



Estudio de Impacto Ambiental para la perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 en CAN_100

ANEXO VIII- D Plan de respuesta a derrame de petróleo (OSRP, Oil Spill Response Plan)

Junio 2022

Proyecto No.:0582679



Oil Spill Response

EQN.MC.A.x-1 Oil Spill Response Plan (OSRP)

Equinor Argentina BV Sucursal Argentina

Versión final – Junio 2022

Fecha: 06/06/2022

INFORMACIÓN BREVE

Nombre del pozo	EQN.MC.A.x-1	Punto en tierra más cercano	Mar del Plata
Operador del pozo	Equinor	Distancia al punto más cercano	Aprox. 300 km
Latitud	40° 13' 02" S	Instalaciones más cercanas	Aguas brasileñas
Longitud	055° 22' 12" O	Prioridad de respuesta de Nivel 1	Equinor / Buque perforador
Nombre del buque perforador	Por determinar	Prioridad de respuesta de Nivel 2	Equinor
Número de contacto de la empresa de perforación	Por determinar	Prioridad de respuesta de Nivel 3	Equinor
Inventario máximo de Combustible	1350 m ³	Proveedor de control de la fuente	WWC / OSRL
Caudal del pozo en el peor de los casos	3380 m ³ /día durante 84 días	Previsión de engrase de la costa	No se prevé ninguno
Tipos de hidrocarburos ITOFF	Petróleo crudo del grupo II	Tiempo de navegación costa	Aprox. 17 horas

Referencia del plan: PRJ02303, Rev 02

Preparado por: Rosie Howatt, Dougal Fraser



GESTIÓN Y CONTROL DEL DOCUMENTO

Propiedad del documento	Información
Nombre del documento	EQN.MC.A.x-1 Oil Spill Response Plan (OSRP) Oil Spill Response Plan (OSRP)
Nombre de la empresa	Equinor Argentina BV Sucursal Argentina
Estado/versión del documento	Versión final – Junio 2022
Fecha de publicación	06/06/2022
Abreviatura del nombre	Equinor

Oil Spill Response Limited (OSRL) ha producido este Plan de respuesta a derrames de petróleo (OSRP), utilizando la información proporcionada por Equinor Argentina BV Sucursal Argentina (Equinor).

El presente OSRP es orientativo y debe ser probado, puesto en práctica y actualizado por Equinor para garantizar su validez durante un incidente real. OSRL no ofrece ninguna garantía ni aceptará ninguna responsabilidad en relación con el asesoramiento, la modelización u otra información contenida en el presente OSRP o con la comerciabilidad o adecuación para un fin determinado. Las variables por las que se produce un derrame de petróleo y las consecuencias en el medio ambiente solo pueden abordarse de forma individual.

El Director de guardia y el asesor técnico de OSRL están disponibles las 24 horas del día, los siete días de la semana, para este tipo de asesoramiento durante las etapas iniciales y las que se desarrollan en un incidente.

Revisión	Fecha de aprobación	Descripción	Autores	Revisor	Aprobación
00	25-08-2021	Borrador de trabajo del Plan de respuesta a derrames de petróleo para obtener comentarios de los clientes	Rosie Howatt, OSRL	Dougal Fraser, OSRL	Thais Colling Wenzel, OSRL
01	11/10/2021	Actualización después de los comentarios de los clientes para su traducción	Rosie Howatt, OSRL	Dougal Fraser, OSRL	Thais Colling Wenzel, OSRL
02	22/10/2021	Actualización después de los comentarios de los clientes para su traducción	Rosie Howatt, OSRL	Dougal Fraser, OSRL	Thais Colling Wenzel, OSRL
03	06/06/2022	Pequeñas correcciones a errores en los mapas y otras	Rosie Howatt, OSRL	Virginia Park Equinor	Jose Echeveste Equinor

Equinor revisará, modificará y actualizará este Plan de respuesta ante derrames de petróleo (OSRP, por sus siglas en Inglés), por las siguientes razones:

- Si hay cambios significativos en cualquier requisito legal relevante.
- Cuando se produzcan cambios significativos en las operaciones comerciales de Equinor, por ejemplo:
 - Reestructuración organizativa a nivel jerárquico.

- Cambios en la propiedad y/o en la explotación.
- Cambios significativos en el programa de perforación con fines de exploración.
- Cambios significativos en los riesgos identificados.
- Cambios significativos en la disponibilidad de recursos de respuesta a derrames de petróleo.
- Cambios significativos en el apoyo logístico disponible.
- Tras los ejercicios y/o incidentes de derrames de petróleo.
- Si el documento no se hubiera revisado en 5 años.

LISTA DE ABREVIATURAS

AFIP	Secretaría de Comercio y Dirección General de Aduanas de Argentina (Administración Federal de Ingresos Públicos)/Secretariat of Commerce and Argentine Tax and Customs Authority
AHTS	Buque remolcador de abastecimiento y manejo de anclas
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente posible en la práctica/As Low As Reasonably Practicable
API	Instituto Estadounidense del Petróleo/American Petroleum Institute
B727	Boeing 727 (avión dispersante)
BAOAC	Código relativo a la apariencia del petróleo del Acuerdo de Bonn/Bonn Agreement Oil Appearance Code
BOP	Preventores de reventones
CIM	Herramienta informática para la gestión de crisis
CMP	Plan de gestión de crisis
CMT	Equipo de gestión de crisis
CONAE	Comisión Nacional de Actividades Espaciales de Argentina/Argentina National Space Activities Commission
cP	centipoise
CR	Sala de control
DJAI	declaración jurada anticipada de importación
DSHA	situación definida de peligro y accidente
Equinor	Equinor Argentina BV Sucursal Argentina
EQN.MC.A.x-1	Nombre del pozo
ERA	Evaluación de riesgos ambientales
ERM	Gestión de recursos ambientales (Consultoría)
ERP	Plan de respuesta a emergencias
ERT	Equipo de respuesta a emergencias
ESI	Índice de sensibilidad ambiental
ESIA	Evaluación de impacto ambiental y social
FMM	Fundación Mundo Marino (Marine World Foundation)
FPM	Fundación Patagonia Natural (Patagonia Nature Foundation)
FSC	Responsable de la sección Finanzas
GDS	Reservas mundiales de dispersantes/Global Dispersant Stockpile
GIMAT	Equipo global de ayuda en la gestión de incidentes
G-IMST	Equipo global de soporte en la gestión de incidentes
GIS	Sistema de información geográfica/Geographic Information System
GOWRS	Sistema mundial de respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos/Global Oiled Wildlife Response System
GRN	Red global de respuesta/Global Response Network
HSE	Salud, Seguridad, Medio Ambiente
IAP	Plan de acción del incidente
IBC	Contenedor intermedio a granel
IC	Jefe de operaciones del incidente
ICC	Centro de mando de incidentes
ICS	Sistema de mando de incidentes
IFO	Fueloil intermedio
IMH	Manual de gestión de incidentes
IMO	Organización Marítima Internacional/International Maritime Organization
IMP	Plan de gestión de incidentes
IMS	Sistema de gestión de incidentes
IMT	Equipo de gestión de incidentes
IPIECA	Asociación mundial de la industria de petróleo y gas para promover el desempeño ambiental y social/International Petroleum Industry Environmental Conservation Association
ISB	Quema in situ

ISO	Organización Internacional de Normalización/International Organisation for Standardisation
ITOPF	Federación internacional anticontaminación de los armadores de buques tanque/International Tanker Owners Pollution Federation
UICN	Unión internacional para la conservación de la naturaleza/International Union for Conservation of Nature
KSAT	Kongsberg Satellite Services
LTi	Lesión con pérdida de tiempo
LSC	Responsable de la sección logística
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques/International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MDA	MacDonald, Detwiler and Associates Ltd (proveedor de satélites)
MDO	Combustible diésel marino
MGO	Gasóleo marino
MODU	Unidad móvil de perforación costa afuera
NADF	Fluido de perforación no acuoso
NEBA	Análisis de beneficios medioambientales netos/Net Environmental Benefit Analysis
OIM	Director de la instalación costa afuera
Convenio OPRC	Convenio internacional sobre preparación, respuesta y cooperación en materia de contaminación por hidrocarburos (1990)
OSC	Responsable de la sección Operaciones
O-SC	Jefe de operaciones en el lugar del incidente
OSCAR	Contingencia y respuesta a derrames de petróleo (herramienta de modelización de derrames de petróleo)/Oil Spill Contingency And Response
OSRP	Plan de respuesta a derrames de petróleo
OSRA	Análisis de respuesta a derrames de petróleo
OSRO	Organización de la respuesta a derrames de petróleo
OSRL	Oil Spill Response Limited
PLANACON	Plan nacional de contingencia para Argentina
POB	Personas a bordo
POLREP	Informe de contaminación (Formulario)
PNA	Prefectura Naval Argentina
PPE	Equipo de protección personal
PSC	Responsable de la sección Planificación
psi	Unidad de medida de la presión
RAM	Matriz de evaluación de riesgos
ROV	Vehículo operado a distancia
RSC	Centro de respuesta y soporte de Equinor
SAF	Sea Alarm Foundation
SCAT	Técnica de evaluación de limpieza de costas/Shoreline Clean-up Assessment Technique
SCERP	Plan de respuesta de emergencia para el control de la fuente/Source Control Emergency Response Plan
SIMA	Evaluación de mitigación del impacto de derrames
SIRT	Conjunto de herramientas de respuesta a incidentes submarinos/Subsea Incident Response Toolkit
SLA	Acuerdo de nivel de servicio (con OSRL)
SOPEP	Plan de emergencia anticontaminación por hidrocarburos a bordo
SSDI	Inyección submarina de dispersantes
SSHP	Plan de seguridad y salud en el sitio
SVP	Vicepresidente sénior
TBD	Por determinar
TD	Profundidad objetivo
UAV	Vehículo aéreo no tripulado
UNESCO	Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura/United Nations Educational, Scientific, and Cultural Organization

VHF	Muy alta frecuencia
VOC's	Compuestos orgánicos volátiles
VOO's	Buques de oportunidad
WBDF	Fluido de perforación a base de agua
WWC	Wild Well Control

CONTENIDO

GESTIÓN Y CONTROL DEL DOCUMENTO.....	2
LISTA DE ABREVIATURAS.....	4
1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. PROPÓSITO	11
1.2. ALCANCE	11
1.3. USO DEL OSRP.....	15
1.4. INTEGRACIÓN CON OTROS PLANES	16
PLAN DE ACCIÓN.....	17
2. PLAN DE ACCIÓN	18
2.1. PROCEDIMIENTO DE ALERTA	18
2.2. LISTA DE VERIFICACIÓN COSTA AFUERA «INICIO RÁPIDO»	19
2.3. LISTAS DE VERIFICACIÓN EN TIERRA «INICIO RÁPIDO»	21
2.4. EVALUACIÓN DEL NIVEL DEL DERRAME DE PETRÓLEO Y NOTIFICACIONES.....	31
ESTRATEGIA Y RECURSOS	34
3. ESTRATEGIAS DE RESPUESTA.....	35
3.1. EVALUACIÓN DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO DEL DERRAME (SIMA) EN EL ESCENARIO DE RESPUESTA	35
3.2. TÉCNICAS DE RESPUESTA.....	36
3.3. CONSIDERACIONES TRANSFRONTERIZAS	47
4. RECURSOS DE RESPUESTA.....	48
4.1. CAPACIDAD DE RESPUESTA ESCALONADA.....	48
4.2. RECURSOS DE NIVEL 1.....	56
4.3. DISPOSICIONES DE NIVEL 2.....	57
4.4. DISPOSICIONES DE NIVEL 3 (OSRL)	60
4.5. VOLUNTARIOS	70
4.6. SALUD Y SEGURIDAD DEL PERSONAL DE RESPUESTA.....	71
4.7. GESTIÓN DE RESIDUOS.....	73
5. ORGANIZACIÓN DE LA RESPUESTA A DERRAMES DE PETRÓLEO	80
5.1. EQUIPO DE RESPUESTA A EMERGENCIAS (ERT) DE EQUINOR ARGENTINA.....	81
5.2. EQUIPO DE GESTIÓN DE INCIDENTES (IMT) DE EQUINOR	82
5.3. AMPLIACIÓN DEL IMT PARA INCIDENTES PROLONGADOS.....	84
5.4. INTERFAZ GUBERNAMENTAL CON EL IMT DE EQUINOR	88
5.5. CICLO DE PLANIFICACIÓN OPERATIVA	90
5.6. GUÍA Y LISTAS DE VERIFICACIÓN DE SECCIONES DEL ICS	94
6. JUSTIFICACIÓN.....	106
6.1. CARACTERÍSTICAS Y COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO	106
6.2. EVALUACIÓN DEL RIESGO DE DERRAME DE PETRÓLEO.....	114
6.3. RESUMEN DE RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO	117
6.4. SENSIBILIDADES AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICAS	131
6.5. GOBERNANZA DE DERRAMES DE PETRÓLEO Y PARTES INTERESADAS.....	147
6.6. DESMOVILIZACIÓN Y FIN DE LA EMERGENCIA	152

