja. • También se puede usar el lavado con agua fría a baja presión para los petróleos livianos y medianos. El lavado desde botes o gabarras elimina los efectos del tráfico peatonal sobre los organismos marinos. No se debe permitir el flujo de petróleo hacia las zonas de marea baja. Se debe contener y recoger el petróleo utilizando “skimmers” o absorbentes. • El lavado con agua tibia o caliente a baja presión puede retirar los petróleos más viscosos que no se ven afectados por la acción del agua fría. • Se debe usar el lavado con agua fría a presión alta para los petróleos más viscosos que no pueden ser retirados con el lavado a baja presión. • Se deben usar el lavado con agua tibia o caliente a alta presión, la limpieza a vapor o el lavado con chorro de arena en aquellas superficies donde no hay presencia de organismos. • El lavado con agua tibia o caliente a alta presión puede quitar el petróleo viscoso de las obras de mampostería y yeso. No se deben utilizar productos abrasivos (p.ej., lavado con chorro de arena) o químicos en estos tipos de superficies porque se pueden dañar. Es importante consultar con las agencias gubernamentales si se planea limpiar monumentos históricos.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Playas de arena de grano fino a mediano	• Se prefiere la recuperación natural en el caso de derrames pequeños de petróleos livianos a medianos o en costas expuestas o lejanas. • Las labores de cultivo/aireación o reubicación de sedimentos aceleran la degradación y la eliminación natural de los petróleos livianos. • La recogida mecánica es apropiada para tramos largos de playa con una concentración alta de petróleo en la superficie, siempre y cuando la operación pueda limitar la remoción de material no contaminado. Las niveladoras y raspadores elevados son preferibles porque pueden raspar una capa delgada de arena contaminada con petróleo derramado. Los montacargas son menos precisos, pero pueden recoger las bandas de arena (surcos) creadas por las niveladoras. Los bulldozers (excavadoras) son el último recurso. Las playas de arena fina son más duras y ofrecen mejor tracción para los vehículos. La tracción es peor en la zona baja de marea debido a la presencia de sedimentos saturados de agua, y el área tierra adentro (hacia el interior) de la zona de marea debido a la presencia de sedimentos livianos, cargados por el viento. Disminuir la presión de las llantas puede mejorar la tracción. Se debe evitar retirar sedimentos en exceso. • La recogida manual es preferible en casos de derrame de petróleos medianos y pesados, pero es menos efectiva cuando el petróleo está enterrado o ha sido reprocesado con los sedimentos. En estos casos, las palas con bordes rectos son más adecuadas que las palas con bordes puntiagudos. Los cargadores pueden mejorar la eficiencia de la recogida manual. • La inundación con agua de un tubo perforado o de una manguera sin boquilla puede retirar petróleos livianos a medianos de la superficie, pero no es efectiva si el petróleo ha penetrado por debajo de la superficie. Se debe llevar el petróleo derramado hasta sumideros o trincheras revestidas y recogerlo con “skimmers” o unidades de vacío. • Se debe usar el lavado con agua fría a presión baja para los petróleos livianos a medianos donde la penetración no ha sido muy profunda, dirigiendo el líquido hacia las trincheras/zanjas revestidas. Se debe recoger el petróleo usando unidades de vacío o “skimmers”.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Playas de arena de grano fino a mediano *(continuación)*	• Los “skimmers” en áreas encerradas por barreras adyacentes a las costas marinas que están siendo limpiadas también pueden recoger el petróleo lavado. No obstante, este esfuerzo puede resultar limitado por las corrientes de agua, las olas, la profundidad del agua y la cantidad de escombros.
Playas de arena de grano grueso	• La recuperación natural puede ser aceptable en el caso de derrames pequeños, petróleos livianos a medianos o en costas expuestas o lejanas. • La recogida mecánica es apropiada usando niveladoras o raspadores sólo cuando se pueden recuperar grandes cantidades de petróleo pesado a sólido. Debido a la poca capacidad de estas superficies de soportar equipo y personal, como segunda opción se puede usar el montacargas con la retroexcavadora. • La reposición natural del sedimento grueso es muy lenta, por eso, la recogida del material contaminado con petróleo puede requerir reemplazo para evitar el retroceso de la costa marina. Se debe consultar con un experto en geomorfología costera, con relación a la cantidad apropiada de sedimento que se puede retirar. • La inundación con agua de un tubo perforado o de una manguera sin boquilla puede retirar petróleos livianos a medianos de la superficie, pero no es efectiva si el petróleo ha penetrado los sedimentos subyacentes. Se debe llevar el petróleo derramado hasta sumideros o trincheras revestidas y recogerlo con “skimmers” o unidades de vacío. • Se puede usar el lavado con agua fría a baja presión para los petróleos livianos y medianos. Esto recoge el petróleo móvil de los sedimentos de la superficie y el subsuelo, lo que es más efectivo que la inundación. Se debe contener el petróleo en zanjas revestidas y recogerlo utilizando algún sistema de vacío. • Se debe evitar el uso de lavado o inundación con agua tibia para petróleos viscosos. El calor puede reducir la viscosidad del petróleo, resultando en una penetración más profunda del petróleo en la playa. • Los “skimmers” en áreas encerradas por barreras adyacentes a las costas marinas que están siendo limpiadas también pueden recoger el petróleo lavado. No obstante, este esfuerzo puede resultar limitado por las corrientes de agua, las olas, la profundidad del agua y la cantidad de escombros presentes.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Acantilados de tundra	• Muy probablemente el petróleo será removido de manera natural en un período corto de tiempo. • La recogida manual del petróleo o de la tundra contaminada en la base del acantilado sólo es práctica cuando hay pequeñas cantidades de material. • Las opciones mecánicas no son aconsejables porque pueden acelerar la erosión. • La turba natural es común y puede utilizarse como material absorbente, siempre que no provenga de la tundra viva. • Se puede aplicar un mecanismo de aspiración al petróleo que ha formado charcos. • La inundación puede acelerar la limpieza por descarga de agua de petróleos livianos de los sedimentos o turba de la playa. • No son apropiados en estos casos los tratamientos agresivos, tales como el lavado a alta presión, el lavado con agua caliente o la quema.
Playas de grava y guijarros	• Se prefiere la recuperación natural en el caso de derrames pequeños de petróleos livianos a medianos o en costas expuestas o lejanas. • Se deben recoger manualmente los sedimentos superficiales contaminados con petróleo derramado, el pavimento de asfalto, las bolas de alquitrán y los pequeños escombros contaminados. Las palas puntiagudas son las mejores para este trabajo. • La inundación con agua de un tubo perforado o de una manguera sin boquilla puede retirar petróleos livianos a medianos de la superficie, pero no es efectiva cuando el petróleo ha penetrado los sedimentos subyacentes. Se debe llevar el petróleo derramado hasta sumideros o zanjas revestidas y recogerlo con “skimmers” o unidades de vacío. • También se puede usar el lavado con agua fría a baja presión para dirigir el petróleo hacia las zanjas revestidas. Esto es más efectivo que la inundación al recoger el petróleo viscoso de los sedimentos de la superficie y el subsuelo. • Se debe evitar el uso de lavado o inundación con agua tibia para petróleos viscosos. El calor puede reducir la viscosidad del petróleo, resultando en una penetración más profunda del petróleo en la playa.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Playas de grava y guijarros *(continuación)*	• Los "skimmers" también pueden recoger el petróleo lavado en áreas encerradas por barreras adyacentes a las costas marinas que están siendo limpiadas. No obstante, este esfuerzo puede resultar limitado por las corrientes de agua, las olas, la profundidad del agua y la cantidad de escombros presentes. • Antes de retirar grava o guijarros, se debe consultar con un experto en geomorfología costera, con relación a la cantidad apropiada de sedimento que se puede retirar. • La manera más segura de lavar el petróleo pegado en acantilados escarpados es usando omnibarreras especialmente diseñadas para tal propósito.
Escollera	• Se prefiere la recuperación natural para petróleos más livianos y escenarios más expuestos. • Se recomienda la recogida manual de escombros y de bolsas persistentes de petróleo. • El uso oportuno de sistemas de vacío en charcos de petróleo acumulado en grietas puede aumentar la tasa de recuperación del petróleo. • El lavado a alta presión y temperatura puede ser necesario al limpiar los petróleos viscosos con descarga de agua.
Esteros mareales expuestos	• Se prefiere la recuperación natural para todos los tipos de petróleo derramado ya que las actividades de respuesta pueden ocasionar mayores impactos que la contaminación del petróleo en las playas. • La recogida mecánica no es una opción por la poca capacidad de los esteros mareales de soportar el peso de personal y maquinaria, lo que es un inconveniente a la hora de realizar las operaciones de tratamiento. Se pueden llevar a cabo las operaciones desde una gabarra o embarcación de fondo plano que pueda encallar durante la marea baja y volver a flotar durante la marea alta. Se debe tener cuidado para no perturbar los sedimentos. • Los sistemas de vacío son útiles para la limpieza de pequeñas cantidades de petróleos livianos a medianos acumulados en charcos (este método es inseguro con gasolina). Las zanjas pueden recoger el petróleo durante la marea baja. • Se pueden retirar manualmente las cantidades pequeñas de petróleos acumulados en charcos.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Esteros mareales expuestos *(continuación)*	• El método de inundación se puede usar para petróleos con viscosidad baja a media, usando absorbentes para la recogida. • Se puede usar el lavado con agua fría a baja presión para los petróleos livianos y medianos. El petróleo se debe confinar en zanjas revestidas y recogerlo con unidades de vacío o "skimmers".
Esteros mareales con vegetación, expuestos	• Se prefiere la recuperación natural en el caso de derrames pequeños de petróleos livianos a medianos o en costas expuestas o lejanas. • La recogida manual de sedimentos superficiales contaminados con petróleo derramado, pavimento de asfalto, bolas de alquitrán y pequeños escombros contaminados es posible cuando la capacidad del suelo de soportar el peso del equipo y personal lo permita. • La inundación con un tubo perforado o de una manguera sin boquilla puede retirar petróleos livianos a medianos de la superficie, pero no es efectiva cuando el petróleo ha penetrado los sedimentos subyacentes. Se debe llevar el petróleo derramado hasta sumideros o zanjas revestidas y recogerlo con "skimmers" o sistemas de vacío. • Los métodos para atrapar o contener el petróleo derramado (trincheras/zanjas y diques) y recogerlo durante la marea baja (marea menguante) pueden ser efectivos. • El lavado con agua fría y baja presión es más efectivo que la inundación al recoger el petróleo viscoso de los sedimentos de la superficie y el subsuelo. Se debe llevar el petróleo hacia trincheras revestidas. • Se debe evitar el uso de lavado o inundación con agua tibia para petróleos viscosos. El calor puede reducir la viscosidad del petróleo, resultando en una penetración más profunda del petróleo en la playa. • La recogida manual con herramientas manuales se puede combinar con el uso de sistemas de vacío y "skimmers". • En los sitios donde los esteros mareales no soportan el peso del personal y el equipo, se puede usar el lavado con agua fría a presión baja para acorralar el petróleo liviano a mediano hacia las áreas entre barreras durante la marea alta. Se debe recuperar el petróleo derramado utilizando "skimmers" de tambor, discos o cabo fregona (trapeador), o a través del uso de absorbentes cuando las cantidades de petróleo son pequeñas.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Esteros mareales con vegetación, expuestos *(continuación)*	• Cortar la vegetación puede retrasar la recuperación, pero puede ser aconsejable si las aves en procesos migratorios o de anidación están en riesgo. El corte afecta el crecimiento y supervivencia de las plantas durante el otoño y el invierno. Se debe consultar la asesoría de los expertos en ecología.
Costas rocosas protegidas y farallones de arcilla	• Es preferible la recuperación natural para los petróleos livianos o medianos que alcanzan las costas rocosas protegidas. El petróleo liviano que llega a tierra puede ser retirado en cuestión de semanas por la acción de las olas pero el petróleo pesado puede permanecer adherido por años en depresiones y madrigueras. Generalmente, la recogida manual de pequeñas cantidades de petróleos medianos a pesados es posible. • Los sistemas de vacío son efectivos para petróleos livianos, medianos y pesados que se han recogido en depresiones o balsas de marea (el método es inseguro con gasolina). • La inundación desde un tubo perforado o manguera sin boquilla es apropiada para petróleos livianos. No se debe permitir el flujo de petróleo hacia las zonas de marea baja. • El lavado con agua fría a baja presión también se puede usar para los petróleos livianos y medianos. El lavado desde botes o gabarras elimina los impactos del tráfico peatonal sobre los organismos marinos. Evite el flujo del petróleo pendiente abajo hacia las zonas de marea baja. Se debe contener y recoger el petróleo utilizando “skimmers” o absorbentes. • El lavado con agua tibia o caliente a baja presión es apropiado para los petróleos más viscosos que no se pueden retirar con agua fría. • Se puede usar el lavado con agua fría a presión alta para los petróleos viscosos que no pueden ser retirados con el lavado a baja presión. • El lavado con agua tibia o caliente a alta presión, la limpieza a vapor o el lavado con chorro de arena son efectivos y apropiados en aquellas superficies donde no hay presencia de organismos. • Se pueden aplicar productos químicos limpiadores de costas marinas sobre pequeñas cantidades de petróleo, siempre y cuando sea en marea creciente y haya suficiente circulación. Se pueden utilizar absorbentes para recoger el petróleo liberado.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Costas rocosas protegidas y farallones de arcilla *(continuación)*	• La manera más segura de lavar el petróleo pegado en acantilados escarpados es usando omnibarreras especialmente diseñadas para tal propósito.
Turba	• La recuperación natural siempre es la opción preferida. • Incluso la remoción parcial de turba muy contaminada puede ser beneficiosa. • La limpieza mecánica y la remoción agresiva no son apropiadas.
Hondonadas de tundra inundadas	• Se prefiere la recuperación natural y tiene menos impacto en derrames pequeños a moderados. • La limpieza vale la pena cuando quedan grandes cantidades de petróleo que actúan como una fuente crónica de recontaminación de hábitats susceptibles cercanos. • Las principales opciones que se deben considerar son el uso de absorbentes, la recogida de escombros y la inundación a baja presión.
Esteros mareales protegidos	• Se prefiere la recuperación natural para todos los tipos de petróleo derramado ya que las actividades de respuesta pueden ocasionar mayores impactos que la contaminación del petróleo en las playas. • La inundación con agua de un tubo perforado o de una manguera sin boquilla puede retirar petróleos livianos a medianos de la superficie, pero no es efectiva si el petróleo ha penetrado en los sedimentos subyacentes. Se debe llevar el petróleo derramado hasta sumideros o trincheras revestidas y recogerlo con “skimmers” o vacío. • Se puede usar el lavado con agua fría a baja presión para los petróleos livianos y medianos. El lavado desde botes o barcazas elimina los impactos del tráfico peatonal sobre los organismos marinos. Se puede recoger el petróleo lavado, en áreas entre barreras adyacentes a la costa marina afectada, con “skimmers” de disco, tabor y cabo fregona.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Ciénagas marinas y manglares	• La mejor protección es la aspersión con agentes dispersantes costa afuera antes de que el petróleo alcance estos hábitats. • Generalmente, se prefiere la recuperación natural porque el tratamiento altera los procesos regenerativos naturales. No obstante, como el petróleo puede afectar el sistema de raíces de los manglares, un limpiador de costas marinas rociado sobre los manglares cubiertos con petróleo pesado puede reducir la adhesión. (Ver Sección 12.9) • En las ciénagas marinas, la quema es uno de los métodos preferidos de tratamiento. Se debe evitar la quema cuando la parte inferior de los tallos está seca y expuesta. • La intervención puede ser apropiada en ciénagas donde se ha concentrado el petróleo y existe la posibilidad de que se esparza ampliamente debido a la acción de las mareas, donde el petróleo es una amenaza para la fauna o donde la recuperación puede tomar décadas (depósitos gruesos de petróleo pesado). Con el fin de evitar el daño a los sistemas de raíces por retirar o compactar el sedimento ocasionados por la maquinaria y los trabajadores, el trabajo se debe realizar desde un bote. Cuando hay que mover equipo en tierra firme, el uso de esterillas y llantas de baja presión de aire ayudan a reducir este tipo de impacto. • En ciénagas y manglares se puede utilizar el lavado con agua fría a presión baja para acorralar el petróleo liviano-mediano en la superficie entre barreras. Se debe recoger el petróleo derramado utilizando “skimmers” de tambor, disco o cabo fregona (trapeador), o a través del uso de absorbentes cuando las cantidades de petróleo son pequeñas. Se debe tener cuidado de evitar la erosión excesiva. • Cortar las plantas contaminadas de la ciénaga puede retrasar la recuperación, pero puede ser aconsejable donde hay aves en procesos migratorios o de anidación que estén en riesgo. Se debe consultar la asesoría de los expertos en ecología.

Tabla 12-2 Opciones de tratamiento según el tipo de costa (continuación)

Tipo de costa	Opciones de tratamiento
Hábitats susceptibles cerca de la costa y costa afuera ***Arrecifes de coral, Lagunas, lechos de algas, lechos de hierbas marinas***	• Se pueden utilizar agentes dispersantes para proteger los arrecifes de coral, los lechos y concentraciones de algas y plantas marinas cuando se aplican en aguas de >30 pies (10 metros) o en áreas que tienen una dispersión natural rápida. Su uso minimiza el tráfico de las embarcaciones utilizadas en las labores de limpieza. • En lagunas de coral, es aconsejable la remoción del petróleo en superficie usando barreras y “skimmers” o unidades de vacío. • La navegación bordeando los arrecifes de coral es difícil y puede impedir los trabajos del “skimmer”, especialmente si el petróleo en la superficie impide la vista del coral. En estos casos, se prefiere la recuperación natural. • A veces es posible utilizar chorros de agua a baja presión para dirigir hacia las barreras el petróleo flotante sobre los corales y así recogerlo usando “skimmers” o unidades de vacío. • Se debe evitar la quema in situ de producto derramado y el uso de agentes de hundimiento directamente sobre los arrecifes de coral y sobre los lechos y concentraciones de algas y plantas marinas. • No se deben utilizar absorbentes y/o métodos manuales de recogida sobre arrecifes de coral.

12.5 Recuperación natural

La recuperación natural es una técnica de tratamiento para las costas marinas que permite que un sitio se recupere sin intervención o intromisión. Dadas las circunstancias apropiadas, todos los tipos de costas afectadas por cantidades pequeñas o no persistentes de petróleo se pueden recuperar de forma natural. Para determinar las consecuencias probables de dejar que el petróleo se degrade, es importante evaluar la contaminación (Sección 12.2) y los recursos amenazados. Las costas se deben vigilar para asegurarse que la recuperación se esté llevando a cabo.

La recuperación natural puede considerarse apropiada cuando:

- La contaminación ha ocurrido en playas de alta energía (principalmente playas de guijarros, cantos rodados y roca) donde la acción de las olas retira la mayor parte del petróleo en un tiempo relativamente corto.
- Las costas marinas son remotas o inaccesibles.
- El tratamiento o limpieza del petróleo que ha alcanzado la costa puede causar más daño que si se deja que la costa se recupere de forma natural.
- Otras técnicas de respuesta no aceleran la recuperación natural, o no es práctico utilizarlas.

La recuperación natural puede no considerarse apropiada cuando:

- El derrame pone en riesgo recursos ecológicos importantes o amenaza las actividades/los recursos de las personas.
- El petróleo derramado que ha llegado a las playas puede cambiar de sitio y contaminar o volver a contaminar recursos adyacentes o zonas limpias de la playa.

Los posibles efectos de la recuperación natural incluyen:

- La recuperación de áreas susceptibles puede tomar un largo tiempo.
- El petróleo puede perjudicar la vegetación y los organismos (por ahogamiento y/o toxicidad).

12.6 Técnicas de tratamiento físico

En general, las técnicas físicas se utilizan para retirar petróleos derramados que llegan a la costa en zonas de marea cuando la recuperación natural no es una estrategia de respuesta aceptable. En esta Sección se presenta una serie de tablas con datos sobre las opciones de tratamiento físico, que incluye una descripción breve de cada método, en los casos que se debe aplicar, sus efectos posibles, y el apoyo logístico requerido. Se han estimado las tasas de tratamiento y necesidades de personal basándose en el nivel de esfuerzo que generalmente se requiere para tratar un área en una jornada de ocho horas. Las técnicas se presentan en el orden aproximado de su probabilidad de impacto ambiental, comenzando con las menos invasivas:

- En las Tablas 12-3 a 12-6 se describen cuatro métodos usados por los equipos de tratamiento de derrames para retirar manualmente el petróleo de las playas.
- En las Tablas 12-7 a 12-9 se resumen las técnicas de tratamiento que incluyen la aplicación de agua para retirar petróleo de los sedimentos y rocas en la playa.
- La limpieza por vapor y chorro de arena usados algunas veces para retirar el petróleo de las superficies duras, se describe en las Tablas 12-10 y 12-11. Operadores y personal en las cercanías de este equipo necesitan equipo de protección personal, especialmente protección respiratoria de los aerosoles producidos durante la operación.
- En las Tablas 12-12 y 12-13 se indica una lista de equipo de vacío, incluyendo los montados en camiones y las unidades portátiles (ver también la Sección 11.3.12) utilizados para retirar el petróleo derramado acumulado en charcos en las playas.
- La maquinaria pesada que se utiliza de manera individual o combinada cuando el acceso y otras circunstancias lo permiten, se detalla en las Tablas 12-14 a 12-23. En ciertas circunstancias, se pueden utilizar líneas de arrastre o dragador con la forma de una concha de almeja para juntar sedimentos contaminados y escombros.

Muchas clases de equipo móvil mecánico utilizan llantas hinchables, cuyas presiones pueden afectar la eficiencia de operación. Se recomienda ajustar las presiones para corresponder a las condiciones en las costas marinas.

