

**REPUBLICA DEL PERU**

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

**GUIA AMBIENTAL PARA  
OPERACIONES PETROLERAS COSTA AFUERA**

**Dirección General de Asuntos Ambientales**

**Sub-Sector Hidrocarburos**

**2000**

## INDICE

- 1 Preámbulo
2. Propósito
3. Principios Rectores
4. Pautas Generales
  - 4.1. Asuntos Ambientales
    - 4.1.1 Ambiente Geológico
    - 4.1.2 Ambiente Atmosférico
    - 4.1.3 Ambiente Marino
    - 4.1.4 Ambiente Costero
    - 4.1.5 Ambiente Biológico
    - 4.1.6 Erosión del Lecho Marino
    - 4.1.7 Calidad del Aire
    - 4.1.8 Residuos
    - 4.1.9 Actividades Comerciales
    - 4.1.10 Actividades Recreativas
    - 4.1.11 Asuntos Socio Económicos y Culturales
  - 4.2. Efectos Ambientales
  - 4.3. Efectos del Proyecto
  - 4.4. Monitoreo Ambiental
  - 4.5. Interacciones con la Fauna y Flora Marinas
  - 4.6. Monitoreo Físico Ambiental
    - 4.6.1. Parámetros Meteorológicos y Oceanográficos (Met.Ocean)  
Tabla 4-1 Parámetros Met Ocean Recomendados
    - 4.6.2. Especificaciones del Equipo Meteorológico y Oceanográfico  
Tabla 4-2 Precisión del Equipo Met Ocean
  - 4.7. Pronóstico del Ambiente Físico
  - 4.8. Procedimientos para el Manejo de Combustibles y Aceites
  - 4.9. Planeamiento y Respuesta para Derrames de Petróleo y Químicos
    - 4.9.1. Evaluación del Riesgo
    - 4.9.2. Elementos de un Plan de Contingencias para Derrames de Petróleo
    - 4.9.3. Métodos de Prevención de Derrames en Alta Mar
    - 4.9.4. Métodos de Respuesta a Derrames en Alta Mar
  - 4.10. Operaciones de Aeronaves

- 4.11. Operaciones de Barcos de Apoyo
- 4.12. Movilización de Equipo
- 4.13. Recuperación de Equipo Perdido
- 4.14. Capacitación Ambiental
- 5. Normas de Operación**
  - 5.1. Operaciones Geofísicas
    - 5.1.1. Operaciones de Barcos de Sísmica
    - 5.1.2. Manejo de Material Peligroso y de Desecho
      - 5.1.2.1. Combustible y Aceites
      - 5.1.2.2. Escape de Motores
      - 5.1.2.3. Otro Material Peligroso
      - 5.1.2.4. Manejo de Residuos
  - 5.2. Operaciones de Perforación de Exploración y Producción
    - 5.2.1. Petróleo Proveniente de las Operaciones de Perforación
    - 5.2.2. Viruta de Perforación
    - 5.2.3. Quema y Emisión de Gas
    - 5.2.4. Tratamiento y Disposición de Material Peligroso y de Desecho
      - 5.2.4.1. Agua Producida
      - 5.2.4.2. Lodos de Perforación
      - 5.2.4.3. Sólidos de Perforación
      - 5.2.4.4. Agua de Desplazamiento al Almacenaje
      - 5.2.4.5. Agua de Pantoque y de Lastre
      - 5.2.4.6. Drenaje de Cubierta
      - 5.2.4.7. Arena Producida
        - 5.2.4.8.1. Fluidos de Tratamiento de Pozos
      - 5.2.4.9. Agua de Enfriamiento
      - 5.2.4.10. Salmuera Resultante de Desalinización
      - 5.2.4.11. Desechos de Sanitarios y Alimentos
      - 5.2.4.12. Agua para la prueba de Sistemas de Control de Incendios
      - 5.2.4.13. Otros desechos y Residuos
      - 5.2.4.14. Sustancias No Utilizadas
      - 5.2.4.15. Otras Sustancias
    - 5.2.5. Ubicación de las descargas de desechos

- 6. Plan de Abandono
  - 6.1 Abandono de Pozos
  - 6.2 Abandono de Oleoductos
  - 6.3 Abandono de Plataforma
    - 6.3.1. Módulos Superiores
    - 6.3.2. Blindaje de Acero
    - 6.3.3. Base de Gravedad de Concreto
  - 6.4. Abandono de la Pila de Virutas de Perforación
- 7. Referencias

## 1. PREAMBULO

La presente guía forma parte de una serie de documentos similares publicados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú para el Sub-Sector Hidrocarburos, cuyos títulos son los siguientes:

- (1) Guía para Elaborar Estudios de Impacto Ambiental.
- (2) Guía para Elaborar Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA).
- (3) Guía para la Protección Ambiental en Estaciones de Servicio y Plantas de Ventas.
- (4) Guía para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida.
- (5) Guía para el Manejo de Desechos de las Refinerías de Petróleo.
- (6) Guía para el Manejo de Emisiones Gaseosas de Refinería de Petróleo.
- (7) Guía Ambiental para Proyectos de Exploración y Producción.
- (8) Guía para la Disposición de Desechos de Perforación en la Actividad Petrolera.
- (9) Guía para el Quemado de Gas en Instalaciones de Exploración y Producción Petrolera.
- (10) Guía Ambiental para el Manejo de Oleoductos.
- (11) Guía para la Conducción de Auditorías Ambientales de Operaciones Petroleras en Tierra.
- (12) Guía Ambiental para el Manejo de Tanques de Almacenamiento Enterrados.
- (13) Guía para la Restauración de Suelos en Instalaciones de Refinación y Producción Petrolera.

Además de estas guías, el Ministerio de Energía y Minas también ha publicado los Protocolos de Monitoreo de Calidad de Aire y Emisiones, y de Agua.

Aunque algunos de estos documentos fueron preparados específicamente para su aplicación en el Perú, la mayoría de ellos son adaptaciones para el Perú de normas publicadas por la Organización Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL). Agradecemos a ARPEL por el permiso otorgado para el uso de sus guías en esta forma.

Esta Guía y las otras de la serie no son reglamentos ni leyes. Son pautas que dan una visión general de los procedimientos, tecnologías y prácticas y reflejan prácticas industriales de aplicación general para las operaciones del Sub Sector. No todos los procedimientos señalados son aplicables a todos los proyectos en todas las circunstancias. Las guías fueron desarrolladas para ayudar al personal de la industria y del gobierno, y al público, en la elaboración y evaluación de planes ambientales con arreglo a las disposiciones.

Ésta y las otras guías describen diversas alternativas, incluso algunas podrían no estar siendo implementadas en el Perú al momento de esta publicación. Dichas alternativas fueron incluidas para tener la seguridad que no quedarán desactualizadas rápidamente, y que fueran aplicables en años venideros como capacidad tecnológica peruana en los avances de protección ambiental.

Se insta al lector consultar con la Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA) del Ministerio de Energía y Minas, respecto de la aplicación de disposiciones ambientales a nuevos proyectos y a los existentes. Esta serie de Guías podrá ser utilizada a manera de fuente de información, para facilitar dicha consulta.

Finalmente, será el proponente el responsable de verificar que el proyecto se ciña a las disposiciones.

## 2. PROPOSITO

El propósito de este documento es orientar al proponente en su descripción de los impactos sobre el ambiente resultante de un propuesto desarrollo petrolero submarino. La presente Guía identifica las interacciones potenciales entre las operaciones petroleras submarinas de desarrollo geofísico, perforación exploratoria o desarrollo de producción, y el ambiente, así como los efectos que, se anticipa, dicho desarrollo tenga sobre el ambiente. Esta Guía ayudará al proponente de un desarrollo submarino a plantear las políticas y procedimientos que deberá seguir para eliminar o reducir cualquier posible efecto dañino.

Se pretende que este documento sea una referencia útil, más que un requisito de regulación. Los requisitos específicos de regulación están contenidos en el *Reglamento de Protección Ambiental para Actividades de Hidrocarburos* (Decreto Supremo 046-93-EM), *Niveles Máximos Permisibles para Efluentes Líquidos en Actividades de Hidrocarburos* (R.D. 030-96-EM/DGAA), y en otros dispositivos adicionales.

El Reglamento, D. S. 046 – 93 EM, requiere que el Proponente prepare un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). La presente publicación ayudará al proponente en la preparación de tales documentos.

### **3. PRINCIPIOS RECTORES**

Los principios básicos, requeridos para proteger al ambiente de las operaciones petroleras submarinas, incluyen:

- el apoyo total, de parte de la gerencia de mayor nivel del proponente, para la protección ambiental;
- la integración del planeamiento ambiental dentro del proceso de planeamiento corporativo y operativo;
- el desarrollo de medidas para prevenir o mitigar los impactos perjudiciales de las operaciones submarinas sobre el ambiente;
- la implementación de medidas de protección y mitigación en las operaciones de la compañía; y,
- el énfasis en el desarrollo de medidas preventivas.

El proponente será responsable de dotar a su(s) organización(es) de los recursos necesarios para preparar e implementar programas adecuados de protección ambiental, salud, seguridad y capacitación, a fin de garantizar una efectiva protección del ambiente.

Adicionalmente, la gerencia será responsable de asegurar que se cuente con el personal profesional y técnico idóneo para instituir y hacer cumplir las guías, en concordancia con la buena práctica de la industria petrolera, las políticas corporativas y las regulaciones del Gobierno Peruano.



## **4. PAUTAS GENERALES DE MANEJO AMBIENTAL**

La presente sección incluye una descripción de las pautas generales de manejo ambiental. Las pautas son generales en tanto son aplicadas a operaciones geofísicas, de perforación exploratoria y de producción.

### **4.1 Asuntos Ambientales**

El cuidado del ambiente requiere del conocimiento de los efectos de las operaciones geofísicas, de perforación exploratoria submarina y de producción de petróleo y gas. Las sub-secciones siguientes resumen los asuntos ambientales que deberán ser abordados por el proponente, tanto en la preparación del Estudio de Impacto Ambiental cuanto en el Plan de Manejo Ambiental y de operaciones.

#### **4.1.1 Ambiente Geológico**

El conocimiento del ambiente geológico es importante para la protección del ambiente. La descripción de la línea base ambiental del Estudio de Impacto Ambiental debería incluir:

- una descripción del lecho marino biótico y abiótico y de la disposición superficial geológica del proyecto propuesto;
- una descripción de la sismicidad del entorno del proyecto propuesto; y,
- un resumen de las características químicas y físicas de los sedimentos en el área del proyecto.

#### **4.1.2 Ambiente Atmosférico**

La descripción de la línea base ambiental del Estudio de Impacto Ambiental debería incluir la siguiente información sobre el ambiente atmosférico:

- las principales características climáticas del área del proyecto;
- los valores promedio y extremos de la temperatura del aire, velocidad y dirección del viento y la lluvia; y,
- la frecuencia de ocurrencia de tormentas extremas, poca visibilidad y/o techo bajo, asociados con neblina, nubosidad y lluvias.

#### **4.1.3 Ambiente Marino**

La descripción de la línea base ambiental del Estudio de Impacto Ambiental debería incluir la siguiente información sobre el ambiente marino:

- Una discusión de las corrientes marinas, que describa su velocidad como una función de la profundidad, su variabilidad en el espacio, dirección y tiempo, las magnitudes de los diversos componentes de corrientes y la probabilidad estadística que se excedan las actuales magnitudes;

- Una descripción de la ocurrencia de características marinas, tales como giros, áreas donde ocurran afloramientos desde el lecho marino y frentes oceánicos, que pudiera afectar la concentración y dispersión de contaminantes;
- Una descripción de las características espectrales y otras de las olas, y la probabilidad estadística que se excedan los parámetros de las olas;
- Los perfiles de temperaturas promedio y extremas del agua de la superficie y el subsuelo marinos
- El nivel promedio del agua y las variaciones esperadas en función de mareas, aumentos bruscos por tormentas u otros efectos; y,
- La composición química del agua en el área del proyecto, incluyendo su salinidad, contenido de oxígeno disuelto, nutrientes y trazas de metal, niveles de hidrocarburos en el fondo, de sólidos en suspensión y calidad general del agua.
- Visibilidad, hasta qué profundidad llega la luz solar.

#### **4.1.4 Ambiente Costero**

En el Estudio de Impacto Ambiental se deberá incluir una descripción de los procesos geomórficos (por ejemplo, de los procesos que ocurren en el litoral y la costa, los corrimientos, etc.) que podrían ser potencialmente afectados por los derrames de petróleo provenientes de la actividad de producción o transporte y por actividades afines realizadas en tierra.

#### **4.1.5 Ambiente Biológico**

El Estudio de Impacto Ambiental deberá describir las comunidades biológicas dentro del área del proyecto y poner énfasis sobre los procesos ecológicos y sobre su rol en la estabilidad, productividad, variabilidad y resistencia de las diversas especies o tipos de especies dentro de ese ecosistema.

Al describir las especies dentro de las comunidades biológicas, se deberá incluir factores clave en sus requerimientos de subsistencia, tales como hábitat, alimentación, abundancia, distribución y movimientos estacionales, así como los mecanismos que limiten a la población natural. Deberá enfocarse, además, la sensibilidad de las comunidades y especies que estén siendo consideradas, e igualmente su vulnerabilidad a cambios potenciales de sus circunstancias naturales. Las descripciones deberían prepararse sobre la base de que, cuanto más bajo el nivel trófico del organismo, menor el énfasis que debería ponerse en la composición de la especie.

Los operadores deberían estar particularmente alerta a la presencia de aves marinas en un área donde se realicen actividades que pudieran provocar la reubicación temporal de los animales. Las aves son altamente susceptibles a los efectos de la contaminación por petróleo.