6.7.	ENTRENAMIENTO Y EJERCICIOS DE RESPUESTA A DERRAMES DE PETRÓLEO	155
APÉNDICES.....		159
APÉNDICE A.	DIRECTORIO DE CONTACTOS DE INCIDENTES DE DERRAMES DE PETRÓLEO	160
APÉNDICE B.	FORMULARIOS	161
APÉNDICE B.1.	GUÍA DE LA PNA PARA RECIBIR INFORMACIÓN SOBRE INCIDENTES CONTAMINANTES.....	162
APÉNDICE B.2.	SECRETARÍA DE ENERGÍA, SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS - CONTENIDO DE LOS REPORTES DE OCURRENCIA (RESOLUCIÓN 24/2004 ANEXO II).....	164
APÉNDICE B.3.	SECRETARÍA DE ENERGÍA, SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS - CONTENIDO DEL INFORME FINAL (RESOLUCIÓN 24/2004 ANEXO II).....	165
APÉNDICE B.4.	NOTIFICACIÓN DE GENERACIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS	166
APÉNDICE B.5.	FORMULARIOS DE NOTIFICACIÓN Y MOVILIZACIÓN DE OSRL	167
APÉNDICE B.6.	LISTA DE VERIFICACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO.....	168
APÉNDICE B.7.	ESTIMACIÓN DEL TAMAÑO DEL DERRAME DEL CÓDIGO DE APARIENCIA DEL PETRÓLEO (BAOAC) DEL ACUERDO DE BONN	170
APÉNDICE B.8.	SEGUIMIENTO MANUAL DE VERSIONES.....	173
APÉNDICE B.9.	FORMULARIO SIMA	174
APÉNDICE C.	EVALUACIÓN DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO DE DERRAMES (SIMA) PARA LA PLANIFICACIÓN DEL PEOR DE LOS CASOS	177
APÉNDICE D.	TÉCNICAS DE RESPUESTA	178
APÉNDICE D.1.	GUÍA DE CAMPO DE CONTENCIÓN Y RECUPERACIÓN EN EL MAR	178
APÉNDICE D.2.	GUÍA DE CAMPO DE APLICACIÓN DE DISPERSANTE EN SUPERFICIE	178
APÉNDICE E.	COREXIT EC 9500A.....	179
APÉNDICE F.	PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS DE DERRAMES DE PETRÓLEO.....	181
APÉNDICE F.1.	OBJETIVOS DEL PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS DE DERRAMES DE PETRÓLEO	181
APÉNDICE F.2.	FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES.....	181
APÉNDICE F.3.	OPERACIONES DE GESTIÓN DE RESIDUOS EN COSTA AFUERA	184
APÉNDICE F.4.	MINIMIZACIÓN DE RESIDUOS	184
APÉNDICE F.5.	TRATAMIENTO DE PETRÓLEO RECUPERADO Y EMULSIONES EN ARGENTINA.....	185
APÉNDICE G.	MONITOREO POSTERIOR AL DERRAME	186
APÉNDICE G.1.	MONITOREO POSTERIOR AL DERRAME	186
APÉNDICE G.2.	TERMINACIÓN DEL MONITOREO POSTERIOR AL DERRAME	187
APÉNDICE H.	PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE PETRÓLEO	188
APÉNDICE H.1.	MUESTREO Y ANÁLISIS DE DERRAMES DE PETRÓLEO.....	188
APÉNDICE I.	PLAN DE RESPUESTA A LA VIDA SILVESTRE.....	193
APÉNDICE I.1.	ORGANIZACIONES RELEVANTES DE VIDA SILVESTRE	193
APÉNDICE I.2.	PLANIFICACIÓN DE LA VIDA SILVESTRE IMPREGNADA DE HIDROCARBUROS	193
APÉNDICE I.3.	ORGANIZACIÓN DE RESPUESTA A LA VIDA SILVESTRE	193
APÉNDICE I.4.	PÁJAROS	194
APÉNDICE I.5.	TORTUGAS.....	195
APÉNDICE J.	PANDEMIA DE COVID 19: LIMITACIONES Y PRECAUCIONES.....	197

FIGURAS

Figura 1-1 Ubicación de CAN_100 y ubicación de perforación del pozo	14
Figura 2-1 Diagrama de flujo de las acciones iniciales	18
Figura 3-1 Proceso de selección de la técnica de respuesta	36
Figura 3-2 Diagrama de flujo para la toma de decisiones sobre dispersantes.....	41
Figura 3-3 Sistema de taponamiento submarino en Río de Janeiro.	45
Figura 3-4 Almacenamiento del sistema de taponamiento submarino y acceso rápido al muelle del puerto de Río de Janeiro.	46
Figura 3-5 Cronología de movilización del sistema de taponamiento submarino	46
Figura 4-1 Capacidad de respuesta escalonada de Equinor	51
Figura 4-2 Principales responsabilidades logísticas para la movilización de equipos	64
Figura 4-3 Responsabilidades de movilización de carga aérea del GDS.....	67
Figura 4-4 Responsabilidades de movilización de carga marítima del GDS	67
Figura 4-5 Jerarquía de residuos	77
Figura 4-6 Zonificación y diseño del sitio del derrame	78
Figura 5-1 Organización de respuesta a emergencias de Equinor para las operaciones en el pozo EQN.MC.A.x-1 en Argentina	81
Figura 5-2 Líneas de autoridad funcionales del ERT	82
Figura 5-3 Equipo de gestión de incidentes inicial de Equinor.....	82
Figura 5-4 Ejemplo de estructura del ICS para una respuesta que requiere recursos de Nivel 2	84
Figura 5-5 Estructura sugerida del ICS para incidentes que requieren recursos de respuesta de Nivel 3.....	85
Figura 5-6 Estructura de respuesta nacional de la PNA	89
Figura 5-7 Centros de servicio para operación zonales y locales	90
Figura 5-8 Ciclo de planificación del ICS	91
Figura 6-1 Procesos de meteorización que actúan sobre derrames en el medio marino.....	112
Figura 6-2: Viajes de alimentación de pardelas capirotaadas de dos colonias de cría	140
Figura 6-3 Sensibilidades en proximidad a la ubicación del pozo EQN. MC.A.x-1	141

TABLAS

Tabla 2-1 Nivel de capacidad de evaluación de derrames	31
Tabla 2-2 Evaluación del nivel	32
Tabla 2-3 Notificaciones externas	33
Tabla 4-1 Resumen de los recursos escalonados	52
Tabla 4-2 Resumen de los recursos de respuesta a derrames de Nivel 1 en el buque perforador y los buques de apoyo	56
Tabla 4-3 Requisitos logísticos para la aplicación de dispersantes desde buques costa afuera	59
Tabla 4-4 Requisitos logísticos costa afuera para la contención y recuperación en el mar.....	59
Tabla 4-5 Requisitos logísticos costa afuera para el buque remolcador de barreras	60
Tabla 4-6 Notificación y movilización de OSRL.....	60
Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	61
Tabla 4-8 Tiempos de respuesta de los aviones dispersantes (Boeing 727) en Argentina	65
Tabla 4-9 Información de los aeropuertos	66
Tabla 4-10 Normativa sobre residuos	74
Tabla 4-11 Fuentes de residuos.....	75
Tabla 4-12 Tipos de residuos para cada técnica de respuesta	75
Tabla 4-13 Componentes de los residuos	78

Tabla 5-1 Visión general de los aspectos prácticos cuando se pasa de una respuesta de Nivel 2 a una de Nivel 3	85
Tabla 6-1 Inventarios de almacenamiento de hidrocarburos en buque de perforación	106
Tabla 6-2 de apoyo al inventario de almacenamiento de hidrocarburos de buques	106
Tabla 6-3 Propiedades del petróleo	107
Tabla 6-4 Capacidad de dispersión química de Statfjord C	107
Tabla 6-5 Características de los hidrocarburos para otros petróleos operativos	108
Tabla 6-6 Resumen de los procesos de meteorización que actúan sobre el petróleo derramado en el medio marino y los efectos correspondientes en los esfuerzos de respuesta a los derrames de petróleo	113
Tabla 6-7 Escenarios considerados en la evaluación de riesgos	114
Tabla 6-8 Probabilidades de escenario de reventón	115
Tabla 6-9 Matriz de riesgos- Riesgos iniciales (pre-mitigación) (RM100)	115
Tabla 6-10 Matriz de riesgos – riesgos residuales	116
Tabla 6-11 Resumen de la entrada de modelización estocástica	117
Tabla 6-12 Principales resultados de la modelización estocástica submarina: impacto en la superficie del agua	118
Tabla 6-13 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto en el espesor de la superficie	119
Tabla 6-14 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto de la columna de agua	120
Tabla 6-15 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto en la superficie del agua	122
Tabla 6-16 Resultados clave del modelado estocástico de superficies: impacto del espesor de la superficie	123
Tabla 6-17 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto de la columna de agua	125
Tabla 6-18 Resumen de la entrada de modelado de trayectorias	127
Tabla 6-19 Resultados de la trayectoria - reventón submarino	127
Tabla 6-20 Resultados de trayectoria: reventón superficial	129
Tabla 6-21 Condiciones meteorológicas medias	131
Tabla 6-22 Tipos de línea de costa cerca de la operación	134
Tabla 6-23 Ubicación y ocurrencia estacional de organismos marinos	137
Tabla 6-24 Efectos del petróleo en algunos organismos marinos	138
Tabla 6-25 Áreas protegidas cerca de la ubicación del pozo	139
Tabla 6-26 Sensibilidades socioeconómicas que pueden verse afectadas por un gran derrame de petróleo en la ubicación del pozo	142
Tabla 6-27 Evaluación de la vulnerabilidad de los recursos biológicos y socioeconómicos e influencia de las opciones de respuesta	143
Tabla 6-28 Convenios y regulaciones aplicables en Argentina para la respuesta a derrames de petróleo ..	147
Tabla 6-29 Funciones y responsabilidades de las partes interesadas clave	149
Tabla 6-30 Procedimientos de desmovilización	152
Tabla 6-31 Puntos finales de limpieza de la línea costera (de acuerdo a la modelización realizada, no se prevé que el petróleo llegue a la costa)	153
Tabla 6-32 Matriz de Competencia de Respuesta (R 21904)	155
Tabla 6-33 GIMAT Competence Matrix (simplificada) (R 21904)	156
Tabla 6-34 Resumen y calendario sugeridos para el ejercicio de derrame de petróleo	156

1. INTRODUCCIÓN

Este Plan de respuesta a derrames de petróleo (OSRP) proporciona orientación en caso de un posible derrame de petróleo de Equinor Argentina BV Sucursal Argentina (Equinor) durante la campaña de perforación costa afuera en el pozo EQN.MC.A.x-1. Se ajusta a las buenas prácticas internacionales¹, ISO 15544:2000² y al Manual de la IMO sobre Evaluación del riesgo y preparación ante derrames de petróleo³. El esquema de preparación y respuesta escalonada de este OSRP es coherente con el OPRC Convention⁴ (Convención Internacional de Preparación, Respuesta y Cooperación ante la Contaminación por Aceite) y con el Plan nacional de contingencia para Argentina (PLANACON) establecido por la Ordenanza 8/98.