Tabla 12-3 Aplicación de absorbentes

Descripción

Los absorbentes se aplican de forma manual para empapar los petróleos no pegajosos que han alcanzado la costa. Los pompones se colocan en la zona de marea como medio pasivo para recoger petróleos viscosos (pegajosos).

Aplicación

Usarlos en todo tipo de costas para recoger pequeñas acumulaciones de petróleo.

Posibles efectos adversos

El tráfico peatonal puede alterar los sedimentos y afectar los organismos.

Las aves y pequeños mamíferos pueden ingerir las partículas de absorbentes si se dejan sin recoger.

Equipo	Cantidades necesarias (por día)
Hojas absorbentes	20 fardos (100 – 200 almohadillas/fardo)
Rollos absorbentes	20 rollos [36 pulg. (90 cm) × 150 pies (45 m)/rollo]
Barreras absorbentes	20 fardos [4 pies (1,2 m) de longitud × 8 pulg. (20 cm) dia. × 10 pies (3 m)/fardo]
Pompones [para petróleo viscoso (pegajoso)]	10 fardos (100/fardo)
Horcas de acero, rastrillos, etc.	10 – 20
Bolsas plásticas de 6-mil (0,15 mm) (blancas o de color claro)	10 cajas (40 – 50/caja)
Personal	**Tasa de tratamiento óptimo**
10 – 20 trabajadores	La tasa de tratamiento es muy variable. Se puede esperar la recuperación de hasta ¼ gal (1 litro) de petróleo por almohadilla, dependiendo del tipo de petróleo.
1 capataz por cada 10 trabajadores	
Eliminación	**Sugerencias**
Almohadillas y rollos	La eliminación se facilita enrollando los absorbentes y colocándolos en recipientes adecuados.
Barreras	Se eliminan doblándolas, enrollándolas y/o colocándolas en bolsas plásticas para retirarlas.
Materiales sueltos	No se recomienda el uso de materiales absorbentes sueltos en los derrames de petróleo sobre agua o en las costas en zonas de marea debido a la dificultad de recogerlos para la eliminación.
Acceso	
Vehículos de motor ligeros, embarcaciones de poco calado o helicópteros	

Tabla 12-4 Recogida manual de materiales contaminados con petróleo derramado

Descripción

Los sedimentos y escombros contaminados con petróleo derramado se pueden retirar a mano o con palas, rastrillos, etc.

Aplicación

Usar este método en el lodo, la arena, la gravilla y los guijarros cuando la contaminación por petróleo derramado es leve, esporádica y/o en o cerca de la superficie de las playas o en playas donde no hay acceso para equipo pesado

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar o retirar el sedimento y los organismos que se entierran superficialmente.

Equipo	**Cantidades necesarias**	
	Costas marinas levemente contaminadas [~1,2 millas (2 km)]	**Costas marinas muy contaminadas [~1,2 millas (2 km)]**
Palas, rastrillos, picas	10 – 20	50 – 100
Cajas para depositar escombros o bolsas gigantes	2	3 – 4
ATV[1] con remolque o carretillas	1 – 2	1 – 2
Personal	**Costas marinas levemente contaminadas [~1,2 millas (2 km)]**	**Costas marinas muy contaminadas [~1,2 millas (2 km)]**
Trabajadores	10 – 20	50 – 100
Capataces	1 – 2	5 – 10
Acceso		
Sendero peatonal, carretera, embarcaciones de poco calado o helicópteros		

[1] ATV es un vehículo todo terreno

12

Tabla 12-5 Raspado manual

Descripción

El petróleo se raspa manualmente del substrato utilizando herramientas manuales

Aplicación

Usar esta técnica en cantos rodados, rocas y estructuras de construcción sólida levemente contaminadas, o en acumulaciones grandes donde otros métodos no son permitidos o no son prácticos.

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar el sedimento y retirar o causar daño a los organismos. El petróleo no recogido puede causarles daño a los organismos que están repoblando el substrato rocoso o habitando los sedimentos en la parte baja de las actividades de limpieza.

Equipo	Cantidad por cuadrilla
Raspadores de pintura	1 por trabajador (y algunos extra para casos de pérdida de filo o ruptura)
Afiladores (limas/esmeriles)	1
Rastrillos, palas, palustres	1 de cada por cada trabajador
Bolsas plásticas	75 – 100
Material para cubrir el suelo (para la recogida inicial del petróleo raspado), como: • Película plástica • Tela • Absorbentes	1 – 3 rollos
Personal	**Tasa de tratamiento óptimo**
5 cuadrillas de 10 trabajadores cada una	La tasa de tratamiento es muy variable; depende del grado de contaminación por petróleo derramado, del tipo de substrato y número de plantas y animales no contaminados que hay que proteger.
1 capataz por cada cuadrilla	
Acceso	
Sendero peatonal, embarcaciones de poco calado o helicópteros	

Tabla 12-6 Corte de la vegetación

Descripción

La vegetación contaminada con el petróleo derramado se corta a mano, se recoge y se coloca en bolsas o recipientes adecuados para su eliminación

Aplicación

Usar esta técnica en vegetación contaminada con petróleo derramado.

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar y retirar el sedimento y los organismos. El tráfico peatonal intenso puede dañar las raíces y retrasar la recuperación. Puede causar erosión por la pérdida de la vegetación.

Equipo	Cantidad por cuadrilla
Herramientas de corte tales como: • Guadañas • Cortadores mecánicos • Tijeras	3 – 4 (más 1 ó 2 extra en caso de ruptura o pérdida del filo)
Afiladores (limas/esmeriles)	1
Herramientas para recoger tales como: • Horcas de acero • Rastrillos	4 – 6
Bolsas plásticas	75 – 100
Material para cubrir el suelo tal como: • Película plástica • Arpillera • Absorbentes	1 – 3 rollos

Personal	Tasa de tratamiento óptimo
5 cuadrillas de 10 trabajadores cada una	Cada cuadrilla puede cortar y empacar en bolsas aproximadamente 77 yd^2/hr (65 m^2/hr) de vegetación en una costa marina con abundante vegetación.
1 capataz por cada cuadrilla	

Acceso
Sendero peatonal, embarcaciones de poco calado o helicópteros

12

Tabla 12-7 Lavado con agua fría a baja presión

Descripción

La aspersión de agua a baja presión retira el petróleo del substrato y lo canaliza hacia los puntos de recogida. [La presión de la boquilla se mantiene por debajo de los 100 psi (690 kPa)].

Aplicación

Usar esta técnica para lavar el petróleo del lodo, guijarros, cantos rodados, roca, estructuras de construcción sólida y de la vegetación.

Posibles efectos adversos

Si el petróleo no es contenido y recogido, puede crear un potencial de nueva contaminación y alterar los organismos en la parte baja de las operaciones de limpieza.

Equipo primario	Tipo	Número
Unidad de lavado (bomba y mangueras)	10 – 20 psi (70 – 140 kPa) de presión a 50 – 100 gpm (190 – 380 L/min)	3 – 5
Sistema de vacío	110 barriles (17,5 m^3) de capacidad	1 – 2
Bomba y camión cisterna	50 – 75 gpm (190 – 285 L/min) 125 barriles (20 m^3) de capacidad	1 – 2
Equipo para contener y recuperar petróleo suelto, si es necesario	Barrera y “skimmer”	

Personal	Tasa de tratamiento óptimo
1–2 trabajadores por unidad de lavado o recuperación; se requiere equipo de protección personal	La tasa de tratamiento es difícil de predecir y depende del grado de contaminación por petróleo derramado, del tipo de petróleo y del substrato. (~220 gpm [50m^3/hr])
1 capataz por cada 10 trabajadores; se requiere equipo de protección personal	

Acceso
Carreteras para el equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco de los camiones
Vehículos de motor ligeros, embarcaciones de poco calado o helicópteros para la unidad de lavado

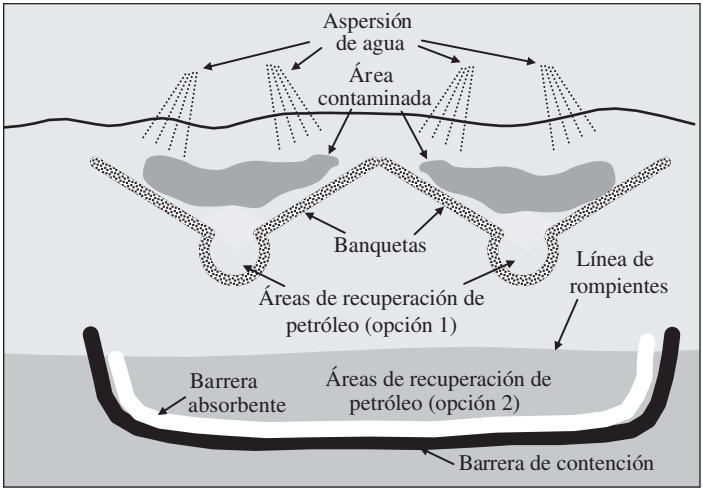


Figura 12-6 Lavado con agua a baja presión

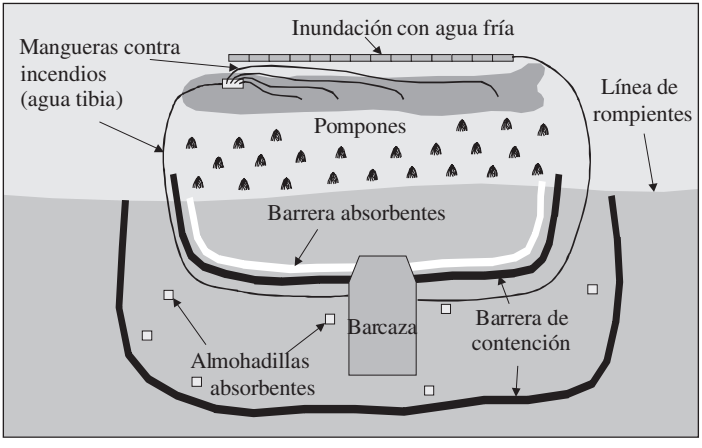


Figura 12-7 Lavado con agua tibia a baja presión/inundación con agua fría

Tabla 12-8 Lavado con agua tibia a baja presión/inundación con agua fría

Descripción

El agua de mar calentada ablanda el petróleo degradado; la inundación con agua fría mueve el petróleo suelto hacia el agua adyacente, donde puede ser recogido. Estas dos técnicas se pueden aplicar juntas o por separado.

Aplicación

Usar esta técnica de lavado para concentraciones altas de petróleo degradado y pegajoso que ha alcanzado las costas marinas protegidas o de moderada energía, compuestas de roca, guijarros y gravilla.

Posibles efectos adversos

Esta técnica puede causarles daño a los organismos de zonas de marea. Las altas presiones de boquilla pueden ocasionar erosiones localizadas.

Equipo primario	Tamaño de la unidad	Cantidad
Embarcaciones para desembarco (o remolques apropiados para operaciones con base en tierra)	40 – 80 pies (12 – 24 m)	1
Calentadores de agua de fuego directo	8 millones de BTU/hr (2340 kW) 125 gpm (475 L/min) a 140°F (60°C)	2
Bombas	6 pulgadas (15 cm) a 100 psi (690 kPa)	2
Generadores	70 hp (50 kW)	1
Barreras de contención	barrera cerca a la orilla	600 pies (180 m)
Barreras absorbentes		300 pies (90 m)
Mangueras contra incendios/boquillas	½–1 pulgada (1,25 – 2,5 cm)	4
Cabezales perforados para lavado, tubo corrugado	6 pulgadas (15 cm)	100 pies (30 m)
Mangueras múltiples	6 pulgadas (15 cm)/ 4 pulgadas (10 cm)	100 pies (30 m)
Barreras de cepo/pompones		300 pies (90 m)
Equipo de apoyo		
Calentadores de agua		
Bombas y generadores		
Embarcaciones para desembarco		

Personal	Tasa de tratamiento óptimo
2 cuadrillas de 10 trabajadores cada una, 1 capataz por cada cuadrilla; se requiere equipo de protección personal	La tasa de tratamiento es difícil de predecir y depende del grado de contaminación por petróleo derramado, del tipo de petróleo y del substrato. (~220 gpm [50m^3/hr])

Acceso
Embarcación para desembarco o carretera para equipo pesado, gabarra

Tabla 12-9 Lavado a alta presión

Descripción

Las corrientes de agua fría o tibia a presión alta retiran el petróleo del substrato y lo canalizan hacia las áreas de recogida.

Aplicación

Usar esta técnica para retirar el petróleo de cantos rodados, rocas y estructuras de construcción sólida.

Posibles efectos adversos

Esta técnica puede retirar algunos organismos y conchas del substrato. Puede alterar la superficie del substrato y lavar el petróleo hacia los sedimentos del subsuelo y organismos de la parte baja de la pendiente.

Equipo primario	Tipo	Número
Unidades de lavado a presión	Independiente 10 gpm (38 L/min) a 4000 psi (27.000 kPa)	2 – 3
Equipo para contener y recuperar petróleo suelto, si es necesario	Barrera y "skimmer"	
Equipo de apoyo	**Tipo**	**Número**
Sistema de vacío	60 – 80 barriles (9,5 – 13 m^3) de capacidad	1
Bombas de desechos	25 – 50 gpm (95 – 190 L/min)	1
Camión cisterna	60 – 80 barriles (9,5 – 13 m^3) de capacidad	1

Personal	Tasa de tratamiento óptimo
1–2 operadores por unidad de lavado a presión; se requiere equipo de protección personal	Una unidad que produce una presión de 3.000 – 4.000 psi (20.000 – 26.667 kPa) puede limpiar 7 – 15 ft^2 (0,75 – 1,5 m^2) por minuto.
1–2 trabajadores por equipo de recuperación; se requiere equipo de protección personal	
1 capataz por cada 10 obreros; se requiere equipo de protección personal	

Acceso
Carretera o gabarra para equipo pesado, camiones
Camino para vehículos de motor ligeros; embarcaciones de fondo plano o helicópteros para la unidad de lavado

12

Tabla 12-10 Limpieza al vapor

Descripción

El vapor despega el petróleo del substrato. Luego, se canaliza el petróleo hacia las áreas de recuperación.

Aplicación

Usar esta técnica para retirar la capa de petróleo depositada en cantos rodados, rocas y estructuras de construcción sólida. Establecer una zona de exclusión.

Posibles efectos adversos

Es probable el retiro y mortalidad de algunos organismos. El petróleo no recuperado puede afectar los organismos en la parte baja de la pendiente de los sitios donde se están llevando a cabo actividades de tratamiento.

Equipo primario	Tamaño de la unidad	Cantidades necesarias	Tasa de tratamiento óptimo
Máquina limpiadora a vapor	280 psi (1930 kPa) a 325°F (163°C)	4 – 6	600 pies^2/hr (55 m^2/hr)
Camión aspirador	80 – 100 barriles (12,7 – 15,9 m^3) de capacidad	1 – 2	
"Skimmer"	Pequeño	1 – 2	
Barreras de contención	2 – 4 veces la longitud de la costa marina tratada	2	

Elementos	Consumo de agua dulce por unidad
Máquina limpiadora a vapor	3,8–4,3 gpm 14 gpm (14–16 L/min)

Personal
2 operadores para cada unidad de limpieza; se requiere equipo de protección personal
1 capataz por cada 10 obreros; se requiere equipo de protección personal

Acceso
Carretera para equipo pesado y camiones
Camino para vehículos de motor ligeros; embarcaciones de fondo plano o helicópteros para las unidades de vapor

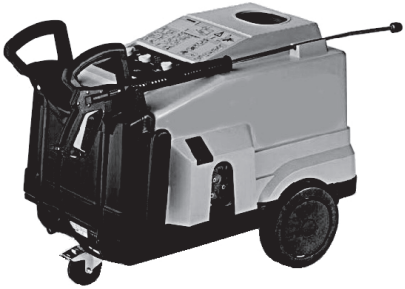


Figura 12-8 Máquina limpiadora a vapor

Figura 12-9 Unidad de limpieza con chorro de arena

Tabla 12-11 Limpieza con chorro de arena

Descripción

La arena a velocidad alta (chorro) retira el petróleo del substrato.

Aplicación

Usar esta técnica para retirar los residuos de petróleo derramado de las estructuras de construcción sólida y otras superficies duras. Establecer una zona de exclusión.

Posibles efectos adversos

Puede retirar los organismos y las conchas del substrato y dejar la superficie limpia y estéril. Puede afectar los organismos de la parte baja de la pendiente. Agrega arena al medio ambiente con posibilidad de nueva contaminación, erosión y la penetración del petróleo a mayores profundidades.

Equipo primario	Cantidades necesarias	Tasa de tratamiento óptimo
Unidad de limpieza con chorro de arena (con compresor incluido)	1	150 pies^2/hr (14 m^2/hr)
Camión para suministrar la arena	1	
Montacargas (si es necesario)	1	
Elementos	**Cantidad**	**Tasa de tratamiento óptimo**
Arena	Aproximadamente 1000 libras/hora (455 kg/hr)	150 pies^2/hr (14 m^2/hr)
Material para cubrir el suelo	1 – 3 rollos	
Personal	**Cantidades necesarias**	**Tasa de tratamiento óptimo**
Obreros para las labores de tratamiento con chorro de arena	2 – 4; se requiere equipo de protección personal	150 pies^2/hr (14 m^2/hr)
Obreros para las labores de limpieza	2 – 3; se requiere equipo de protección personal	
Capataz	1; se requiere equipo de protección personal	
Acceso		
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco		

Tabla 12-12 Sistemas de vacío

Descripción

El camión o la unidad portátil de vacío se sitúan cerca de charcos de petróleo o sitio de recuperación donde el petróleo es recogido con una manguera de vacío.

Aplicación

Usar esta técnica para retirar acumulaciones de petróleo en el agua cuando no hay "skimmers" y para recuperar el petróleo en charcos que se acumula en hendiduras naturales en todos los tipos de costas marinas (excepto en las áreas que no son accesibles por estar cubiertas de vegetación, y otras). Éste no es un procedimiento seguro para la recuperación de gasolina.

Posibles efectos adversos

Esta técnica puede retirar algunos organismos vivos. Vigilar que no haya acumulación de vapores.

Equipo primario	Tasa de succión típica para petróleo en un charco	Tasa de succión típica para petróleo en el agua	Tiempo de llenado típico para un tanque de 110-bbl (17,5 m^3)
Unidad de vacío[1] con manguera de succión de 2 – 3 pulgadas (5 – 7,5 cm) y cabeza de "skimmer"	50 – 100 gpm (190 – 380 L/min) (75% petróleo)	25 – 50 gpm (95 – 190 L/min) (5% petróleo)	0,75 hr a 100 gpm (380 L/min) 1,5 hr a 50 gpm (190 L/min) 3 hr a 25 gpm (90 L/min)

Gama de capacidades	
Sistema de vacío	6 – 140 barriles (0,9 m^3 – 22,3 m^3)
manguera de succión de 6 pulgadas (15 cm)	700 – 900 gpm (2650 – 3400 L/min) máximo[2]
manguera de succión de 4 pulgadas (10 cm)	500 – 600 gpm (1900 – 2270 L/min) máximo[2]
manguera de succión de 3 pulgadas (7,5 cm)	50 – 400 gpm (190 – 1510 L/min) máximo[2]
manguera de succión de 2 pulgadas (5 cm)	50 – 200 gpm (190 – 760 L/min) máximo[2]

Equipo de apoyo

Los dispositivos para acorralar el petróleo en el agua pueden incluir:

- Barrera
- Tableros de "skimmer"
- Mangueras de agua a baja presión
- Sopladores de hojas/sopladores de aire

Personal

1 trabajador por cada manguera de succión

1 – 2 trabajadores para las labores de contención, acorralamiento y operaciones manuales de "skimmer" del petróleo

1 capataz por cada 10 obreros

Acceso

Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco

[1] El número requerido de unidades de vacío depende de la cantidad de petróleo derramado, el número de sitios de recuperación y la proporción petróleo a agua.

[2] La manguera de toma está totalmente sumergida y aspira el líquido con poca o ninguna elevación de succión.

Tabla 12-13 Bomba de sumidero/sistema de vacío

Descripción

El petróleo fluye hacia un sumidero donde es recogido y de allí es retirado por bombas o unidades de vacío.

Aplicación

Usar esta técnica en arena firme o playas con lodo que se contaminan constantemente.

Posibles efectos adversos

Esta técnica puede desplazar organismos debido a la excavación de un sumidero de 2 – 4 pies (0,6 – 1,2 metros). Vigilar que no haya acumulación de vapores.

Equipo primario	Tasa de succión típica para una capa gruesa de petróleo [0,08 pulgadas (2 mm)]	Tasa de succión típica para una capa delgada de petróleo [0,04 pulgadas (1 mm)]	Tiempo de llenado típico para un tanque de 110 barriles (17,5 m^3)
Unidad de vacío1 o bomba de alta capacidad típicamente con una manguera de succión de 2 – 3 pulgadas (5 – 7,5 cm) y cabeza de "skimmer"	75 gpm (285 L/min) 50 gpm (190 L/min) (50% petróleo)	50 gpm (190 L/min) 25 gpm (95 L/min) (5% petróleo)	1 hr a 75 gpm (285 L/min) 1,5 hr a 50 gpm (190 L/min)
Gama de capacidades			
Unidad de vacío	6 – 140 barriles (0,9 m^3 – 22,3 m^3)		
Camión cisterna	20 – 160 barriles (3,2 m^3 – 25,4 m^3)		
Manguera de succión de 6 pulgadas (15 cm)	700 – 900 gpm (2650 – 3400 L/min) máximo[2]		
Manguera de succión de 4 pulgadas (10 cm)	500 – 600 gpm (1900 – 2270 L/min) máximo[2]		
Manguera de succión de 3 pulgadas (7,5 cm)	50 – 400 gpm (190 – 1510 L/min) máximo[2]		
Manguera de succión de 2 pulgadas (5 cm)	50 – 200 gpm (190 – 760 L/min) máximo[2]		
Personal			
1 trabajador por cada manguera de succión			
1 – 2 trabajadores para las labores de contención, acorralamiento y operaciones manuales de "skimmer" del petróleo			
1 capataz por cada 10 obreros			
Acceso			
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco			

[1] El número de unidades de vacío o bombas requeridas depende de la cantidad y tasa de recuperación de petróleo en el sumidero.