A veces podrá ser también necesario adaptar las operaciones en función a los efectos sobre la fauna y flora marinas, tales como peces y bentos. La distribución de las poblaciones de peces y bentos son un factor importante en la preparación del Estudio de Impacto Ambiental. Se deberá contactar a las autoridades locales, a expertos y/o agencias para obtener información en la etapa preliminar del proceso de planeamiento. El ruido y la velocidad de los barcos tienen efecto sobre la fauna y flora marinas.

Debe notarse que el bentos sirve como un “lavadero” importante para la materia desintegrada en partículas y para los contaminantes existentes en la columna de agua. Las especies bénticas son predominantemente sésil o tienen movilidad limitada, y son sensibles a los cambios en el ambiente.

Tomando en consideración lo anterior, se deberá incluir en el Estudio de Impacto Ambiental una descripción de la línea base del ambiente biológico, tratando todos los tópicos siguientes:

- Vegetación acuática, zooplancton y microorganismos, con referencia especial a los oleoclastos y su efectividad para destruir componentes específicos de hidrocarburos;
- Bentos, incluyendo su susceptibilidad a dañarse por la contaminación del petróleo, tratando a los crustáceos de valor comercial como especies separadas;
- Peces, incluyendo huevos pelágicos y larvas, el movimiento estacional de los juveniles y adultos y las capturas individuales, con énfasis en las áreas estacionalmente importantes, la abundancia, el comportamiento de la migración, los requerimientos de desove y la sensibilidad a la perturbación;
- Mamíferos, incluyendo los movimientos de las especies de tierra y mar, y la designación de áreas importantes para algunas especies, para fines como viveros, partos, reproducción, reubicación, migración e invernada;
- Aves marinas (incluyendo aves de presa que frecuenten el ambiente marino), incluyendo la ubicación y los estimados de población de las colonias y de sus hábitos alimenticios, en tierra y en mar, identificando la ubicación y el tiempo de uso de los nidos, la reproducción, las rutas de migración y las áreas de invernada adicional para las aves acuáticas;
- Especies sensibles, identificando a las especies raras, que se encuentren en peligro o sean importantes para la subsistencia, los fines científicos, comerciales o recreativos, o que sean probables de ser sensibles al desarrollo propuesto y que actúen como recursos alimenticios importantes para otras especies que cohabitan;
- Los distintos tipos de organismos marinos que se prevé han de acumularse sobre las estructuras en el área del proyecto, caracterizados con respecto a tasa de crecimiento, espesor, densidad y grado de cobertura;
- Los niveles de pre-desarrollo de contaminantes potenciales en el ambiente del área del proyecto y en las especies indicadoras seleccionadas; y,
- La capacidad de los sistemas biológicos para asimilar contaminantes que puedan resultar del desarrollo propuesto.

#### **4.1.6 Erosión del Lecho Marino**

La erosión del lecho marino es un proceso gradual, natural, causado por las corrientes de agua. Las condiciones variables de la superficie podrán cambiar la tasa y patrón del proceso de erosión. Las medidas de control de erosión pueden reducir el efecto de las operaciones, particularmente en las áreas de rápido flujo de agua.

#### **4.1.7 Calidad del Aire**

Las emisiones y el ruido son factores que pueden perturbar a la fauna y a los seres humanos. Las emisiones incluyen el escape y los olores generados por el quemado, los motores, residuos e incineradores. Un equipo adecuadamente diseñado, mantenido y operado podrá reducir tales efectos.

#### **4.1.8 Residuos**

Los materiales de desecho podrán incluir productos y solventes de petróleo, desechos provenientes de la instalación general, tales como alimentos, basura y desagüe, y desechos de equipo, tales como partes desgastadas. Mientras que algunos desechos podrán ser adecuadamente dispuestos en el lugar, otros requerirán ser transportados a una instalación autorizada para su reciclaje o eliminación.

#### **4.1.9 Actividades Comerciales**

Las actividades comerciales existentes son a menudo compatibles con las operaciones. Las áreas de pesca deben, en general, ser evitadas. Una comunicación con los usuarios del área podrá mejorar la coordinación entre las partes.

#### **4.1.10 Actividades Recreativas**

Se deberá dar consideración a los impactos potenciales sobre actividades recreativas establecidas en la costa o cerca de ella; en particular, desde la perspectiva del turismo.

#### **4.1.11 Asuntos Socio-Económicos y Culturales**

Las actividades submarinas o en alta mar pueden causar mortificación a una serie de áreas, incluyendo salud, seguridad, cultura y subsistencia, y dar lugar a cambios en el estilo de vida. Estos temas deben manejarse desarrollando un plan efectivo de relaciones con la comunidad, partiendo de una clara identificación de los temas, la consulta pública y el apoyo local al desarrollo. A fin de ayudar a las empresas a manejar estos asuntos de preocupación pública, la DGAA ha desarrollado una guía sobre relaciones con la comunidad y otra sobre los potenciales impactos socio-económicos.

## 4.2 Efectos Ambientales

Las interacciones entre las diversas fases del proyecto y el ambiente físico, el ambiente biológico y el ambiente geológico dentro del área del proyecto deberán ser detalladas en el Estudio de Impacto Ambiental. Dicho Estudio deberá versar sobre todo lo siguiente:

- *Los efectos del proyecto sobre las relaciones ecológicas entre las especies principales o los grupos de especies, con énfasis en aquellos eventos probables de causar sustanciales alteraciones ecológicas;*
- *Cualquier efecto acumulado del proyecto propuesto, conjuntamente con los efectos demostrados o anticipados de otros proyectos submarinos existentes o confirmados de existir en el futuro;*
- *El alcance, en el espacio, de los efectos anticipados;*
- *Cualquier diferencia significativa en los efectos ambientales de enfoques alternativos de desarrollo;*
- *Brechas de conocimiento, su alcance y significancia, con referencia particular a la manera en que tales deficiencias afectarán la precisión o confiabilidad de la predicción del impacto; y*
- *Los requerimientos adicionales de monitoreo, investigación o acopio de datos.*

## 4.3 Efectos del Proyecto

Al evaluar los posibles efectos ambientales relacionados con cada fase del proyecto, se deberá precisar los siguientes items en el Estudio de Impacto Ambiental:

- Descargas de petróleo desde todas las fuentes, con referencia específica a su efecto sobre las aves marinas y la pesca (oportunidades perdidas de pesca, corrupción del producto, deterioro de aparejos y otros efectos relacionados, incluyendo la interrupción del suministro en segmentos de la economía que dependen de la pesca);
- Las cantidades, la composición y los métodos de disposición de los residuos líquidos, incluyendo el lodo y los fluidos de perforación, así como el agua de formación y de proceso;
- El volumen y la composición de las emisiones atmosféricas, incluyendo aquellas que surjan de la combustión del fluido de producción y el quemado del gas;
- Alteraciones del lecho marino y descargas de desechos sólidos, incluyendo los desechos que pudieran dañar el equipo de pesca;
- Los mayores niveles de ruido en los ambientes marino y terrestre; y
- Las fuentes de suministro de los materiales de construcción, incluyendo el agua.

#### 4.4 Monitoreo Ambiental

Los operadores deben diseñar programas de cumplimiento del monitoreo que contemplen la medición y el reporte de descargas de desechos que tengan que recibir tratamiento de conformidad con esta Guía. Los programas de cumplimiento del monitoreo deben, también, contemplar, donde sea practicable, la medición o el cálculo de cantidades absolutas de petróleo y de otros desechos contenidos en las descargas.

Los operadores de las instalaciones de producción deben diseñar e implementar programas de monitoreo de efectos ambientales, a fin de detectar y documentar cualquier efecto adverso que pueda derivarse de sus operaciones. Los resultados de esos programas serán empleados para determinar si siguen siendo adecuadas las tecnologías de tratamiento de residuos y los procedimientos de eliminación que emplean los operadores para lograr concentraciones de residuos aceptables.

Los programas técnicos que involucren trabajo de campo deberán ser llevados a cabo de modo de minimizar cualquier efecto adverso sobre el ambiente. El Estudio de Impacto Ambiental y el Programa de Manejo Ambiental deberán incluir la información siguiente, conjuntamente con un nivel de descripción del programa que demuestre su significancia.

Se deberá identificar cualquier efecto adverso sobre el ambiente que pudiera ser causado, ya sea por eventos de rutina o por sucesos accidentales, previsible, asociados con el programa propuesto. Deberá evaluarse la posibilidad de ocurrencia de tales efectos y estimarse su significancia. Asimismo, se deberá describir todas las medidas que vayan a ser implementadas para mitigar cualquier efecto adverso probable.

Para la mayoría de programas, debería bastar la siguiente información para los fines del párrafo anterior:

- Para un programa geofísico, los detalles sobre la fuente de energía propuesta a utilizarse, incluyendo la presión de punta a punta y el tiempo de elevación del pulso de energía. Un estimado de sus efectos anticipados, de existir tales, sobre la fauna y flora marinas.
- Una descripción de las sustancias que serán descargadas en el ambiente marino desde el barco o la instalación, durante el curso normal de operaciones. La R. D. 030-96-EM/DGAA estipula niveles máximos permisibles de aceites y grasas, bario y plomo que se puede descargar en el mar.
- Una descripción de las sustancias que serán descargadas en el ambiente atmosférico, desde el barco o instalación, durante el curso normal de operaciones. El D. S. 046-93-EM estipula niveles máximos permisibles de partículas, óxido de carbono, gases ácidos e hidrocarburos que pueden ser generados y afectar la calidad del aire y en áreas sensibles.
- Los detalles sobre actividades pesqueras que se anticipe estarán realizándose en la misma área que el trabajo de campo propuesto.
- Cuando se proponga un programa en un área donde exista un aparejo estable de pesca:

- los detalles sobre los arreglos que el operador planea realizar para asegurar que el operador y los propietarios pesqueros locales estén informados de las actividades que cada cual planea, y para garantizar que se minimice la interferencia entre sus respectivas actividades;
- una descripción de los procedimientos que se pondrá en práctica en los barcos, para asegurar que cualquier incidente de contacto con los aparejos de pesca sea claramente detectado y documentado. La documentación deberá incluir la hora y ubicación exactas del contacto inicial y de la pérdida de contacto, así como una descripción de cualquier marca identificatoria que se observe sobre el aparejo afectado; y
- una descripción de los planes del operador para solucionar con prontitud los reclamos o denuncias por pérdidas o daños derivados de las operaciones. El alcance de tal compensación deberá incluir costos de reposición por aparejos perdidos o dañados y cualquier pérdida financiera adicional que se demuestre esté asociada con el incidente.

#### **4.5 Interacciones con la Fauna y Flora Marinas**

La interacción entre las operaciones petroleras submarinas y la fauna y flora marinas puede variar en gran medida, dependiendo del tipo y área de operación y de las clases de fauna y flora marinas. Se deberá sopesar el interferir potencialmente con las rutas de migración alterando los ecosistemas o el desplazar la fauna marina haciéndola vulnerable a los depredadores.

Hay épocas durante el año en que la fauna marina es más sensible a las influencias externas. Dichas épocas incluyen aquéllas de la migración, el apareo, el desove y el nacimiento.

Las siguientes pautas aplican a las interacciones con la fauna marina:

- Las áreas sensibles de fauna marina, usadas para un activo desove, la migración y alimentación, deben ser evitadas.
- Se debe preparar informes de detección de especies en peligro.
- Están terminantemente prohibidas la pesca y caza ilegales, así como el poner trampas a la fauna marina.
- El personal no deberá comprar especies marinas aniquiladas por pescadores o cazadores locales, ya que, con ello, se alentará la matanza.
- Sólo se comprará alimentos de vendedores reconocidos.
- El personal no comprará o aceptará regalos que podrían alentar a los locales a explotar la fauna marina.
- Sólo se podrá dar muerte a las especies marinas que representen una amenaza para la vida humana y, en tal caso, únicamente cuando se haya agotado todos los disuasivos.
- Todo incidente y todo problema significativo con la fauna marina deberá ser reportado a las autoridades apropiadas.
- No se permitirá un acoso intencional de la fauna marina.

- Se deberá minimizar los trastornos o molestias a las áreas pesqueras.
- No se permitirá, en barcos o en instalaciones, animales en cautiverio, animales domésticos o mascotas
- Está prohibida la recolección de flora y fauna salvajes .

#### **4.6 Monitoreo Físico Ambiental**

En el Estudio de Impacto Ambiental se deberá ofrecer una descripción general del programa que el proponente empleará para el acopio de datos concernientes al ambiente físico durante el proyecto. De manera específica, se deberá describir las políticas sobre instrumentación y los procedimientos a utilizar para la recolección, el cotejo, el análisis y la difusión de datos sobre el tiempo, estado del mar, estado físico-oceanográfico, y de datos concernientes a cualquier peligro ambiental. Adicionalmente, se deberá proporcionar una descripción de los puntos anticipados de interfase entre el presente programa y los programas de medidas del gobierno.

El monitoreo ambiental físico para un programa submarino es requerido por una serie de razones, que incluyen:

- El monitoreo y pronóstico del tiempo, estado del mar y de la corriente marina;
- El monitoreo y pronóstico de los derrames de petróleo; y
- Las operaciones de helicóptero.

Se recomienda poner a disposición de las agencias locales e internacionales de pronóstico información, atmosférica y oceanográfica en tiempo real. Se recomienda ordenar la preparación de informes "Marinos Sinópticos" estándar, internacionales, por la World Meteorological Organization (WMO) cada seis horas como mínimo (por ejemplo, a las 00, 06, 12 y 18 UTC) y que éstos sean distribuidos utilizando canales reconocidos de comunicaciones.