1.1. PROPÓSITO

En este OSRP se proporciona orientación al personal de respuesta a derrames relacionados con las operaciones de perforación exploratoria de Equinor.

Específicamente, este OSRP:

- Brinda orientación a los equipos de Gestión de crisis y Respuesta a emergencias de Equinor para responder y controlar un derrame de hidrocarburos asociado con las operaciones en Argentina.
- Define los requisitos internos y externos de alertas y notificaciones.
- Establece las funciones y responsabilidades del personal clave tras un incidente de derrame de petróleo.
- Proporciona orientación sobre la evaluación de derrames y la selección de la estrategia de respuesta para el Equipo de respuesta a emergencias (ERT) y el Equipo de gestión de incidentes (IMT) de Equinor, para proteger áreas sensibles y mitigar los efectos negativos.
- Identifica los recursos internos y externos disponibles con el fin de llevar a cabo una respuesta a los derrames y cómo deben movilizarse.

1.2. ALCANCE

Este OSRP cubre las siguientes operaciones de perforación exploratoria para el pozo EQN.MC.A.x-1 en Argentina:

- **Perforación:** Derrames de petróleo derivados de las actividades de perforación. El pozo EQN.MC.A.x-1 se encuentra en el bloque de licencias CAN_100, aproximadamente a 300 km de la costa del norte de Argentina, en la Cuenca del Colorado. La profundidad del mar en la ubicación del pozo es de 1527 m. La perforación del pozo estará a cargo de un buque perforador con posicionamiento dinámico apoyado por, al menos, dos buques de apoyo.
- **Puertos:** Derrames de petróleo provenientes de las actividades asociadas al puerto de Mar del Plata.
- **Soporte de campo:** Derrames de petróleo derivados de las actividades que involucran buques de apoyo.

¹ IPIECA, ITOPF e IOGP.

² International Standard (ISO) 15544, First Edition 2000-09-15, Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Requirements and guidelines for emergency response

³ International Maritime Organization; 2010 Edition

⁴ International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation (OPRC '90)

1.2.1. Resumen operativo

Resumen operativo				
Información del operador				
Operador del pozo	Equinor Argentina BV Sucursal Argentina			
Socios	YPF (35 %), Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. (30 %)			
Contratista de perforación	Por determinar			
Unidad perforadora	Por determinar			
Especificación de la unidad perforadora	Por determinar			
Información de campo				
Área de licencia	CAN_100 (Aguas Territoriales Argentinas)			
Clasificación operativa	Perforación con fines de exploración			
Nombres de los pozos	EQN.MC.A.x-1			
Coordenadas del pozo (latitud y longitud)	Latitud	40° 13' 02'' S,	Longitud	055° 22' 12'' O
Duración de la perforación (días)	60 días			
Período de perforación	Período de inicio estimado: Cuarto trimestre de 2022			
Línea mediana más próxima	110,63 km, Uruguay			
Punto en tierra más cercano	300 km al sudeste de la costa de Miramar, Buenos Aires, Argentina			
Zona protegida más cercana	Parque Atlántico Mar Chiquita (186 km)			
Instalaciones fijas más cercanas	Ninguna otra MODU costa afuera al norte de Argentina durante estas operaciones			
Información Operativa				
Tipos de hidrocarburos	Petróleo crudo (ITOPF Grupo III anticipado) Gasóleo marino (buques perforadores y buques de apoyo)			
Relación gas/petróleo (GOR)	155 Sm³/m³			
Caudal del pozo en el peor de los casos	EQN.MC.A.x-1	3380 m³/día durante 84 días		
Temperatura esperada del pozo	Menos de 100 °C			
Presión esperada del pozo a profundidad total (TD)	Menos de 10 K psi			
Alta presión y alta temperatura (HPHT)	No			
Inventario máximo de hidrocarburos	1350 m³			
Lodos de perforación	Sintéticos y a base de agua			
Profundidad del mar	1527 m			
Profundidad total del pozo (TD)	EQN.MC.A.x-1	4050 m bajo la superficie del mar		
Puerto operativo	Puerto de Mar del Plata			
Prioridad de respuesta de Nivel 1	Equinor			
Prioridad de respuesta de Nivel 2/3	Equinor / Prefectura Naval Argentina (PNA)			
Contratistas de respuesta a la contaminación	Oil Spill Response Limited (OSRL)			
Cantidad de buques de apoyo	Como mínimo, dos buques de apoyo			
Tiempo de traslado de la costa a las instalaciones	17 horas			

1.2.2. Visión general operativa

El pozo exploratorio de aguas profundas «EQN. MC.A.x-1» se encuentra en el bloque de licencia CAN_100, aproximadamente a 300 km de la costa del norte de Argentina, en la Cuenca del Colorado, con las siguientes coordenadas (WGS84): Latitud 40° 13' 02" S, longitud 055° 22' 12" O. Figura 1-1 muestra la ubicación de la licencia.

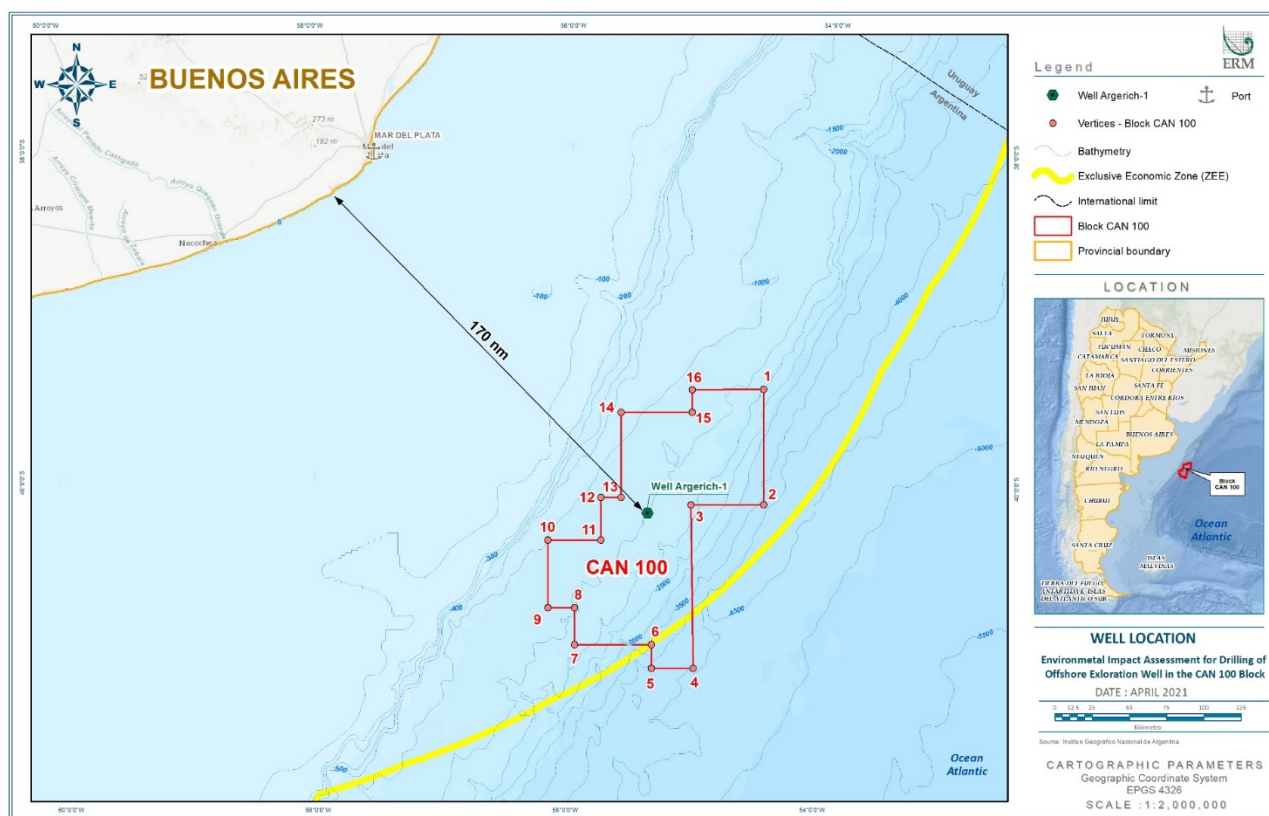


Figura 1-1 Ubicación de CAN_100 y ubicación de perforación del pozo

La perforación del pozo estará a cargo de un buque perforador con posicionamiento dinámico apoyado por, al menos, dos buques de apoyo. Está previsto que el buque perforador utilice gasóleo marino destilado (MGO)/combustible diésel marino (MDO) para sus motores y generadores.

La profundidad del mar en la ubicación de las instalaciones de perforación del pozo es de aproximadamente 1527 m. El pozo se perforará verticalmente hasta una profundidad objetivo (TD) de aproximadamente 4050 m por debajo del nivel medio del mar.

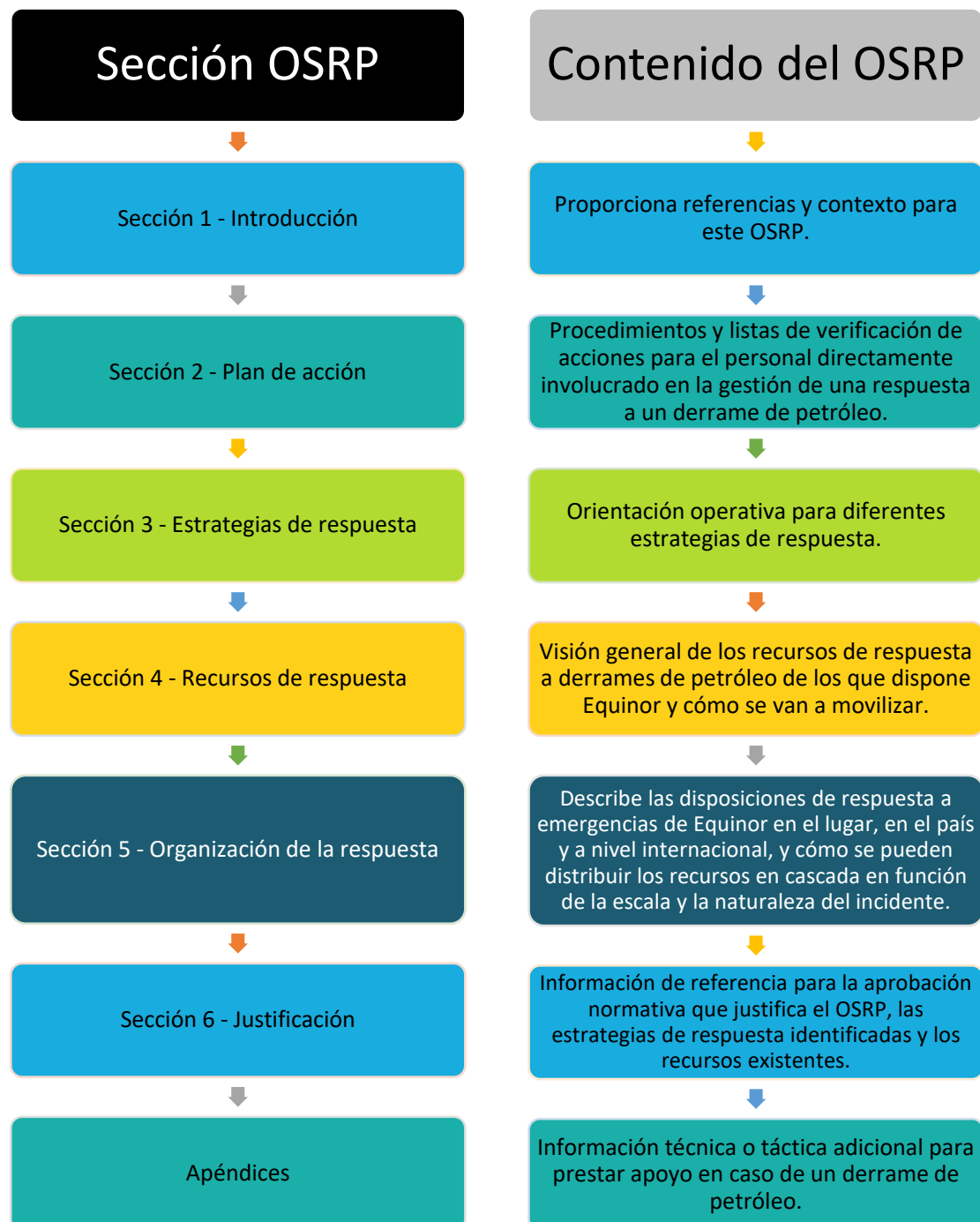
El tiempo de navegación desde el puerto de Mar del Plata hasta la ubicación de las instalaciones de perforación a 170 mn costa afuera es de 17 horas. Los buques de apoyo cargarán la mayor parte de los materiales en la base y los transportarán a la ubicación del pozo. Es probable que se realicen de 2 a 3 salidas por semana durante la perforación. Para el traslado de la tripulación hacia y desde el buque perforador se utilizará un helicóptero. Normalmente, la tripulación del buque perforador puede ser de unas 180 personas. Está previsto que haya un traslado en helicóptero por día.