[2] La manguera de toma está totalmente sumergida y aspira el líquido con poca o ninguna elevación de succión.

Tabla 12-14 Limpiador de playas

Descripción

Puede ser de propulsión automática o arrastrado por un tractor en la playa, donde se recogen bolas de alquitrán.

Aplicación

Usarlo en playas de arena o gravilla levemente contaminadas con petróleo derramado (bolas de alquitrán).

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar el sedimento superior y los organismos que se entierran superficialmente.

Equipo primario	Número	Tasa de tratamiento óptimo
Limpiador de playas:		
• Trabaja a 4 mph (6,4 km/hr) con un corte superficial de 6 pies (1,8 m) de ancho	1	25 min/acre (1 hr/hectárea)
• Trabaja a 1 mph (1,6 km/hr) con un corte profundo de 6 pies (1,8 m) de ancho	1	1,4 hr/acre (3,5 hr/hectárea)
Equipo de apoyo		
Tractor (llantas de goma)		
Personal		
1 operador para cada equipo		
Acceso		
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco		

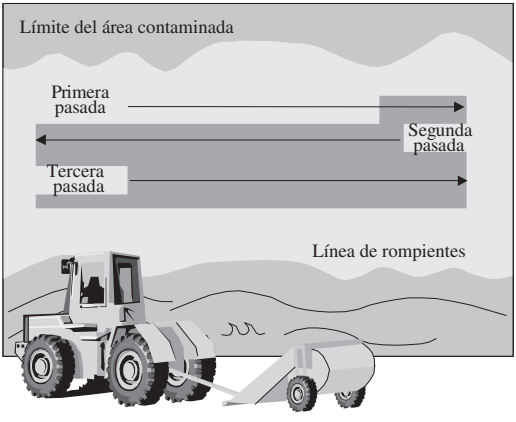


Figura 12-10 Patrón de tratamiento del limpiador de playas

Tabla 12-15 Mezcla de sedimentos altamente contaminados con petróleo, con tractor o aparato disgregador de suelos

Descripción

Un tractor equipado con aparato disgregador de suelos o dientes se pasa a lo largo de la playa, hacia arriba y hacia abajo (para no retirar los sedimentos, reduciendo así la erosión) para facilitar los procesos de evaporación y degradación natural que se dan en las costas marinas.

Aplicación

Usar esta técnica en áreas "pavimentadas" de contaminación gruesa por petróleo derramado en la superficie, sobre playas de guijarros, gravilla y arena. Usar también en playas de recreación con pocos servicios o cuando la recogida del substrato puede causar erosión.

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar el sedimento y los organismos que se entierran tanto superficialmente como a mayor profundidad.

Equipo primario	**Cantidades necesarias**	
	Un área de 66 pies (20 m) × 1,2 mi (2 km)	**Un área de 165 pies (50 metros) × 1,2 mi (2 km)**
Tractor/aparato disgregador de suelos	1	2
Personal	**Tasa de tratamiento óptimo**	
1 operador para cada equipo	Una máquina operando a 1,5 mph (2,4 km/hr) puede hacer un corte con un ancho de 10 pies (3 metros) a 1,8 acres/hr (7280 m^2/hr). Diariamente se pueden limpiar aproximadamente 1,2 millas (2 km) de playa.	
Acceso		
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco		

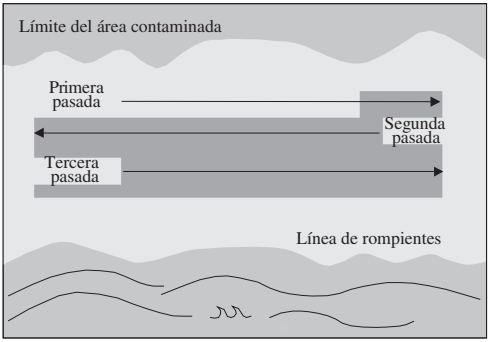


Figura 12-11 Patrón de tratamiento del tractor/aparato disgregador de suelos

Tabla 12-16 Mezcla de sedimentos levemente contaminados con petróleo – rastrillo de discos

Descripción

El tractor arrastra el rastrillo de discos a lo largo del área contaminada para facilitar los procesos de evaporación y degradación natural que se dan en las costas marinas.

Aplicación

Usar esta técnica en playas no recreativas de arena y gravilla, levemente contaminadas con petróleo derramado.

Posibles efectos adversos

Este método puede alterar el substrato de la superficie y los organismos que se entierran superficialmente.

Equipo primario	Cantidades necesarias	Tasa de tratamiento óptimo
Tractor (preferiblemente de oruga, o segunda opción con llantas de goma) y:	1	
Rastrillo de discos: de 8 pies (2,4 metros) de ancho de 12 pies (3,6 metros) de ancho	 1 1	 0,3 – 0,4 hr/acre (0,75 – 1 hr/hectárea) 0,2 – 0,3 hr/acre (0,5 – 0,75 hr/hectárea)
Personal		
1 operador para cada equipo		
Acceso		
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco		

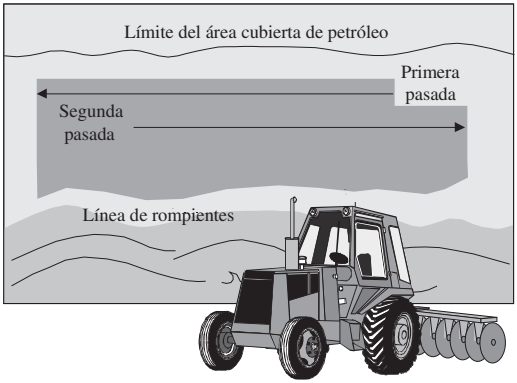


Figura 12-12 Patrón de tratamiento del rastrillo de discos

Tabla 12-17 Lavado de oleaje – Bulldozer

Descripción

El equipo mecánico empuja los substratos contaminados con petróleo derramado hacia la zona de rompientes (oleaje) con el fin de acelerar el tratamiento de limpieza natural con un mínimo de erosión.

Aplicación

Usar esta técnica en playas de gravilla y guijarros donde es un problema la erosión de la playa o de la parte de la playa que ordinariamente está seca o sólo se moja por las mareas grandes.

Posibles efectos adversos

Deja petróleo en la zona de la marea (con posibilidad de nueva contaminación) y puede alterar la capa superior del substrato. A causa de una profundidad de corte menos certero y el empuje de sedimentos, una mezcla significativa de sedimentos es probable.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo
	66 pies (20 m) ancho de la zona contaminada	165 pies (50 m) ancho de la zona contaminada	
Bulldozer	2	5	264 pies (80 m) costa marina/hr

Personal	Tasa de tratamiento óptimo
1 operador para cada equipo	Cada bulldozer cubre aproximadamente 5 hr/acre (12,5 hr/hectárea)

Acceso
Carretera para equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco

12

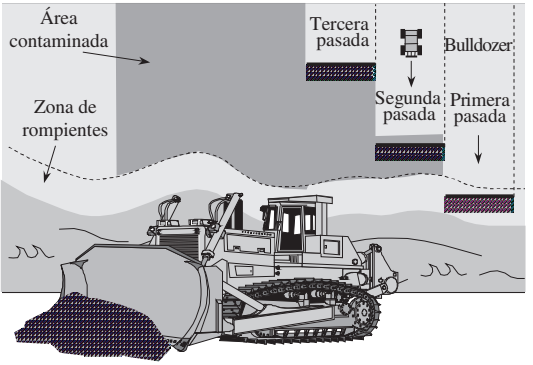


Figura 12-13 Patrón de tratamiento del Bulldozer

Tabla 12-18 Tratamiento de limpieza mecánica de la superficie – Raspador elevador

Descripción

El raspador elevador recoge el material contaminado con petróleo directamente de la playa.

Aplicación

Usar para recoger el petróleo de la superficie, así como las bolas de alquitrán de las playas de arena y gravilla.

Posibles efectos adversos

Puede perturbar los sedimentos superiores (< 1 pulgada/2,5 cm), así como los organismos que se entierran tanto superficialmente como a mayor profundidad. Una reducción menor en la estabilidad de la playa puede conducir a su erosión y retroceso.

Equipo primario (raspador elevador)	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo
	Distancia de transporte de 500 pies (150 m)	Distancia de transporte de 2.000 pies (600 m)	
20 yd^3 (15 m^3) de capacidad	2	4	1,2 – 1,4 hr/acre
10 yd^3 (7,5 m^3) de capacidad	4	8	(3 – 3,5 hr/hectárea)
Estimado de generación máxima de desechos por hora			
Aprox. 100 yd^3 (76 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)			
Personal			
1 operador para cada equipo			
Acceso			
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco			

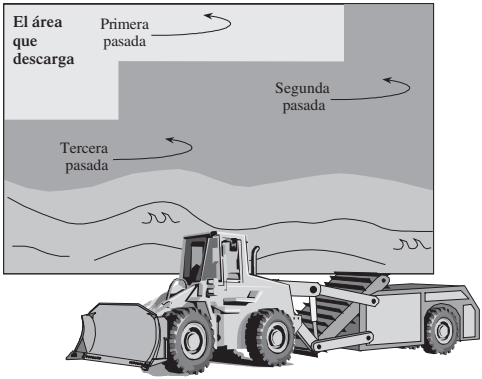


Figura 12-14 Patrón de tratamiento del raspador elevador

Tabla 12-19 Tratamiento de remoción mecánica de sedimentos – Combinación de motoniveladora/raspador

Descripción

La motoniveladora forma bandas o surcos que son recogidos por un raspador elevador.

Aplicación

Usar esta combinación para recoger el petróleo de la superficie en playas de arenas densas con buenas condiciones para el tráfico.

Posibles efectos adversos

Puede alterar los sedimentos superiores de la playa hasta 6 pulgadas (15 cm) o mayor y a los organismos que se entierran a poca profundidad. Puede retirar material limpio.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo
	Distancia de transporte de 500 pies (150 m)	Distancia de transporte de 2.000 pies (600 m)	
Motoniveladora y:	1	1	—
Raspador elevador:			
20 yd^3 (15 m^3) de capacidad	2	4	1,2 – 1,4 hr/acre
10 yd^3 (7,5 m^3) de capacidad	4	8	(3 a 3,5 hr/hectárea)
Estimado de generación máxima de desechos por hora			
Aprox. 620 yd^3 (475 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)			
Personal			
1 operador por cada equipo			
Acceso			
Carretera para equipo pesado, gabarra o embarcaciones para desembarco			

12

Nota: cuando se usan niveladoras, el derrame puede empeorar cuando se hacen varias pasadas para arrojar a un lado los sedimentos de petróleo.

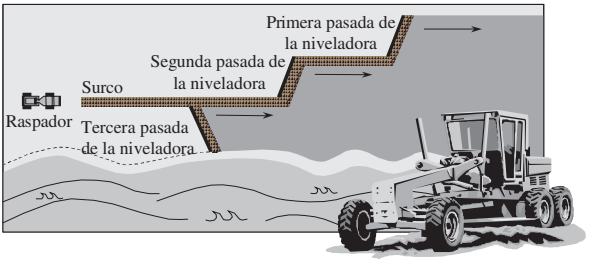


Figura 12-15 Patrón de tratamiento de la combinación motoniveladora/raspador elevador

Tabla 12-20 Tratamiento de remoción mecánica de sedimentos – Cargador delantero (montacargas)

Descripción

Los cargadores delanteros (montacargas) recogen el material directamente de la playa y lo llevan a una zona de descarga.

Primera opción: con llantas de goma, segunda opción: cargadores tipo oruga.

Aplicación

Usar en playas de lodo duro, arena dura, gravilla y (especialmente) de guijarros, con contaminación leve o moderada por petróleo derramado, donde la penetración del petróleo pasa de 1 pulgada (2,5 cm), así como en vegetación con alto grado de contaminación. La profundidad de corte es ~ 6 pulgadas (15 cm).

Posibles efectos adversos

Este método puede retirar el sedimento y los organismos que se entierran tanto superficialmente como a mayor profundidad.

Una reducción en la estabilidad de la playa puede conducir a su erosión y retroceso.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo [3 yd^3 (2,2 m^3) con cubo 2/3 lleno]
	Distancia de transporte de 100 pies (30 m)	Distancia de transporte de 500 pies (150 m)	
Cargador delantero (montacargas) (llantas de goma: preferidas)	2	4	3.2 – 3,4 hr/acre (8 – 8,5 hr/hectárea)
Cargador delantero (montacargas) (tipo oruga: segunda opción)	2	6	4,4 – 4,6 hr/acre (11 – 11,5 hr/hectárea)
Equipo de apoyo	**Número óptimo de cargas/camión/Hr**		**Tasa de tratamiento óptimo**
	10 yd^3 (7,5 m^3)	**20 yd^3 (15 m^3)**	
Volquetes	20	10	3,6 hr/acre (9 hr/hectárea) y 850 yd^3/acre (1521 m^3/hectárea)

Estimado de generación máxima de desechos por hora
Aprox. 180 – 240 yd^3 (140 – 180 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)
Personal
1 operador para cada equipo
Acceso
Carretera para equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco

12

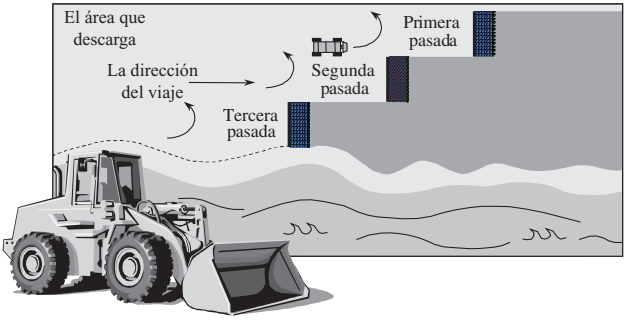


Figura 12-16 Patrón de tratamiento del cargador delantero (montacargas)

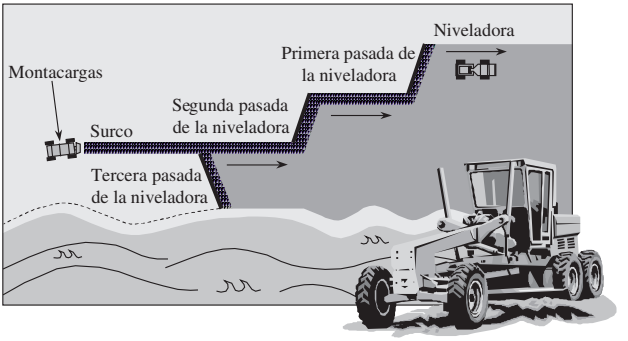


Figura 12-17 Patrón de tratamiento de la combinación motoniveladora/cargador delantero (montacargas)

Tabla 12-21 Tratamiento de remoción mecánica de sedimentos – Combinación de motoniveladora/cargador delantero

Descripción

La motoniveladora forma surcos que son recogidos por el cargador delantero (montacargas).

Aplicación

Usar esta técnica para recoger el petróleo de la superficie en playas de arena densas.

Posibles efectos adversos

Puede retirar los organismos que se entierran a poca profundidad. Puede retirar material limpio con una profundidad de 6 pulgadas (15 cm) o mayor.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo 3yd^3 (2.2 m^3) con cubo 2/3 lleno
	Distancia de transporte de 500 pies (150 m)	Distancia de transporte de 2000 pies (600 m)	
Motoniveladora y:	1	1	—
Montacargas (llantas de goma)	2	4	1,3 – 1,5 hr/acre (3,25 – 3,75 hr/hectárea)
Montacargas (tipo oruga)	4	6	1,6 – 1,8 hr/acre (4 – 4,5 hr/hectárea)
Equipo de apoyo	**Número óptimo de cargas/camión/Hr**		**Tasa de tratamiento óptimo**
	10 yd^3 (7,5 m^3)	**20 yd^3 (15 m^3)**	
Volquetes	20	10	1,6 – 1,8 hr/acre (4 – 4,5 hr/hectárea) 304 yd^3/acre (575 m^3/hectárea)

Estimado de generación máxima de desechos cada hora
Aprox. 500 yd^3 (400 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)
Personal
1 operador para cada equipo
Acceso
Carretera para equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco

12

Tabla 12-22 Tratamiento de remoción mecánica de sedimentos – Combinación de bulldozer/ cargador delantero (llantas de goma)

Descripción

El bulldozer empuja y apila los substratos contaminados para recogerlos con el cargador delantero (montacargas).

Aplicación

Usar esta técnica en playas llanas de arena gruesa, gravilla y guijarros, con alta contaminación por petróleo derramado y condiciones difíciles de tráfico.

Posibles efectos adversos

Retira de 6 a 20 pulgadas (15–50 cm) de playa y organismos. Puede ocasionar erosión y retirada de acantilados o playas, al igual que la inundación de la parte de la playa que ordinariamente está seca o sólo se moja durante condiciones extremas.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo [3 yd^3 (2,2 m^3) con cubo 2/3 lleno]
	Distancia de transporte de 100 pies (30 m)	Distancia de transporte de 500 pies (150 m)	
Bulldozer y:	1	1	—
Montacargas (llantas de goma)	2	4	~5 hr/acre (12,5 hr/hectárea)
Montacargas (tipo oruga)	2	6	~4,5 hr/acre (11,2 hr/hectárea)
Equipo de apoyo	**Número óptimo de cargas/camión/Hr**		**Tasa de tratamiento óptimo**
	10 yd^3 (7,5 m^3)	**20 yd^3 (15 m^3)**	
Volquetes	20	10	5,3 hr/acre (13 hr/hectárea) & 1207 yd^3/acre (2281 m^3/hectárea)

Estimado de generación máxima de desechos cada hora
Aprox. 160 – 180 yd^3 (120 – 140 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)
Personal
1 operador para cada equipo
Acceso
Carretera para equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco

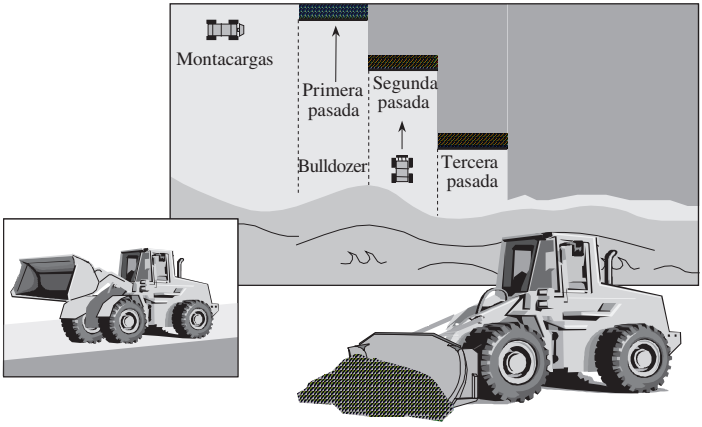


Figura 12-18 Patrón de tratamiento de la combinación bulldozer/cargador delantero (montacargas)

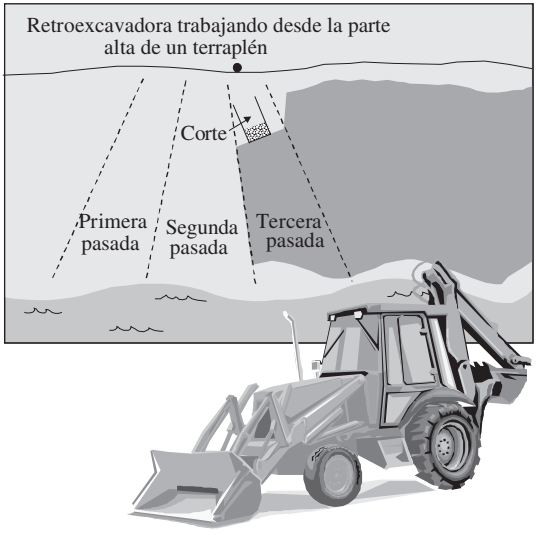


Figura 12-19 Patrón de tratamiento de la retroexcavadora con cubo delantero

Tabla 12-23 Tratamiento de remoción mecánica de sedimentos – Retroexcavadora

Descripción

Se trabaja desde la parte alta de un banco de arena o playa y desde la orilla del mar para retirar los sedimentos contaminados de petróleo derramado y cargarlos en un camión.

Aplicación

Usar esta técnica para retirar material contaminado con petróleo derramado, incluyendo escombros y troncos.

Posibles efectos adversos

Retira de 6 a 20 pulgadas (15–50 cm) de playa y organismos. Puede provocar una condición de estabilidad disminuida en la playa, así como su retroceso.

Equipo primario	Cantidades necesarias		Tasa de tratamiento óptimo
	Cubo de 0,45 yd^3 (0,3 m^3)	Cubo de 0,6 yd^3 (0,4 m^3)	
Retroexcavadora	4	3	6,4 – 6,8 hr/acre (16 – 17 hr/hectárea)
Equipo de apoyo	**Número óptimo de cargas/camión/hora**		**Tasa de tratamiento óptimo**
	10 yd^3 (7.5 m^3)	20 yd^3 (15 m^3)	
Volquetes	20	10	6,8 hr/acre (17 hr/ hectárea), con 1 pie de profundidad de corte

Estimado de generación máxima de desechos cada hora
Aprox. 120 yd^3 (90 m^3) con un corte de 6 pulg. (15 cm)
Personal
1 operador para cada equipo
Acceso
Carretera para equipo pesado, gabarras o embarcaciones para desembarco

12

12.7 Quema de producto derramado

Se practica la quema de pequeños derrames (Tabla 12-24) rutinariamente en los siguientes casos:

- Para eliminar pronto el petróleo y evitar su extensión o migración a áreas susceptibles.
- Para disminuir la generación de desechos contaminados con petróleo, especialmente cuando las opciones de transporte o eliminación son limitadas.
- Como técnica final de recogida, cuando los demás métodos comienzan a ser invasivos o pierden su efectividad.