Para apoyar las operaciones del helicóptero se deberá preparar informes sobre el tiempo, adecuados para la aviación. El formato y contenido de los informes sobre el tiempo para aviación serán determinados en consulta con la empresa de helicópteros que brinde servicios de transporte al proponente, y con las agencias de pronósticos para aviación.

Se requiere información sobre el pronóstico del viento y estado del mar para apoyar las actividades de respuesta a los derrames de petróleo. La velocidad superficial de la corriente oceánica (velocidad y dirección) es necesaria, específicamente, para predecir la trayectoria del derrame de petróleo.

Las siguientes secciones describen las pautas generales para el monitoreo ambiental físico. Los reportes sinópticos sobre el tiempo están descritos en detalle en (6) (WMO, 1987) y (7) (WMO, 1995). Los requerimientos de reporte del tiempo para aviación, para operaciones del helicóptero, están descritos a cabalidad en (8) (WMO/ICAO, 1996). Los requerimientos sobre datos físicos ambientales para la predicción de derrames de petróleo son descritos en su integridad en (1) (ARPEL, 1998<sup>a</sup>).



#### 4.6.1 Parámetros Meteorológicos y Oceanográficos (Met-Ocean)

La Tabla 4-1 detalla los parámetros necesarios para apoyar a los reportes de tiempo marino, tiempo de aviación y los programas de respuesta a derrames de petróleo. También presenta las áreas de aplicación para cada parámetro.

**Tabla 4-1 – Parámetros Met-Ocean Recomendados**

<b>Parámetro</b>	<b>Requerido para</b>
Dirección del viento	tiempo de aviación / tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Velocidad del viento	tiempo de aviación / tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Presión promedio del nivel del mar	tiempo de aviación / tiempo marino
Tendencia de la presión	tiempo de aviación/tiempo marino
Graduación del altímetro	tiempo de aviación
Temperatura del aire	tiempo de aviación / tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Humedad del aire (punto de rocío y temperatura de ampollita húmeda)	tiempo de aviación / tiempo marino
Visibilidad horizontal	tiempo de aviación / tiempo marino
Alturas de nubes y techo	tiempo de aviación / tiempo marino
Cantidades de capas de nubes	tiempo de aviación / tiempo marino
Tipos de nubes	tiempo de aviación / tiempo marino
Visibilidad vertical	tiempo de aviación / tiempo marino
Intensidad de la precipitación	tiempo de aviación / tiempo marino
Cantidad de la precipitación	tiempo marino
Tipos de tiempo actual	tiempo de aviación / tiempo marino
Tipos de tiempo previo	tiempo marino
Altura de ola marina	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Período de ola marina	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Dirección(es) de la oleada	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Altura(s) de la oleada	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Período(s) de la oleada	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Temperatura de la superficie marina	tiempo marino / respuesta a derrames de petróleo
Dirección de la corriente marina	Respuesta a derrames de petróleo
Velocidad de la corriente marina	Respuesta a derrames de petróleo

La especificación detallada de los parámetros necesarios debe determinarse en consulta con los proveedores de equipo, el personal del gobierno y de la industria que preste servicios de apoyo con helicópteros, los servicios de monitoreo y

pronóstico de tiempo marino y los servicios de monitoreo y pronóstico de derrames de petróleo. Debe notarse que los estándares internacionales para los servicios de apoyo meteorológico a las operaciones de helicóptero en alta mar requiere que se provea a los pilotos de helicóptero la temperatura del océano, el estado del mar y las condiciones del helipuerto .

#### 4.6.2 Especificaciones del Equipo Meteorológico y Oceanográfico

La precisión en la medición de equipo, que es requerida para apoyar el pronóstico de tiempo marino, tiempo de aviación y los programas de respuesta a derrames de petróleo, los provee la Tabla 4-2. La especificación detallada de los parámetros se deberá determinar en consulta con las empresas, agencias de gobierno o el personal que brinde servicios de helicóptero, servicios de monitoreo y pronóstico de tiempo marino y servicios de monitoreo y pronóstico de derrames de petróleo. Dichas agencias de gobierno y de la industria pueden, con frecuencia, recomendar configuraciones apropiadas, específicas de equipo.

**Tabla 4-2 – Precisión del Equipo Met-Ocean**

Sensor	Precisión
Velocidad del viento	± 1 nudo hasta 20 nudos, ± 5% para velocidad > 20 nudos
Dirección del viento	± 5 grados
Presión	± 0.1 HectoPascals (lectura de barómetro) ± 0.2 hectoPascals (presión del nivel del mar) ± 0.01 pulgadas de Mercurio (graduación del altímetro)
Temperatura del aire	± 0.5 Celsius
Humedad (ampolleta húmeda)	± 0.5 Celsius
Altura de nubes	± 10 metros hasta 100 metros ± 10% de 100 a 300 metros ± 20% para más de 300 metros
Cantidad de nubes	1 octavo (1/18 del cielo)
Visibilidad	± 50 metros hasta 500 metros ± 10% de 500 a 1500 metros ± 20% para más de 1500 metros
Velocidad de la corriente	± 0.02 metros por segundo
Dirección de la corriente	± 5 grados
Temperatura del mar	± 5 grados Celsius
Dirección de las olas	± 5 grados
Altura de las olas	± 3% para períodos entre 2 y 20 segundos ± 6% para períodos de ola entre 20 y 30 segundos
Período de las olas	± 1 segundo

#### **4.7 Pronóstico de Ambiente Físico**

En el Estudio de Impacto Ambiental se deberá señalar los programas a emplearse para la predicción de condiciones ambientales para las operaciones durante el proyecto. La descripción deberá incluir:

- una descripción del pronóstico del tiempo y del estado del mar para el lugar específico, así como para el área, disponibles tanto para operaciones de rutina como de emergencia;
- la capacidad de modelación de la trayectoria del derrame en tiempo real, en el caso de un derrame de hidrocarburos o reventón;
- los puntos anticipados de interfase entre estos programas y los programas de pronóstico del gobierno.

Los proponentes deberán obtener pronósticos apropiados del ambiente físico para las siguientes situaciones como mínimo:

- eventos de tiempo severo (vientos intensos, extensos estados marinos, eventos de muy fuerte precipitación), y
- eventos de sustanciales derrames de petróleo.

El conocimiento anticipado de las condiciones de tiempo severo le permitirá al proponente mitigar los efectos potenciales adversos sobre el ambiente. Los pronósticos de vientos, estados marinos, corrientes, temperaturas de aire y de mar aportan información para las predicciones sobre trayectoria de derrames de petróleo, necesarias para implementar un plan de contingencias para derrames de petróleo.

Es responsabilidad del proponente determinar el nivel más adecuado de servicios de pronóstico para su operación. Se recomienda servicios de pronósticos de rutina en lugar de servicios de pronósticos esporádicos, en respuesta a pedidos específicos. También se recomienda que los operadores en alta mar apoyen al sistema de pronóstico internacional del tiempo y del estado del mar, aportando observaciones suficientemente precisas en tiempo real sobre las condiciones del tiempo y el estado del mar (ver la Sección 4.6).

#### **4.8 Procedimientos para el Manejo de Combustibles y Aceites**

Los siguientes párrafos describen los procedimientos para el manejo de combustibles y aceites.

##### Almacenamiento

- Todos los productos de petróleo cargados en barcos deben ser almacenados en tanques aprobados y rotulados con el nombre del producto (por ejemplo, aceite combustible, aceite lubricante, aceite de cable para bomba contra incendios, etc.).
- Si fuera necesario cargar barriles de producto que no pueden ponerse dentro de tanques, dichos barriles deberán ostentar rótulos claros de su contenido. Se deberá utilizar estantería de instalación fija en el barco para almacenar

barriles sobre sus costados y asegurarlos, a fin de impedir que se volteen durante la travesía. Una vasija para el confinamiento de derrames se deberá instalar bajo la estantería, de modo de contener cualquier derrame accidental. Suficiente material absorbente se deberá almacenar en las inmediaciones para asegurar que ningún producto pueda ingresar al agua o convertirse en un riesgo para la seguridad.

- Los tanques de combustible conectados a un mismo múltiple deberán tener las válvulas entre sí normalmente cerradas (herméticas).
- Los tanques y barriles sobre cubierta deben ser marcados con el nombre de la empresa propietaria u operadora.

### Recarga de Combustible

- El Operador es responsable de llevar a cabo una transferencia segura y ordenada de los productos de petróleo.
- Para las operaciones de transferencia se deberá usar señales apropiadas de comunicaciones.
- Todo “trabajo en caliente” deberá detenerse, e instituirse una estricta política de “no fumar”, ni hacer fuego abierto.
- Deberá monitorearse los niveles de tanques durante las operaciones de transferencia.
- Deberá anotarse en un registro las veces que un producto es transferido, y las cantidades transferidas del mismo.
- Para impedir que el producto ingrese al agua en la eventualidad de un derrame, se deberá suministrar cantidades adecuadas de material absorbente en las estaciones de bombeo y recepción.
- El operador será responsable de determinar en qué momento existen las condiciones apropiadas para transferir productos durante la travesía.
- Los barcos de suministro deben estar equipados con defensas capaces de impedir daños al suministro y a los barcos receptores. Las mangueras de transferencia deben tener la longitud suficiente como para permitir la maniobrabilidad de los barcos si las condiciones del mar así lo dictan.
- Todas las mangueras de transferencia de producto deberán ser drenadas dentro de un contenedor y cerrarse con tapa antes de ser movidas.

### Filtraciones y Derrames

- Todo derrame o filtración deberá reportarse de conformidad con los procedimientos del operador y con las regulaciones del Perú.
- Se deberá contar con herramientas y materiales para limpiar cualquier derrame o filtración. Los elementos recomendados incluyen materiales absorbentes y bolsas de plástico.
- Deberá limpiarse y disponerse de manera adecuada los derrames o las fugas de petróleo o combustible.

- Los residuos de combustibles, aceites, lubricantes, fluidos hidráulicos, solventes y ciertas pinturas deberán ser almacenados apropiadamente y rotularse con el nombre de su contenido. Los procedimientos para su almacenamiento deberán ser idénticos que para el combustible o petróleo sin usar.
- La recuperación de energía a partir de residuos de petróleo podrá ser la apropiada si se le quema con diesel.
- Se dispondrá de un Plan de Contingencia y Emergencia para Derrames de Petróleo,(ref. D. S. 046-93-EM), el mismo que deberá ser comunicado a los miembros responsables de la tripulación y revisado con regularidad en las reuniones de capacitación o seguridad.

#### **4.9 Planeamiento y Respuesta para Derrames de Petróleo y Químicos**

Debido a la preocupación existente con respecto a un posible daño ambiental en el caso de un sustancial derrame de petróleo, gas, productos químicos u otros contaminantes, se deberá llevar a cabo una evaluación detallada de la probabilidad y los efectos potenciales de ciertos escenarios de derrames. Se deberá considerar los escenarios del peor caso, tanto desde el punto de vista de volumen máximo de derrame como de efectos sobre el ambiente. La metodología para dicha evaluación deberá incluir, donde sea práctico, un análisis cuantitativo del riesgo ecológico.

Se deberá considerar derrames hipotéticos en referencia a:

- la probabilidad de ocurrencia, el tipo, la tasa de flujo y duración del derrame;
- las características, el comportamiento y destino final del hidrocarburo derramado;
- los potenciales efectos sobre las aves, los mamíferos marinos, peces y otras especies marinas animales y vegetales, los litorales y las instalaciones situadas sobre el litoral; y
- los efectos potenciales sobre la industria pesquera debido a la pérdida de acceso y a la corrupción, o percepción de corrupción, de los peces.

Debe describirse los modelos utilizados para predecir la trayectoria y dispersión del petróleo. Los modelos deben incorporar información oceanográfica y meteorológica, así como los efectos de las alteraciones causadas por los agentes atmosféricos sobre el petróleo crudo. También debe enfocarse las limitaciones en el/los modelo(s) y la(s) base(s) de datos utilizada(s) para definir y probar el modelo. Asimismo, deberá evaluarse el potencial para el transporte y la disposición vía subsuelo de los hidrocarburos derramados, y su alcance.

Se requiere que el proponente proporcione un Plan de Contingencias y de Emergencias para Derrames de Petróleo como una condición para la aprobación (ver D. S. 046-93-EM).

En esta sección se ofrece una descripción de los elementos importantes del plan. Información de detalle acerca del desarrollo del Plan de Contingencias y Emergencias sobre Derrames de Petróleo se proporciona en (2) (ARPEL, 1998b).

#### 4.9.1 Evaluación del Riesgo

El proponente deberá realizar una evaluación del riesgo de sus operaciones propuestas, a fin de identificar:

- todas las posibles fuentes de derrames;
- el tamaño potencial de las descargas;
- los métodos de respuesta a los derrames;
- el momento para iniciar una respuesta activa a los derrames; y,
- las prioridades de protección y limpieza.

Esta información se podrá preparar e incluir en el Plan de Contingencias. El operador deberá revisar y, de ser necesario, modificar su evaluación de riesgo con periodicidad anual.

No debe haber restricciones sobre la consideración del tipo y tamaño de los derrames. Los tipos sugeridos de derrames son (pero no deben limitarse a):

- un accidente de un buque-tanque en alta mar;
- las operaciones de descarga del buque-tanque;
- los oleoductos;
- las estaciones de bombeo de los oleoductos;
- los tanques de almacenamiento;
- los derrames que ocurren durante las operaciones de carga de combustible;
- los derrames que ocurren durante los procesos de separación de petróleo/agua;
- la tubería de las instalaciones; y
- las filtraciones de pozos y los reventones.