1.3. USO DEL OSRP

Este OSRP es un documento independiente compuesto por seis secciones principales, más los Apéndices.

En caso de un derrame de petróleo, pase a la Sección 2 – Plan de

Las secciones 2 a 5 y los Apéndices deben utilizarse en caso de emergencia, y las secciones restantes se utilizan principalmente para consideraciones normativas, información de referencia y material de apoyo.



1.4. INTEGRACIÓN CON OTROS PLANES

Este OSRP interactúa con:

- Plan nacional de contingencia de Argentina (PLANACON), 1998
- Evaluación de Impacto Ambiental y Social (ESIA) de Equinor para EQN.MC.A.x-1, 2021
- Evaluación de riesgos ambientales (ERA) de Equinor para EQN.MC.A.x-1, 2021
- Análisis de respuesta a derrames de petróleo (OSRA) para EQN.MC.A.x-1, 2021
- Plan de gestión de incidentes (IMP) de Equinor Argentina, borrador, 2021.
- Manual de gestión de incidentes (IMH) de Equinor, enero de 2021
- Plan de gestión de crisis (CMP) de Equinor, borrador, 2021.
- Plan de respuesta de emergencia para el control de la fuente (SCERP) de Equinor, borrador, 2021.
- Plan de emergencia anticontaminación por hidrocarburos a bordo (SOPEP), borrador, 2021.

El SOPEP es el primer documento que hay que consultar en un derrame de petróleo desde el buque perforador. Si el derrame tiene el potencial de escalar más allá del alcance del SOPEP, active este OSRP.

PLAN DE ACCIÓN

2. PLAN DE ACCIÓN

2.1. PROCEDIMIENTO DE ALERTA



Figura 2-1 Diagrama de flujo de las acciones iniciales

2.2. LISTA DE VERIFICACIÓN COSTA AFUERA «INICIO RÁPIDO»

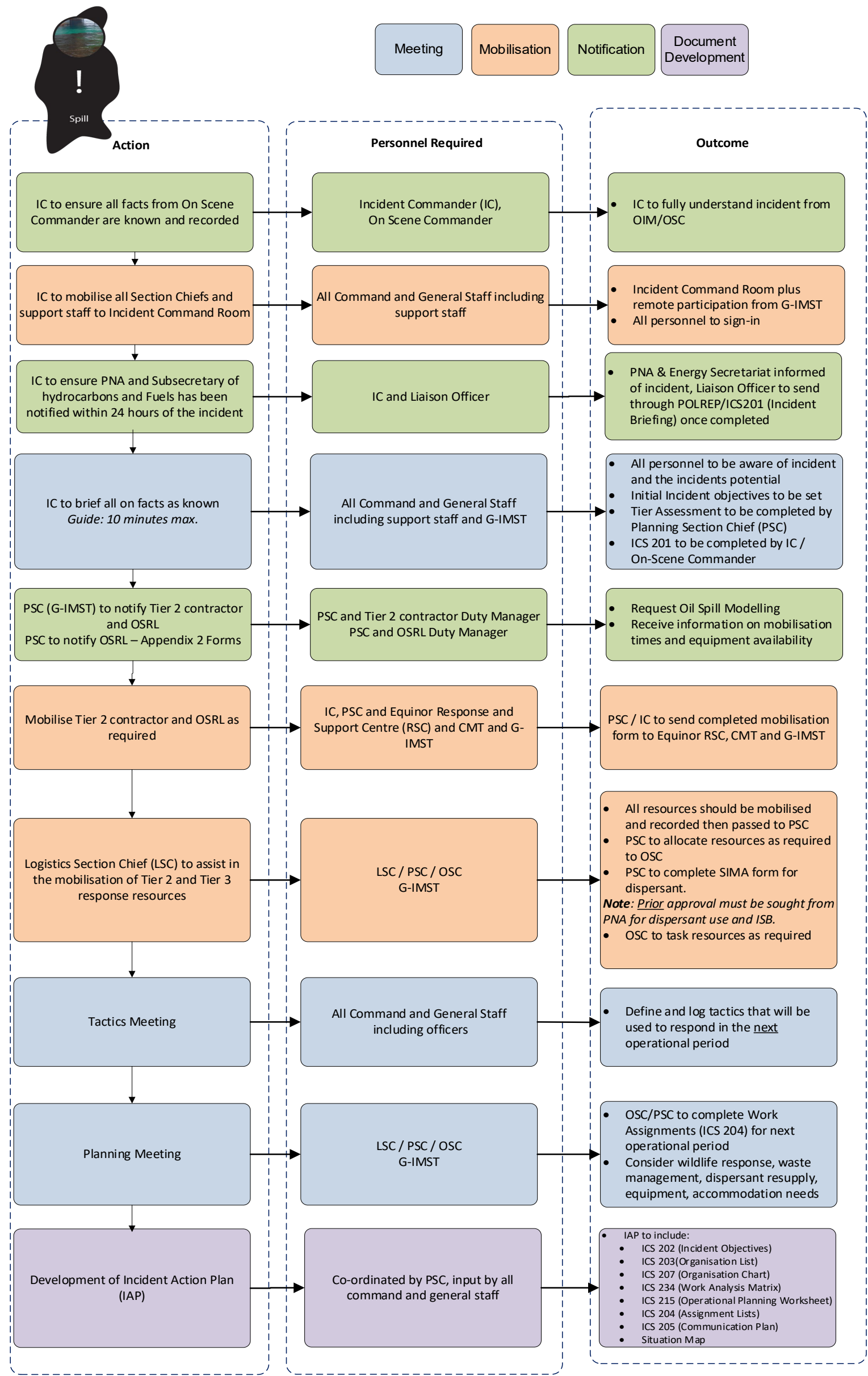
2.2.1. Jefe de operaciones en el lugar del incidente (a cargo del OIM) «Hoja de Inicio rápido»

Visión general del plan de acción de respuesta		Lista de verificación de respuestas		
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta	Notificaciones iniciales de alerta 🕒 5-20	✓	Información auxiliar
🕒 5-20	<ul style="list-style-type: none"> Responder a cualquier notificación de derrame Registrar todos los eventos hasta la fecha 	<p>Responder de forma inmediata a cualquier notificación de derrame de petróleo.</p> <p>Asumir que existe riesgo de incendio o explosión hasta que se demuestre lo contrario.</p> <p>Registrar todas las acciones realizadas/los recursos utilizados.</p> <p>El OIM tiene el papel de Jefe de operaciones en el lugar del incidente (O-SC) y notifica al Jefe de operaciones del incidente (IC) en Buenos Aires.</p>		Apéndice A – Directorio de contactos
	Movilización de recursos	Movilización de recursos 🕒 20-40		
🕒 20-40	<ul style="list-style-type: none"> Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada. 	<p>Recoger el equipo de protección personal (PPE), el equipo de seguridad y de comunicaciones y confirmar que funcionan correctamente.</p> <p>Hablar con el observador de derrames/la sala de control del buque y recopilar información sobre el derrame y la cuantificación inicial del volumen.</p> <p>Informar al IC para una sesión informativa y transmitir cualquier información adicional desde la notificación inicial.</p> <p>Reunir a todos los miembros del equipo de respuesta a emergencias (ERT) y proporcionarles información.</p> <p>Garantizar que se conocen los posibles peligros (por ejemplo, gases, vapores explosivos, riesgo de incendio y otros peligros) al utilizar equipos de respuesta o productos químicos. Conocer los puntos de reunión, las rutas de evacuación y el sistema de alerta en el lugar.</p> <p>Supervisar el despliegue de los recursos de respuesta al derrame adecuados para ese incidente.</p> <p>Consultar el Plan de respuesta a emergencias (ERP) para el buque/buque perforador y seguir las instrucciones correspondientes.</p>		Apéndice B.6 Lista de verificación para la evaluación de derrames de petróleo Apéndice B.7 Estimación del tamaño del derrame según el BAOAC
	Evaluación y cuantificación	Evaluación y cuantificación 🕒 40-50		
🕒 40-50	<ul style="list-style-type: none"> Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas) 	Después de la evaluación inicial, proporcionar más actualizaciones al Responsable de la sección Planificación (PSC) a medida que se disponga de más información.		
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria 🕒 50-60		
🕒 50-60	<ul style="list-style-type: none"> Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos 	Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas.		Apéndice A – Directorio de contactos
	Seguimiento y toma de muestras	Seguimiento y toma de muestras 🕒 60-70		
🕒 60-70	<ul style="list-style-type: none"> Seguimiento de derrames Reunir pruebas, si procede 	Hacer todo lo posible para seguir el movimiento y el comportamiento del petróleo derramado.		Consultar la Sección 3.2.1.1 Vigilancia Apéndice B.8 Seguimiento manual de la liberación
	Determinar la respuesta y los recursos	Determinar la respuesta y los recursos 🕒 70-100		
🕒 70-100	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimada Confirmar la coordinación de la respuesta Evaluar las estrategias y los recursos de respuesta 	<p>Contener y recuperar los derrames a bordo según las instrucciones.</p> <p>Considerar el uso de recursos de Nivel 1 para derrames en el mar y desplegar los recursos disponibles, si es seguro hacerlo.</p> <p>Si la PNA lo autoriza, aplicar dispersantes si lo solicita el IC (según lo definido por el Análisis de beneficios medioambientales netos (NEBA)/Evaluación de mitigación del impacto de derrames (SIMA)).</p> <p>Observar los procedimientos de seguridad correctos para las tareas que se lleven a cabo. Es decir, manipular equipos de contención y recuperación y/o equipos de pulverización de dispersantes.</p> <p>Evaluar constantemente los riesgos para su persona y para los demás miembros del equipo.</p>		Estrategias de respuesta, Sección 3 Estrategias de respuesta, Sección 3
	Acciones de respuesta en curso	Acciones de respuesta en curso 🕒 100→		










<div><div><div></div></div><div>100 →</div></div>	<ul style="list-style-type: none">Continuar el monitoreo y la evaluaciónMantener las comunicaciones con el IMTIniciar la investigación	Recuperar y limpiar el equipo y, si es necesario, reparar todo el equipo después de su uso.		
		Limpiar/descontaminar en un sitio identificado previamente.		
		Recopilar el registro y cualquier problema y transmitirlo al IC.		
		Informar de cualquier daño en el equipo y transmitirlo al IC.		