La quema del producto derramado es una técnica importante en sitios con aguas poco profundas, substratos blandos o donde el acceso es limitado. También se identifican las siguientes condiciones como las favorables para la quema de producto derramado:

- Derrames de crudo fresco o productos livianos refinados
- Viento tranquilo
- Sitios lejanos/remotos o muy poco poblados
- Vegetación principalmente herbácea (campos, tierras cultivadas, ciénagas)
- Vegetación inactiva (que no está en la estación de crecimiento activo)
- Zonas sin vegetación (carreteras de tierra, cunetas, lechos de corrientes secas)
- En tierras pantanosas con una capa de agua que cubre el substrato
- Cuando la nieve y el hielo ofrecen contención natural y protección del substrato

Se deben tener en cuenta las siguientes pautas operativas para después de la quema:

- Obtener la aprobación reglamentaria.
- Evitar las alteraciones físicas de la vegetación y del substrato.
- Cuando el petróleo no quema con facilidad, se puede necesitar un combustible, p.ej., diesel.
- Después de la quema del producto derramado, a veces queda una corteza o residuo que impide el renacimiento de la vegetación. Sería necesario romperla o retirarla.
- En las áreas quemadas la erosión puede ser un problema si se disminuye la cobertura vegetal.
- La vegetación en los sitios afectados por la quema del producto derramado y adyacente al mismo puede resultar afectada. Estos efectos pueden incluir cambios a corto o largo plazo en la comunidad vegetal.
- La incineración puede afectar seriamente los suelos orgánicos, tales como la turba.

El “U.S. Department of Agriculture (USDA) Forest Service” [Servicio forestal del departamento de agricultura de los Estados Unidos] tiene un servicio informativo conocido como “Fire Effects Information System (FEIS)” [Sistema de información sobre los efectos del fuego (FEIS, por sus siglas en inglés)] (**http://www.fs.fed.us/database/feis/**). Es una base de datos que se puede utilizar para repasar información sobre la ecología local y los efectos del fuego en determinadas especies vegetales.

Tabla 12-24 Quema del producto derramado

Descripción

Se quema el petróleo derramado sobre las costas marinas o sobre la superficie del suelo.

Aplicación

Usar esta técnica en cualquier substrato o vegetación donde el volumen y las propiedades del petróleo puedan mantener la combustión, excepto en manglares y estuarios en zonas de marea.

Encender el fuego del lado de donde sopla el viento y quemar en dirección a favor del viento (en la misma dirección del viento).

También se usa para charcos grandes de petróleo y escombros contaminados, p.ej., troncos.

Posibles efectos adversos

Como resultado del uso de esta técnica, habrá mortalidad de organismos superficiales en el área quemada.

Puede producir erosión si se afectan los sistemas de raíces; también puede causar contaminación local del aire.

El calor puede reducir la viscosidad del petróleo, resultando en una penetración más profunda del petróleo en el suelo/la playa.

Genera humo negro y no se debe emplear cerca de sitios poblados.

Equipo primario	Tipo
Lanzallamas	• Propano • Keroseno • Gasolina
Equipo contra incendio	• Carros pequeños contra incendios • Bombas portátiles contra incendios con boquillas
Elementos	**Tipo**
Agentes combustibles	• Gasolina gelatinosa • Combustible diesel • Materiales inflamables (trapos empapados en combustible diesel, astillas de madera, hierbas secas, etc.)

Tabla 12-24 Quema del producto derramado (continuación)

Personal	Tasa de tratamiento
2–3 trabajadores para ignición y control del fuego	Ver la Sección 8 (Quema in situ de producto derramado) para obtener las tasas estimadas de incineración
1 capataz por cada 10 obreros	
Acceso	
Sendero peatonal, embarcaciones de poco calado o helicópteros	

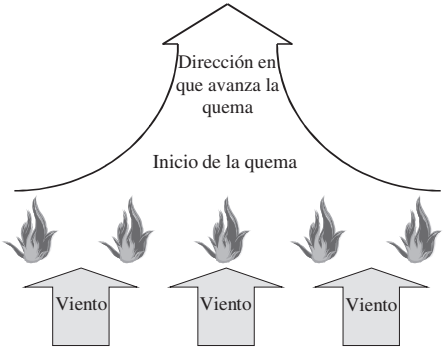


Figura 12-20 Forma de iniciar una quema in situ de producto derramado

12.8 Biorremediación

La *biodegradación* consiste en la conversión microbiológica de los hidrocarburos de petróleo a dióxido de carbono y agua. Generalmente, ocurre en la interfaz petróleo-agua y puede verse limitada por la disponibilidad de oxígeno, humedad y nutrientes, especialmente el nitrógeno y el fósforo. La tasa de biodegradación es una función de la temperatura.

La *biorremediación* es la aceleración de la conversión microbiológica de los hidrocarburos de petróleo a dióxido de carbono y agua. Generalmente, esto ocurre mediante la aplicación de constituyentes donde los organismos son metabólicamente limitados. En muchas de las costas marinas los constituyentes limitadores son el nitrógeno y el fósforo, que pueden ser aplicados en forma de fertilizantes.

- En los climas temperados, la biorremediación generalmente funciona mejor durante el verano, si hay suficiente humedad.
- La baja temperatura ambiental no excluye necesariamente la biorremediación. Se ha registrado actividad a temperaturas tan bajas como –2°C y sí ocurre biodegradación en zonas árticas en los meses de verano.
- En la mayoría de los casos, pueden ser necesarias otras formas de tratamiento antes de agregar los nutrientes, con el fin de alcanzar las tasas esperadas de mejoramiento del suelo.

En muchas partes del mundo hay bacterias nativas capaces de degradar el petróleo.

- En general, no se recomienda el uso de productos con bacterias y enzimas no nativas por no ser necesarios y por la posibilidad de que sean perjudiciales.
- La decisión de utilizar la biorremediación se debe basar en la clase del petróleo derramado, el tipo de la costa marina afectada, y la jurisdicción política.

En general, la biorremediación se usa como paso final después de terminar el tratamiento convencional de las costas marinas o en sitios donde otras formas de tratamiento no son posibles ni recomendadas. En casos donde la contaminación de la superficie es alta o moderada, se recomienda el lavado de la costa marina con agua o sustancias químicas, como el primer paso hacia la recogida masiva del petróleo. Para los casos donde la contaminación de la superficie es leve, así como para el petróleo en el subsuelo, se puede considerar la biorremediación sin necesidad de hacer ningún tratamiento previo. Cualquier petróleo acumulado en un charco, "mousse" (petróleo que parece como una crema batida), o bolas de alquitrán, debe ser recogido manualmente o mecánicamente antes de intentar la biorremediación.

El verdadero reto de la biorremediación consiste en suministrar los nutrientes de tal manera que no sean aplicados en cantidades excesivas y que no sean retirados por la acción de las mareas, la erosión de las playas o por el agua de los sistemas mecánicos de riego. Por las mismas razones, no se recomienda la aplicación de nutrientes en derrames en alta mar.

Los datos disponibles indican que cuando se siguen las pautas de aplicación, los riesgos ambientales asociados con la biorremediación son insignificantes.

- La preocupación por la toxicidad a biota en la columna de agua y en las costas marinas se relaciona básicamente con la concentración de amoniaco.
- El amoniaco no es un problema cuando los nutrientes se aplican en forma correcta.
- Hay que vigilar cualquier crecimiento de algas por el aumento del nivel de nutrientes, especialmente en playas con un flujo natural deficiente.

La aplicación de fertilizantes no impide futuros procedimientos de tratamiento físico y será más efectiva si se lleva a cabo después de realizar tales procedimientos.

- La aplicación de fertilizantes al mismo tiempo que ciertas labores de cultivo y la reubicación de bermas sería especialmente efectiva.
- La experiencia muestra que la aplicación de fertilizantes es más efectiva cuando se realiza poco después de la contaminación inicial, probablemente no antes del día decimocuarto (14) después de la incorporación del petróleo al material de la playa.
- Hay tiempo suficiente para enviar los fertilizantes al sitio después de un derrame de petróleo. Por eso, no es necesario tenerlos almacenados en reserva como parte de los planes de emergencia.

Tasas de aplicación Para un fertilizante líquido que contenga 7–8% de nitrógeno y 3% de fósforo (p.ej., Inipol EAP 22®), se ha utilizado con éxito una tasa de aplicación de 0,75 gal/100 pie^2 (300 g/m^2) sin efectos adversos. Cuando se utilizan productos sólidos de liberación gradual con 25–30% de nitrógeno y 3–4% de fósforo, se debe utilizar una tasa de aplicación de 4 lb/100 pie^2 (200 g/m^2).

12.9 Métodos químicos de tratamiento

Los productos químicos de tratamiento pueden aumentar la eficiencia del lavado con agua en las costas marinas, diques/rompeolas y muelles contaminados con petróleo derramado. Estos productos incluyen limpiadores químicos como COREXIT 9580 y agentes dispersantes tales como COREXIT 9500, fabricados por Nalco Chemical Co. Sin embargo, para el uso en las costas marinas de algunos países, estos productos deben estar incluidos en la lista de productos aprobados por los respectivos gobiernos.

Al escoger un agente químico limpiador hay que tener en cuenta si las autoridades exigen la recogida del petróleo, o permiten que se disperse de nuevo en el mar.

- Cuando hay que recoger el petróleo lavado se puede aplicar el COREXIT 9580 como agente de remojo previo en proporción de 0,5–1 galón por 100 pies^2 (2–4 litros por 10 m^2) 10 a 15 minutos antes del lavado con agua.
- Normalmente, no es necesario poner agentes químicos limpiadores en el agua del lavado.
- Se usa una barrera para contener las aguas contaminadas (las lavazas) en el área inmediatamente fuera de la orilla.
- El lavado se debe hacer durante la marea entrante.
- Los “skimmers” y/o absorbentes se usan para recoger el petróleo liberado de la superficie del agua.

- Para el lavado de sitios específicos, se pueden aplicar absorbentes en forma de almohadillas, trampas o barreras alrededor de la base de las superficies rocosas que se van a lavar, con el fin de recoger el petróleo de las aguas de lavado.

Cuando se permite la dispersión se pueden aplicar las siguientes normas de tratamiento:

- El COREXIT 9500 puede ser útil como un remojo antes del lavado con agua y/o puede ser agregado a la misma.
- Los productos químicos previos al remojo se aplican generalmente en cantidad de 1 a 3 galones por 100 pies^2 (4 a 12 litros por 10 m^2) 10 a 15 minutos antes del lavado con agua.

12.10 Informe de equipos/materiales (MTO, por sus siglas en inglés)

Para llevar a cabo el tratamiento de las costas marinas después de un derrame de petróleo se utiliza una amplia variedad de equipos.

Equipo	Uso
Niveladoras/excavadoras de cuchara de arrastre	Tratamiento de las costas marinas
Tractor/aparato disgregador de suelos	Tratamiento de las costas marinas
Montacargas	Tratamiento de las costas marinas
Limpiadores de playas	Tratamiento de las costas marinas
Rastrillos de discos	Tratamiento de las costas marinas
Retroexcavadoras	Tratamiento de las costas marinas
Bulldozers	Tratamiento de las costas marinas
Raspadores elevadores	Tratamiento de las costas marinas
Camabajas, volquetes	Para retirar el material contaminado de petróleo
Camiones aspiradores	Para retirar los líquidos acumulados en charcos
Recipientes y bolsas de basura	Para retirar el material contaminado de petróleo
Tanques portátiles	Para almacenar el material recogido
Absorbentes	Para recoger los líquidos acumulados en charcos
Barreras y “skimmers”	Para contener y retirar el petróleo derramado

Equipo	Uso
Herramientas manuales	Para cortar vegetación y reparar equipos
Palas/rastrillos/horcas de acero	Para retirar el material contaminado de petróleo
Equipo de protección personal	Para la protección del personal
Bombas/mangueras	Para transferir el petróleo recogido
Equipos de alta presión para lavado	Para operaciones de lavado a baja y alta presión
Máquinas limpiadoras a vapor	Para operaciones de lavado a alta presión
Equipos de limpiar con chorro de arena (sopletes de arena)	Para operaciones de lavado a alta presión
Combustible	Para abastecer el equipo
Productos químicos	Para retirar la capa de petróleo derramado en superficies duras
Agentes y dispositivos de ignición	Tratamiento de las costas marinas
Fertilizante	Para activar la biodegradación del petróleo

13 Rescate y rehabilitación de la fauna

13

13.1 Introducción

Además de la información sobre salud y seguridad industrial contenida en la Sección 2, existen consideraciones especiales relacionadas con el riesgo de infección y lesiones durante las actividades de captura y cuidados de la fauna afectada por el petróleo derramado. Ésta es una actividad peligrosa y el éxito del programa de rescate, captura y cuidado de la fauna contaminada sólo puede ser eficaz si no representa riesgos innecesarios para las personas. El éxito del programa de rescate dependerá, así mismo, del nivel de cooperación con las agencias del gobierno y con las personas encargadas de la rehabilitación de la fauna. Esta sección presenta pautas generales para el manejo de la fauna en conjunto con las actividades de respuesta a los derrames de petróleo.

13.2 Consideraciones básicas

Con relación a la fauna, las siguientes consideraciones son importantes durante la respuesta a un derrame de petróleo:

- Garantizar la seguridad de los trabajadores
- Coordinar con las agencias apropiadas y organizaciones con experiencia en rehabilitación de animales.

Ante un derrame significativo de petróleo, se debe establecer contacto con las agencias gubernamentales (federales, o del estado, provincia o territorio), para la protección y rescate de la fauna. Estos profesionales conocen la fauna vulnerable, incluyendo las especies en riesgo y en vía de extinción, así como los reglamentos vigentes.

13.3 Pautas de seguridad industrial

Mediante las siguientes precauciones, los trabajadores de rehabilitación y rescate de la fauna pueden minimizar los riesgos asociados con peligros físicos y químicos:

- Observar todas las reglas de seguridad e higiene industrial establecidas en el Plan de Salud y Seguridad Industrial.
- Garantizar el entrenamiento/instrucción de los trabajadores de rescate y rehabilitación de la fauna para afrontar los peligros de su trabajo y usar correctamente y conocer las limitaciones del equipo de protección personal.
- Nunca se debe trabajar solo en un rescate. Trabajar siempre en equipos.

- Mantener a los animales por debajo del nivel de la cintura para proteger la cara y ojos contra golpes, mordeduras o arañazos.
- Usar el equipo de protección personal aprobado (gafas, guantes, botas o zapatos no deslizantes, etc.).
- Al quitarse el equipo de protección, lavarse la cara y manos con jabón y agua o soluciones limpiadoras aprobadas antes de comer, beber o fumar.
- Nunca comer, beber o fumar en las áreas de manejo de animales.
- Informar sobre cualquier lesión o enfermedad.

13.4 Minimización de petróleo en la superficie

El método más efectivo de proteger la fauna es minimizar su exposición potencial al petróleo en la superficie. Por lo tanto, la primera estrategia de respuesta para la protección de la fauna hace énfasis en controlar la fuente, el escape, y dispersión del petróleo derramado con el fin de prevenir o reducir la contaminación de especies y/o hábitats potencialmente afectados. El uso de agentes dispersantes, quema in-situ de producto derramado, barreras de protección y trabajos de recuperación mecánica puede ayudar a disminuir la cantidad de petróleo que eventualmente podría llegar a afectar la fauna.

13.5 Técnicas de disuasión e intimidación

Se pueden utilizar las técnicas de disuasión para movilizar la fauna hacia afuera de las zonas en la trayectoria del petróleo derramado. Las técnicas de intimidación se utilizan para evitar que la fauna entre en las zonas previamente contaminadas. La técnica de la intimidación se debe planificar y llevar a cabo con mucho cuidado porque los animales asustados pueden huir hacia otras zonas contaminadas. Esta técnica se debe llevar a cabo en cooperación con las agencias reguladoras responsables de la fauna, especialmente cuando se trata de especies en riesgo y en vía de extinción. La técnica de intimidación de los animales incluye:

- Hacer ruidos, incluso usar pirotécnicos, disparos o proyectiles con rifles o pistolas, trompetas de aire, equipo motorizado, y grabaciones de ruidos para espantar aves.
- Colocar en las playas contaminadas dispositivos para asustar a las aves, como el despliegue de cinta de Mylar®, globos inflados con helio y espantapájaros (con efigies humanas o de animales de rapiña).

- Reunir a los animales en manada, utilizando aeronaves, botes y otros vehículos.
- Intimidarlos con la presencia humana.

Los programas de disuasión deben considerar los efectos potenciales de la actividad humana y de la perturbación de hábitats y especies susceptibles. En lo posible, se debe evitar perturbar las zonas de reproducción.

13.6 Efectos del petróleo derramado sobre las aves

Los efectos del petróleo derramado sobre las aves se deben más a las propiedades físicas del petróleo que a su toxicidad. Los productos derivados del petróleo penetran fácilmente en las plumas y destruyen su poder de aislamiento y de repeler el agua. La pérdida del aislamiento por contaminación de las plumas es crítica en los ambientes fríos porque puede conducir a hipotermia, una posible causa de muerte en el animal expuesto. Las aves pueden ser afectadas también por las propiedades químicas irritantes de algunos materiales que afectan los ojos, la piel y el sistema digestivo. Muchos productos derivados del petróleo son tóxicos para los huevos, lo cual, en época de anidación, puede ser un problema significativo en los derrames cercanos a los criaderos.

Al encontrar aves contaminadas con petróleo deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones:

- Se de be tener mucho cuidado al tratar de capturar aves contaminadas.
- Si las aves se sienten amenazadas, en especial las grandes aves marinas (p.ej., garzas, somorgujos y cormoranes) pueden atacar y causar lesiones graves en la cara o las manos de los rescatistas.
- En general los esfuerzos de captura de aves desde botes no son tan efectivas como desde tierra porque las aves contaminadas con petróleo pueden eludir con mayor facilidad a los trabajadores que están en un bote.
- Las personas que manejan aves deben usar ropa protectora que incluye gafas, guantes, y botas impermeables y antideslizantes.
- Las aves se capturan mejor con una red de pesca de cabo largo, o arrojándoles encima una toalla, sábana o red.
- En las playas, hay que acercarse a las aves del lado del mar para evitar que escapen nuevamente hacia el agua.
- Para evitar lesiones en los ojos y cara del trabajador, las aves capturadas se deben mantener siempre por debajo del nivel de la cintura de las personas.

- Las aves capturadas se deben manejar cuidadosamente y mantenerlas individualmente en áreas tibias, secas y tranquilas hasta el momento de liberarlas de nuevo o transferir su custodia a especialistas.
- En los trabajos de protección contra derrames de petróleo se le debe dar consideración prioritaria a las zonas de anidación durante la estación de apareamiento.

Para mayor información, consultar el *Rehabilitation Manual for Oiled Birds* [Manual de rehabilitación de aves contaminadas por petróleo derramado] (citado en las Referencias).

13.7 Efectos de petróleo derramado sobre los mamíferos

Algunos grupos de mamíferos son más vulnerables que otros a los derrames de petróleo. En las ballenas, delfines y manatíes no se espera un efecto significativo porque su aislante es la propia grasa y el tejido fibroso. Sin embargo, los mamíferos marinos como las nutrias de mar y algunas especies de focas cuyo aislante depende del pelo pueden estar en peligro. El petróleo en la piel puede trastornar las propiedades aislantes del pelo y ser especialmente peligroso en las focas jóvenes de las colonias de procreación.

Si se encuentran mamíferos contaminados con petróleo derramado, se deben tener en cuenta las siguientes normas:

- La captura de mamíferos en peligro puede ser una actividad arriesgada y sólo la debe llevar a cabo el personal experimentado.
- Una vez capturados, los mamíferos contaminados por petróleo derramado se deben manejar únicamente por especialistas en fauna salvaje o personal representante de las agencias gubernamentales.

13.8 Tratamiento de la fauna

Las políticas relacionadas con la captura y limpieza de la fauna varían según el país. La captura, limpieza y cuidado de la fauna requiere procedimientos muy especializados. Para apoyar un programa de rescate y rehabilitación y dirigir los trabajadores con menos experiencia, se deben utilizar los servicios de especialistas en el tratamiento de la fauna.

14 Manejo de desechos

14.1 Introducción

Una de las principales consideraciones en la respuesta a un derrame de petróleo es la eliminación de desechos. En derrames grandes puede generarse tanto material de desecho como petróleo y en algunos casos hasta más. En el derrame Prestige en el año 2002 se recogieron dos veces la cantidad de toneladas de desechos que de petróleo derramado (117.000 vs. 63.000). El principio fundamental es minimizar la cantidad de desechos generados a través de una separación prudente de material contaminado y material no contaminado. Algunas de las opciones de respuesta a un derrame, tales como el uso de agentes dispersantes y la quema, pueden reducir de manera significativa el volumen generado de desechos. Otra buena práctica también es retirar los derramado escombros de las costas marinas ANTES que el petróleo derramado las alcance. Como las labores de respuesta rara vez se llevan a cabo cerca de instalaciones para el manejo de desechos, se deben identificar, evaluar y seleccionar opciones para su almacenaje y eliminación. Las decisiones sobre almacenaje y eliminación de residuos dependerán del tamaño del derrame, su ubicación y los requisitos reglamentarios locales o regionales. Para mayores informes, hacer referencia al Volumen 12 de la serie de informes IPIECA, "Guidelines for Oil Spill Waste Minimization and Management" [Pautas para la minimización y manejo de desechos durante derrames de petróleo].