La evaluación del riesgo se podrá traducir a escenarios de derrames que formarán la base para asegurar que los métodos de prevención, planes de contingencia y niveles designados de respuesta sean los adecuados. Dichos niveles variarán entre operadores; sin embargo, los siguientes son niveles sugeridos:

- Nivel 1, Derrames locales menores, de 0 a 100 barriles (menos de 16 m<sup>3</sup>)
- Nivel 2, Derrames intermedios, de 100 a 5,000 barriles (16 m<sup>3</sup> a 795 m<sup>3</sup>)
- Nivel 3, Derrames importantes nacionales, más de 5,000 barriles (mayores de 795 m<sup>3</sup>)

No se debe subestimar el daño ambiental que puede ocurrir por derrames pequeños, particularmente de derrames en tierra provenientes de oleoductos y tanques de almacenamiento.

Los efectos que, se anticipa, han de prevalecer luego de incorporar toda medida práctica de mitigación, deben ser evaluados en términos de su naturaleza,

alcance y duración sobre el ambiente. Este enfoque debe incluir una predicción de los efectos esperados de una operación de limpieza, en el caso de ocurrir un derrame de petróleo.

Información detallada sobre el desarrollo de una Evaluación del Riesgo de un Derrame de Petróleo se provee en (3) (ARPEL, 1998c).

#### **4.9.2 Elementos de un Plan de Contingencias para Derrames de Petróleo**

El Estudio de Impacto Ambiental deberá contener un enfoque de los planes de contingencia que el proponente pretende implantar a lo largo de la vida del proyecto, con énfasis específico sobre aquellas contramedidas que el proponente considera apropiadas para las emergencias ambientales.

El enfoque sobre el planeamiento y las contramedidas de la contingencia ambiental deberá incluir, mas no limitarse, a lo siguiente:

- los tipos de emergencias ambientales para las cuales se implementará planes de contingencias;
- la organización general de respuesta a la emergencia, la cadena de comando y las áreas clave de responsabilidad;
- los procedimientos de notificación y reporte internos y externos;
- la interfase entre los planes y procedimientos del proponente y aquéllos de las organizaciones de gobierno y de los otros operadores;
- la capacitación del personal, incluyendo las provisiones sobre ejercicios de respuesta;
- los requerimientos de personal y equipo para los diversos tipos de respuesta, incluyendo necesidades logísticas, tiempo de respuesta e inventario de equipo estimado para la vigilancia y el seguimiento del derrame, así como para su confinamiento y limpieza;
- el estimado de capacidades y/o limitaciones del equipo y las técnicas de contramedidas, incluyendo sus implicancias para la estimación de los efectos;
- la posibilidad de medidas que incrementen la eficiencia o capacidad de respuesta; por ejemplo, programas de investigación y desarrollo;
- las capacidades, el tiempo y la logística de la perforación de pozos de alivio, y de alternativas para los pozos de alivio (de ser el caso);
- la capacidad para montar un programa de monitoreo en caso que se anticipen efectos significativos; y,
- los planes para la disposición de los contaminantes y desechos recuperados.

El plan de contingencias para derrames de petróleo debe contener los siguientes elementos clave:

- El plan debe reflejar las observaciones de la alta gerencia. Ésta será informada a fin de certificar que apruebe el contenido del plan de contingencias. Personal apropiado de la alta gerencia aprobará y firmará el

plan de contingencias. Esto evitará posibles demoras durante la respuesta a un derrame.

- El plan deberá ser conciso y de fácil lectura y empleo. El plan debe ser “cordial con el usuario” (esto es, no estar sobredimensionado ni ser intimidatorio). Sólo se utilizará la información de referencia que se necesite.
- La evaluación del riesgo servirá de base para identificar potenciales derrames, métodos de respuesta, tiempos de respuesta apropiados y prioridades para la protección y limpieza.
- El plan debe enfocar todo tipo potencial de derrame, independientemente de su tamaño y ubicación. Debe incluirse en el plan, por ejemplo, la prevención y respuesta a pequeños derrames de tanques de almacenamiento, válvulas y líneas de transferencia.
- El plan debe proveer información detallada de respuesta a importantes derrames en alta mar.
- La información del plan debe desarrollarse de acuerdo con las normas del gobierno. Las regulaciones (D. S. 046-93-EM) brindan información respecto a la presentación de planes de contingencia.
- Los nombres de los contactos y números de teléfono, fax, celular y radio deben estar actualizados. Se proveerá información de contacto las veinticuatro horas del día.
- El plan debe incluir información adecuada y realista sobre prevención, respuesta y limpieza de derrames. Los métodos identificados de respuesta deberán reflejar procedimientos prácticos y disponibles para el operador.
- Las prácticas de prevención serán identificadas y resaltadas.
- Se identificará las condiciones para el uso de estrategias de limpieza, tales como confinamiento, uso de equipo de recuperación, incineración en el sitio y uso de dispersantes.
- Se identificará los pasos subsiguientes de limpieza, tales como transferencia, almacenamiento y disposición.
- El plan debe señalar individuos que aportarán respuestas, así como adecuada información sobre el destino del petróleo en el ambiente. Se deberá resumir en el plan el comportamiento de los hidrocarburos y el ambiente.
- El plan debe incluir información adecuada sobre ubicaciones e instalaciones. Asimismo, deberá incluir mapas, planos con el trazado de las instalaciones, capacidad de producción y almacenamiento, tipos y propiedades de petróleo, información histórica sobre vientos, estado del mar, corrientes y otra información sobre el clima.
- El plan debe incluir consideraciones sobre seguridad.
- El plan debe hacer referencia cruzada a otros planes relacionados del operador (tales como los planes de respuesta a emergencias).
- El plan debe identificar al equipo de respuesta a los derrames de petróleo, que consistirá de personal operativo capacitado, preparado y disponible.



- Se deberá identificar a un coordinador de respuesta a derrames de petróleo, a quien se le encargue la responsabilidad y se le delegue autoridad para dirigir y coordinar las operaciones de respuesta.
- Se deberá programar, a intervalos apropiados, ejercicios para la familiarización con el equipo de control de contaminación y con los procedimientos operativos.

Información de detalle sobre el desarrollo de un plan de contingencias para derrames de petróleo se proporciona en (2) (ARPEL, 1998b).

#### **4.9.3 Métodos de Prevención de Derrames en Alta Mar**

La prevención de derrames describe las medidas que pueden ser tomadas por el Proponente para impedir la descarga accidental de petróleo. El proponente deberá revisar todos los incidentes del derrame (causa, respuesta y efecto) para ayudar en el desarrollo del Plan de Contingencias para Derrames y para identificar posibles mejoras en los procedimientos de operación, el equipo y las instalaciones.

Se deberá desarrollar un programa de prevención para cada uno de los escenarios en el proceso de evaluación de riesgo, y poner éste a disposición de todo el personal. Esto apoyará directamente a los programas de mantenimiento que se encuentren en marcha, al control de inventario, a las listas de verificación de operaciones y al desarrollo de los programas de auditoría y capacitación ambiental del proponente.

Los programas de prevención de derrames son importantes en la industria petrolera para:

- reducir la probabilidad de descargas accidentales de productos de petróleo, fluidos de proceso y químicos;
- establecer prácticas de operación y programas de entrenamiento para el manejo y control de derrames;
- restringir la contaminación del ambiente; y,
- reducir los costos y el tiempo requeridos para la limpieza y rehabilitación de tierras contaminadas por los derrames.

Se deberá observar las siguientes prácticas generales para desarrollar un plan de prevención de derrames e impedir descargas accidentales.

- Examinar cada área de la instalación e identificar la fuente potencial de descarga accidental. La frecuencia de inspección será mayor para las instalaciones que no cuenten con equipo moderno y con sistemas de monitoreo automático. Las inspecciones deberán incluir:
  - El examen de tuberías sujetas a vibración, tubería inactiva o conexiones temporales.
  - El examen del material de tanques, asentamiento y condición general.
  - El examen de antiguos derrames y de derrames ocurridos en sitios o instalaciones similares.

- Modificar las instalaciones existentes o instalar nuevos equipos o instrumentación. Esto podrá incluir alarmas, equipo de cierre automático o equipo a prueba de fallas para impedir, controlar o minimizar las descargas potenciales resultantes de fallas de equipos o de error del operador.
- Establecer programas de mantenimiento y/o de eliminación de corrosión para asegurar que todo el equipo sea el adecuado. Estos podrán incluir: monitoreo de corrosión, inhibición de químicos, limpieza con taco, instalación de equipo resistente a la corrosión (por ejemplo, revestimientos internos/externos) o dispositivos de prevención de corrosión (por ejemplo cátodos).
- Instalar dispositivos de detección de derrames, tales como sensores o pozos de monitoreo (observación), según se requiera.
- Establecer programas de pruebas e inspecciones y recorrido de líneas, barcos, válvulas, sistemas de alarma, sensores, mangueras y otras fuentes potenciales de descarga accidental.
- Elaborar procedimientos de operación claros y accesibles para minimizar situaciones donde exista alto potencial de descarga accidental.
- Desarrollar programas de capacitación sobre prevención de descargas. Hacer estos programas fácil y frecuentemente disponibles al personal operativo.
- Desarrollar planes de contingencia y de cierre para responder a los desastres naturales y minimizar el potencial de descargas o situaciones que causen daño ambiental.

Las normas específicas para la prevención de descargas a través de cabezales, pozos de petróleo, oleoductos e instalaciones de producción están provistas en (2) (ARPEL, 1998b).

#### **4.9.4 Métodos de Respuesta a Derrames en Alta Mar**

Los métodos de respuesta apropiados para un derrame específico de petróleo en alta mar dependerán de varios factores, incluyendo:

- la velocidad con que viaja la película oleosa,
- los vientos (dirección) , corrientes marinas superficiales y las temperaturas del aire/mar,
- las características del petróleo, tales como densidad y viscosidad,
- la ubicación de posibles sitios de confinamiento,
- la ubicación de áreas sensibles,
- la disponibilidad de personal y equipo,
- el entrenamiento de personal disponible, y
- la seguridad de las operaciones.

Los métodos potenciales de respuesta a los derrames de petróleo en alta mar son descritos brevemente en los párrafos siguientes. No debe considerarse que

dichos métodos son amplios o completos. El proponente deberá determinar los métodos más apropiados para su operación.

Métodos detallados de respuesta a derrames en alta mar figuran en (2) (ARPEL, 1998b).

### Confinamiento

Mediante un método efectivo para controlar derrames sobre aguas relativamente calmas se puede instalar barreras convencionales para el confinamiento de derrames. Un confinamiento efectivo es generalmente difícil cuando las corrientes exceden de 0.7 nudos (0.4 metros por segundo). A estas velocidades, el petróleo es arrastrado bajo las barreras, lo cual resulta en pérdidas significativas. Se puede lograr algunas mejoras en las aguas que fluyen a entre 1 y 2 nudos (0.5 a 1 m/s) si se despliega flotadores con un ángulo menor de 90 grados hacia la dirección del flujo. Asimismo, trabajan mejor los flotadores de alta reserva, con miembros de tensión en la parte superior e inferior, y de material durable. Los flotadores de gran tamaño generalmente no ofrecen ventajas considerables a las operaciones en el mar; no obstante, deberán tener las dimensiones apropiadas si son empleados específicamente como parte de un sistema de remoción de petróleo.

Se puede utilizar también flotadores absorbentes para ofrecer una barrera al petróleo. Este tipo de flotadores debe ser chequeado con regularidad para verificar que no se saturen, ya sea de agua o petróleo, pues tienden a flotar muy bajo en el agua o aún sobre el litoral, y tienen limitada aplicación a grandes derrames marinos.

### Recuperación del Petróleo

Cuando se haya confinado grandes volúmenes de petróleo ya sea a través de confinamiento natural o mecánico, será necesario retirar o recuperar el petróleo acumulado. Los dispositivos, tales como desnatadores de disco, tambor o cepillo, que puedan selectivamente recuperar hidrocarburos en el agua, están mejor equipados para aplicaciones donde el petróleo haya formado una nítida capa sobre la superficie de agua relativamente calma. Podrá utilizarse también dispositivos de vertedero y de succión bajo condiciones apropiadas.

### Operaciones de Transferencia

Se puede utilizar bombas para transferir el petróleo recuperado mediante un desnatador hasta las instalaciones de almacenamiento temporales o finales. Asimismo, se puede emplear bombas para inundar a baja presión el litoral contaminado.

Se requiere de rastrillos y lampas para limpiar los residuos sólidos, tales como sedimento contaminado, absorbente usado, flotadores desgastados y otros desechos. Se deberá tener cuidado para impedir la contaminación del suelo y del agua en los lugares de transferencia.

Para las operaciones de transferencia sobre el litoral y en alta mar, todo barco que no transfiera gasolina y productos de crudo liviano deberán ser cercados con flotadores. Para algunos derrames más pequeños podrá ser práctico y seguro cercar con flotadores los derrames de gasolina y de crudo liviano. La empresa

deberá evaluar esta estrategia versus las consecuencias de dispersión utilizando agua atomizada.

### Quemado en el Sitio

El quemado en el sitio deberá considerarse como una opción para algunas situaciones de derrames. El quemado presenta las siguientes ventajas:

- Se puede retirar, rápida y eficientemente, considerables cantidades de petróleo.
- Puede reducirse la cantidad de petróleo que llega al litoral.
- Puede considerarse a veces como alternativa, cuando no es factible descapar o desnatar.
- Puede reducirse las necesidades de almacenamiento y de disposición.