2.3. LISTAS DE VERIFICACIÓN EN TIERRA «INICIO RÁPIDO»

El siguiente diagrama sirve para ayudar al Jefe de operaciones del incidente (IC) en las primeras etapas de un incidente, para garantizar que se completen las acciones clave. **Consultar:** Inicio rápido: Listas de verificación de acciones para cada puesto.



2.3.1. Jefe de operaciones del incidente (IC) Inicio rápido

Visión general del plan de acción de respuesta		Lista de verificación de respuestas		
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta	Notificaciones iniciales de alerta  5-20	✓	Información auxiliar
 5-20	<ul style="list-style-type: none">Establecer problemas de seguridad/accionesEstablecer parámetros del derrame	Al recibir una alerta de un derrame de petróleo del Jefe de operaciones en el lugar del incidente de Equinor, asumir el papel de Jefe de operaciones del incidente (IC) y establecer el estado de seguridad/derrame.		
		Para los derrames que requieran recursos de Nivel 2/3, dirigirse al Centro de mando de incidentes (ICC) correspondiente ⁵ .		
		En función de la escala del incidente, decidir el alcance de la movilización del Equipo de gestión de incidentes (IMT). Si el incidente es menor y está bajo el control del ERT (Nivel 1) sin necesidad de asistencia o asesoramiento adicional, el Jefe de operaciones en el lugar del incidente se mantendrá en contacto con el IC sin necesidad de más apoyo del IMT.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Para todos los derrames que entren en el agua (independientemente del tamaño del derrame), asegurarse de que se informa al Oficial de enlace en tierra.		Apéndice A – Directorio de contactos
		Notificar al Centro de respuesta y soporte (RSC) de Equinor, al Responsable de personal/Equipo de gestión de crisis (CMT) y al Equipo global de soporte en la gestión de incidentes (G-IMST) de Equinor Solo el G-IMST de Equinor puede <u>movilizar</u> a Oil Spill Response Limited (OSRL) - acordar quién <u>notificará</u> a OSRL del incidente.		Apéndice B – Formularios
	Movilización de recursos	Movilización de recursos  20-40		
 20-40	<ul style="list-style-type: none">Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada.	Si el incidente supera la capacidad de Nivel 1 costa afuera, activar el ICC y movilizar a todos los responsables de sección y al personal de apoyo al ICC. Llevar a cabo una sesión informativa sobre el incidente y ayudar al Responsable de la sección Planificación (PSC) en el desarrollo de un Plan de acción ante incidentes (IAP) inicial.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Coordinar con el IMT de Nivel 2 y el Responsable de la sección Logística (LSC) la movilización del equipo de respuesta de Nivel 1/2. El IC puede autorizar la movilización de recursos de Nivel 1/2.		Disposiciones de Nivel 2, Sección 4.3 Apéndice A – Directorio de contactos
		Autorizar el desarrollo de un Plan de acción ante incidentes (IAP) completo, coordinado por el PSC.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Autorizar cualquier solicitud de asistencia de los buques de apoyo/buques de oportunidad (VOO) si es necesario.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Coordinar con el IC y, si se acuerda con el Jefe de operaciones en el lugar del incidente, notificar y movilizar a Oil Spill Response Limited (OSRL). Nota: solo las autoridades de aviso nominadas confirmadas pueden movilizar a OSRL.		Apéndice A – Directorio de contactos
	Evaluación y cuantificación	Evaluación y cuantificación  40-50		
 40-50	<ul style="list-style-type: none">Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas)	Coordinar con el PSC para completar una evaluación adicional del derrame de petróleo con respecto al tipo de petróleo, la estimación de los volúmenes y el movimiento de la mancha.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Para cualquier incidente de reventón de un pozo, asumir siempre el peor de los casos (Nivel 3).		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria  50-60		
 50-60	<ul style="list-style-type: none">Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos	Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas (la notificación a la Prefectura Naval Argentina (PNA) y la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles por parte del Oficial de enlace es la notificación externa clave)		Apéndice A – Directorio de contactos Apéndice B – Formularios
		En colaboración con el PSC, desarrollar un calendario de reuniones para el próximo período operativo.		
	Seguimiento y toma de muestras	Seguimiento y toma de muestras  60-70		

⁵ El Equipo de gestión de incidentes (IMT) tendrá su sede predominantemente en Buenos Aires (Argentina), pero habrá varias sucursales en otras ciudades, incluidas Río de Janeiro (Brasil), Houston (EE. UU.) y Stavanger (Noruega).

Versión final – Junio 2022
Fecha de emisión: 06/06/2022

22 de 197

Oil Spill Response Ltd.

<div><div>🕒</div><div>60-70</div></div>	<ul style="list-style-type: none">Seguimiento de derramesReunir pruebas, si procede	Si es necesario, autorizar a uno de los buques de apoyo/VOO para que monitoree el derrame de petróleo, registre el movimiento del derrame a lo largo del tiempo y la intemperización del petróleo. Si es posible, utilizar cualquiera de los helicópteros de cambio de tripulación para determinar el movimiento del derrame.		Apéndice A – Directorio de contactos
		Si es seguro hacerlo, solicitar al buque de apoyo que obtenga muestras del petróleo. Asegurar que se sigue el procedimiento adecuado y que se aplican las etiquetas de las muestras de petróleo.		Apéndice H - Procedimiento de toma de muestras de petróleo

	Determinar la respuesta y los recursos		✓	Información auxiliar
<div><div>🕒</div><div>70-100</div></div>	<ul style="list-style-type: none">Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimadaConfirmar la coordinación de la respuestaEvaluar las estrategias y los recursos de respuesta	Determinar la respuesta y los recursos 🕒 70-100 Coordinar con los responsables de sección la elaboración de una estrategia de respuesta adecuada. Determinar si el petróleo recogido parece compatible para realizar pruebas de eficacia de los dispersantes a bordo. En caso favorable, el Oficial de enlace deberá solicitar la aprobación de la PNA para realizar una prueba inicial de pulverización de dispersante, a fin de determinar si se trata de una estrategia viable. Confirmar la coordinación de la respuesta para la evaluación de nivel identificada. Determinar si la fauna es vulnerable (especialmente las aves marinas en la superficie del agua, los peces y los mamíferos marinos). Identificar los recursos requeridos y aprobar el uso de personal adicional. Asegurarse de que se complete la sesión informativa sobre el incidente (ICS 201) y se envíe a Equinor a través del software y los canales definidos		Estrategias de respuesta, Sección 3 Evaluación de niveles, Sección 2.4.1 Sensibilidades ambientales y socioeconómicas, Sección 6.4
	Acciones de respuesta en curso			
<div><div>🕒</div><div>100 →</div></div>	<ul style="list-style-type: none">Continuar el monitoreo y la evaluaciónMantener comunicaciones con las autoridadesIniciar la investigación	Acciones de respuesta en curso 🕒 100→ Aportar información a la Reunión de comandancia y personal general, a la Reunión de planificación y a la Sesión informativa de operaciones. Aprobar y autorizar la implementación del Plan de acción ante incidentes (IAP). Seguir monitoreando y revisando la respuesta en curso, el clima y el impacto en el medio ambiente. Transmitir todos los detalles del incidente al Centro de respuesta y soporte (RSC), al CMT y al G-IMST de Equinor Si el incidente pasa a una respuesta de Nivel 3, solicitar la movilización del IMT de Nivel 3 a través del Centro de respuesta y soporte (RSC), el CMT y el G-IMST de Equinor Mantener una comunicación periódica y proporcionar actualizaciones frecuentes a la PNA y a la Secretaría de Energía en colaboración con el Oficial de enlace. Iniciar cualquier programa de monitoreo posterior al derrame según corresponda.		Ciclo de planificación operativa, Sección 5.5 Apéndice A – Directorio de contactos Apéndice A – Directorio de contactos Apéndice A – Directorio de contactos


2.3.2. Responsable de la sección Planificación (PSC) «Hoja de Inicio rápido»


Visión general del plan de acción de respuesta		Lista de verificación de respuestas		
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta	Notificaciones iniciales de alerta 🕒 5-20	✓	Información auxiliar
🕒 5-20	<ul style="list-style-type: none">Establecer problemas de seguridad/accionesEstablecer parámetros del derrame	Al recibir una alerta de un derrame de petróleo del IC, asumir el papel de PSC. Dirigirse al Centro de mando de incidentes (ICC) correspondiente ⁵ .		Apéndice A – Directorio de contactos
	Movilización de recursos	Movilización de recursos 🕒 20-40		
🕒 20-40	<ul style="list-style-type: none">Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada.	Después de la sesión informativa sobre el incidente, comenzar a desarrollar el IAP inicial según lo aprobado por el IC.		Ciclo de planificación operativa, Sección 5.5
		Recibir información de los buques de apoyo/VOO que llevan a cabo la evaluación adicional del derrame de petróleo con respecto al tipo de petróleo, la cuantificación del petróleo y el movimiento de la mancha y transmitir todo al IC.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Asegurarse de que el Director de guardia de OSRL sea notificado del incidente para iniciar el proceso de determinación del equipo disponible/apropiado y los tiempos de movilización.		Apéndice A – Directorio de contactos
		Asignar recursos según lo requiera el ERT de Nivel 1 a través del Jefe de operaciones en el lugar del incidente (O-SC).		
	Evaluación y cuantificación	Evaluación y cuantificación 🕒 40-50		
🕒 40-50	<ul style="list-style-type: none">Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas)	En colaboración con el IC, completar la evaluación de nivel basada en la información recibida del O-SC, con aportes de los buques de apoyo/VOO que evalúan más a fondo el derrame de petróleo.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Para cualquier incidente de reventón de un pozo, asumir siempre el peor de los casos (Nivel 3).		
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria 🕒 50-60		
🕒 50-60	<ul style="list-style-type: none">Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos	Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas.		Apéndice A – Directorio de contactos Apéndice B – Formularios
		En colaboración con el IC, desarrollar un calendario de reuniones para el próximo período operativo y completar el ICS230 (Calendario de reuniones). Distribuir a toda la Comandancia y al personal general.		
	Seguimiento y toma de muestras	Seguimiento y toma de muestras 🕒 60-70		
🕒 60-70	<ul style="list-style-type: none">Seguimiento de derramesReunir pruebas, si procede	Si es necesario, ayudar a movilizar uno de los buques de apoyo/VOO para que monitoree el derrame de petróleo, registre el movimiento del derrame a lo largo del tiempo y la intemperización del petróleo. Si es posible, utilizar cualquiera de los helicópteros de cambio de tripulación para determinar el movimiento del derrame.		Apéndice A – Directorio de contactos
		Para incidentes de Nivel 2/3, contactar con OSRL para realizar la modelización inicial del derrame de petróleo.		La modelización se puede solicitar en el formulario de notificación de OSRL Apéndice B – Formularios

	Determinar la respuesta y los recursos		✓	Información auxiliar
<div><div></div><div>70-100</div></div>	<ul style="list-style-type: none">• Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimada• Confirmar la coordinación de la respuesta• Evaluar las estrategias y los recursos de respuesta	Determinar la respuesta y los recursos <div></div> 70-100		
		Coordinar con el LSC, el Responsable de la sección Operaciones (OSC), el Responsable de administración/registro y el OIM el desarrollo de las estrategias de respuesta adecuadas.		Estrategias de respuesta, Sección 3
		Determinar los recursos necesarios y el personal adicional necesario para la sección Planificación.		
		En colaboración con el IC, rellenar el formulario de movilización de OSRL y solicitar la aprobación del RSC, CMT y G-IMST		Apéndice B – Formularios
		Completar NEBA/SIMA para uso de dispersantes en Argentina. Actualmente no existe un proceso predefinido para solicitar la autorización de uso de dispersantes en el país. Por ello, en colaboración con el Oficial de enlace, se debe comunicar con la PNA para solicitar permiso para usar dispersantes.		Apéndice B.9 Formulario SIMA Apéndice A – Directorio de contactos Estrategias de respuesta, Sección 3 Sensibilidades ambientales y socioeconómicas, Sección 6.4
		Acciones de respuesta en curso <div></div> 100→		
<div><div></div><div>100 →</div></div>	<ul style="list-style-type: none">• Continuar el monitoreo y la evaluación• Mantener las comunicaciones con el IMT• Iniciar la investigación	Encabezar, dirigir y documentar la Reunión de comandancia y personal general.		Ciclo de planificación operativa, Sección 5.5
		Prepararse para la Reunión de planificación y celebrarla a la hora acordada.		
		Aportar actualizaciones en la Reunión de comandancia y personal general, la Reunión de tácticas y la Sesión informativa de operaciones.		
		Tener en cuenta la gestión de residuos, el reabastecimiento de dispersantes, el equipamiento y las necesidades de alojamiento.		
		Coordinar el desarrollo del IAP. Asegurarse de que cada responsable de sección complete los formularios y la secciones pertinentes del IAP y los recopile en un solo documento. Distribuir al IC y al Personal de mando.		
		Seguir monitoreando y revisando la respuesta en curso y anticipar los recursos adicionales o el personal requerido.		
		Transmitir todos los detalles del incidente al IC.		