14.2 Manejo y reglamentación de desechos

El almacenaje, manejo y eliminación de materiales de desecho pueden estar sujetos a leyes y reglamentos locales, regionales y nacionales, y exigir permisos u otra clase de aprobaciones. En algunas áreas, los desechos de un derrame de petróleo se consideran como "residuos peligrosos" y están sujetos a reglamentos especiales. Los planes de manejo y el almacenamiento temporal de desechos durante las etapas iniciales de la respuesta a un derrame de petróleo deben discutirse con los representantes de las agencias reguladoras. Si existe alguna duda, se debe consultar con los especialistas.

Durante el almacenamiento temporal se deben tomar precauciones especiales para garantizar el manejo seguro de los desechos y minimizar una posible responsabilidad futura.

- En muchos casos se deben colocar revestimientos sintéticos debajo de los recipientes de depósito para prestar una contención secundaria y evitar la contaminación del suelo.
- Los reglamentos pueden exigir pruebas, inventarios, un sistema estructurado para marcar los recipientes con etiquetas y manifiestos de los desechos, que en el caso de que no sean obligatorios, éstos siempre constituyen una práctica recomendable.

- Se debe disponer de un sistema de seguridad para evitar la eliminación no autorizada de desechos y garantizar que el almacenaje de los desechos no ponga en peligro a otros.

La respuesta a derrames que requieren el almacenaje de desechos por más de unos pocos días, debe incluir los siguientes aspectos:

- Una revisión cuidadosa de las leyes y reglamentos aplicables.
- La elaboración de planes de almacenaje y eliminación de desechos.
- La obtención de los permisos necesarios.

Generalmente, las emergencias por derrames de petróleo no excluyen la necesidad de obtener los permisos y aprobaciones reglamentarios. La penalización por el desacato a las leyes y reglamentos puede ser severa. Sin embargo, en algunos casos, las agencias gubernamentales pueden conceder excepciones. Por eso, es preferible poseer los permisos antes de que ocurra un incidente.

El programa de manejo de desechos después de un derrame de petróleo se debe basar en los siguientes principios:

- Proveer condiciones de trabajo seguras y la protección necesaria para el personal.
- Cumplir con todas las leyes y reglamentos pertinentes.
- Suministrar suficiente almacenamiento temporal y recipientes provisionales de almacenaje para evitar que se forme un cuello de botella en las operaciones de recuperación.
- Minimizar la posibilidad de que los desechos causen problemas ambientales o necesiten tratamientos futuros de limpieza/depuración.
- Minimizar los riesgos de que ocurran incidentes de contaminación secundaria en todas las operaciones.
- Cooperar con las comunidades locales y con todas las agencias gubernamentales para minimizar los impactos de los desechos en las instalaciones locales para la eliminación de desechos.
- Manejar, guardar y transportar los desechos de petróleo en recipientes o tanques apropiados.
- Minimizar la cantidad de desechos generados, aplicando los principios de reducción de desechos.
- Separar los desechos contaminados de los demás residuos para optimizar el manejo y la eliminación de cada tipo de desechos.
- Eliminar todos los tipos de desechos de manera segura y en los sitios aprobados para tal efecto.

14.3 Dispositivos de almacenaje

Las operaciones de respuesta a los derrames de petróleo pueden generar volúmenes grandes de desechos en un corto plazo de tiempo. Cumplir con todas las condiciones para la eliminación permanente de desechos puede tomar mucho tiempo, lo que atrasaría las operaciones de recuperación. Por lo tanto, se deben proveer las instalaciones para el almacenamiento temporal de los desechos. Existen varias opciones de almacenamiento temporal que cumplen con los requisitos de operación, incluyendo productos comerciales desarrollados específicamente para la respuesta a derrames de petróleo, dispositivos de uso general y otros recipientes disponibles.

La selección de dispositivos y métodos de almacenaje apropiados se debe hacer con base en el tipo y el volumen del material a ser almacenado. Deben considerarse los siguientes factores:

- Ubicación del sitio de almacenaje, p.ej., costa afuera, costa adentro o cerca de la costa
- Capacidad de almacenaje necesaria
- Tipo de material a ser almacenado, p.ej., petróleo fresco, emulsionado o degradado, o petróleo mezclado con escombros tales como absorbentes, trozos de madera, basura, troncos, algas marinas, arena o grava/gravilla
- Tiempo de permanencia; p.ej., días, semanas o meses
- Método de eliminación

La Tabla 14-1 enumera las opciones para el almacenaje de desechos y escombros asociados con las operaciones de limpieza de un derrame de petróleo, y el plazo de tiempo apropiado para su utilización.

Tabla 14-1 Opciones de almacenaje

Tipo de almacenaje	Marco de tiempo estimado de uso
Berma de aire	Almacenaje inicial (días)
Recipiente de ocasión	Almacenaje temporal (semanas)
Gabarra/barcaza con tanques en la cubierta	Almacenaje temporal (semanas)
Barril de 55 galones (208 litros)	Almacenaje inicial (días) – temporal (semanas)
Recipiente que se vuelca o se rueda	Almacenaje temporal (semanas) – semi-permanente (meses)

Tabla 14-1 Opciones de almacenaje (continuación)

Tipo de almacenaje	Marco de tiempoestimado de uso
Volquete (revestido)	Almacenaje inicial (días)
Dique en tierra (berma de nieve)	Almacenaje inicial (días)
Foso en tierra (fosa de hielo)	Almacenaje inicial (días)
Tanque/vejiga flexible, para remolcar	Almacenaje temporal (semanas)
Bolsa plástica resistente para basuras	Almacenaje inicial (días) – Almacenaje temporal (semanas)
Tanque de campo petrolero	Almacenaje semi-permanente (meses)
Gabarra de puente abierto, de traílla o de tolva	Almacenaje temporal (semanas)
Camioneta (revestida)	Almacenaje inicial (días) – temporal (semanas) en recipientes
Depósito hinchable de goma o plástico con forma de almohada cuando está lleno	Almacenaje inicial (días) – Almacenaje temporal (semanas)
Piscina plástica	Almacenaje inicial (días)
Tubería plástica	Almacenaje inicial (días)
Equipo prefabricado	Almacenaje inicial (días) – Almacenaje temporal (semanas)
Plataforma de producción	Almacenaje temporal (semanas)
Embarcación tipo “skimmer”	Almacenaje inicial (días)
Bote pequeño (esquife)	Almacenaje inicial (días)
Bote de aprovisionamiento (de reparto) con tanques en cubierta	Almacenaje temporal (semanas)
Gabarra aljibe	Almacenaje temporal (semanas) – semi-permanente (meses)
Buque cisterna	Almacenaje semi-permanente (meses)
Camión cisterna	Almacenaje temporal (semanas)
Camión aspirador o transportador de aire	Almacenaje inicial (días) – Almacenaje temporal (semanas)

14.4 Pautas para la selección de almacenaje

A continuación se presentan opciones apropiadas para almacenaje costa afuera, costa adentro y cerca de la costa, de acuerdo con el tamaño del derrame, la degradación del petróleo y el contenido de escombros. Es muy probable que tan sólo el uso de recipientes de ocasión (recipientes disponibles que se pueden usar para almacenaje) sea suficiente para las necesidades de almacenaje; por esta razón, presentamos a continuación una variedad de opciones.

Las pautas para la selección del almacenaje se aplican de la siguiente manera:

1. Determinar las pautas apropiadas de selección del almacenaje [costa afuera (Tabla 14-2) o costa adentro/cerca de la costa (Tabla 14-3)].
2. Estimar la capacidad necesaria de almacenaje.
3. Seleccionar el tipo de material a ser almacenado; p.ej., petróleo fresco o degradado, con o sin escombros.
4. Escoger entre las opciones de almacenaje en las pautas de selección del almacenaje, Tabla 14-2 o Tabla 14-3, marcadas con un ✓.
5. Para mayor información sobre cada opción se deben consultar las Tablas 14-4 a 14-28.

Las guías asumen que no se recogerán escombros durante la recuperación costa afuera (Tabla 14-2). Si existe la presencia de escombros provenientes de un derrame costa afuera, se deben utilizar las pautas que aplican a los derrames costa adentro o cerca de la costa (Tabla 14-3). Se debe tener cuidado de que los escombros contaminados con petróleo no contengan material vegetal o animal porque puede haber acumulación de gases peligrosos en los recipientes cerrados de almacenaje.

Tabla 14-2 Pautas para la selección de almacenaje costa afuera

Almacenaje costa afuera					
Opción	**Tamaño del derrame**[1]			**Petróleo**	
	Pequeño	Mediano	Grande	Fresco[2]	Degradado
Gabarra/barcaza con tanques en la cubierta	✓	✓	✓	✓	✓
Barril (55 galones)	✓			✓	✓
Tanque flexible para remolcar	✓	✓	✓	✓	
Gabarra de puente abierto, de traílla o de tolva		✓	✓		✓
Plataforma de producción			✓	✓	✓
Embarcación tipo “skimmer”	✓	✓		✓	✓
Bote de aprovisionamiento (de reparto) con tanques en cubierta	✓	✓	✓	✓	✓
Gabarra aljibe	✓	✓	✓	✓	✓
Buque cisterna			✓	✓	✓

[1] Pequeño <100 barriles (<16 m^3)
Mediano 100–1000 barriles (16–160 m^3)
Grande >1000 barriles (>160 m^3)

[2] Si los vapores constituyen un riesgo para la salud y/o la seguridad, los petróleos frescos y volátiles no se deben almacenar en recipientes abiertos al aire libre.

14

Tabla 14-3 Pautas para la selección de almacenaje costa adentro/cerca de la costa

Almacenaje costa adentro o a lo largo de la costa								
Opción	**Tamaño del derrame**[1]			**Escombros contaminados**			**Petróleo**	
	Pequeño	Mediano	Grande	Pequeños y ligeros	Grande pesado	Arena o grava	Fresco[2]	Degradado
Berma de aire	✓					✓	✓	✓
Barrera	✓	✓		✓	✓	✓		✓
Tanque para ganado	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gabarra/barcaza con tanques en la cubierta			✓				✓	✓
Barril (55 galones)	✓			✓		✓	✓	✓
Volquete (revestido)	✓	✓			✓			✓
Foso en tierra o de hielo		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Berma en tierra o berma de nieve		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bolsa plástica resistente para basuras	✓	✓		✓		✓		
Tanque de campo petrolero	✓	✓	✓				✓	✓
Gabarra de puente abierto, de traílla o de tolva			✓					✓
Camioneta (revestida)	✓				✓			
Depósito hinchable de goma o plástico con forma de almohada cuando está lleno	✓						✓	
Piscina plástica	✓	✓						✓
Tubería plástica	✓							✓
Equipo prefabricado	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Bote pequeño (esquife)	✓			✓		✓		
Bote de aprovisionamiento (de reparto) con tanques en cubierta			✓	✓		✓	✓	✓
Gabarra aljibe			✓				✓	✓
Buque cisterna			✓				✓	✓
Camión cisterna	✓	✓					✓	
Camión aspirador o transportador de aire	✓	✓					✓	✓

[1] Pequeño <100 barriles (<16 m^3)
Mediano 100–1000 barriles (16–160 m^3)
Grande >1000 barriles (>160 m^3)

[2] Si los vapores constituyen un riesgo para la salud y/o la seguridad, los petróleos frescos y volátiles no se deben almacenar en recipientes abiertos al aire libre.

Tabla 14-4 Berma (banqueta) de aire

Capacidad	• 20–70 barriles (3–10 toneladas)
Usos	• Para almacenar líquidos o escombros contaminados con petróleo, rodeados por un tubo inflado con aire • Para separar el petróleo del agua y el petróleo de los escombros
Equipo auxiliar	• Un compresor de aire para inflar la berma
Ventajas	• Es portátil • Requiere poco espacio de almacenaje
Desventajas	• Al desinflarse la cámara de aire, se pierde el material contenido

Tabla 14-5 Barrera

Capacidad	• Hasta varios cientos de barriles
Usos	• Para almacenar líquidos y escombros contaminados con petróleo
Equipo auxiliar	• Palas
Ventajas	• Se adapta a cualquier costa marina • Es fácil de conseguir
Desventajas	• Los flotadores no son continuos y hay posibilidades de derrame si se usa en tierra sin tensión
Comentarios	• El faldón se debe enterrar y se debe colocar un revestimiento por dentro de la barrera

Tabla 14-6 Gabarra con tanques en la cubierta

Capacidad	• 10–1000 barriles (1,6–160 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje remoto de escombros contaminados con petróleo derramado
Equipo auxiliar	• Se requiere un remolcador para movilización o movimientos, que puede ser necesario también para garantizar la seguridad industrial de la operación en lugares expuestos • Tanques portátiles, completamente cerrados para contener líquidos o abiertos en la parte superior para petróleos muy degradados o escombros
Ventajas	• Puede ser fácil de conseguir en los puertos principales
Desventajas	• Las barcazas/gabarras de río pueden ser inutilizables costa afuera por problemas de licencia o restricciones de certificación; conseguir las exenciones correspondientes toma tiempo

Tabla 14-7 Barril de 55 galones (208 litros)

Capacidad	• 55 galones (208 litros)
Usos	• Para almacenar líquidos o sólidos contaminados con petróleo derramado
Equipo auxiliar	• Ninguna
Ventajas	• Se consigue fácilmente en la mayoría de los sitios • Es portátil
Desventajas	• Alta proporción peso/volumen de almacenaje • Son de difícil manejo cuando están llenos
Comentarios	• Pueden llevarse a bordo de botes pequeños u otras embarcaciones para transportar y almacenar materiales recogidos en la limpieza de lugares remotos

Tabla 14-8 Volquete revestido

Capacidad	• Tamaño promedio – 25 yd^3, 100 barriles (16 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de escombros a corto plazo
Equipo auxiliar	• Revestimiento interior de plástico
Ventajas	• Es portátil • Es fácil de conseguir • Maneja una gran variedad de escombros contaminados con petróleo
Desventajas	• Es propenso a escapes de líquidos
Comentarios	• Hay que forrar la cama con plástico para prevenir escapes de producto contaminado

Tabla 14-9 Foso en tierra o foso de hielo

Capacidad	• Hasta varios miles de barriles
Usos	• Para el almacenaje de líquidos y sólidos cerca de la costa • Para separar el petróleo del agua y de los sólidos
Equipo auxiliar	• Retroexcavadoras, bulldozers o cargadores delanteros • Revestimiento para fosos (forro sintético, generalmente de 4,5 centímetros de espesor o más) compatible con el petróleo; p.ej., polietileno con una densidad de 6,0 centímetros o 2–3 pulgadas (5–8 centímetros) de arcilla (verificar la reglamentación) • Tubería para vigilancia de los pozos • Material para cercas
Ventajas	• Es fácil de instalar • Es útil en muchos sitios
Desventajas	• Se puede necesitar un permiso o aprobación para construirlo • Puede tener escapes o las paredes se pueden desplomar • Puede atraer aves que pueden sufrir lesiones a causa del petróleo
Comentarios	• La tierra de la excavación se puede utilizar para formar un dique en tierra • La superficie se debe compactar suavemente para evitar daños al revestimiento

Tabla 14-10 Dique en tierra o berma de nieve

Capacidad	• Hasta varios miles de barriles
Usos	• Para el almacenaje de líquidos y sólidos cerca de la costa • Para separar el petróleo del agua y de los sólidos
Equipo auxiliar	• Retroexcavadoras, bulldozers o cargadores delanteros • Revestimiento para fosos (hojas plásticas o 2–3 pulgadas (5–8 centímetros) de arcilla) • Máquina de apisonar la tierra (opcional)
Ventajas	• Es fácil de instalar • Es útil en muchos sitios
Desventajas	• Puede requerir un permiso de aprobación para su construcción • Puede atraer aves que se pueden lesionar a causa del petróleo
Comentarios	• El foso de la excavación se puede utilizar como depósito adicional • En el Ártico, se puede rociar agua sobre la nieve para solidificar la berma y reducir su permeabilidad

Tabla 14-11 Tanque flexible para remolcar (tubo flexible de plástico de diámetro grande para el transporte marítimo de líquidos)

Capacidad	• 14–12.500 barriles (2,2–2.000 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de líquidos contaminados
Equipo auxiliar	• Una embarcación para remolcar el tanque • Manguera y bomba para transferencia
Ventajas	• Es portátil • Es compacto, para efectos de almacenaje
Desventajas	• Puede ser difícil de vaciar (especialmente si contiene un producto viscoso)
Comentarios	• Los tanques flexibles son frágiles y se deben remolcar lentamente • Los tubos plásticos flexibles de diámetro grande para el transporte marítimo de líquidos son difíciles de descargar; las "gabarras hinchables cubiertas" con tapa desmontable son más fáciles de descargar • Los tanques deben ser ventilados para evitar la acumulación de gases peligrosos

Tabla 14-12 Bolsa plástica para basura o "Super Sac"

Capacidad	• Capacidad máxima de la bolsa para basura, 7 pies^3 (0,2 m^3); de la "Super Sac", 50 pies^3 (1,4 m^3)
Usos	• Para almacenar escombros livianos, contaminados con petróleo
Equipo auxiliar	• Grúa para levantar la "Super Sac"
Ventajas	• Son muy livianas • Son fáciles de conseguir
Desventajas	• Los escombros agudos las pueden perforar
Comentarios	• Se prefieren las bolsas plásticas resistentes o reforzadas (3–4 mm ó 0,1–0,15 pulgadas) • Se prefiere la "Super Sac" para sedimentos no muy contaminados con petróleo

Tabla 14-13 Tanque para ganado

Capacidad	• 5–50 barriles/unidad (0,8–8 toneladas/unidad)
Usos	• Para almacenar líquidos o sólidos contaminados con petróleo derramado • Para separar el petróleo del agua y de los escombros
Equipo auxiliar	• Herramientas de mano para ensamblar los grandes tanques para ganado
Ventajas	• Son portátiles • Se encuentran disponibles en muchos sitios
Desventajas	• Cuando están ensamblados, son difíciles de almacenar a menos que se apile uno sobre otro
Comentarios	• Los recipientes de ocasión pueden ser cajas de pescado, recipientes utilizados en minería o cualquier otro recipiente a prueba de fugas que esté disponible en el área del derrame

Tabla 14-14 Tanque de campo petrolero

Capacidad	• Hasta varios cientos de miles de barriles
Usos	• Para el almacenaje de líquidos
Equipo auxiliar	• Algún sistema de transferencia
Ventajas	• Cuando se consigue, es una solución rápida con gran capacidad de almacenaje
Desventajas	• Es pesado; no se consigue fácilmente • Es difícil de readaptar para uso con productos limpios

Tabla 14-15 Gabarra de puente abierto, de traílla o de tolva

Capacidad	• Hasta varios miles de barriles
Usos	• Para el almacenaje remoto de escombros contaminados con petróleo derramado
Equipo auxiliar	• Se requiere un remolcador para movilización o movimientos, que puede ser necesario también para garantizar la seguridad industrial de la operación en lugares expuestos
Ventajas	• Puede ser fácil de conseguir en los puertos principales
Desventajas	• Las barcazas/gabarras de río pueden ser inutilizables costa afuera por cuestiones de licencia/certificación; conseguir las exenciones correspondientes toma tiempo
Comentarios	• Las gabarras de tolva con volquete automático pueden necesitar revestimiento o la soldadura de las puertas antes de usarlas

Tabla 14-16 Camioneta revestida y bote pequeño (esquife)

Capacidad	• Tamaño promedio – 3 yd^3, 12 barriles (2 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de escombros a corto plazo
Equipo auxiliar	• Revestimiento interior de plástico
Ventajas	• Son portátiles • Son fáciles de conseguir
Desventajas	• Son propensos a escapes de líquidos
Comentarios	• Hay que forrar la cama o caja con plástico para prevenir escapes

Tabla 14-17 Depósito hinchable de goma o plástico con forma de almohada cuando está lleno

Capacidad	• 10–1000 barriles (1,6–160 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de líquidos • Puede usarse en combinación con un camión para el transporte y almacenaje de petróleo
Equipo auxiliar	• Manguera y bomba para llenar y vaciar
Ventajas	• Muy livianas • Es fácil de llevar hasta el sitio del derrame • Es compacto, para efectos de almacenaje
Desventajas	• Puede sufrir pinchazos accidentales
Comentarios	• Algunos tipos de almohada se pueden transportar por helicóptero

Tabla 14-18 Piscina plástica

Tamaño	• Varía, 10–20 pies (3–6 m) de diámetro y 4–5 pies (1,5 m) de altura
Capacidad	• Hasta 1000 barriles (160 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de líquidos o escombros livianos en las costas marinas
Equipo auxiliar	• Mangueras y bombas
Ventajas	• Es compacto, para efectos de almacenaje • Es fácil de llevar hasta el sitio del derrame
Desventajas	• Únicamente sirve para almacenaje a corto plazo, porque el petróleo deteriora el material de la piscina
Comentarios	• Con la piscina se debe usar un revestimiento interno para trabajo pesado, resistente al petróleo

Tabla 14-19 Tubería plástica

Capacidad	• 1–2 barriles (0,2 toneladas)
Usos	• Para almacenar escombros livianos, contaminados con petróleo
Equipo auxiliar	• Cabo o máquina selladora por calor para cerrar los extremos
Ventajas	• Es muy liviana • Es compacta, para efectos de almacenaje • Es conveniente para los procesos de eliminación
Desventajas	• Si el tubo se perfora, se pierde el contenido
Comentarios	• De un rollo de tubo de polivinilo de 2 pies (0,7 metros) de diámetro se corta una sección de 3–4 pies (1–1,2 metros) y se sellan los dos extremos para evitar fuga del producto contenido