Aunque la velocidad de recuperación de petróleo puede ser muchas veces mayor que la de recuperación mecánica, el quemado dependerá de muchos factores. El confinamiento del petróleo es particularmente importante para mantener un espesor suficiente de película. La decisión de llevar a cabo un quemado en el sitio deberá considerar los siguientes aspectos:

- las aprobaciones y permisos del Gobierno;
- la salud y seguridad del personal de respuesta y del público;
- las amenazas potenciales a las instalaciones cercanas (terminales, muelles, amarraderos y dársenas);
- las mortificaciones del público respecto a la calidad del aire, la alteración de las actividades normales, etc.;
- los impactos ambientales sobre los recursos biológicos;
- la remoción de petróleo mediante otros medios, tales como el desnatado o descapado y el uso de dispersantes; y,
- la coordinación con las otras operaciones y agencias de respuesta.

El quemado en el sitio es un procedimiento altamente especializado que debiera ser realizado sólo por personal entrenado.

En razón de que el quemado en el sitio elimina y no recupera el petróleo derramado, el equipo necesario para el almacenamiento, la transferencia, separación y disposición es, a menudo, reducido. En ocasiones, sin embargo, se deberá considerar varios pasos de limpieza para procesar el residuo incinerado, ya que se puede hundir y ser difícil de recuperar.

### Dispersantes

Generalmente se aplica dispersantes a las películas oleosas para formar pequeñas gotitas de petróleo que ingresan a la columna de agua y reducen la cantidad de petróleo que puede alcanzar el litoral. En esa forma, los dispersantes pueden con frecuencia eliminar o reducir los impactos potenciales a los hábitats sensibles, tales como las playas y los litorales de alto valor ecológico y/o económico.

Generalmente, se puede dispersar el petróleo cuya viscosidad es menor a los 1,000 centistokes (cSt). En razón de que la acción de agentes atmosféricos incrementa la viscosidad de manera significativa, se debe aplicar dispersantes tan rápido como sea posible luego de producido el derrame. A viscosidades por encima de 1,000 a 2,000 cSt, los dispersantes son todavía eficaces; sin embargo, pudiera requerirse dosis más elevadas dependiendo de la energía de mezcla (por ejemplo, las olas) que exista y nivel de emulsión. De 10,000 a 20,000 cSt, la dispersión se vuelve más difícil ya que el dispersante no puede penetrar a la interfase petróleo/agua donde se le necesita. Los dispersantes a base de agua generalmente no son eficaces con el petróleo de alta viscosidad.

El agente activo en los dispersantes se denomina “surfactante”. Reduce la tensión interfacial petróleo-agua y promueve la formación de muy pequeñas gotitas de petróleo en el agua. La mayoría de dispersantes también contiene un solvente que penetra en el petróleo y actúa como iniciador para el surfactante.

La decisión de emplear dispersantes obedece a minimizar los impactos de un derrame en el ambiente. Los dispersantes deben ser utilizados en áreas donde ocurra una significativa acción de inundación. Generalmente, se emplea dosis eficaces mínimas para minimizar los posibles impactos reales.

Utilice un dispersante cuando:

- Se esté moviendo petróleo hacia el litoral en un área con buena inundación.
- Los métodos de remoción mecánica sean inadecuados.
- Las condiciones del tiempo/estado del mar impidan las operaciones de recuperación.
- La dispersión natural no sea suficientemente rápida.

No utilizar dispersante:

- En agua poco profunda de escasa circulación, como es el caso de las bahías y caletas protegidas.
- En agua fresca.
- En agua salobre empleada para las plantas de desalinización o los sistemas de enfriamiento.
- En pozos de petróleo altamente viscoso, por debajo de su punto de fluidez o congelación.
- Directamente encima de los arrecifes coralígenos.

Existen diversos tipos de dispersantes. Sus propiedades químicas y físicas específicas pueden ser obtenidas de sus fabricantes. Se deberá elegir dispersantes que sean compatibles con las condiciones y disposiciones ambientales.

#### **4.10 Operaciones de Aeronaves**

Se seguirá procedimientos apropiados para el almacenamiento, manejo, la prevención de derrames y limpieza del combustible de aviación.

#### **4.11 Operaciones de Barcos de Apoyo**

Las siguientes pautas aplican a las operaciones de los barcos de apoyo:

- Los barcos empleados para apoyar las operaciones sísmicas, de perforación exploratoria y de producción, deben ser operados con arreglo a toda ley y regulación aplicable.
- Se prohíbe arrojar basura desde los barcos de apoyo. Toda basura deberá ser recogida y devuelta al barco principal / instalación, o desembarcarse en tierra.
- Deberá asegurarse los tanques portátiles de combustible al barco de apoyo para impedir su pérdida.
- Las mezclas de combustible de motor deben ser reguladas para obtener el máximo grado de limpieza en el quemado y para reducir las emisiones.
- Los barcos de apoyo deben llevar fardos absorbentes de petróleo para usarse en la limpieza de pequeños derrames que puedan ocurrir durante las operaciones.
- Los protectores de hélice o los diseños de casco en túnel pueden reducir el peligro potencial para las mangueras, los cables de registro y la fauna marina.

#### **4.12 Movilización de Equipo**

Las siguientes pautas aplican a la movilización del equipo:

- Todo equipo movilizado sobre el mar debe ser altamente visible.
- Todas las baterías deben ser utilizadas y disponerse de la forma correcta, según las especificaciones del fabricante.
- Se debe usar lubricantes e inhibidores de corrosión biodegradables en todo equipo que se movilice por mar.
- Todo equipo y estructura deberá rotularse con el nombre del barco, así como con el nombre, domicilio y teléfono de la compañía.
- Deberá inspeccionarse todas las bridas y amarres para remolque para verificar si existe desgaste, y reemplazarlo si es necesario. El desarrollo de un programa de mantenimiento e inspección constituyen el mejor freno para evitar pérdidas. Los tornillos antiguos (tuerca y espárrago) removidos deben ser dispuestos según los procedimientos señalados para la disposición de residuos sólidos.
- Se deberá utilizar un dispositivo de retención secundario para impedir la pérdida de las unidades acoplables en caso éstas se desenganchen de su montaje principal.
- Si se utiliza cables de registro rellenos de fluido, éstos deberán ser inspeccionados para verificar si existen fugas, y resellarse antes de su uso si están dañados.

- Se debe observar procedimientos para un adecuado manejo de las baterías de litio u otros metales expuestas al agua de mar.
- Se deberá minimizar el uso de cinta para parchar huecos y para ajustar pesos en los calabrotes para sísmica.
- La cinta suelta deberá reemplazarse antes de usar el equipo.
- Cuando se utilice cinta para ajustar, se deberá emplear métodos adecuados para asegurarse de que la cinta permanezca fija.
- Debe evitarse el uso de adhesivos a base de petróleo en conjunción con la cinta.
- Se prefiere pesos que se puedan acoplar al calabrote para sísmica sin empleo de cinta.
- Deberá disponerse las mangueras usadas en las líneas de disparos sísmicos y su tornillería de acuerdo a los procedimientos sobre disposición de residuos sólidos.
- Deberá darse mantenimiento continuo a todo componente del sistema de aire, a fin de impedir la descarga de petróleo dentro del agua.

#### **4.13 Recuperación de Equipo Perdido**

Las siguientes pautas aplican a la recuperación de equipo perdido:

- Los planes de contingencia para la recuperación de equipo perdido deben ser documentados y comunicados.
- Se deberá desplegar un esfuerzo razonable para recuperar equipo perdido.
- Debe utilizarse dispositivos activos para el rastreo acústico, junto al equipo auxiliar, para ayudar en la ubicación y recuperación.
- Debe utilizarse luces de estrobos y reflectores de radar, montadas sobre equipo flotante o de remolque para facilitar la ubicación.
- Cuando se pierda equipo, deberá notificarse a todas las agencias locales de tráfico y a las agencias de regulación aplicables.
- El equipo perdido deberá ser recogido tan pronto como sea posible luego de que su ubicación es reportada.

#### **4.14 Capacitación Ambiental**

Las políticas y procedimientos ambientales de operación deben ser entendidos por todo el personal, mediante un efectivo programa de capacitación. Se deberá poner énfasis sobre la importancia del desempeño individual respecto al ambiente.

La capacitación deberá versar sobre asuntos ambientales relacionados con la responsabilidad en el trabajo. Mientras que los gerentes deberán recibir capacitación sobre el reglamento ambiental, el personal operativo deberá ser entrenado sobre procedimientos a seguir en el caso de tareas específicas.

La capacitación operativa deberá incluir, según corresponda, información sobre:

- las regulaciones aplicables;
- la fauna marina que se pudiera encontrar;
- el uso actual de la tierra y del agua;
- el transporte;
- los métodos de minimización, manejo y eliminación de residuos;
- el adecuado manejo y almacenamiento de material peligroso, combustibles y aceites;
- la prevención y control de incendios;
- los planes de prevención y de contingencias para derrames de petróleo y productos químicos;
- los procedimientos para el control de emisiones; y,
- las medidas para la recuperación o aprovechamiento.

La capacitación ambiental debe abordarse durante el planeamiento y continuarse por todo el tiempo que tomen las operaciones de rutina.



## 5. NORMAS DE OPERACION

Las siguientes sub-secciones describen las normas operativas que son específicas para las operaciones geofísicas, de perforación exploratoria y de producción de petróleo y gas. Las normas que son específicas para las operaciones geofísicas (por ejemplo, sísmica) están descritas en la Sección 5.1. Las operaciones de perforación exploratoria y de producción tienen similares categorías de impactos sobre el ambiente y están descritas juntas en la Sección 5.2. Debe notarse, sin embargo, que las operaciones de perforación exploratoria a menudo son realizadas sobre extensiones submarinas “vírgenes” (esto es, no previamente perforadas). Además, las operaciones de producción típicamente tienen mayor duración que las operaciones de perforación exploratoria, y tienen impactos cumulativos potencialmente mayores sobre el ambiente .

### 5.1 Operaciones Geofísicas

Los levantamientos geofísicos submarinos son empleados para planear operaciones de perforación y de minería submarinas y para reducir el número de lugares necesarios para el desarrollo de recursos minerales. Tal información puede también ayudar a evaluar los emplazamientos, a fin de evitar se elija zonas de fallas, telúricas, zonas poco profundas donde exista gas u otras zonas de peligro.

Las operaciones geofísicas submarinas deben crear tan sólo un trastorno temporal. El planeamiento previo al levantamiento deberá considerar los efectos sobre los arrecifes y la fauna marina, particularmente con respecto a la reproducción, desove, alimentación y migración.

Las siguientes sub-secciones describen las pautas que son específicas para las operaciones geofísicas submarinas. Información adicional respecto a los impactos de las operaciones geofísicas sobre el ambiente se encuentra en (5) (Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos, 1992).

#### 5.1.1 Operaciones de Barcos de Sísmica

Las siguientes pautas aplican a las operaciones de los barcos de sísmica:

- Las áreas de cables en cubierta, cables en almacenaje y las áreas de enrollado bajo el calabrote deberán ser construidas de manera de actuar como bandejas receptoras de goteos, a fin de capturar todo el petróleo derramado.
- Las bandejas de goteo deben drenar dentro de un tanque de retención donde se pueda almacenar el aceite para el cable por un tiempo determinado.
- El aceite para cable usado o derramado debe ser reciclado a bordo, usando separadores, o enviado o bombeado a tierra vía los contenedores respectivos para la disposición o el reciclaje.
- Todas las mangueras y herramientas asociadas para bombear y rellenar secciones de cable deben mantenerse en buena condición operativa y ser chequeadas con regularidad para verificar si existen fugas.

- Un operador deberá estar presente mientras se bombea aceite de cable dentro de una sección.
- Las secciones de cable que estén siendo drenadas, llenadas o inundadas con aceite de cable deberán estar dentro del área de la bandeja de goteo.
- Las secciones de cable que estén siendo transferidas fuera de un barco (ya sea en el mar o en el muelle) deberán estar libres de filtraciones, o ser drenadas hasta quedar totalmente secas, para evitar el derrame durante la transferencia y el transporte.
- Deberá disponerse de la manera correcta el material del forro del cable, los anillos O, etc.
- Cuando se reporte derrames de petróleo a las autoridades locales, debe seguirse las pautas apropiadas de reporte.
- No se deberá usar productos clorofluorocarbónicos (CFC) ni propulsados mediante aerosol, excepto con equipo de refrigeración donde se utilice sistemas cerrados de recarga de recuperación. En el caso de nuevas instalaciones, se deberá considerar alternativas para los sistemas CFC.
- Los limpiadores de atomizador que se emplee sobre conectores durante la conexión o desconexión de secciones, no deben contener CFCs tal como éstos se encuentran contenidos en algunos aerosoles. Debe prohibirse el uso del freón como agente limpiador.
- Se deberá disponer de almohadillas y material absorbente de petróleo en el caso de ocurrir derrames, y utilizar los procedimientos correctos para la disposición de tales almohadillas y materiales luego de su uso.

### **5.1.2 Manejo de Material Peligroso y de Desecho**

Las siguientes sub-secciones aplican al manejo de material peligroso y de desecho en relación con operaciones geofísicas.

#### **5.1.2.1 Combustibles y Aceites**

El manejo de combustibles y de aceites, de modo que impida derrames, se describe en la Sección 4.8.

#### **5.1.2.2 Escape de Motores**

La siguiente pauta aplica al escape de motores:

- Deberá darse mantenimiento, en forma periódica, al sistema de escape de todos los equipos, para asegurar que los ruidos y las emisiones se mantengan a niveles apropiados.