2.3.3. Responsable de la sección Operaciones (OSC) «Hoja de Inicio rápido»





Visión general del plan de acción de respuesta		Lista de verificación de respuestas		
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta	Notificaciones iniciales de alerta ⌚ 5-20	✓	Información auxiliar
⌚ 5-20	<ul style="list-style-type: none">Establecer problemas de seguridad/accionesEstablecer parámetros del derrame	Al recibir una alerta de un derrame de petróleo del ICC, informar y poner al corriente al Jefe de operaciones del incidente (IC).		
		Para los derrames que requieran recursos de Nivel 2/3, dirigirse al Centro de mando de incidentes (ICC) correspondiente ⁵ .		Apéndice A – Directorio de contactos
	Movilización de recursos	Movilización de recursos ⌚ 20-40		
		En función de las comunicaciones iniciales con el IC, el OIM (O-SC) acuerda la movilización de recursos de Nivel 1 y si se pueden requerir recursos adicionales.		Apéndice A – Directorio de contactos
⌚ 20-40	<ul style="list-style-type: none">Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada.	Evaluar las acciones de respuesta del ERT de Nivel 1 y proporcionar los recursos adicionales que requiera el O-SC.		
		Mantener un registro de todos los recursos movilizados y transmitirlo al PSC.		
		Tras la evaluación del derrame por parte del PSC y el IC, movilizar los recursos y el personal adicionales según corresponda.		Apéndice A – Directorio de contactos
	Evaluación y cuantificación	Evaluación y cuantificación ⌚ 40-50		
⌚ 40-50	<ul style="list-style-type: none">Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas)	Tras la nueva evaluación del derrame por parte del PSC y el IC, movilizar los recursos y el personal adicionales según corresponda.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
		Para cualquier incidente de reventón de un pozo, asumir siempre el peor de los casos (Nivel 3).		
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria ⌚ 50-60		
⌚ 50-60	<ul style="list-style-type: none">Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos	Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas.		Apéndice A – Directorio de contactos
	Seguimiento y toma de muestras	Seguimiento y toma de muestras ⌚ 60-70		
⌚ 60-70	<ul style="list-style-type: none">Seguimiento de derramesReunir pruebas, si procede	Si es necesario, ayudar a movilizar uno de los buques de apoyo/VOO para que monitoree el derrame de petróleo, registre el movimiento del derrame a lo largo del tiempo y la intemperización del petróleo. Si es posible, utilizar cualquiera de los helicópteros de cambio de tripulación para determinar el movimiento del derrame.		Apéndice A – Directorio de contactos
		Solicitar a los buques de apoyo que obtengan muestras del derrame. Asegurar que se sigue el procedimiento adecuado y que se aplican las etiquetas de las muestras de petróleo.		Apéndice H - Procedimiento de toma de muestras de petróleo
	Determinar la respuesta y los recursos	Determinar la respuesta y los recursos ⌚ 70-100		
		Coordinar con el LSC, el PSC, el Responsable de administración/registro y el OIM el desarrollo de las estrategias de respuesta adecuadas.		Estrategias de respuesta, Sección 3
⌚ 70-100	<ul style="list-style-type: none">Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimadaConfirmar la coordinación de la respuestaEvaluar las estrategias y los recursos de respuesta	Dirigir el desarrollo de las tácticas para aplicar las estrategias de respuesta acordadas.		
		Determinar los recursos necesarios y el personal adicional necesario para la sección Operaciones.		
		Movilizar recursos y personal adicionales según lo requieran las estrategias y tácticas de respuesta acordadas		Apéndice B – Formularios
		Supervisar al personal de la Sección de Operaciones sobre el terreno para asegurarse de que se cumplan los objetivos de respuesta.		


	Acciones de respuesta en curso
 100 →	<ul style="list-style-type: none">Continuar el monitoreo y la evaluaciónMantener las comunicaciones con el IMTIniciar la investigación


Acciones de respuesta en curso  100→	✓	Información auxiliar
Prepararse para la Reunión de tácticas y operaciones y celebrarla a la hora acordada.		Ciclo de planificación operativa, Sección 5.5
Asistir a la Reunión de comandancia y personal general y a la Reunión de planificación y aportar toda la información disponible.		
Seguir monitoreando y revisando la respuesta en curso y anticipar los recursos adicionales o el personal requerido.		
Transmitir todos los detalles del incidente al IC.		

2.3.4. Responsable de la sección Logística (LSC) «Hoja de Inicio rápido»








Visión general del plan de acción de respuesta	
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta
 5-20	<ul style="list-style-type: none">Establecer problemas de seguridad/accionesEstablecer parámetros del derrame
	Movilización de recursos
 20-40	<ul style="list-style-type: none">Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada.
	Evaluación y cuantificación
 40-50	<ul style="list-style-type: none">Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas)
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria
 50-60	<ul style="list-style-type: none">Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos
	Seguimiento y toma de muestras
 60-70	<ul style="list-style-type: none">Seguimiento de derramesReunir pruebas, si procede
	Determinar la respuesta y los recursos
 70-100	<ul style="list-style-type: none">Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimadaConfirmar la coordinación de la respuestaEvaluar las estrategias y los recursos de respuesta








Lista de verificación de respuestas		
Notificaciones iniciales de alerta  5-20	✓	Información auxiliar
Al recibir una alerta de un derrame de petróleo del IC, asumir el papel de LSC.		
Para los derrames que requieran recursos de Nivel 2/3, dirigirse al Centro de mando de incidentes (ICC) correspondiente ⁵ .		Apéndice A – Directorio de contactos
Movilización de recursos  20-40		
Ayudar al IC y al PSC en la movilización de todos los recursos de Nivel 1/2.		Apéndice A – Directorio de contactos
Tras la evaluación del OSC de las acciones de respuesta del ERT de Nivel 1, determinar y suministrar las necesidades inmediatas en materia de recursos e instalaciones para el incidente.		
Evaluación y cuantificación  40-50		
Tras la nueva evaluación del derrame por parte del PSC y el IC, movilizar los recursos y el personal adicionales según corresponda.		Evaluación de niveles, Sección 2.4.1
Para cualquier incidente de reventón de un pozo, asumir siempre el peor de los casos (Nivel 3).		
Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria  50-60		
Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas.		Apéndice A – Directorio de contactos
Seguimiento y toma de muestras  60-70		
Si es necesario, ayudar a movilizar uno de los buques de apoyo/VOO para que monitoree el derrame de petróleo, registre el movimiento del derrame a lo largo del tiempo y la intemperización del petróleo. Si es posible, utilizar cualquiera de los helicópteros de cambio de tripulación para determinar el movimiento del derrame.		Apéndice A – Directorio de contactos
En colaboración con el OSC, una vez que los buques de apoyo obtienen muestras del derrame, asegurar que se sigue el procedimiento adecuado y que se aplican las etiquetas de las muestras de petróleo.		Apéndice H - Procedimiento de toma de muestras de petróleo
Determinar la respuesta y los recursos  70-100		
Coordinar con el OSC, el PSC, el Responsable de administración/registro, el IC y el OIM el desarrollo de las estrategias de respuesta adecuadas.		Estrategias de respuesta, Sección 3
Determinar los recursos necesarios y el personal adicional necesario para la sección Logística.		
Desarrollar y asesorar a todas las secciones del IMT sobre el proceso de solicitud y aprobación de recursos.		
Desarrollar un plan médico que identifique estaciones de asistencia médica, transporte médico, etc. durante todo el incidente.		
Desarrollar un plan de comunicaciones que identifique las líneas de comunicación y los equipos de comunicación disponibles durante todo el incidente.		
Asignar lugares de trabajo y tareas preliminares al personal de la sección.		
Pedir recursos para apoyar el desarrollo del IAP.		
Tener en cuenta y solicitar los requerimientos de apoyo, incluidos el transporte, los servicios médicos, etc.		Apéndice B – Formularios
Verificar los requerimientos de apoyo, informar a otras secciones de cualquier problema para obtener los recursos necesarios para la respuesta.		

	Acciones de respuesta en curso
 100 →	<ul style="list-style-type: none">Continuar el monitoreo y la evaluaciónMantener las comunicaciones con el IMTIniciar la investigación

Acciones de respuesta en curso  100→	✓	Información auxiliar
Prepararse para la Reunión de planificación y celebrarla a la hora acordada.		Ciclo de planificación operativa, Sección 5.5
Encabezar y aportar actualizaciones en la Reunión de comandancia y personal general, la Reunión de tácticas y la Sesión informativa de operaciones.		
Desarrollar las secciones adecuadas del IAP según lo solicitado por el PSC.		
Seguir monitoreando y revisando la respuesta en curso y anticipar los requisitos logísticos adicionales.		
Transmitir todos los detalles del incidente al IC.		