Tabla 14-20 Equipo prefabricado

Capacidad	• 50–50.000 barriles/unidad (8–8000 toneladas/unidad)
Usos	• Para almacenar líquidos y escombros contaminados con petróleo • Para separar el petróleo del agua y de los sólidos
Equipo auxiliar	• Herramientas de mano para ensamblar en el campo
Ventajas	• Es portátil • Se puede desarmar, para facilitar su almacenaje
Desventajas	• Requiere superficies planas
Comentarios	• El ensamblaje de las unidades grandes toma varios días si es llevado a cabo por trabajadores sin experiencia

Tabla 14-21 Plataforma de producción

Capacidad	• Hasta varios cientos de barriles en almacenaje en tanques, normalmente • Hasta varios miles de barriles en una plataforma de procesamiento
Usos	• Para almacenar líquidos y petróleo degradado debido al clima • Para separar el petróleo del agua
Equipo auxiliar	• Manguera de transferencia • Bomba
Ventajas	• Sirve para una posible eliminación del petróleo
Desventajas	• Frecuentemente no está disponible a corto plazo • Requiere una capacidad alta de izaje para bombear el petróleo a la plataforma
Comentarios	• Es útil sólo en áreas donde la plataforma de producción es conveniente para la operación de recuperación de petróleo derramado

Tabla 14-22 Embarcación tipo "skimmer"

Capacidad	• Hasta unos pocos cientos de barriles
Usos	• Para el almacenaje inicial del petróleo recuperado
Equipo auxiliar	• Manguera y bomba para transferencia
Ventajas	• Es portátil
Desventajas	• Volumen limitado
Comentarios	• Este método de almacenaje se debe usar sólo por un tiempo limitado para permitir que el "skimmer" continúe con sus operaciones

Tabla 14-23 Bote de aprovisionamiento (de reparto) con tanques en cubierta

Capacidad	• 10–1000 barriles (1,6–160 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje móvil y transferencia desde los "skimmers" hasta el sitio de eliminación en tierra firme
Equipo auxiliar	• Tanques portátiles cerrados para líquidos o abiertos para petróleo muy degradado o escombros; p.ej., recipientes para escombros y recipientes que se ruedan y se vuelcan
Ventajas	• Movilidad alta; puede transitar entre el sitio del derrame y la costa a más de 10 nudos (5 metros/segundo)

Tabla 14-23 Bote de aprovisionamiento (de reparto) con tanques en cubierta (continuación)

Desventajas	• Por razones de estabilidad, algunas embarcaciones no toleran mucho peso adicional en la cubierta • Limitaciones de espacio en la cubierta

Tabla 14-24 Gabarra aljibe

Capacidad	• Hasta varios miles de barriles
Usos	• Para almacenar líquidos y petróleo degradado debido al clima
Equipo auxiliar	• Remolcador • Manguera y bomba para transferencia
Ventajas	• Transporta volúmenes grandes
	• Es portátil
Desventajas	• Velocidad baja de tránsito al lugar del derrame • Disponibilidad limitada en zonas remotas • Cuando está vacía, puede tener demasiado francobordo para recibir el petróleo recuperado por los pequeños “skimmers”
Comentarios	• Cuando está disponible, es una de las mejores opciones en las operaciones de limpieza de derrames medianos o grandes • Los escombros pueden causar averías en las bombas de transferencia interna; las bombas de transferencia externa se pueden necesitar para la descarga • Los serpentines de calefacción ayudan el bombeo de productos viscosos • Se prefieren las gabarras/barcazas de capacidad de 10.000–20.000 barriles (1.600–3.200 toneladas)

Tabla 14-25 Buque cisterna

Capacidad	• Hasta cientos de miles de barriles
Usos	• Para almacenar líquidos y petróleos pesados
Equipo auxiliar	• Manguera y bomba para transferencia
Ventajas	• Es portátil • Transporta volúmenes grandes
Desventajas	• Normalmente no está disponible para operaciones de respuesta a derrames de petróleo; alto calado y francobordo
Comentarios	• Probablemente la mejor opción disponible para responder al derrame de un buque cisterna, especialmente para aligerar un buque cisterna averiado

Tabla 14-26 Camión cisterna

Capacidad	• Hasta 130 barriles (20 toneladas)
Usos	• Para el almacenaje de líquidos con poca cantidad de escombros
Equipo auxiliar	• Ninguno
Ventajas	• Es fácil de conseguir • Es portátil • Puede transportar el petróleo hasta el sitio de eliminación o botadero
Desventajas	• Es difícil de readaptar para uso con productos limpios

Tabla 14-27 Camión aspirador o transportador de aire

Capacidad	• Camión aspirador grande, con capacidad hasta 130 barriles (20 toneladas)
Usos	• Para almacenar por un tiempo breve líquidos o sólidos contaminados con petróleo • Para separar el petróleo del agua
Equipo auxiliar	• Ninguno
Ventajas	• Es portátil
Desventajas	• Escasea/es difícil de conseguir, según el sitio del derrame

Tabla 14-28 Recipientes que se ruedan y se vuelcan

Capacidad	• Tamaño promedio – 20 yd^3, 80 barriles (13 toneladas)
Usos	• Para almacenar escombros contaminados con petróleo
Equipo auxiliar	• Revestimiento interior de plástico • Tapa
Ventajas	• Es fácil de conseguir • Maneja una gran variedad de escombros contaminados con petróleo
Desventajas	• Es propenso a escapes de líquidos
Comentarios	• Hay que forrar la cama con plástico para prevenir escapes de producto contaminado • Dependiendo del tipo de desechos, cubrir el volquete para excluir la precipitación y ayudar a controlar los vapores

14.5 Segregación y minimización de los tipos de desechos

Cada tipo de desecho tiene un método de eliminación óptimo diferente; por ello, es importante:

- Segregar los desechos según su tipo
- Minimizar la cantidad de cada tipo
- Evitar la mezcla de desechos peligrosos y no peligrosos para prevenir la creación de un volumen grande de desechos peligrosos
- Marcar todos los recipientes de desechos, identificando su origen.

Los desechos se pueden segregar según la siguiente tabla:

 Liquidos	Contaminados • Segregar de nuevo para la eliminación final No contaminados • Procesar en el botadero municipal (vertedero) u otros métodos aprobados
 Sólidos	Contaminados • Transportar a la estación central de procesamiento de desechos • Segregar nuevamente para la eliminación final No contaminados • Transportar a tierra para su eliminación en el vertedero público de la localidad
 Desechos especiales	Peligrosos • Continuar segregando y manejar según los reglamentos No peligrosos • Mantener como un tipo separado de desechos, hasta la eliminación final

En las secciones a continuación aparecen las pautas para minimizar la cantidad de desechos generados:

14.5.1 Residuos sólidos

- No mezclar ningún petróleo o los desechos contaminados con petróleo con desechos domésticos o no contaminados.
- Evitar que los desechos contaminados con petróleo contaminen el suelo: colocar forros por debajo de los barriles, tanques, o sitios donde se están llevando a cabo trabajos de limpieza.
- Utilizar las almohadillas/toallas y barreras absorbentes sólo hasta que estén moderadamente empapadas en petróleo.
- Si se usan métodos manuales de limpieza, minimizar la cantidad de sedimentos limpios subyacentes que se recogen.
- Manejar todos los productos químicos y abonos (fertilizantes) en contenedores y hacer un lavado cuidadoso de los residuos restantes, en el sitio de trabajo.

14.5.2 Desechos líquidos

- Evitar la penetración de agua o escombros en los recipientes.
- Antes de utilizar productos químicos, determinar sus implicaciones en cuanto a la eliminación de los desechos.
- Uso moderado de agentes limpiadores y agua de lavado.

14.6 Métodos de eliminación

Los desechos no contaminados (p.ej., aguas negras, desechos domésticos) producidos durante las operaciones de limpieza pueden ser eliminados en las plantas de tratamiento de aguas residuales de la localidad y en los vertederos públicos municipales. Las opciones para la eliminación de desechos contaminados y peligrosos (sujetas a los requisitos reglamentarios), incluyen:

- Vertederos sanitarios industriales
- Técnica para depurar el suelo contaminado con microorganismos
- Incineración abierta
- Incineración portátil
- Incineración comercial
- Reprocesamiento
- Regeneración/reciclaje

Las Tablas 14-29 a 14-37 ofrecen más información sobre cada una de las alternativas de eliminación mencionadas arriba.

Tabla 14-29 Vertedero sanitario industrial

Tasa de eliminación	• Depende de la capacidad local y las limitaciones de acceso, y también de las restricciones gubernamentales
Usos	• Para la eliminación de desechos grandes provenientes de las operaciones de limpieza de un derrame de petróleo, tales como hierbas marinas, vegetación de las costas marinas, madera, arena y basura contaminada con petróleo, en general
Equipo auxiliar	• Máquinas y camiones para el movimiento de tierra
Ventajas	• Es útil para eliminar una amplia variedad de desechos • Se puede llevar a cabo rápidamente
Desventajas	• Si falla la contención, puede resultar en futuros problemas ambientales
Comentarios	• El volumen total de desechos aceptados por el vertedero puede ser pequeño • Asegurarse de que el vertedero esté autorizado para recibir desechos contaminados con petróleo • Asegurarse de que el vertedero figure en la lista de sitios de eliminación aprobados • Según la cantidad y el tipo de los escombros, el operador normalmente aplica tarifas que pueden ser negociadas

Tabla 14-30 Técnica para depurar con microorganismos el suelo contaminado

Capacidad	• Las tasas típicas aplicables para petróleos crudos son de 300 barriles/acre (120 toneladas/hectárea), 2–3 veces/año
Usos	• Como una forma de eliminar líquidos y petróleo mezclado con arena o sedimento
Equipo auxiliar	• Camión de transporte • Arado • Fertilizante
Ventajas	• Es un método comprobado que han usado las instalaciones para procesar hidrocarburos durante muchos años, con el fin de eliminar petróleos y lodos contaminados • El petróleo se degrada rápidamente • Se puede llevar a cabo rápidamente
Desventajas	• Requiere áreas de superficie amplia • No es un método apropiado para eliminar escombros contaminados de tamaño grande • Se requiere mantenimiento periódico con el fin de abonar, arar y distribuir el petróleo • Puede ser necesario retirar o cubrir el producto final • Pueden existir un buen número de reglamentaciones y permisos aplicables a los sitios donde no se practica actualmente esta técnica
Comentarios	• Los funcionarios locales y los operadores de refinerías son fuentes útiles de información • El lugar debe estar en la lista de instalaciones aprobadas del plan de contingencia • Las oportunidades de usar esta estrategia se están volviendo cada vez más limitadas debido al aumento de regulaciones y al control

Tabla 14-31 Incineración abierta

Tasa de eliminación	• Depende del volumen de petróleo, pero usualmente es menor a 7 barriles (1 tonelada) por hora
Usos	• Para la eliminación de residuos grandes combustibles, tales como absorbentes, vegetación y troncos
Equipo auxiliar	• Máquinas y camiones para el movimiento de tierra • Equipo contra incendio • Compresores de aire • Productos químicos para suprimir el humo
Ventajas	• Es un procedimiento útil en lugares remotos • Elimina definitivamente los desechos contaminados • Se puede llevar a cabo rápidamente
Desventajas	• Las emisiones de aire pueden ser un problema • En la mayoría de los sitios se necesita un permiso del gobierno para incinerar • Puede producir la contaminación de los suelos subyacentes • La combustión incompleta puede dejar residuos para su posterior eliminación
Comentarios	• Con frecuencia, la incineración se lleva a cabo excavando varios diques que se llenan y se queman de manera alternada, uno por uno • Como procedimiento de seguridad industrial se recomienda cubrir los residuos con una capa de tierra para evitar que el fuego lento, humeante y sin llama de las cenizas ardientes encienda de manera prematura la próxima carga colocada en el foso • Se pueden necesitar compresores de aire para mejorar la combustión y controlar la emisión de humo

Tabla 14-32 Incineradores portátiles – quemadores costa afuera (líquidos)

Tasa de eliminación	• Hasta 15.000 barriles (2.400 toneladas) por día
Usos	• Para la incineración de petróleo puro y emulsiones, ya sea en plataformas costa afuera, gabarras/barcazas o en tierra firme
Equipo auxiliar	• Algún método para montar el quemador lejos de áreas susceptibles al calor (p.ej., torre, barrera o protección) • Compresor de aire • Bombas de petróleo (alta presión) y mangueras • Bombas de agua para recubrimiento con agua • Nota: el equipo auxiliar puede ser suministrado por el fabricante
Ventajas	• Es un método comprobado para la eliminación de desechos • Produce altas tasas de eliminación • Es un procedimiento útil en lugares remotos • Se puede usar para aumentar la eficiencia de la incineración de petróleo o materiales sólidos de desecho en el campo
Desventajas	• Se necesita tiempo para montarlo (a no ser que esté ya montado en una plataforma o gabarra) • Se pueden necesitar cantidades significativas de diesel u otros solventes para reducir la viscosidad de las emulsiones y poder bombearlas • Requiere petróleo o emulsiones libres de escombros • Según el sitio de aplicación, el método puede necesitar permisos de incineración
Comentarios	• Normalmente, estos sistemas pueden ser suministrados por los proveedores de equipos para pruebas de pozos petroleros

Tabla 14-33 Incinerador portátil – incineradores de cortina de aire

Tasa de eliminación	• Escombros contaminados con petróleo derramado, hasta 1–2 toneladas por hora • Emulsiones de petróleo, hasta 600 barriles (100 toneladas) por día
Usos	• Para la eliminación en tierra de líquidos y escombros contaminados
Equipo auxiliar	• Máquinas para el movimiento de tierra para formar los fosos de incineración en tierra • Sistemas para cargar escombros o líquidos • Cámara de combustión por encima del suelo (opcional en algunos casos)
Ventajas	• Es un sistema portátil para eliminar desechos en el campo • Produce altas tasas de eliminación • Es un sistema que permite la eliminación permanente de desechos • Acepta tanto líquidos como sólidos
Desventajas	• El montaje toma tiempo
Comentarios	• Se fabrican varios tipos de incineradores de cortina de aire; algunos están diseñados para ser utilizados únicamente con cámaras por encima del suelo, mientras que hay otros para uso en zanjas subterráneas, y otros para uso con cualquiera de los dos sistemas

Tabla 14-34 Incinerador portátil – horno rotatorio/otros dispositivos portátiles

Tasa de eliminación	• Escombros contaminados con petróleo derramado, hasta 40–70 toneladas/día • Sedimentos contaminados con petróleo derramado, 100 toneladas/día (posiblemente más) • La tasa máxima es aproximadamente 1 tonelada/hora (según el contenido de petróleo)
Usos	• Para la eliminación de absorbentes de petróleo, etc., cerca de la fuente del derrame • Para la depuración de suelos contaminados, cerca de la fuente del derrame
Equipo auxiliar	• Se puede necesitar algún tipo de equipo reductor del tamaño de los escombros (desmenuzador o máquina para hacer astillas), según el modelo de incinerador y el tamaño de los escombros
Ventajas	• Produce altas tasas de eliminación • Produce la eliminación permanente de desechos contaminados de petróleo y material combustible, tales como equipo de trabajo sucio y absorbentes usados • Puede aceptar tanto líquidos como sólidos
Desventajas	• Se necesita tiempo para su construcción/movilización • Se puede necesitar un permiso para las emisiones de aire

Tabla 14-35 Incineración comercial

Tasa de eliminación	• Hasta varios cientos de barriles/hora (varias toneladas/hora)
Usos	• Para la eliminación tanto de líquidos como de sólidos
Equipo auxiliar	• Una red eficiente de almacenaje y transporte
Ventajas	• Usualmente los permisos para este tipo de incineración se encuentran vigentes • Su implementación es rápida si está cerca del sitio de limpieza • Es un método seguro • Las emisiones son controladas
Desventajas	• La mayoría de los incineradores están diseñados para quemar una gama limitada de productos
Comentarios	• Este tipo de incineradores está situado en las refinerías, vertederos/botaderos de eliminación de desechos peligrosos e instalaciones de recuperación de petróleo

Tabla 14-36 Reprocesamiento

Tasa de eliminación	• Varios cientos de barriles/hora (decenas de toneladas/hora)
Usos	• Para la eliminación de petróleos y emulsiones libres de escombros
Equipo auxiliar	• Ninguno
Ventajas	• Es una forma de recuperar petróleo
Desventajas	• Se debe disponer de instalaciones adecuadas para el reprocesamiento
Comentarios	• Los sitios que aceptan petróleo recuperado por este método incluyen refinerías, estaciones de bombeo de los oleoductos, terminales e instalaciones de producción • Algunos lugares que tienen separadores de petróleo-agua pueden aceptar emulsiones libres de escombros

Tabla 14-37 Regeneración/reciclaje

Tasa de eliminación	• Si la instalación tiene almacenaje disponible, la tasa de eliminación puede ser alta
Usos	• Para la eliminación de petróleo o emulsiones con pequeñas cantidades de arena, gravilla o escombros (<5%) • Para la eliminación de petróleo degradado
Equipo auxiliar	• Ninguno
Ventajas	• Es una forma de recuperar petróleo • A veces es posible vender el petróleo recuperado
Desventajas	• La ubicación de las instalaciones ha de ser conveniente para el sitio donde se está llevando a cabo la limpieza

14.7 Transporte

En muchos países, el transporte de desechos de petróleo está sujeto a reglamentos y los camiones que transportan dichos residuos deben llevar un letrero. Habitualmente, estos deben cumplir con los reglamentos que estipulan un símbolo y un número que identifican con claridad el material transportado. Los letreros deben ser claramente visibles detrás y a los lados del vehículo. También se pueden exigir permisos para dichos vehículos, al igual que manifiestos indicando el tipo de material transportado. Un plan de contingencia para el transporte de estos materiales puede ser uno de los requisitos reglamentarios, incluyendo contactos de emergencia, datos del producto y procedimientos de limpieza en caso de derrame. La eliminación transnacional (eliminación de desechos en vertederos situados en otros países) también está sujeta a reglamentos y sólo se puede llevar a cabo una vez las autoridades competentes hayan sido notificadas y se haya obtenido permiso para el movimiento de vehículos.

14. 8 Lista de equipo/material (MTO, por sus siglas en inglés)

Además de los equipos auxiliares específicos indicados para cada tipo de almacenaje, hay otros equipos que, con frecuencia, se pueden necesitar para realizar con éxito las operaciones de manejo y eliminación de desechos.

Equipo	Uso
Volquetes	Para retirar el material contaminado de petróleo
Camiones aspiradores	Para retirar los líquidos acumulados en charcos
Recipientes de basura	Para retirar el material contaminado de petróleo
Camiones camabaja	Para retirar el material contaminado de petróleo
Material de revestimiento	Para forrar los recipientes de almacenaje y las áreas de almacenaje
Equipo de protección personal	Equipo de protección personal
Incineradores	Para la incineración de materiales contaminados con petróleo derramado
Bolsas plásticas resistentes y transparentes	Para contener y segregar los desechos
Bombas/mangueras/conectores	Para hacer transferencias

15 Respuesta a derrames en zonas frías

15.1 Introducción

La respuesta en ambientes fríos debe tener en cuenta características únicas físicas, biológicas, oceanográficas y atmosféricas en el desarrollo de estrategias y planes de respuesta apropiados. Los planes de seguridad y entrenamiento tienen que integrar muchas precauciones debidas a los riesgos inherentes de la actividad a bajas temperaturas. La temperatura baja puede afectar la eficiencia y efectividad del equipo y del personal, alterando la accesibilidad. Además, la presencia de hielo puede modificar notablemente las decisiones de respuesta que se utilizarían en climas más cálidos. Esta Sección destaca los impactos más importantes de las temperaturas bajas y describe la manera como se afecta la respuesta a los derrames. La mayoría de las recomendaciones de respuesta proporcionadas aquí provienen de los siguientes documentos: ***Field Guide for Oil Spill Response in Arctic Waters [Guía de campo para la respuesta a derrames de petróleo en aguas del ártico]***, preparada por Owens Coastal Consultants and Counterspil Research Inc., EPPR, 1998; ***Countermeasures for Ice-Covered Waters in Pure and Applied Chemistry [Contramedidas para aguas cubiertas de hielo en química pura y aplicada]*** por Dickins y Buist, 1999; ***Proceedings of the Interspill Conference, Session 7, [Minutas de la conferencia de derrames, sesión 7]*** en Trondheim, Noruega, 2004; y ***Tundra Treatment Guidelines [Guías para el tratamiento de la tundra]***, de ADEC 2005.

15.2 Consideraciones sobre salud y seguridad industrial

Las preocupaciones principales de seguridad en ambientes fríos son la temperatura baja, el hielo y la nieve. La ropa adecuada es fundamental para protegerse contra la quema por frío o helada y la hipotermia (hacer referencia a la Sección 2.2.3.2 y a la Tabla 2-5). Hay que cambiarse la ropa y botas húmedas tan pronto como sea posible. Los entornos fríos tienden también a ser remotos, así que debemos estar preparados para los riesgos adicionales del viaje o de los animales salvajes. Cuando se viaja sobre agua fría por aire o mar la ropa especial para sobrevivir en agua fría puede extender el tiempo de supervivencia en caso de inmersión accidental. La rapidez es esencial en el rescate de una persona que ha caído al agua. Es básico que los trabajadores de campo se mantengan en comunicación con las bases de operaciones y rescate.

Otros aspectos de salud y seguridad industrial asociados con temperaturas bajas son:

- La probabilidad de resbalones, tropezones y caídas aumenta considerablemente en las superficies heladas.