### 5.1.2.3 Otro Material Peligroso

Otro material peligroso, con excepción de combustibles y aceites, se emplea a veces en operaciones geofísicas. Se trata generalmente de pequeñas cantidades de solventes utilizadas para la limpieza del equipo. La práctica óptima consiste en encontrar solventes sustitutos que no entrañen peligro.

Los explosivos son considerados “material peligroso”. El reglamento sobre su almacenamiento, empleo y transporte se encuentra perfectamente establecido y sus procedimientos son de estricto cumplimiento. El uso de explosivos se describe en los reglamentos, DS N° 046-93-EM y DS N° 055 – 93 EM.

Las siguientes pautas aplican al material peligroso:

- Identificar todos los materiales peligrosos empleados en el barco de sísmica y en los barcos de apoyo, e intentar encontrar sustitutos menos peligrosos.
- Asegurar un manejo correcto de cualquier material peligroso empleado por la tripulación y que esté disponible a ésta la información de seguridad provista por el fabricante.
- Disponer del material de desecho en la forma aprobada por el reglamento.
- No incinerar material peligroso en el sitio; retirarlo para su adecuada disposición.
- Mantener archivos completos sobre compras, uso, almacenamiento, eliminación y derrames de material peligroso, de acuerdo con los requerimientos locales o de la empresa.
- Certificar que los materiales peligrosos se almacenen correctamente, de acuerdo al reglamento y a las instrucciones del fabricante.
- No se debe utilizar productos CFC (clorofluocarbonados) y rociadores de aerosol, excepto con equipo de refrigeración donde se emplee sistemas cerrados de recarga de recuperación.
- En el caso de nuevas instalaciones, se deberá considerar alternativas para los sistemas CFC.
- Todas las baterías, especialmente de litio y cadmio níquel, deben ser transportadas, almacenadas, utilizadas y eliminadas de manera aprobada.
- Se deberá considerar el uso de materiales reciclables o reusables cuando convenga.

### 5.1.2.4 Manejo de Residuos

Se debe desarrollar un programa de manejo de residuos a fin de maximizar el uso de items reciclables y biodegradables y minimizar el número de residuos. Sólo cierto material de desecho es apropiado para su eliminación arrojándosele al mar, de acuerdo a lo indicado en las pautas siguientes:

- Deberá disponerse adecuadamente el plástico o los productos plásticos de cualquier tipo. Tales productos incluyen rubros tales como las tazas de espuma *styrofoam*, los anillos para escribir, las bolsas, cintas, cuerdas de

plástico, etc. Los residuos de este tipo deben ser embolsados y colocados en contenedores apropiados para quemarse en el mar, si se cuenta con la instalación, o para su disposición en tierra. El plástico adecuado para reciclaje deberá almacenarse separadamente y reciclarse si existen las facilidades para ello.

- Debe disponerse adecuadamente todo residuo doméstico (por ejemplo: vidrio, latas, papel u otra basura o desperdicio de los espacios de vivienda a bordo). Todos los rubros incinerables deberán separarse e incinerarse, si es que se dispone de un incinerador. Todos los otros rubros (por ejemplo, vidrio, latas, metal, etc.) deberán ser separados, compactados y almacenados en un área designada para su adecuado reciclaje o para su disposición en tierra. El material adecuado para reciclaje deberá almacenarse separadamente y reciclarse según convenga si las facilidades para ello existen.
- Deberá disponerse apropiadamente los residuos de mantenimiento (por ejemplo, raspaduras de pintura, trapeadores, basura del barrido de cubierta, material impregnado con petróleo, depósitos de maquinarias, etc.). Todo material incinerable deberá ser quemado. Todos los otros rubros deberán ser compactados, de ser posible debidamente embolsados, y ser colocados en un área designada para su disposición en tierra.
- Deberá disponerse apropiadamente los residuos de las operaciones (por ejemplo, desechos de carga, basura y desechos del lugar de trabajo, cenizas del incinerador, incluyendo escoria plástica y metales, etc.). Los residuos de carga serán mantenidos a bordo para su debida disposición en tierra. La basura y los residuos del lugar de trabajo serán separados en categorías de *incinerable* y *no incinerable*, y se les dispondrá siguiendo los procedimientos previamente descritos. Las cenizas del incinerador, una vez frías, deben ser compactadas, embolsadas y almacenadas en el área designada para su disposición en tierra.
- Todas las baterías deben ser almacenadas a bordo y disponerse en tierra de acuerdo a las especificaciones del fabricante y las regulaciones del Perú (ver D. S. 046-93-EM).
- Todos los desechos de desagüe deben ser tratados en la instalación de tratamiento de desagüe del barco de acuerdo con toda norma aplicable, antes de su descarga al mar.
- Deberá bombearse los pantoques sólo si se emplea separadores de petróleo /agua que estén efectivamente funcionando.
- Antes del ingreso al puerto, las autoridades portuarias deben ser notificadas de los tipos y calidades de residuos y/o basura que estén siendo desembarcados para disposición.

## 5.2 Operaciones de Perforación de Exploración y Producción

Las siguientes secciones proporcionan las pautas que son aplicables a las operaciones de perforación de exploración y producción. Se presenta seguidamente las pautas sobre tratamiento de residuos y en el documento de la

DGAA denominado *Guía para la Disposición de Desechos de Perforación en la Actividad Petrolera*. Dicho documento contempla muchos procedimientos no detallados en el presente. Las siguientes pautas están basadas en la práctica internacional de la industria y fueron adaptadas usando, por ejemplo, (4) (Junta Nacional Canadiense de Energía, 1996).

### **5.2.1 Petróleo Proveniente de las Operaciones de Perforación**

Ningún operador quemará o dispondrá de otro modo el petróleo proveniente de una operación de perforación de exploración y producción, excepto en las siguientes situaciones indicadas:

- Un operador podrá quemar o de otro modo disponer del petróleo:
  - durante una prueba de producción, por espacio no mayor de 24 horas, a tasas y volúmenes que no sobrepasen los necesarios para descargar, limpiar y evaluar un pozo.
  - durante una prolongada prueba de producción u operación de limpieza de pozos en un período, y a tasas y volúmenes aprobados por la DGAA.
  - cuando se trate de petróleo de desecho o petróleo contaminado, que no pueda ser económicamente recuperado.
- Un operador podrá quemar o de otro modo disponer del petróleo cuando su disposición sea necesaria debido a una situación de emergencia, si él:
  - toma tales medidas como pueda requerirse para limitar el daño al ambiente natural;
  - limpia, en la medida que sea práctico, cualquier contaminación significativa causada por la disposición; y,
  - notifica a la DGAA de tal disposición.
- La DGAA aprobará en el EIA la quema u otra disposición del petróleo cuando una u otra no constituyan desperdicio o daño indebido al ambiente natural.
- Un operador no producirá de un pozo, durante una prueba de producción, una cantidad de petróleo mayor que la que pueda almacenarse, quemarse o disponerse de otro modo con seguridad de acuerdo al Reglamento, D S. 046-93-EM.

### **5.2.2 Viruta de Perforación**

En las actividades de perforación que emplean lodos de perforación a base de agua, la viruta de perforación que se lleva a la superficie con el lodo de perforación y que se recupera del sistema de control de sólidos puede ser descargada tres metros bajo de la superficie, en mares abiertos.

La viruta de perforación contaminada con petróleo de formación o con lubricantes de fluidos de perforación a base de petróleo deberá recuperarse y transferirse a la costa en contenedores apropiados para su adecuada disposición.

El Reglamento sobre Protección Ambiental en relación a Operaciones de Hidrocarburos, Decreto Supremo 046-93-EM (Artículo 34 inciso d), prohíbe específicamente la disposición de sedimentos de perforación que podrían contaminar el mar o los lagos (Artículo 34 inciso a) de fluidos que contengan cualquier tipo de hidrocarburos. Ambos deberán ser almacenados en la instalación de perforación y transferirse a la costa para su disposición.

### **5.2.3. Quema y Emisión de Gas**

Ningún operador quemará o emitirá gas durante una operación de perforación de exploración o producción, excepto en las siguientes situaciones indicadas:

- siempre y cuando las máximas concentraciones de emisiones dentro de la atmósfera no excedan los límites especificados en los Estándares de Calidad Ambiental de Aire en el entorno ambientalmente sensible.
- durante una prueba de producción por espacio no mayor de 24 horas, a tasas y volúmenes que no excedan los necesarios para la limpieza de un pozo.
- durante una prolongada prueba de producción u operación de limpieza de pozo en un período específico, a las tasas y los volúmenes aprobados por la DGAA en el EIA y cuando el quemado y emisión no constituyan desperdicio.
- para aliviar la presión anormal o, de ser necesario, en razón de una emergencia.

### **5.2.4 Tratamiento y Disposición de Material Peligroso y de Desecho**

Los operadores en alta mar deben esforzarse continuamente para reducir, tanto los volúmenes de residuos que son descargados, como las concentraciones de contaminantes. Esta pautas, al momento de su publicación, constituyen los requisitos mínimos; sin embargo, cuando se hagan disponibles una nueva tecnología para el tratamiento de desechos o nuevos procedimientos para su disposición que sean técnica y económicamente factibles en el tratamiento y reducción de residuos, tales innovaciones deberán ser consideradas para su uso.

#### **5.2.4.1 Agua Producida**

El agua producida incluye el agua de formación, el agua de inyección y el agua de proceso que se extrae conjuntamente con el petróleo y el gas durante la producción de petróleo.

El agua producida debe ser tratada para reducir las concentraciones de petróleo disperso a 40 mg/l o menos, según hayan sido promediadas durante un período de 30 días previos a la descarga. Las concentraciones promedio de petróleo en el flujo de descarga, que excedan los 80 mg/l durante cualquier período de 48 horas, se considerará que han excedido la práctica normal de operación y deberán ser reportadas a la DGAA.

La concentración de petróleo debe medirse cada 12 horas y calcularse en forma diaria un promedio rodante de 30 días de volumen ponderado. Se recomienda los

protocolos para muestreo y análisis provistos en los Métodos Standard para el Examen de Agua y del Agua de Residuo, Vigésima Edición, 5520 Petróleo y Grasa, 5520 C Método de Partición-Infrarrojo y 5520 F Hidrocarburos (Asociación Americana de Salud Pública, Asociación Americana de Trabajos de Agua, Federación del Ambiente Acuático, 1998). Series temporales, tanto de datos “globales” como promediados, deberán ser reportadas a la DGAA de acuerdo al Programa de Monitoreo aprobado en el EIA.

#### **5.2.4.2 Lodos de Perforación**

Los lodos de perforación son los fluidos que se circula en los pozos de petróleo y gas para limpiar y acondicionar el hoyo, para lubricar la broca de perforación y para equilibrar la presión de formación. Los lodos de perforación típicamente usan agua o petróleo como fluido base. En años recientes, los lodos de perforación a base de sintéticos formulados empleando éster, éteres o polialfaolefinas como fluidos de base, se encuentran disponibles como alternativas. La información existente sugiere que los lodos de perforación a base de sintéticos son relativamente no tóxicos en los ambientes marinos y tienen un alto grado de biodegradación.

A fin de minimizar la cantidad de petróleo descargada dentro del ambiente marino, los operadores deberían, en lo posible, utilizar lodos a base de agua o a base de sintéticos. El uso de un lodo a base de petróleo requerirá de aprobación específica y estará limitado a los pozos, o porciones de los mismos, donde los requerimientos de perforación sean tales que el uso de lodos a base de agua o a base de sintéticos no sea práctico.

Si se aprueba un lodo a base de petróleo, el contenido aromático del petróleo base deberá ser de 5 % o menos y el petróleo no deberá ser acentuadamente tóxico de acuerdo a su medición por medio de pruebas estándares de toxicidad. Los lodos de perforación a base de petróleo, remanentes luego de un cambio de lodo de perforación o de la completación de un programa de perforación, deben ser recuperados y reciclados o transferidos a la costa de una manera aprobada por la DGAA en el EIA, y disponerse de una manera autorizada.

Los lodos de perforación a base de sintéticos, remanentes luego de un cambio de lodo de perforación o de la culminación de un programa de perforación, deben ser recuperados y reciclados o transferidos a la costa de una manera aprobada por la DGAA en el EIA, y disponerse de una manera autorizada.

Los lodos de perforación a base de agua que hayan sido usados o que hayan sobrado, podrán ser descargados desde las instalaciones marinas, sin tratamiento, a 3 metros o más de profundidad de la superficie, siempre y cuando no contengan aditivos químicos tóxicos o con hidrocarburos. Los operadores deberán, sin embargo, desarrollar procedimientos que reduzcan la necesidad de la disposición a granel de estos lodos, ya sea después de un cambio de lodo de perforación o de completar un programa de perforación .

### 5.2.4.3 Sólidos de Perforación

Los sólidos de perforación son partículas que se generan en la perforación dentro de formaciones geológicas del subsuelo, y que son llevados a la superficie con los lodos de perforación.

La reinyección de sólidos de perforación dentro de zonas dedicadas para la eliminación de desechos en el subsuelo, ya sea mediante reinyección anular o pozos de eliminación dedicadas, podrá, en ciertas circunstancias, ser una opción viable para la eliminación de tales residuos durante las actividades de perforación. Los operadores deben considerar esta opción al planear programas de perforación de pozos, a fin de limitar la cantidad de residuos descargada al ambiente.

Si la reinyección no es técnica o económicamente factible, los sólidos de perforación asociados con los lodos de perforación a base de agua o a base de sintéticos podrán ser descargados en el sitio de perforación sin tratamiento.