2.3.5. Oficial de enlace «Hoja de Inicio rápido»

Visión general del plan de acción de respuesta	
Tiempo (minutos)	Notificaciones iniciales de alerta
 5-20	<ul style="list-style-type: none">Establecer problemas de seguridad/accionesEstablecer parámetros del derrame
	Movilización de recursos
 20-40	<ul style="list-style-type: none">Movilizar los recursos necesarios en función de la situación observada.
	Evaluación y cuantificación
 40-50	<ul style="list-style-type: none">Llevar a cabo una evaluación del derrame (cantidades reales/estimadas)
	Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria
 50-60	<ul style="list-style-type: none">Realizar las notificaciones/formularios internos y externos requeridos
	Seguimiento y toma de muestras
 60-70	<ul style="list-style-type: none">Seguimiento de derramesReunir pruebas, si procede
	Determinar la respuesta y los recursos
 70-100	<ul style="list-style-type: none">Evaluar/determinar la respuesta de nivel real/estimadaConfirmar la coordinación de la respuestaEvaluar las estrategias y los recursos de respuesta
	Acciones de respuesta en curso
 100 →	<ul style="list-style-type: none">Continuar el monitoreo y la evaluaciónMantener las comunicaciones con el IMTIniciar la investigación

Lista de verificación de respuestas		
Notificaciones iniciales de alerta  5-20	✓	Información auxiliar
Al recibir una alerta de un derrame de petróleo del IC, asumir el papel de Oficial de enlace.		
Para los derrames que requieran recursos de Nivel 2/3, dirigirse al Centro de mando de incidentes (ICC) correspondiente ⁵ .		
Acordar con el IC la información que debe incluirse en la notificación inicial que se hará a la PNA.		Apéndice A – Directorio de contactos
Informar a la Secretaría de Energía		Apéndice B – Formularios
Movilización de recursos  20-40		
N/D		
Evaluación y cuantificación  40-50		
N/D		
Notificación a la empresa y a la autoridad estatutaria  50-60		
Garantizar que se completen todas las notificaciones internas y externas.		Apéndice A – Directorio de contactos
Si se contempla la aplicación de dispersantes o la quema in situ (ISB) como estrategias que podrían reducir el impacto del derrame en el medio ambiente, se debe solicitar la aprobación de la PNA (se puede realizar una pequeña prueba de pulverización limitada para verificar la eficacia del dispersante).		Apéndice C – Evaluación de mitigación del impacto de derrames (SIMA)
Seguimiento y toma de muestras  60-70		
N/D		
Determinar la respuesta y los recursos  70-100		
N/D		
Acciones de respuesta en curso  100→		
Mantenerse informado de las estrategias y tácticas de respuesta elegidas y decididas a lo largo del incidente.		
Acordar con el IC la información que se debe transmitir a la PNA y a la Secretaría de Energía		
Mantener un contacto regular con la PNA y la Secretaría de Energía		
Si así lo solicita la PNA/Secretaría de Energía, comunicarse con otros organismos gubernamentales relevantes después de la aprobación del IC.		
Asistir al Oficial de información en la elaboración de comunicados de prensa, quien deberá solicitar la aprobación del IC, el CMT y el G-IMST en Noruega antes de su publicación y ayudar a garantizar la coherencia de la información compartida con los socios y los organismos gubernamentales.		Véase Planes de respuesta a emergencias/crisis

2.4. EVALUACIÓN DEL NIVEL DEL DERRAME DE PETRÓLEO Y NOTIFICACIONES

La evaluación del nivel del derrame de petróleo, la matriz de notificación y el plan de acción del incidente proporcionan las herramientas iniciales necesarias para responder al incidente in situ:

- La evaluación de nivel se realizará costa afuera y estará a cargo del Jefe de operaciones en el lugar del incidente (O-SC) después de la liberación del derrame para determinar su gravedad, y esta información se transmitirá al IMT.
- Las notificaciones se llevarán a cabo según lo definido en la matriz de notificación tras la evaluación del nivel del derrame.
- El Plan de acción ante incidentes (IAP) será desarrollado por el IMT y puesto en práctica en respuesta al incidente.

2.4.1. Evaluación del nivel del derrame de petróleo

El principio de preparación y respuesta escalonadas es coherente con la convención OPRC, ya que ofrece un enfoque estructurado para establecer acuerdos de respuesta a los derrames de petróleo que pueden movilizarse y escalar para proporcionar una respuesta eficaz a un derrame de petróleo. Cualquier derrame de petróleo puede clasificarse en términos de su gravedad potencial en función de los factores que influyen en el tamaño (volumen de derrame definido por los estándares de rendimiento de Equinor), la ubicación y las posibles consecuencias para las personas, los activos, la reputación, la economía y el medio ambiente.

Utilizar la Tabla 2-1 para asignar un nivel de capacidad de respuesta al derrame. Los tres niveles de capacidad de respuesta definen los recursos de respuesta a derrames (como personal de respuesta, equipo y apoyo adicional) que puede ser necesario movilizar.

Tabla 2-1 Nivel de capacidad de evaluación de derrames

Nivel de capacidad	Definición
1	Capacidad necesaria para manejar un derrame local y/o capacidad necesaria para proporcionar una respuesta inicial hasta que se puedan movilizar recursos de Nivel 2 o Nivel 3
2	Capacidad regional necesaria para complementar una respuesta de Nivel 1, incluido el equipo general y las herramientas y servicios especializados
3	Recursos globales necesarios para derrames que requieren una respuesta adicional sustancial debido a la escala de incidentes, complejidad y/o potencial de impacto

Sobre la base de estos factores, se puede establecer el Nivel lo más rápido posible mediante la lista de verificación en la Tabla 2-2. **Asumir siempre el peor de los casos. PARA UN REVENTÓN DE POZO INCONTROLADO, PASAR INMEDIATAMENTE AL NIVEL 3.**

Tabla 2-2 Evaluación del nivel

Nivel 1: Es probable que los eventos sean pequeños y/o afecten a una zona localizada. Un derrame que requiere una respuesta de Nivel 1 puede resolverse utilizando los recursos disponibles y gestionados por Equinor. Consultar: Recurso de respuesta escalonada disponible, Sección 4.2	
<input type="checkbox"/> El derrame se produce dentro de la proximidad inmediata del sitio <input type="checkbox"/> Impacto ambiental menor <input type="checkbox"/> La capacidad de la unidad de negocio no se ve afectada <input type="checkbox"/> La fuente del derrame ha sido asegurada	<input type="checkbox"/> El derrame puede gestionarse por medio de recursos de Nivel 1 y personal de respuesta en el sitio <input type="checkbox"/> Poco interés mediático <input type="checkbox"/> Una sola lesión con pérdida de tiempo (LTI) asociada con el derrame, sin discapacidad
Nivel 2: Es probable que los eventos involucren una gama más amplia de impactos y partes interesadas. Un derrame que requiere una respuesta de Nivel 2 necesitará recursos fuera del área geográfica y puede requerir recursos y apoyo nacionales. Consultar: Recurso de respuesta escalonada disponible, Sección 4.3	
<input type="checkbox"/> Los recursos de Nivel 1 están desbordados, se requieren recursos adicionales <input type="checkbox"/> Impacto potencial en zonas sensibles y/o comunidades locales <input type="checkbox"/> La unidad de negocio se ve afectada por el derrame	<input type="checkbox"/> Hay otras situaciones de emergencia involucradas en el incidente, externas al derrame <input type="checkbox"/> La fuente del derrame no se puede asegurar inmediatamente <input type="checkbox"/> Atención de los medios locales/nacionales <input type="checkbox"/> Una sola LTI asociada con el derrame, con discapacidad
Nivel 3: Los eventos tienen el potencial de causar daños generalizados, afectar a muchas personas y desbordar las capacidades de los recursos locales, regionales e incluso nacionales. Consultar: Recurso de respuesta escalonada disponible, Sección 4.4	
<input type="checkbox"/> Un incidente que requiere la implementación de medidas de control de la fuente (es decir, reventón de pozo incontrolado) <input type="checkbox"/> Los recursos de Nivel 1 y 2 están desbordados, por lo que es necesario movilizar los recursos internacionales de Nivel 3 (OSRL) <input type="checkbox"/> La capacidad de la unidad de negocio se ve afectada de forma indefinida	<input type="checkbox"/> El derrame ha cruzado las fronteras marítimas internacionales <input type="checkbox"/> Impacto significativo en zonas sensibles y/o comunidades locales <input type="checkbox"/> Atención de los medios internacionales <input type="checkbox"/> El derrame conlleva múltiples LTI con discapacidad/muertes

2.4.2. Matriz de notificaciones

Las siguientes notificaciones externas deben ser realizadas por el Equipo de gestión de incidentes en tierra (IMT). El Jefe de operaciones del incidente (IC) hará las notificaciones iniciales a los organismos externos. Posteriormente, el Oficial de enlace supervisará todas las comunicaciones adicionales con las agencias normativas relevantes, como se detalla en Tabla 2-3. Hay un directorio de contactos en el Apéndice A y los formularios de notificación están disponibles en el Apéndice B.

Tabla 2-3 Notificaciones externas

Organización/ Organismo Regulador	Tipo de notificación	Plazo	Responsable de la notificación
PNA	Notificación del incidente a la PNA. https://www.argentina.gob.ar/prefectura naval/emergencias En caso de un incidente de derrame de petróleo, Equinor comunicará a la PNA por escrito su intención de realizar la limpieza del derrame. Véase la guía de la PNA para la notificación de incidentes contaminantes (Anexo 3 de PLANACON) en el Apéndice B.1	Inmediato	Jefe de operaciones del incidente
Secretaría de Energía - Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles	Notificación de incidentes importantes ⁶ (Anexo II Res 24/2004). Véase Formato del informe de incidentes en el Apéndice B.2	Dentro de las 24 horas posteriores al incidente	Jefe de operaciones del incidente
Secretaría de Energía - Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles	Informe final, Véase Formato del informe final del incidente en el Apéndice B.3	Dentro de los 30 días posteriores a la finalización de las tareas de control del incidente	Oficial de enlace
Secretaría de Control y Monitoreo Ambiental (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible)	Notificación de generación de residuos peligrosos. Véase el contenido de la notificación en el Apéndice B.4	Dentro de los 30 días posteriores al incidente	Oficial de enlace

⁶ Definición de incidente importante (de conformidad con la Resolución 24-2004, Anexo I):

- Liberación de fluidos con concentraciones de hidrocarburos superiores a 50 ppm y volumen > 5 m³
- Liberación de fluidos con concentraciones de hidrocarburos inferiores a 50 ppm y volumen > 10 m³
- Incendio y explosión/Liberación de vapores tóxicos
- Reventón de pozo
- Incidentes con fuentes radiactivas
- Cualquier incidente con productos químicos, inflamables o peligrosos utilizados en la operación, incluido el transporte.
- Cualquier incidente ambiental, independientemente de su magnitud, que adquiera relevancia por su impacto en la comunidad

ESTRATEGIA Y RECURSOS

3. ESTRATEGIAS DE RESPUESTA

3.1. EVALUACIÓN DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO DEL DERRAME (SIMA) EN EL ESCENARIO DE RESPUESTA

La selección de las opciones de respuesta más apropiadas implica, por lo general, la consideración de varios factores y compensaciones. Por consiguiente, se ha desarrollado un proceso estructurado para facilitar la selección de opciones de respuesta y apoyar el desarrollo de estrategias. Este proceso se conoce como Análisis de beneficios medioambientales netos (NEBA)⁷. El NEBA⁸ es un proceso que puede ayudar a Equinor y a las partes interesadas a tomar decisiones informadas sobre las opciones de respuesta más apropiadas para minimizar el impacto de los derrames de petróleo sobre las personas y el medio ambiente.

Para ayudar a llevar a cabo este proceso, se ha desarrollado un método cualitativo para realizar el proceso NEBA, conocido como Evaluación de mitigación del impacto de derrames (SIMA). En función de las características conocidas o anticipadas del escenario del derrame, realizar un SIMA, utilizando las cuatro etapas:

1. Recopilar y evaluar datos para comprender los posibles impactos del derrame e identificar las posibles opciones de respuesta.
2. Predecir los resultados/impactos para determinar si un enfoque de «monitorear y evaluar» sería una opción efectiva, además de considerar todas las demás técnicas.
3. Equilibrar las compensaciones sopesando una serie de beneficios e inconvenientes resultantes de cada opción de respuesta viable.
4. Seleccionar las mejores opciones de respuesta con el fin de planificar el enfoque para el incidente en función de qué combinación de herramientas y técnicas minimizará los impactos y promoverá la recuperación.

El resultado del proceso SIMA determinará la estrategia de respuesta más adecuada para el escenario específico del derrame. Los Asesores técnicos de OSRL están disponibles para apoyar el proceso SIMA durante un incidente. En el Apéndice B.9 puede encontrar un ejemplo de Formulario de Matriz SIMA (los compartimentos de recursos están adaptados a Argentina).

Se ha completado el SIMA para el escenario de planificación del peor de los casos y está disponible en el Apéndice C.