- El período de luz diurna se acorta en el invierno. Se deben ajustar los horarios de los turnos de trabajo para que haya suficiente tiempo para regresar al área de preparación.
- En las zonas costa afuera, el hielo puede ser dinámico. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y las variaciones del viento pueden abrir grietas que se cierran en forma imprevista, así como el hielo adherido a la costa puede soltarse y salir flotando.
- Los patrones climáticos pueden cambiar muy rápidamente. Es necesario mantener información actualizada sobre el estado del tiempo.
- Se debe entrenar a todos los trabajadores para reconocer los síntomas de la hipotermia y la quema por frío o helada (Tabla 2-5) y aplicar debidamente los primeros auxilios del caso.
- Es posible que en zonas remotas no existan instalaciones médicas. Los equipos de trabajo deben proveer sus propios médicos y equipos.
- Las temperaturas bajas reducen la tasa de emisiones volátiles. Los gases como los vapores de benceno o el sulfuro de hidrógeno pueden persistir por más tiempo de lo normal; sin embargo, las tasas de emisión más lentas deben reducir su concentración en el aire.
- Los especialistas en salud deben asegurar que el consumo de pescado, mariscos y carnes de caza sea seguro.
- Se debe tener cuidado de evitar los riesgos de explosión o fuego, ya que los vapores persisten por largo tiempo. Cuando se taladran huecos en el hielo, debajo pueden encontrarse gases o vapores de hidrocarburos, especialmente sobre el reventón de un pozo activo o por escape de una tubería.

15.3 Efectos de las temperaturas bajas en el petróleo

Las temperaturas bajas afectan los hidrocarburos de forma que tienen implicación en las operaciones de respuesta, como de la siguiente forma:

- Los petróleos con altos puntos de fluidez pueden solidificarse en el frío, lo que afecta las estrategias de respuesta. En determinadas condiciones, la solidificación puede facilitar la recuperación en tierra o agua.
- La viscosidad del petróleo aumenta a temperaturas bajas y dificulta la recuperación, la quema y la dispersión de ciertos aceites.
- La pérdida de los componentes livianos (degradación climática) ocurre más lentamente a temperaturas más bajas, lo que puede compensar algunos de los efectos de la temperatura sobre la viscosidad. La tasa de evaporación a 5°C [41°F] es aproximadamente un tercio de la que se tiene a 30°C [86°F].

- Los fenómenos que dependen de la degradación climática, tales como la emulsificación y la formación de bolas de alquitrán, pueden tomar más tiempo en ocurrir.
- La recuperación biológica en las costas puede ser más lenta, aunque muchos organismos crecen bien a temperaturas cercanas a la congelación. La biodegradación ocurre a una tasa algo más lenta en comparación con condiciones más templadas donde el movimiento de las mareas está presente. Cuando las costas marinas se solidifican por congelación es probable que se detenga la biodegradación.

15.4 Factores ambientales que afectan la respuesta en regiones frías

Los factores ambientales únicos, que no se encuentran en climas templados ni tropicales, pueden afectar la respuesta en las regiones frías. Algunos tienen efectos positivos, mientras que otros tienen un impacto negativo en las estrategias y tácticas de respuesta.

15.4.1 Influencias positivas en la respuesta

- Las temperaturas bajas retardan el proceso de degradación climática de forma que los petróleos puedan permanecer durante más tiempo aptos para el tratamiento por recuperación, quema o dispersión.
- Los petróleos fríos y viscosos se esparcen más lentamente y permiten tiempo adicional para la respuesta.
- La congelación puede facilitar las labores de respuesta al ofrecer una plataforma de trabajo sólida, reducir la movilidad del aceite y ofrecer bajo el hielo un almacenaje natural para el petróleo.
- La nieve y el hielo pueden utilizarse para detener el movimiento del petróleo. La nieve tiene también un efecto absorbente.
- El agua llega o se acerca a su punto de mayor densidad, de modo que los petróleos más pesados tienen menos tendencia a hundirse.
- En las regiones del Ártico hay menor incidencia de hábitats altamente susceptibles, tales como esteros mareales y ciénagas marinas. Las épocas vulnerables y susceptibles son típicamente más cortas que en zonas templadas y tropicales. Por lo tanto, el planeamiento de las estrategias de protección debe ser más directo.
- El hielo permanente adherido a la tierra ocasiona anualmente impactos importantes en las comunidades biológicas en zonas de marea. En los sitios donde hay hielo permanente adherido a la tierra no son tan preocupantes los impactos adversos de un derrame de petróleo sobre las comunidades de las zonas de marea.

- El hielo permanente adherido a la tierra puede proteger la costa marina de la contaminación por petróleo derramado.
- El hielo puede limitar la penetración del petróleo en las playas.

15.4.2 Influencias negativas en la respuesta

- La recuperación del petróleo puede ser más difícil en aguas dinámicas cargadas de hielo debido a las limitaciones de acceso y problemas de seguridad.
- Después de su uso, hay que secar completamente los equipos como bombas, brazos de aspersión y boquillas para minimizar el agua residual que puede congelarse ocasionando daños o limitando su uso.
- La diversidad de la biota marina en las regiones frías es menor que en las regiones templadas. La recolonización puede tardar más en los ambientes árticos que en las zonas templadas o tropicales.
- El manejo de los equipos, especialmente el de los "skimmers" se hace más difícil cuando hay hielo roto.
- En general, la infraestructura es pobre y las carreteras escasas. El transporte de los equipos puede convertirse en un desafío considerable.
- Los témpanos dinámicos de hielo pueden causar daños a las barreras, las embarcaciones y los "skimmers".
- La eliminación de los desechos contaminados puede complicarse en áreas remotas y susceptibles (p.ej., en la tundra). Los residuos tendrán que ser transportados a largas distancias y para reducir los riesgos, la incineración local puede llegar a ser una alternativa interesante.
- Las estrategias de protección para las costas marinas pueden resultar imposibles en hielo roto o en presencia de témpanos grandes de hielo en movimiento.
- La salinidad del agua cargada de hielo puede variar notablemente. Esto debe tenerse en cuenta al seleccionar agentes dispersantes cuya efectividad depende de una mayor salinidad.

15.5 Opciones de respuesta en el mar

El desarrollo de las estrategias de respuesta a un derrame en áreas frías dependerá casi exclusivamente de la estación durante la cual ocurre el derrame. Según la época del año, los encargados de la respuesta se enfrentarán a un derrame de petróleo en una masa grande de agua, en hielo roto o en hielo sólido. A continuación se presentan las consideraciones de respuesta para cada caso.

15.5.1 Masas grandes de agua

En las regiones frías, los derrames en masas grandes de agua se tratan igual que en las zonas templadas y tropicales. Las únicas diferencias son la temperatura del agua y los problemas de seguridad industrial (ver la Sección 15.2).

15.5.1.1 Contención y recuperación

El primer paso está en identificar las propiedades físicas del petróleo derramado, especialmente el punto de fluidez. Si el punto de fluidez está 5–10 grados por encima de la temperatura del agua, hay una seria probabilidad de que el petróleo ya se haya solidificado. Para recuperarlo, entonces, se necesitarán redes y otros sistemas de recolección. Si el punto de fluidez del petróleo es más bajo que la temperatura del agua y si lo permiten las corrientes y las condiciones del viento, pueden utilizarse barreras y "skimmers" (para mayor información sobre su selección, véase las Secciones 5 y 9).

15.5.1.2 Quema in situ de producto derramado

Aún si el petróleo está solidificado, la quema debe ser aplicable siempre que las condiciones sean adecuadas (ver la Sección 8). El petróleo puede ser más difícil de prender a bajas temperaturas, pero una vez que comienza a quemarse, la combustión continuará sin importar la temperatura ambiente. Puede necesitarse un combustible de encendido extra (p.ej., diesel o gasolina gelatinosa). Los derrames de diesel se prenden fácilmente por medio de una antorcha manual de gas propano conocida como "antorcha tigre", disponible en los distribuidores de propano y ferreterías. Se debe poder quemar la mayoría de los petróleos crudos aún 2–5 días después del derrame y quemarán durante largos períodos de tiempo ya que las temperaturas bajas demoran la degradación climática.

15.5.1.3 Agentes dispersantes

Hay una considerable cantidad de datos de laboratorio y de campo, así como estudios de las olas que indican que los agentes dispersantes serán efectivos en masas grandes de agua aún a temperaturas tan bajas como 0°C (32°F). El petróleo derramado debe tener una viscosidad menor de 10.000 cSt y la temperatura del agua debe estar por encima del punto de fluidez del petróleo. La mayoría de los agentes dispersantes son líquidos y pueden rociarse fácilmente aún a temperaturas por debajo del punto de congelación. Sin embargo, si se aplican los agentes dispersantes utilizando un vehículo diluyente acuoso, hay que tener cuidado de que los brazos de aspersión no se congelen en los intervalos entre usos.

15.5.2 Hielo roto

Las temporadas de hielo roto vienen con las heladas de comienzos del invierno y las grietas de hielo de la primavera. Éste no es un fenómeno estacionario, sino móvil. El petróleo derramado sobre hielo roto se moverá con el hielo. Los derrames de petróleo tienden a esparcirse mucho menos y a permanecer más gruesos en el hielo roto que en masas grandes de agua. La disminución del tamaño de las masas grandes de agua durante las heladas puede ejercer su propia influencia sobre el tiempo de la respuesta. Las técnicas de respuesta en grandes masas de agua pueden utilizarse hasta donde haya un 30% de las áreas cubiertas de hielo pero hay limitaciones para el acceso y la seguridad industrial. En las concentraciones de hielo de mar con cobertura de >60% de hielo, son los témpanos de hielo en sí los que sirven de contención natural y limitan físicamente el esparcimiento del petróleo, pero el acceso seguro también es más limitado.

15.5.2.1 Contención y recuperación

Las barreras son de poca o ninguna utilidad cuando hay presencia de grandes témpanos de hielo en movimiento o en las concentraciones de más de 30% de hielo roto. La selección del material de las barreras es de especial importancia por su durabilidad, y se prefieren las barreras con banda transportadora a aquellas fabricadas de PVC o poliuretano. El uso de barreras de anclaje en presencia de hielo roto puede resultar difícil o impráctico y una vez ancladas es indispensable su monitoría permanente.

Los “skimmers” funcionan mejor cuando son colocados en grandes masas de agua y en pasos navegables entre los pedazos de hielo. Para las aguas cargadas de hielo, son más apropiados los “skimmers” oleófilos, como:

- Cabo fregona
- Correa absorbente recogedora
- Cepillo
- Correa de paletas
- Tambor

El líquido aceitoso recuperado puede contener importantes cantidades de pasta aguada (“slurry”) o hielo fangoso, por eso hay que asegurar una buena capacidad de almacenamiento y separación de petróleo/agua.

15.5.2.2 Quema in situ de producto derramado

La quema es una estrategia óptima de respuesta para derrames en hielo roto pero está sujeta a las condiciones enumeradas en la Sección 8 y puede ser la estrategia de elección si el trabajo en o sobre el hielo no ofrece seguridad. El despliegue de una barrera a prueba de fuego puede no ser factible en presencia de hielo roto. En algunos casos puede no ser necesario ya que el hielo habrá contenido algo del

petróleo derramado. Típicamente, el petróleo contenido entre los témpanos de hielo y a lo largo de los bordes se quema mucho más rápido de lo que los "skimmers" pueden recoger.

Cuando el hielo de mar cubre >90% de la superficie pueden usarse embarcaciones rompehielo alrededor del sitio del derrame para exponer el petróleo atrapado y poder quemarlo. El petróleo atrapado en charcos entre el hielo roto puede prenderse arrojando desde un helicóptero una antorcha o llama encendida. Debido a las bajas tasas de evaporación, las quemas en hielo roto son posibles durante períodos de tiempo prolongados - hasta de varios meses después de ocurrido el derrame – especialmente si el petróleo quedó atrapado en o por debajo del hielo, en cuyo caso la evaporación es insignificante.

15.5.2.3 Agentes dispersantes

Los agentes dispersantes pueden resultar efectivos en derrames sobre hielo roto si se está en presencia de algún tipo de energía agitadora. El golpe de las olas sobre los fragmentos de hielo flotante y por entre los témpanos de hielo puede producir la energía deseada. Se han realizado pruebas que demuestran que los fragmentos giratorios de hielo flotante pueden estimular la acción dispersante. Sin embargo, los grandes bloques de hielo fangoso y el aumento de la capa de hielo pueden impedir el efecto mezclador, amortiguando las olas. Pueden utilizarse embarcaciones para aportar la energía adicional moviéndose alrededor y batiendo el hielo superficial y el agua. Parece que la eficiencia de la aspersión tiende a ser menor en estos casos que en las grandes masas de agua, porque parte de los agentes dispersantes caerán sobre el hielo. Los agentes dispersantes se deben aplicar desde el aire en condiciones donde no son posibles la recuperación mecánica ni la quema, y en zonas consideradas demasiado peligrosas para los trabajadores.

15.5.3 Cubierta de hielo sólido

La formación de hielo sólido sobre el derrame reduce notablemente las opciones de respuesta. Sin embargo, la congelación realmente puede servir para facilitar el proceso de recuperación al suministrar una sólida plataforma de trabajo sobre el petróleo y crear las barreras naturales que puedan utilizarse ventajosamente para detener o inmovilizar el petróleo. El progreso del hielo hacia abajo puede encapsular rápidamente el petróleo bajo la capa helada y se formarán múltiples bolsas dentro y por debajo del hielo donde el petróleo se puede acumular en las depresiones naturales facilitando el acceso para la recuperación (Figura 15-1).

Incluso los grandes derrames de decenas de miles de barriles de petróleo crudo por debajo o por encima del hielo sólido tipo "shore-fast" podrían contenerse a cientos de metros de la fuente del derrame, dependiendo de las corrientes bajo el campo helado y de la rugosidad del hielo. A lo largo del Declive Norte de Alaska, durante el invierno (mes de abril) los últimos estudios sobre hielo permanente han estimado

que la capacidad de almacenaje bajo el hielo es de 400.000 barriles por kilómetro cuadrado y que para comienzos del invierno la capacidad estimada es la mitad, lo que indica que la superficie inferior de la capa de hielo es relativamente suave. No obstante, las aguas afuera de la costa del Declive Norte son relativamente someras y las corrientes son débiles. La retención de petróleo bajo el hielo en las áreas de corriente fuerte podría ser menor.

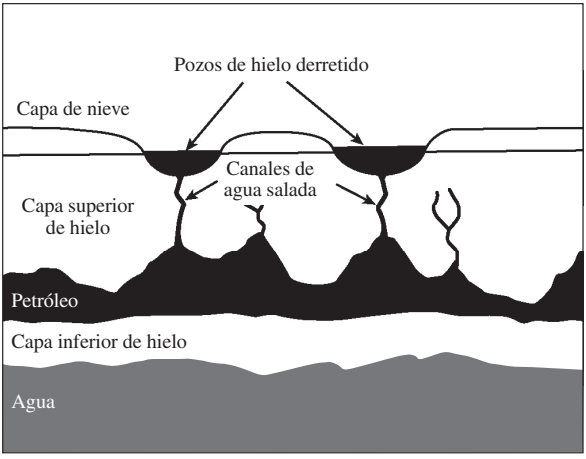


Figura 15-1 Sitios donde el hielo se derrite y el petróleo queda encapsulado (tomado de EPPR, 1998)

15.5.3.1 Contención y recuperación

Si el hielo está accesible y lo suficientemente grueso como para aguantar el peso de equipos pesados, el hielo puede constituir una barrera efectiva para el petróleo y una plataforma que permite una variedad de opciones de respuesta. Usar motoniveladoras y bulldozers para mover la nieve y formar un dique de recolección y transformar la nieve en hielo por medio de agua o mediante la colocación de una cubierta con forro impermeable. Excavar una trinchera o una serie de huecos a través del hielo hasta llegar donde está el petróleo. Usar "skimmers" de cabo fregona y sistemas de vacío o bombas para subir el petróleo hasta el dique de almacenaje temporal mientras se retira a un sitio permanente de almacenamiento, tratamiento o eliminación. Se pueden cortar las zanjas o huecos usando taladros para hielo, sierras de cadena, retroexcavadoras o zanjeadoras.

15.5.3.2 Quema in situ de producto derramado

La quema es la técnica preferida para manejar el petróleo derramado sobre hielo o superficies cubiertas de nieve. Si el derrame está bajo hielo, se usarán equipos (p.ej., taladros para hielo, bombas, embarcaciones rompehielo) para llegar hasta él. Una vez expuesto el petróleo, puede quemarse in situ o levantarse sobre el hielo para mejor control de la combustión. La quema es muy factible y constituye la forma ideal de eliminar el 90+% del petróleo derramado, siempre que la proporción de agua en la mezcla de petróleo/agua no exceda el 25% y que la capa de petróleo sea lo bastante gruesa (2–3 milímetros). La nieve contaminada con una proporción hasta de 70% de nieve por peso, puede quemarse (Figura 15-2). La incineración es también el sistema acertado para el petróleo que sube por los canales de agua salada hasta los sitios donde el hielo se derrite en la temporada de deshielo primaveral. Pueden necesitarse uno o más dispositivos de encendido y quizás también un combustible liviano adicional, tal como el diesel.

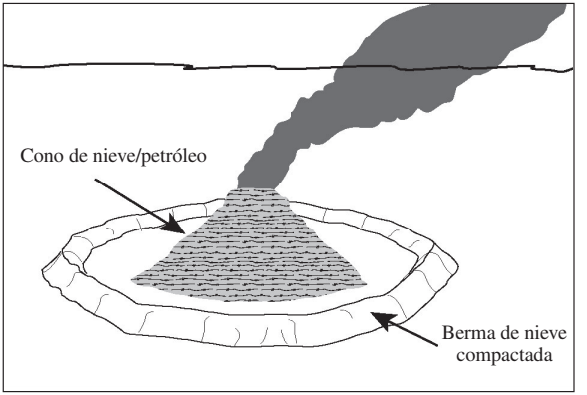


Figura 15-2 Quema de un cono de nieve (tomado de EPPR, 1998)

15

15.5.3.3 Agentes dispersantes

Los agentes dispersantes son aplicables al petróleo bajo cubierta de hielo si las corrientes y las tasas de cambio de agua son suficientes para obtener la mezcla y dilución con una corriente mínima de 0,5 nudos, pero preferiblemente de 1,5–3 nudos. Agregar los agentes dispersantes en los charcos de petróleo que se forman debajo del hielo o utilizar embarcaciones rompehielo para traer el petróleo a la superficie y facilitar así la mezcla requerida para la dispersión. Esto podría ser especialmente efectivo si la inyección se logra en una corriente constante de petróleo fresco proveniente del reventón de un pozo bajo el hielo. El petróleo atrapado en y

bajo el hielo permanece relativamente fresco ya que las tasas de evaporación son insignificantes, lo cual ayuda en la dispersión aún después de un período prolongado de tiempo. Se están realizando investigaciones para desarrollar nuevas fórmulas que permitan mantener la efectividad de los agentes dispersantes asociados con el petróleo por períodos más prolongados que los existentes.

15.6 Evaluación, mapas y seguimiento

Se deben utilizar los servicios de especialistas expertos para la elaboración de mapas de los sitios con petróleo bajo el hielo. Aún no están disponibles los elementos operativos necesarios para detectar el petróleo o elaborar mapas en cualquier tipo de hielo. Se disponen de dos técnicas muy promisorias para el futuro: penetración del suelo con radar de alta frecuencia y un sensor de gas etano. La práctica que actualmente recomendada es hacer numerosos sondeos y obtener suficientes muestras que permitan levantar el mapa de la localización del petróleo bajo el hielo y determinar, así, la cantidad. Se recomienda utilizar marcadores para señalar la localización del derrame a medida que el hielo se mueve.

El seguimiento del hielo contaminado se convierte en prioridad cuando no son posibles medidas activas de respuesta. Colocar estratégicamente boyas de radio o satelitales en la zona de asentamiento del petróleo para seguir los movimientos del hielo. O colocar en los témpanos de hielo donde hay capas de petróleo derramado, pilones con luces de señal para facilitar el seguimiento aéreo. Hacer reconocimientos aéreos utilizando observaciones visuales y sistemas de sensores remotos como el FLIR aéreo (sensor de rayos infrarrojos para observación).

15.7 Limpieza de las costas marinas contaminadas

Los tipos de costas marinas varían en las regiones frías, pero no son tan diversos como en las zonas templadas e incluyen:

- Roca de fondo
- Estructuras de construcción sólida (p.ej., plataformas de perforación petrolera e islas de trabajo
- Costas eternamente cubiertas de hielo
- Playas de arena
- Costas marinas con mezcla de sedimentos
- Costas marinas pedregosas y de guijarros
- Cantos rodados y escollera
- Farallones y acantilados
- Arenales

- Lodazales
- Turba
- Hondonadas de tundra inundadas
- Ciénagas marinas (no son comunes pero sí muy importantes)

Las técnicas para la limpieza de estos tipos de costas marinas se encuentran en la Sección 12.

Las costas marinas con alta energía y/o frecuente cubierta de hielo tienden hacia la baja diversidad y abundancia biológicas. La actividad biológica es más pronunciada en costas marinas de baja energía y en las bolsas protegidas que son frecuentes en las costas marinas rocosas. La mayoría de las veces, la presencia de hielo en la costa o en las aguas adyacentes evita el contacto del petróleo con el substrato de las costas marinas.

Para la mayoría de estas líneas costeras, la opción de limpieza preferida es la recuperación natural, excepto para bolsas de petróleo grueso y demasiado pesado. Para recogerlas se deben emplear los métodos de limpieza menos invasivos posibles que se resumen en la Sección 12.

Las técnicas de tratamiento in situ tales como la reubicación o mezcla de sedimentos pueden tener la preferencia en zonas remotas donde se necesita el tratamiento y donde son bajos los riesgos de reubicación del petróleo que afectan los recursos biológicos. Estas opciones de tratamiento minimizan la producción de desechos y se han mostrado muy efectivas para acelerar la degradación climática y, especialmente, la biodegradación.

Siempre que sea factible y seguro, se debe quemar el petróleo en las costas marinas. Las mezclas de petróleo y nieve son relativamente fáciles de retirar por medios manuales o mecánicos y deben llevarse a un sitio con calefacción para derretirlas y separarlas, o a una zona menos susceptible para almacenaje hasta que la estación caliente haga posible la recuperación del petróleo.