Si la reinyección no es técnica ni económicamente factible, los sólidos de perforación asociados con los lodos a base de petróleo podrán ser descargados en el sitio de perforación pero deberá tratarseles para reducir las concentraciones de petróleo de todas las fuentes a 15 g/100 g o menos de sólidos secos, promediados sobre un período de 48 horas. Los protocolos para el muestreo y análisis son provistos en el Procedimiento para la Prueba de Campo de Lodos de Perforación a base de Petróleo (Se recomienda la Práctica API RP 13B-2, Apéndice B, Instituto Americano de Petróleo, 1991 o su versión actualizada). Se considera que las concentraciones de petróleo en exceso de 30 g/100 g han excedido la práctica normal de operación y deben ser reportados a la DGAA. Se podrá requerir muestreos y análisis más frecuentes durante los períodos de operaciones no considerados dentro de la práctica normal de operación, y continuarse hasta que las concentraciones de petróleo se ubiquen dentro de los parámetros citados en las presentes Pautas.

Los operadores deberán, en forma permanente, evaluar las nuevas tecnologías y los nuevos procedimientos que puedan ir surgiendo, y que puedan permitir reducciones adicionales del petróleo descargado sobre los sólidos de perforación.

La disposición dependerá, en general, de los resultados de las pruebas de contaminantes, esencialmente por hidrocarburos, e involucrará ya sea la descarga o el envío hacia un lugar de relleno aprobado. Los sólidos de perforación de las operaciones que empleen diesel o similares petróleos altamente aromáticos como fase continua del fluido de perforación, no deberán ser dispuestos en el mar.

### 5.2.4.4 Agua de Desplazamiento al Almacenaje

El agua de desplazamiento al almacenaje es agua que, durante las operaciones de producción y embarque de petróleo, se bombea al interior y exterior de las cámaras de almacenaje de petróleo.

Las concentraciones de petróleo en el agua de desplazamiento al almacenaje a ser descargada deben ser tratadas para reducirse a 15 mg/l o menos, según se haya promediado durante el período de descarga o 30 días, el plazo que resulte



menor. Las concentraciones de petróleo mayores de 30 mg/l se considera que han excedido la práctica normal de operación y deben ser reportadas a la DGAA.

La concentración de petróleo debería medirse cada 12 horas, y calcularse en forma diaria un promedio aritmético de 30 días de volumen ponderado. Series temporales, tanto de datos “en bruto” como promediados, deberán ser reportadas a la DGAA de acuerdo al Programa de Monitoreo aprobado en el EIA.

Los operadores deberán evaluar, en forma continua, los nuevos procedimientos y las nuevas prácticas y tecnologías que puedan ir surgiendo, a fin de aprovechar las oportunidades de reducir, aún más, la cantidad de petróleo que se descarga en el agua de desplazamiento al almacenaje.

#### **5.2.4.5 Agua de Pantoque y de Lastre**

El agua de pantoque es agua de mar que puede escurrirse o fluir dentro de la estructura, desde varios puntos de la instalación submarina. El agua de lastre es agua empleada para mantener la estabilidad de una instalación marina.

De encontrarse presentes, las concentraciones de petróleo en el agua de pantoque y de lastre descargada deberán tratarse a niveles de 15 mg/l o menos antes de la descarga. Se considera que concentraciones mayores de 15 mg/l de petróleo en la descarga han excedido la práctica normal de operación y deben ser reportadas a la DGAA.

#### **5.2.4.6 Drenaje de Cubierta**

El drenaje de cubierta es agua que alcanza la cubierta de las instalaciones submarinas a través de la lluvia, espuma del mar o las operaciones de rutina tales como el baldeo de cubierta y las prácticas contra incendio.

El drenaje de cubierta que se contamina con petróleo debe ser tratado para reducir su concentración de petróleo a 15 mg/l o menos. Se considera que las concentraciones mayores de 15 mg/l de petróleo en la descarga han excedido la práctica normal de operación y deben ser reportadas a la DGAA.

Cualquier sistema utilizado para coleccionar el drenaje de cubierta debe ser independiente de las bandejas de goteo colocadas bajo la maquinaria. Los materiales de residuo y los fluidos de las bandejas de goteo deben ser devueltos para procesarse o recuperarse y reciclarse, o transferirse a tierra de una manera aprobada por la DGAA y disponerse de la forma aprobada por las autoridades reguladoras locales.

#### **5.2.4.7 Arena Producida**

La arena producida se origina de las formaciones geológicas y es separada de los fluidos de formación durante la producción de petróleo y gas. Puede también contener partículas generadas durante el procesamiento de dichos fluidos.

Los operadores de las instalaciones submarinas de producción deben monitorear y reportar a la DGAA el volumen de arena producida que se esté recuperando durante las operaciones de producción. Se requerirá de aprobación para

descargar la arena producida. El otorgamiento o no de aprobación dependerá de la concentración de petróleo en la arena producida y de su contenido aromático. En todos los casos, la arena deberá tratarse para reducir las concentraciones de petróleo al mínimo nivel posible.

#### **5.2.4.8.1 Fluidos de Tratamiento de Pozos**

Los fluidos de tratamiento de pozos son fluidos utilizados en operaciones tales como rehabilitación de pozos, simulación de pozos, completación de pozos y fracturamiento de formaciones. Deberá remitirse a la DGAA información de detalle sobre químicos y sustancias tóxicas en el EIA, y obtenerse su aprobación para el uso de fluidos de tratamiento de pozos.

Los fluidos de tratamiento de pozos recuperados de las operaciones deben ser tratadas hasta obtener una concentración de petróleo equivalente a cero. Cuando sea factible, los fluidos para el tratamiento de pozos podrán ser dirigidos a la descarga del agua producida y tratarse como un componente del agua producida. La DGAA podrá, sin embargo, requerir el muestreo y análisis de los fluidos de tratamiento de pozos de acuerdo a un cronograma aparte y previo al ingreso del agua producida en la descarga, en base a tales factores como la duración de los procedimientos de tratamiento, los volúmenes de fluido y el equipo de tratamiento de desechos que esté disponible o pueda acomodarse en la instalación.

No se debe emplear los fluidos de tratamiento de pozos que contengan aceite diesel u otros aceites altamente aromáticos, excepto si son recuperados en el sitio y reciclados, o son transferidos a tierra de manera aprobada por la DGAA y dispuestos de la forma aprobada por las autoridades reguladoras locales.

Los fluidos intensamente ácidos recuperados de las operaciones de tratamiento de pozos deben ser tratados con agentes neutralizantes antes de la descarga .

#### **5.2.4.9 Agua de Enfriamiento**

En ciertas circunstancias, y en áreas identificadas por o para la DGAA como sensibles, la DGAA podrá imponer restricciones sobre el nivel de cloro residual en el agua de enfriamiento que se esté descargando.

El uso de agentes químicos distintos al cloro en el agua de enfriamiento deberá ser aprobado por la DGAA en el EIA.

#### **5.2.4.10 Salmuera Resultante de Desalinización**

La salmuera de la desalinización recuperada de la producción de agua potable puede ser descargada sin tratamiento .

#### **5.2.4.11 Desechos Sanitarios y de Alimentos**

Los residuos sanitarios y de alimentos, que provengan de operaciones geofísicas y de perforación exploratoria, deben ser reducidos mediante maceración a un tamaño de partícula de 16 milímetros o menos antes de la descarga.

La descarga de residuos sanitarios y domésticos de las instalaciones submarinas de producción debe llevarse a cabo con debida observancia de las prácticas siguientes:

- Los desechos sanitarios y domésticos de las instalaciones que estén permanentemente supervisadas por personal podrán ser descargados sin tratamiento.
- Los desechos sanitarios y alimenticios deben ser reducidos, por medio de maceración, a un tamaño de partícula de 6 milímetros o menos antes de la descarga, y ser procesados mediante un sistema de tratamiento secundario antes de la descarga a las aguas circundantes.

En algunas circunstancias y en áreas identificadas por o para la DGAA como sensibles, se podrá requerir tratamiento adicional.

#### **5.2.4.12 Agua para la Prueba de Sistemas de Control de Incendios**

El agua para la prueba de sistemas de control de incendios podrá ser descargada sin tratamiento.

#### **5.2.4.13 Otros Desechos y Residuos**

Todos los otros desechos generados en las instalaciones submarinas, incluyendo los sedimentos de los sistemas de separación de petróleo y agua, los lubricantes gastados y todo material plástico, deberán ser vueltos a usar o reciclarse o, alternativamente, recuperarse y transferirse al litoral de una manera aprobada por la DGAA y dispuestos en la forma aceptada por las autoridades reguladoras locales.

El material radioactivo que ocurre naturalmente (NORM) es una costra de bajo nivel de radioactividad que se precipita hacia el exterior en los tubulares, barcos de producción y otras áreas de las instalaciones submarinas expuestas a fluidos de la formación geológica. Los operadores deben reportar a la Junta apropiada la ocurrencia o probabilidad de ocurrencia de NORM tan pronto como sea posible, a fin de iniciar el diálogo sobre las opciones de disposición disponibles para su disposición final.

#### **5.2.4.14 Sustancias No Utilizadas**

No se debe descargar dentro del mar los suministros de productos químicos excedentes o dañados.

Los suministros de sustancias químicas almacenadas en cualquier instalación para su uso en actividades petroleras no deben ser descargadas, excepto cuando ello se requiera para garantizar la seguridad de la instalación y de su personal. Los detalles de cualquier descarga por razones de seguridad deben ser prontamente reportados al departamento ambiental de la oficina principal del operador y a las autoridades locales o regionales pertinentes del gobierno.

#### **5.2.4.15 Otras Sustancias**

Excepto como se menciona precedentemente, no se deberá descargar sustancias sin la previa notificación a la DGAA y aprobación de ésta

#### **5.2.5 Ubicación de las Descargas de Desechos**

Los sitios en las instalaciones submarinas destinadas a la descarga de desechos están sujetos a aprobación por parte de la DGAA y serán determinadas para cada caso específico. Como regla general, todos los puntos de descarga deberán estar bajo la superficie del agua, al nivel más bajo factible sobre las instalaciones submarinas.

## 6 PLAN DE ABANDONO

El proponente remitirá un Plan de Abandono para cualquier propuesta terminación y/o puesta fuera de servicio de:

- Pozos
- Módulos superiores
- Blindajes de acero
- Bases de gravedad de concreto
- Pilas de virutas, y
- Oleoductos

El Plan de Abandono es típicamente remitido como un componente del Estudio de Impacto Ambiental.

El abandono de pozos es un componente de rutina de cualquier operación de exploración y producción submarina. En la siguiente sección se presenta las normas sobre abandono de pozos.

El proceso de abandono de una plataforma de exploración o producción marina, de las pilas de virutas y de los oleoductos requiere que el proponente realice una evaluación de la Mejor Opción Ambiental Practicable (BPEO). La BPEO es la opción que limita el daño al ambiente en la mayor medida posible, a un costo aceptable para la industria y para el público. El Plan de Abandono describirá la evaluación de la BPEO. Al determinar la BPEO, se deberá tomar en consideración sus aspectos de practicabilidad, costo y seguridad, así como su impacto sobre el ambiente.

La BPEO se define como “la opción que proporciona el mayor beneficio o menor daño para el ambiente como un todo, a un costo aceptable, tanto en el largo como en el corto plazo”. La preparación de la BPEO involucra considerar los méritos de las opciones con respecto a cuatro criterios: factibilidad técnica, seguridad para el personal, impacto potencial sobre el ambiente, y costo.

El Plan de Abandono deberá considerar:

- los impactos en el mar y en tierra;
- los impactos que ocurrirán durante la puesta fuera de servicio (‘operaciones’) y los que ocurrirán como resultado de la presencia a largo plazo de cualquier residuo (‘puntos extremos’).
- los ambientes receptores del impacto;
- los mecanismos a través de los cuales se impactará al ambiente marino; y,
- la información de antecedentes que se proporcionará para ayudar en la evaluación de la magnitud probable de los impactos derivados del abandono.

Los impactos considerados incluirán:

- disponer del Material Radioactivo que Ocurra Naturalmente (NORM) en tierra o en mar.
- disponer de las virutas de perforación en tierra, o dejarlas en el emplazamiento, en el lecho marino.
- disponer de otros desechos en las áreas de relleno.
- reciclar la chatarra de acero en tierra, o dejarla en el mar.
- los impactos beneficiosos ('positivos') asociados con el efecto de 'arrecife artificial' de las estructuras de acero dejadas en el mar.
- las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de las operaciones de puesta fuera de servicio y de la manufactura de acero para reemplazar al acero que se deje en el mar en lugar de reciclarlo.
- los impactos de cualquier metal pesado que fue dejado en el mar en vez de reciclarse.
- las interacciones de los materiales dejados en el mar con las actividades de pesca.

Los ambientes receptores de impactos, para la amplia gama de opciones de puesta fuera de servicio, comprenden:

- el actual emplazamiento de la estructura;
- otros sitios en alta mar;
- otros sitios en el Zócalo Continental;
- sitios de vaciado en las profundidades marinas;
- áreas costeras y estuarinas;
- instalaciones en tierra para la recepción y desmantelamiento de estructuras;
- las instalaciones de reciclaje; y,
- las instalaciones y emplazamientos de disposición de desechos.

Los mecanismos mediante los cuales el ambiente marino pueda ser impactado incluyen:

- la perturbación física y química de los sedimentos del lecho marino;
- la perturbación física y química de la columna de agua;
- los efectos a corto y largo plazo sobre los invertebrados pelágicos y bénticos;
- los efectos a corto y largo plazo sobre los peces y pesqueras; y,
- los efectos a corto y largo plazo sobre los usuarios del mar.

Se brinda datos de antecedentes para apoyar en la evaluación de la magnitud probable de impactos derivados de la puesta fuera de servicio. Estos podrán incluir:

- la dispersión y disolución de los químicos en alta mar;
- el impacto de los metales sobre los ánodos;

- el potencial de bioacumulación o biomagnificación de metales en los organismos marinos;
- los efectos de los metales e hidrocarburos en el mar;
- los efectos del material radioactivo que ocurre naturalmente en el mar, y de su eliminación sobre tierra; y,
- la corrosión del acero y la creación de desechos, y el potencial de movilización de desechos en el mar.

Los impactos totales sobre el ambiente, resultantes de cada una de las opciones disponibles deberán ser categorizados y sugerirse las opciones preferidas.

En la Secciones 6.2, 6.3 y 6.4 se presenta las normas para el abandono de oleoductos submarinos, estructuras y virutas de perforación, respectivamente.

### **6.1 Abandono de Pozos**

Cuando un operador intente terminar un pozo, remitirá para aprobación de la DGAA los detalles sobre el propuesto Programa de Abandono aplicable a la terminación.

Cuando el Programa de Abandono haya sido aprobado, el operador se asegurará de que el hoyo de prueba se termine de acuerdo con dicho programa.

La DGAA podrá aprobar un cambio en cualquier Programa de Abandono con respecto al abandono de un pozo en cualquier momento, debido a la existencia de condiciones no previstas por el operador al momento de remitirse el programa para aprobación.

Cada operador se asegurará de que cada pozo perforado por él, que sea suspendido, se deje en forma tal que:

- impida que cualquier fluido de formación fluya a través del hoyo del pozo, o se escape de él;
- minimice cualquier obstrucción del suelo marino cuando el pozo sea submarino;
- permita la instalación de un cabezal de pozo o el seguro y eficiente reinicio de operaciones; y
- restaure a su estado natural, en la máxima medida posible, el lugar de superficie.

### **6.2. Abandono de Oleoductos**

Las siguientes son las opciones para el Abandono del Oleoducto:

- Opción 1. Dejarlo en el lugar, sin tratamiento.
- Opción 2. Tratarlo internamente (por ejemplo, retirando el petróleo), dejarlo en el lugar.
- Opción 3. Arar y rellenar en el lugar.

- Opción 4. Vaciar con roca en el lugar.
- Opción 5. Retirar los tramos y disponer de ellos en tierra, dejar al resto en el lugar.
- Opción 6. Retirar los tramos y depositarlos en el arrecife, dejar al resto en el lugar.
- Opción 7. Retirar los tramos y vaciarlos en la profundidad del mar, dejar al resto en el sitio.
  - Opción 8. Retirar totalmente y disponer en tierra.
  - Opción 9. Retirar totalmente y depositar en arrecife.
  - Opción 10. Retirar totalmente y vaciar en la profundidad del mar.

Para un oleoducto, las Opciones 3, 8, 1 ó 2 (Arar y rellenar en el lugar, Retirar totalmente y disponer en tierra, Dejarlo en el lugar, sin tratamiento o Tratarlo internamente, dejarlo en el lugar), todos tienen bajo impacto sobre el ambiente. Dadas las variaciones específicas para ruta que pueden ocurrir entre oleoductos en términos de método de emplazamiento, el estado actual del enterramiento, el proyectado estado futuro del enterramiento, la ocurrencia estimada de tramos y el nivel de actividad de pesca a lo largo de las rutas individuales, existe alcance para una selección específica del sitio de una opción adecuada.

### **6.3 Abandono de Plataforma**

Cuando la remoción de una instalación fija submarina de producción sea condición para la aprobación de un plan de desarrollo, el operador deberá incorporar en el diseño de la instalación las medidas que sean necesarias para facilitar su retiro del sitio sin causar un efecto sustancial sobre la navegación o el ambiente marino.

Las siguientes sub-secciones proveen pautas para los módulos superiores, el blindaje de acero y el abandono de estructuras basadas en la gravedad.

#### **6.3.1 Módulos Superiores**

Las siguientes son las opciones para el abandono de los Módulos Superiores:

- Opción 1. Desmantelamiento por piezas, disposición en tierra.
- Opción 2. Desmantelamiento modular, disposición en tierra.
- Opción 3. Desmantelamiento modular, seccionar en tierra y disponer, módulo seccionado llevarlo al Zócalo Continental del Perú.
- Opción 4. Desmantelamiento modular, seccionar en tierra y disponer, módulo seccionado llevarlo al arrecife.
- Opción 5. Desmantelamiento modular, seccionar en tierra y disponer, módulo seccionado llevarlo a la profundidad marina.
- Opción 6. Desmantelamiento modular, seccionar en alta mar, depositar lo seccionado en el lugar, echar residuos a tierra.



- Opción 7. Seccionar en alta mar, echar desechos a tierra, volcar módulos seccionados en el lugar.
- Opción 8. Desmantelamiento modular, seccionar en alta mar, depositar lo seccionado en el Zócalo Continental del Perú, echar residuos a tierra.
- Opción 9. Desmantelamiento modular, seccionar en alta mar, depositar lo seccionado en el arrecife, echar residuos a tierra.
- Opción 10. Desmantelamiento modular, seccionar en alta mar, depositar lo seccionado en mar profundo, echar residuos a tierra.
- Opción 11. Volcar módulos en el sitio, no seccionar.
- Opción 12. Desmontaje modular, depositar lo no seccionado en el arrecife.
- Opción 13. Desmontaje modular, depositar lo no seccionado en profundidad marina.

Para un módulo superior, tanto la Opción 1 (Desmantelamiento por piezas, disposición en tierra) como la Opción 2 (Desmantelamiento modular, disposición en tierra) removerían los contaminantes del mar, eliminarían una fuente de desechos y aportarían algún beneficio del reciclaje de material y el ahorro de energía. Las operaciones y puntos extremos resultan en impactos insignificantes solamente y no se tiene que monitorear ningún emplazamiento en el mar.

### **6.3.2 Blindaje de Acero**

Las siguientes son las opciones potenciales para el abandono del Blindaje de Acero:

- Opción 1. Volcar en el sitio, si no hay virutas.
- Opción 2. Volcar en el sitio, si hay virutas.
- Opción 3. Remover parcialmente y tender al lado del pilar.
- Opción 4. Remover parcialmente y depositar en el Zócalo Continental.
- Opción 5. Remover parcialmente y depositar en el arrecife.
- Opción 6. Remover parcialmente y vaciar en mar profundo.
- Opción 7. Remover parcialmente, desmantelar y disponer en tierra.
- Opción 8. Remover totalmente si no hay virutas y depositar en el Zócalo Continental.
- Opción 9. Remover totalmente si no hay virutas y depositar en el arrecife.
- Opción 10. Remover totalmente si no hay virutas y vaciar en mar profundo.
- Opción 11. Remover totalmente si no hay virutas, desmantelar y disponer en tierra.
- Opción 12. Remover totalmente si hay virutas y depositar en el Zócalo Continental.
- Opción 13. Remover totalmente si hay virutas y depositar en el arrecife.

- Opción 14. Remover totalmente si hay virutas y vaciar en mar profundo.
- Opción 15. Remover totalmente si hay virutas, desmantelar y disponer en tierra.

Para un blindaje de acero, la Opción 15 (Remover totalmente si hay virutas, desmantelar y disponer en tierra) retiraría material del mar eliminando por ende una fuente de desechos, y eliminaría la necesidad de monitorear un emplazamiento marino. La recuperación y reciclaje serían también eficientes en cuanto a energía. La Opción 2 (Volcar en el sitio, si hay virutas) tiene un nivel ligeramente mayor de impacto en el punto extremo y no es eficiente en cuanto a energía. La Opción 13 (Remover totalmente si hay virutas y depositar en el arrecife) también ofrece las ventajas de retirar material del emplazamiento submarino (por lo tanto restando un sitio que monitorear) y haciendo cierto uso del mismo al crear un arrecife artificial cercano a la orilla.

### **6.3.3 Base de Gravedad de Concreto**

Las siguientes son las opciones potenciales para el abandono de una Base de Gravedad de Concreto:

- Opción 1. Dejar en el sitio.
- Opción 2. Reflotar si no hay virutas y vaciar en mar profundo.
- Opción 3. Reflotar si no hay virutas, desmantelar cerca de la orilla, disponer de los residuos en tierra.
- Opción 4. Reflotar si hay virutas y vaciar en mar profundo.
- Opción 5. Reflotar si hay virutas, desmantelar cerca de la orilla, disponer de los residuos en tierra.

Para una base de gravedad de concreto, la Opción 1 (Dejar en el sitio) tiene el número menor total de impactos, pero la Opción 5 (Reflotar si hay virutas, desmantelar cerca de la orilla, disponer de los desechos en tierra) no tiene impactos en el punto extremo. La Opción 5, con respecto a impactos en el punto extremo, es ligeramente mejor que aquella de la Opción 1, sin embargo, teniendo la Opción 5 muchos más impactos operativos. Sopesando ambas, entonces, la Opción 1 (Dejar en el sitio) sería la mejor. La Opción 4 (Reflotar si hay virutas y vaciar en mar profundo) se descarta ya que no tiene mejor categorización en cuanto a impactos en el punto extremo que la Opción 1, y tiene una categorización mucho más pobre para los impactos operativos.

### **6.4 Abandono de la Pila de Virutas de Perforación**

Las siguientes son las opciones potenciales para el abandono de una pila de virutas de perforación;

- Opción 1. Dejar en el sitio sin tratar.
- Opción 2. Enterrar en la poza, en el sitio.
- Opción 3. Enterrar vaciando con roca en el sitio.

- Opción 4. Tapar con membrana en el sitio.
- Opción 5. Esparcimiento controlado en el sitio.
- Opción 6. Recuperar, tratar y disponer en tierra.
- Opción 7. Recuperar y disponer en tierra, sin tratar.
- Opción 8. Recuperar, tratar en tierra, vaciar material tratado en mar profundo.
- Opción 9. Recuperar, vaciar sin tratar en el mar profundo.
- Opción 10. Recuperar, reinyectar en pozos.

Para una pila de virutas de perforación, la Opción 10 (Recuperar, reinyectar en pozos) tiene un número total bajo de impactos y ningún impacto en el punto extremo. Las Opciones 6 y 7 (Recuperar, tratar y disponer en tierra y Recuperar y disponer en tierra sin tratar) tienen igual número de impactos en el punto extremo que califican en segundo lugar con respecto a la Opción 10. De éstas, la Opción 6 es la preferida porque no tiene impactos “menores” en el punto extremo. Las Opciones 2, 3 y 4 (Enterrar en la poza, en el sitio, Enterrar vaciando con roca en el sitio, y Tapar con membrana en el sitio), todas, tienen igual baja calificación para los impactos en el punto extremo y, de éstas, la Opción 4 sería la preferida porque carece de “impactos menores” derivados de operaciones. Sin embargo, como se trata de técnicas no experimentadas en el Mar del Norte, y la Opción 1 (Dejar sin tratar en el sitio) está cerca en términos de puntaje general, éstas podrían justificarse sobre una base de caso a caso para dejar las virutas en el sitio, especialmente si una plataforma (el “asiento” de plataforma, esto es, la base remanente de una plataforma) protegió a las virutas de una alteración mayor.

## 7 REFERENCIAS

- (1) ARPEL, 1998: Informe Ambiental de ARPEL N° 4. Modelamiento de la Trayectoria del Derrame de Petróleo. Disponible de ARPEL, Javier de Viana 2345, CP 11200 Montevideo, Uruguay.
- (2) ARPEL, 1998: Guía Ambiental de ARPEL N° 17. Pauta para el Desarrollo de Planes de Contingencia para Derrames de Petróleo en la Industria Petrolera. Disponible de ARPEL, Javier de Viana 2345, CP 11200 Montevideo, Uruguay.
- (3) ARPEL, 1998: Guía Ambiental de ARPEL N° 19. Evaluación de Riesgos por Derrames de Petróleo y Guía de Manejo. Disponible de ARPEL, Javier de Viana 2345, CP 11200 Montevideo, Uruguay.
- (4) Junta Nacional Canadiense de Energía, 1996: Normas para el Tratamiento de Residuos Submarinos. Publicación Conjunta de la Junta Nacional de Energía, la Junta Petrolera de Nuevas Areas Descubiertas Submarinas del Canadá y la Junta Canadiense de Petróleo Submarino de Nueva Escocia. Disponible de: La Oficina de Publicaciones, Junta Nacional de Energía, 444 Seventh Avenue SW, Calgary, Alberta, Canadá, T2P 0X8. También disponible mediante comunicación en línea vía Internet.
- (5) Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos, 1992: Normas Internacionales para Operaciones Geofísicas a Nivel Mundial. Disponible de la Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos, Casilla 460209, Houston, Texas, 77056.
- (6) Organización Mundial Meteorológica (WMO), 1987: Manual sobre Códigos, Códigos Internacionales. Volumen II. Códigos regionales y prácticas nacionales de codificación. Documento WMO N° 306 Organización Meteorológica Mundial, Ginebra. Puede ordenarse de WMO vía Internet.
- (7) Organización Mundial Meteorológica (WMO), 1995: Manual sobre Códigos, Códigos Internacionales. Volumen I.1 Parte A: Códigos Alfanuméricos. Documento WMO N° 306, Organización Mundial Meteorológica, Ginebra. Puede ordenarse de WMO vía Internet.
- (8) Organización Mundial Meteorológica (WMO) y Organización Internacional de Aviación Civil (ICAO), 1996. Guía para la Provisión de Servicio Meteorológico para las Operaciones Internacionales de Helicópteros. Documento WMO N° 842. Organización Meteorológica Mundial; Ginebra. Puede ordenarse de WMO vía Internet.