La época más susceptible del año para las costas marinas de las regiones frías es durante la estación migratoria de las aves (junio a septiembre) cuando altas concentraciones de aves se posan en las playas, lodazales y ciénagas o pantanos, para alimentarse de zooplancton, insectos, larvas y gusanos. Esto puede justificar una remoción acelerada y agresiva del petróleo derramado para proteger las aves migratorias. Si no es posible la limpieza de las costas marinas, emplear técnicas de espantar los pájaros para prevenir que se posen en las áreas de mayor contaminación.

Finalmente, la turba es un magnífico absorbente y es muy abundante en zonas más frías. Para una respuesta efectiva al derrame, emplear solamente turba seca y cultivada y no la turba húmeda que se encuentra en las costas marinas. La turba contaminada es un buen combustible para la incineración.

15.8 Limpieza de derrames en el interior, en regiones frías

La respuesta a derrames en tierra en regiones frías debe considerar algunos retos específicos si se compara con la respuesta en regiones templadas. Claramente, si hay presencia de hielo y nieve en la superficie, los encargados de la respuesta se enfrentarán a los mismos problemas y oportunidades que para la respuesta en mares helados pero sin el reto de tener que mover hielo y romperlo. Muchas de las técnicas discutidas anteriormente son aplicables y el hielo puede funcionar como una barrera efectiva para evitar que el petróleo penetre debajo del suelo. Los suelos helados pueden limitar también el esparcimiento del petróleo derramado. Como indicado anteriormente, toda nieve presente cerca de un derrame puede utilizarse con ventaja para formar bermas de nieve que ayuden a contener el petróleo y minimizar su esparcimiento antes de ser recuperado por medios mecánicos. Si la berma no está totalmente congelada puede forrarse con una lámina de polietileno para retener bien el petróleo.

En las regiones árticas y en algunas regiones subárticas, la temperatura promedio anual es inferior a 0°C (32°F) y el subsuelo permanece congelado. Esta capa subterránea de hielo, conocida como permahielo, se halla típicamente bajo las tierras planas, sin árboles, y cubiertas de líquenes o musgo, a las que se les denomina tundra. La tundra se presenta en donde predominan los fríos y vientos extremos del invierno, los breves veranos templados y el continuo y poco profundo permahielo que impide el crecimiento de árboles. En verano, en la tierra blanda encima del permahielo se presenta fauna y flora que, de ser perturbadas, pueden tardar años y aún décadas en reponerse. De allí que, cualquier respuesta a derrames sobre permahielo durante las tibias estaciones de deshielo debe considerar los impactos potenciales del trafico sobre la tundra. Las respuestas agresivas pueden fácilmente causar más daño que bien, a largo plazo, de ahí que la mejor conducta es permitir la recuperación natural. Sin embargo, dicha recuperación puede tomar mucho tiempo a causa de la brevedad de la estación de crecimiento. Si el petróleo ha de ser retirado durante los períodos de deshielo hay que utilizar técnicas como la succión y absorción que dejen el área lo más intacta posible. En invierno, la superficie del suelo por encima del permahielo se congela y pueden usarse técnicas de respuesta convencionales basadas en tierra, tales como la quema, con mucho menos preocupación por los deterioros físicos.

Las tundras bajas inundadas se presentan en áreas costeras a causa del asentamiento del terreno. Los fuertes vientos costa adentro pueden conducir a inundaciones en estas áreas hasta de un metro de profundidad y a cientos de metros al interior. Esto ocasiona el surgimiento de una próspera comunidad de plantas e insectos, que es un importante recurso para las aves migratorias ya mencionadas. Estos hábitats y sus comunidades son muy susceptibles a los derrames de petróleo y a los trabajos de limpieza. Si el derrame coincide con fuertes vientos puede significar depósitos

de petróleo muy adentro de la orilla. Los sedimentos de superficie y depósitos de turba están con frecuencia saturados de agua, lo que evita la infiltración de petróleo en el suelo. Sin embargo, el petróleo puede permanecer por mucho tiempo y para minimizar el daño, lo mejor es emprender la recuperación del petróleo después de que el clima frío cause la congelación.

Las técnicas de manejo de los derrames dentro de lagos son semejantes a las mencionadas para mar abierto y congelado, pero la situación es mucho más sencilla. El uso de agentes dispersantes es improbable para estas aplicaciones. Si los lagos están congelados, deben abrirse pasos navegables dentro del hielo para dar acceso al petróleo, ya sea para quema o recuperación. La capacidad de manejo de los derrames en los ríos depende, en gran parte, de la clase de corriente. El arma principal en estos derrames es el uso de barreras angulares de desviación (o los vertederos invertidos en el hielo), para desviar el petróleo hacia zonas de calma o pasos navegables predeterminados, y allí contenerlo y retirarlo.

Generalmente, los oleoductos no se entierran en las capas de permahielo. Si se genera una fuga de tubería sobre el permahielo, el petróleo se solidifica o se queda en su sitio si la temperatura de su punto de fluidez es más alta que la temperatura ambiente. Si aún está líquido, correrá hacia algún punto bajo y se acumulará hasta que sea eventualmente recuperado.

Los campos de nieve contaminados son de un manejo relativamente fácil. La nieve es un buen absorbente del petróleo. Se debe recoger la nieve contaminada y llevarse a un área de preparación para los procesos de derretida, separación y recuperación.

Referencias seleccionadas

A continuación presentamos una lista de referencias seleccionadas, que son fáciles de obtener y pueden ser útiles para aquellas personas que estén buscando información adicional relacionada con la respuesta a derrames de petróleo.

Alaska Clean Seas, *Technical Manual, Volume 1 – Tactics Descriptions, [Manual técnico, Volumen 1 – Descripción de tácticas]* 2003.

Alaska Dept. of Environmental Conservation (ADEC) [Departamento de Conservación Ambiental de Alaska]. 2005. Tundra Treatment Guidelines [Pautas para el tratamiento de la tundra]. A Manual for Treating Oil and Hazardous Substance Spills to Tundra [Manual para el tratamiento de derrames de petróleo y materiales peligrosos en la tundra]. División de Prevención y Respuesta a Derrames. Juneau, Alaska.

American Petroleum Institute (API) [Instituto Norteamericano del Petróleo], National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) [Administración Nacional de Océanos y Atmósferas], U.S. Coast Guard [Guardia Costera de los EE.UU.], y U.S. Environmental Agency (EPA) [Agencia Estadounidense del Medio Ambiente]. 2001. *Environmental Considerations for Marine Oil Spill Response [Consideraciones ambientales de la respuesta a derrames de petróleo marítimos]*. Publicación API Nº 4706. Regulatory and Scientific Affairs Department [Departamento de Asuntos Reglamentarios y Científicos]. Washington, DC.

API, 2001. *Chemical Human Health Hazards Associated with Oil Spill Response [Peligros químicos contra la salud de los humanos, asociados con la respuesta a derrames de petróleo]*. Publicación API Nº 4689. Regulatory and Scientific Affairs Department [Departamento de Asuntos Reglamentarios y Científicos]. Washington, DC.

API, NOAA, U.S. Coast Guard [Guardia Costera de los EE.UU.] y EPA. 2001. *Characteristics of Response Strategies: A Guide for Spill Response Planning in Marine Environments [Características de las estrategias de respuesta: guía para la planificación de respuestas a derrames de petróleo en ambientes marinos]*. Se puede obtener en NOAA Office of Response and Restoration [Oficina de Respuestas y Restauración de NOAA] HAZMAT , Seattle, WA. Junio. 78 pp.

API y NOAA. 1995. *Options for Minimizing Environmental Impacts of Freshwater Spill Response [Opciones para minimizar los impactos ambientales en la respuesta a derrames en masas de agua dulce]*. Publicación API Nº 4558. Health and Environmental Sciences Department [Departamento de Salud y Ciencias Ambientales]. Washington, DC. Febrero. 136 pp.

Aspen Publishers [Editores Aspen], *Oil Spill Intelligence Report [Informe de inteligencia sobre derrames de petróleo]*, publicación semanal, Nueva York, N.Y.

ASTM 1995. *The Use of Chemicals in Oil Spill Response [Uso de productos químicos en la respuesta a derrames de petróleo]*, Peter Lane, editor. ASTM número y código de publicación STP 1252, West Conshohocken, PA.

ASTM 1998. *Oil Spill Response Performance Review of Skimmers [Revisión del desempeño de los "skimmers" en la respuesta a derrames de petróleo]*. Preparado por R. Schulze. Manual ASTM Serie MNL34. West Conshohocken, PA 151 pp.

ASTM. 1997. *Standards on Environmental Assessment, Hazardous Substances and Oil Spill Response [Normas sobre evaluación ambiental, materiales peligrosos y respuesta a derrames de petróleo]*. Waste Management [Manejo de desechos], Volumen 11.04. ASTM código de publicación 01-110497-56, West Conshohocken, PA.

ASTM, 2005. *F-2464-05 Standard Guide for Cleaning of Various Oiled Shorelines and Sub-Tidal Habitats [Guía estándar para la limpieza de diversas costas marinas contaminadas y hábitats submareales]*. Volumen 11.04. West Conshohocken, PA.

Cutter Information Corp. [Corporación de Información Cutter] 1999. *The International Oil Spill Control Directory [Directorio internacional de control de derrames de petróleo]*, Edición 19, Cutter Information Corp., Arlington, MA.

Dickins, D.F., y Buist, I., 1999. *Countermeasures for Ice Covered Waters [Contramedidas para uso en aguas cubiertas de hielo]*, Pure and Applied Chemistry [Química pura y aplicada], Vol. 71, Nº 1, pp 173–191.

Emergency Prevention, Preparedness and Response (EPPR) [Prevención, Preparación y Respuesta a Emergencias], 1998. *Field Guide for Oil Spill Response in Arctic Waters [Guía de campo para respuesta a derrames de petróleo en aguas del Ártico] 1998* (preparado por E.H. Owens, L.B. Solsberg, M.R. West y M. McGrath para el Concejo Ártico), Environment Canada, Yellowknife, NT, Canadá, 348 páginas.

Environment Canada. 2000. *The SCAT Manual. A Field Guide to the Documentation and Description of Oiled Shorelines [Manual SCAT. Guía de campo sobre la documentación y descripción de costas marinas contaminadas con petróleo derramado]*. Edición 2. Catálogo Nº En-40-475/2000E. Edmonton, Alberta. Mayo. 108 pp.

Environment Canada. 1996. *Field Guide for the Protection and Cleanup of Oiled Arctic Shorelines [Guía de campo sobre la protección y limpieza de costas marinas del Ártico contaminadas con petróleo derramado]*. Catálogo Nº En-40-519/1996E. Regiones de la pradera y Norte. Yellowknife, territorios de la región noroccidente. 213 pp.

Environment Canada. 1991. *Selection Criteria and Laboratory Evaluation of Oil Spill Sorbents, Update IV [Criterios de selección y evaluación de laboratorio de absorbentes para uso en derrames de petróleo, revisión IV]*. Reporte EPS 3/SP/3. 71 pp.

Exxon Biomedical Sciences, Inc. [Compañía de Ciencias Biomédicas Exxon] y Tri-State Bird Rescue and Research, Inc. [Compañía Tri-State de Rescate de Aves e Investigación] 1998. *Rehabilitation Manual for Oiled Birds [Manual de rehabilitación de aves contaminadas por petróleo derramado]*.

ExxonMobil Research and Engineering Company (EMRE) [Compañía ExxonMobil de Investigación e Ingeniería]. 2000. *Dispersant Guidelines [Guías sobre agentes dispersantes]*. Se puede obtener en EMRE, Fairfax, VA.

Exxon Production Research Company [Compañía Exxon de Investigación de la Producción]. 1998. *Planning Guide for Oil Spill Response Equipment and Vessels [Guía de planificación para el uso de equipo y embarcaciones en la respuesta a derrames de petróleo]*. Reporte Nº EPR.2PR.98. Se puede obtener en ExxonMobil Upstream Research Company [Compañía ExxonMobil de Investigación de la Exploración y Explotación de Petróleo], Houston, TX.

Fingas, M.F., Brown, C.E. y L. Gamble. 1999. *The Visibility and Detectability of Oil Slicks and Oil Discharges in Water [La visibilidad y detectabilidad de capas de petróleo y descargas de petróleo en el agua]*. Actas del Vigésimo Segundo Seminario Técnico sobre Derrames de Petróleo en Aguas del Ártico. Environment Canada, Ottawa, Ontario, pp 865–886.

Foget, C.R., Schrier, E., Cramer, M., y Castle, R.W. 1979. *Manual of practice for protection and cleanup of shorelines. I: Decision guide. II: Implementation guide [Manual de práctica para la protección y limpieza de costas marinas. I: Guía de decisión. II: Guía de implementación]*. Office of Research and Development [Oficina de Investigación y Desarrollo], U.S. EPA, Cincinnati, OH, EPA-600/7/187 (a y b), dos volúmenes, 283 pp.

Greer, R.D. y D.J. O'Connor. 1994. *Waterbird Deterrent Techniques [Técnicas de disuasión para aves marinas]*. Marine Spill Response Corporation [Corporación de Respuesta a Derrames Marinos]. Reporte Técnico Serie 94-003. Se puede obtener en API.

International Maritime Organization [Organización Marítima Internacional]. 1995. *IMO/UNEP Guidelines on Oil Spill Dispersant Application including Environmental Considerations [Guías sobre la aplicación de agentes dispersantes en derrames de petróleo, incluyendo consideraciones ambientales]*, IMO, Londres.

The International Tanker Owners Pollution Federation Ltd. (ITOPF) [La Federación Internacional de Asuntos de Polución de Dueños de Buques Petroleros]. 1997. *Response to Marine Oil Spills [Respuesta a derrames de petróleo en el mar]*, Londres, RR.UU.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association [Asociación Internacional de Conservación Ambiental de la Industria Petrolera]. (IPIECA). 1992. *Biological Impacts of Oil Pollution: Coral Reefs [Impactos biológicos de la polución petrolera: arrecifes de coral]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 3, Londres, RR.UU. 16 pp.

IPIECA. 1993. *Biological Impacts of Oil Pollution: Mangroves [Impactos biológicos de la polución petrolera: manglares]*. Serie de reportes IPIECA Volumen 4, 20 pp.

IPIECA. 1994. *Biological Impacts of Oil Pollution: Saltmarshes [Impactos biológicos de la polución petrolera: ciénagas marinas]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 6, 20 pp.

IPIECA. 1995. *Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores [Impactos biológicos de la polución petrolera: costas rocosas]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 7, 20 pp.

IPIECA. 1997. *Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries [Impactos biológicos de la polución petrolera: áreas de pesca]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 8, 28 pp.

IPIECA. 1999. *Biological Impacts of Oil Pollution: Sedimentary Shores [Impactos biológicos de la polución petrolera: playas sedimentarias]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 9, 20 pp.

IPIECA. 2000. *Choosing Spill Response Options to Minimize Damage: Net Environmental Benefit Analysis [Selección de opciones de respuesta a derrames para minimizar los daños: análisis de beneficios ambientales netos]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 10, 20 pp.

IPIECA, 2004. *Guidelines for Oil Spill Waste Minimization and Management [Pautas para la minimización y manejo de desechos durante derrames de petróleo]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 12, 19 pp.

IPIECA, 2004. *A Guide to Oiled Wildlife Response Planning [Guía para la planeación de respuesta de la fauna]*. Serie de reportes IPIECA, Volumen 13, 48 pp.

Actas de la Conferencia Interspill, *Session 7 on Cold Water Response [Sesión 7 sobre respuesta en aguas frías]*. 2004. Reportes escritos por C.K Owens, J.V. Mullin, I. Buist, H. Jensen, P.J. Brandvik, y D. Dickins. Trondheim, Noruega.

Lessard, R.R., y DeMarco, G. 2000, *The Significance of Oil Spill Dispersants [La importancia de los agentes dispersantes de petróleo derramado]*, Spill Science & Technology Bulletin [Boletín de Ciencia y Tecnología de Derrames], Vol. 6, Nº 1, Elsevier Science Ltd., pp 59–68.

Mackay, D., Buist, I., Mascarenhas, R. y S. Paterson. 1980. *Oil Spill Processes and Models [Procesos y modelos de los derrames de petróleo]*, University of Toronto [Universidad de Toronto], preparado para Environmental Emergency Branch [Sucursal de Emergencia Ambiental], Environmental Impact Control Directorate [Directorio de Control de Impacto Ambiental], Environmental Protection Services [Servicios de Protección Ambiental], Ottawa, Ontario.

National Research Council [Concejo Nacional de Investigación]. 1989. *Using Oil Spill Dispersants on the Sea [Uso de agentes dispersantes de petróleo derramado en el mar]*. National Academy Press [Imprenta de la Academia Nacional]. Washington, DC. 335 pp.

National Research Council [Concejo Nacional de Investigación]. 2005. *Understanding Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects [Entendimiento de los agentes dispersantes de petróleo derramado: eficacia y efectos]*. National Academy Press [Imprenta de la Academia Nacional]. Washington, DC.

NOAA 2000. Characteristic Coastal Habitats, *Choosing Spill Response Alternatives [Hábitats costeros característicos y selección de alternativas de respuesta a derrames]*. Office of Response and Restoration [Oficina de Respuesta y Restauración]. Noviembre. Seattle, WA. 87 pp.

NOAA 2000. *Shoreline Assessment Manual [Manual de evaluación de las costas marinas]*. Office of Response and Restoration [Oficina de Respuesta y Restauración]. HAZMAT Reporte Nº 2000-1. Agosto. Seattle, WA.

S.L. Ross. 2005. *World Catalog of Oil Spill Response Products [Catálogo mundial de productos para la respuesta a derrames de petróleo]*, Edición 8. S.L. Ross Environmental Research Ltd., Ottawa, Ontario, Canadá.

"Successful Strategies for Oil Spill Response" [Estrategias exitosas para la respuesta a derrames de petróleo]. *Presentado por Spill Management Task Force [Fuerza de Trabajo de Gestión de Derrames]*, enero 11 – 14, 1994, Santa Barbara, California.

U.S. Coast Guard [Guardia Costera de los EE.UU.]. 2001. *Oil Spill Response in Fast Currents, a Field Guide [Respuesta a derrames de petróleo en corrientes rápidas, Guía de campo]*. U.S. Coast Guard Research and Development Center [Centro de Investigación y Desarrollo del Guardia Costera de los EE.UU.]. Reporte Nº CG-D-01-02. Washington, D.C.

U.S. Fish and Wildlife Service [Servicio Federal de Peces y Fauna de los EE.UU.]. *Best Practices for Migratory Bird Care During Oil Spill Response [Mejores prácticas para el cuidado de aves migratorias durante respuesta a derrames de petróleo]*. Division of Environmental Quality [División de Calidad Medioambiental]. Arlington, VA.

Factores de conversión inglesa

Volumen	Tasa de fiujo/caudal
1 yd^3 = 27 $pies^3$ = 46656 $pulg.^3$ 1 galón líquido de los EE.UU. = 0,134 $pies^3$ = 231 $pulg.^3$ 1 galón británico = 1,2 galones líquidos de los EE.UU. 1 barril API = 42 galones líquidos de los EE.UU.	1 gpm = ,0167 gps (galones/segundo) = 60 galones/hora = 1440 galones/día 1 gpm = 0,00223 gps (galones/segundo) 1 gpm = 34,3 barriles API/día
Longitud	**Velocidad**
1 pie (pies) = 0,333 yd = 12 pulg. 1 braza (EE.UU.) = 6 pies (pies) 1 milla (EE.UU.) = 8 estadios = 660 pies 1 milla (EE.UU.) = 320 varas = 5.280 pies 1 milla (EE.UU.) = 0,87 millas náuticas (NM)	1 nudo = 1 NM/hr 1 nudo = 1,15 mph (EE.UU.) 1 nudo = 1,69 pies/segundo 1 nudo = 6,080 pies/hora 1 mph = 88 pies/minuto = 1,47 pies/segundo
Área	**Masa/Peso**
1 yd^2 = 9 $pies^2$ = 1296 $pulg.^2$ 1 acre = 43,560 $pies^2$ = 4840 yd^2 1 milla cuadrada = 640 acres	1 slug = 32,17 libras (lb) 1 libra = 16 onzas (oz) 1 tonelada (corta) = 2000 libras 1 tonelada larga = 1,12 tonelada
Tensión superflcial	**Fuerza**
1 libra/pie = 0,0833 libras/pulgada	1 libra (fuerza) = 32,17 unidades absolutas de fuerza
Presión	**Tasas de aplicación**
1 atm = 406,8 pulgadas de agua 1 atm = 14,70 lb/$pulg.^2$ = 2116 lb/$pies^2$ 1 lb/$pulg.^2$ = 27,68 pulgadas de agua 1 lb/$pulg.^2$ = 144 lb/$pies^2$	1 gal/$pies^2$ = 1,604 pulgadas de espesor 1 gal/$pies^2$ = 1037 barriles API/acre

Misceláneos

volumen de almacenaje para barreras, volumen/longitud: $pies^3$/pies $\times$ 0,093 = m^3/m

mg/L = partes por millón (ppm) = % $\times$ 10^{-2} $\times$ 10^6 = ppm

(ejemplo: 0,7% contenido de aceite; 0,007 $\times$ 10^6 = 7.000 ppm)

densidad del agua = 62,4 lb/$pies^3$ = 8,34 libras/galón

viscosidad en centipoise (cp) [unidad estándar de viscosidad] = viscosidad en centistokes (cSt) $\times$ densidad

temperatura Fahrenheit = (temperatura centígrados $\times$ 1,8) + 32

ExxonMobil

Copyright © 2008, ExxonMobil Research and Engineering Company,
All Rights Reserved, Printed in USA.