⁷ <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/response-strategy-development-using-net-environmental-benefit-analysis-neba/>

⁸ La industria del petróleo y el gas atraviesa una fase de transición para pasar potencialmente del Análisis de beneficios medioambientales netos a un término más apropiado que refleje mejor el proceso, sus objetivos y el conjunto de valores compartidos que conforman el marco de toma de decisiones, incluidos los aspectos ecológicos, socioeconómicos y culturales. Con el tiempo, el término Evaluación de mitigación del impacto de derrames (SIMA) puede sustituir al NEBA. Sin embargo, por el momento solo se está utilizando como un método cualitativo para llevar a cabo el proceso NEBA.

3.2. TÉCNICAS DE RESPUESTA

Al identificar el nivel de capacidad, el O-SC, el IC y el IMT pueden movilizar los recursos de respuesta adecuados para combatir el derrame, en función del tipo de petróleo derramado (es decir, petróleo crudo, gasóleo marino), la ubicación y los recursos disponibles (Sección 4).

Usar la Figura 3-1 como ayuda para responder a la toma de decisiones.

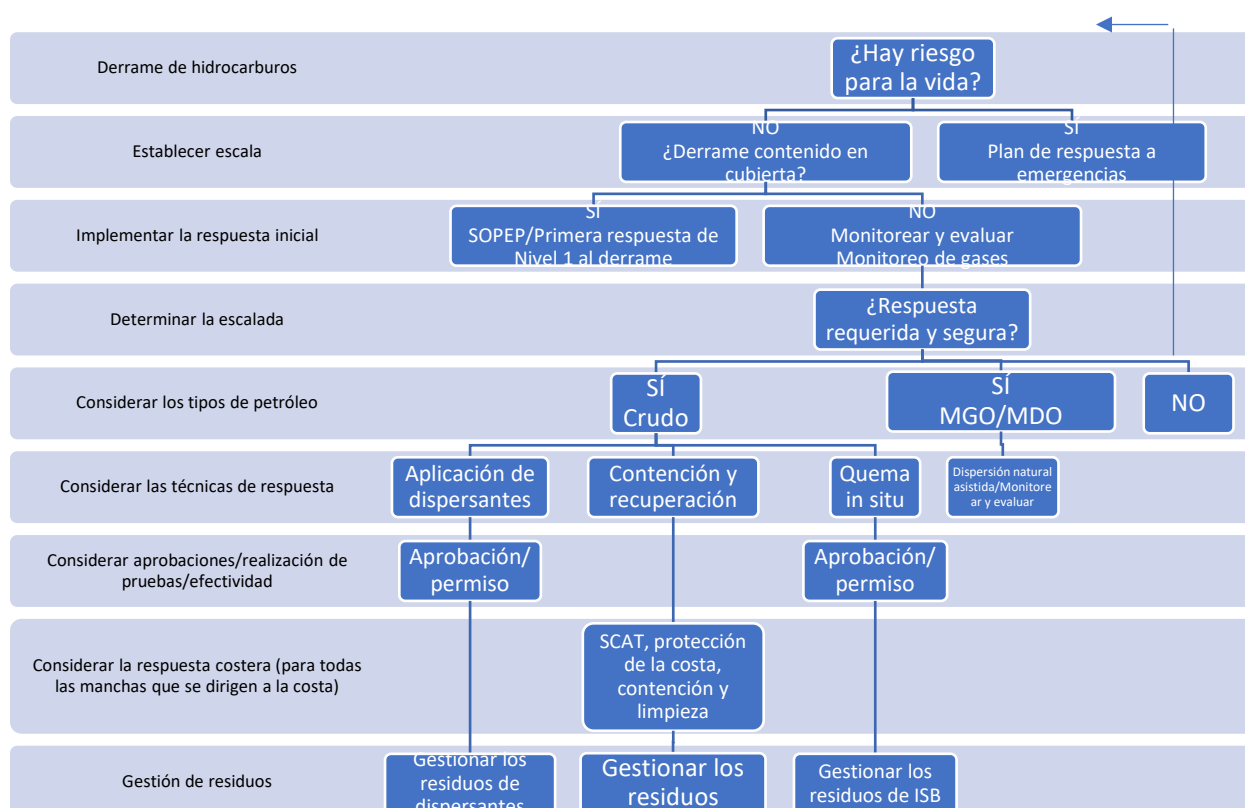


Figura 3-1 Proceso de selección de la técnica de respuesta

3.2.1. Evaluar el derrame

Una respuesta inicial a un derrame pequeño supone permitir que los procesos biológicos y físicos dispersen el petróleo de forma natural. La apariencia física de la mancha debe vigilarse estrechamente y, si se producen modificaciones en el petróleo o en las condiciones que puedan influir en el impacto percibido, deben considerarse recursos de respuesta alternativos y prepararse para su movilización.

Deben recogerse muestras de petróleo (si es seguro hacerlo), mediante frascos de vidrio para los requisitos de eficacia de los dispersantes y/o las pruebas de muestras en tierra.

3.2.1.1. Vigilancia

La vigilancia y el monitoreo comenzarán de inmediato, a través del despliegue de boyas de seguimiento, el uso de buques de apoyo con instrumentos que permitan rastrear el petróleo en el mar, el uso de imágenes satelitales y de un avión para vigilancia aérea al que Equinor tendrá acceso.

Con estas técnicas se realizará el monitoreo de la apariencia física de la mancha con el fin de evaluar el petróleo, las condiciones operativas y el impacto potencial, incluida la posible fauna en la trayectoria de la mancha. Para poder determinar cualquier modificación en el petróleo o en las condiciones que pueda influir en la respuesta, el monitoreo debe ser continuo.

También se utilizarán imágenes satelitales para ayudar a evaluar el derrame mediante los recursos disponibles de Equinor, incluidas las imágenes satelitales de la Comisión Nacional de Actividades Espaciales de Argentina (CONAE) y Kongsberg Satellite Services (KSAT).⁹ Equinor también puede recibir imágenes satelitales globales a través del acuerdo de OSRL con MacDonald, Detwiler and Associates Ltd (MDA).

3.2.1.2. Modelización

La modelización utiliza software especializado para predecir el movimiento y la intemperización del petróleo. Un equipo de modelización de guardia proporcionará los modelos de derrames de petróleo en superficie y/o subsuperficial utilizando el sistema de modelización de derrames de petróleo OILMAP a través de OSRL. Para la modelización se utilizarán las condiciones meteorológicas pronosticadas con datos actuales adaptados al modelo. Se solicitaría la modelización para todos los derrames, excepto para los más pequeños. El requisito de modelización de derrames de petróleo lo debe gestionar el IMT.

3.2.1.3. Visualización

El IMT de Equinor mostrará toda la información de respuesta pertinente en el ICC. Esto incluirá los resultados de vigilancia y modelización, cartografía y posiciones conocidas de los recursos.

3.2.2. Dispersión natural asistida para derrames de combustible diésel marino

La dispersión natural incorpora varios procesos de intemperización: propagación, emulsificación, evaporación, oxidación, disolución, dispersión o biodegradación (consultar la Sección 6.1.6). La efectividad de estos procesos varía en función de las propiedades del petróleo y el medio ambiente.

Los procesos de dispersión natural pueden reforzarse mediante la agitación de las hélices, por lo que puede aplicarse el «lavado de hélices» de un buque para ayudar mecánicamente a la ruptura y dispersión del petróleo. El buque a ser utilizado debe dirigirse a través del derrame centrándose en el borde principal de mayor espesor. Esto se suele recomendar para manchas de petróleo discontinuas con brillo de arcoíris. Por lo tanto, esta técnica sería apropiada para derrames pequeños de diésel/finos de petróleo y no para grandes derrames de crudo.

⁹ <https://www.ksat.no/earth-observation/environmental-monitoring/oil-spill-detection-service/>

3.2.3. Contención y recuperación en el mar

La contención y recuperación en el mar es una técnica de respuesta que se basa en la restricción del movimiento de los hidrocarburos mediante barreras y su posterior eliminación mediante desnatadores (skimmers). Las operaciones de contención y recuperación pueden ser necesarias en el caso de grandes derrames o de derrames que puedan afectar a zonas ambientalmente sensibles. Se usarán o se seguirán utilizando si el petróleo:

- ya no es compatible con los dispersantes
- amenaza las sensibilidades ambientales; y/o
- tiene pocas probabilidades de ser eliminado mediante procesos naturales

La viabilidad de una respuesta de contención y recuperación dependerá de la presencia, el espesor y la viscosidad del petróleo que sea posible contener y luego recuperar de la superficie del mar, y que las condiciones climáticas y marinas sean las adecuadas para el despliegue de equipos.

Las ventajas de esta opción de respuesta son que elimina el petróleo de la superficie del mar sin dispersión en la columna de agua. Sin embargo, se pueden recuperar grandes cantidades de residuos impregnados de hidrocarburos, lo que requiere su almacenamiento y posterior procesamiento.

La contención y recuperación en el mar se puede llevar a cabo con grandes barreras costa afuera operadas por uno o dos buques, en combinación con el uso de skimmers. Se pueden utilizar sistemas individuales, si están disponibles, lo que puede ofrecer algunas ventajas, aunque también presentan algunas desventajas potenciales (como tasas de encuentro más bajas). También hay que tener en cuenta que se necesitará un buque secundario o un medio para almacenar temporalmente y transportar el petróleo recuperado hasta su destino final. Todas las operaciones de contención y recuperación en el mar requieren además un método para el transporte y almacenamiento de la emulsión de petróleo recuperado. Se generan residuos sólidos y líquidos, lo que requerirá un almacenamiento adecuado a bordo del buque (es decir, contenedores intermedios a granel o IBC, tambores y tanques). Se necesitará un buque cisterna independiente para almacenar grandes volúmenes de petróleo recuperado.

Teniendo en cuenta la posibilidad de que el petróleo y la emulsión de petróleo tengan una baja viscosidad, la eficacia para la contención del petróleo en las barreras es limitada debido a la pérdida de petróleo por debajo de la barrera. Como regla general, se considera que una viscosidad superior a 1000 cP permite una contención eficaz. En el caso del petróleo «Statfjord C», el límite inferior para la recogida mecánica óptima se alcanza después de aproximadamente 1 a 9 horas tras un vertido en el mar a temperatura invernal (según la velocidad del viento) y de 1,5 horas a 1 día a temperatura estival (según la velocidad del viento).

No existe ninguna razón para suponer que se produzcan problemas especiales en la subida a un skimmer de desbordamiento tradicional para los petróleos Statfjord, ni como petróleo anhidro ni emulsionado. Es previsible que esto aumente a medida que se produce la evaporación y el petróleo se emulsiona para producir una emulsión de agua en petróleo mucho más viscosa. A medida que aumenta la viscosidad de la emulsión de petróleo, puede verse afectado el rendimiento de los skimmers y las bombas de transferencia.

Los siguientes factores podrían limitar la eficacia de la contención y respuesta costa afuera: la distancia costa afuera del pozo EQN.MC.A.x-1 (el tiempo de navegación es de aproximadamente 17 horas), la eficacia variable¹⁰ de las operaciones de contención y recuperación en el mar¹¹ y los resultados de la modelización del derrame de petróleo que muestren que el espesor máximo del petróleo en la superficie del mar de un derrame de crudo después de un reventón de un pozo submarino es petróleo metálico (que tiene un espesor esperado de 0,005 a 0,05 mm).

Las operaciones diurnas y nocturnas estarán sujetas a evaluaciones de seguridad, idoneidad de los equipos, instrumentación, buques y capacidades del personal.

Consultar Apéndice D.1 Guía de campo de contención y recuperación para obtener información detallada sobre la técnica de respuesta.

3.2.4. Quema in situ

La quema controlada in situ (ISB) es el término con el que se designa el proceso de quema de petróleo flotante en el mar, en el sitio de un derrame o cerca de este. Su efectividad depende de las propiedades y el espesor del petróleo, de la distancia a las zonas pobladas y de las condiciones meteorológicas (especialmente del viento y el oleaje). En general:

- Estado óptimo del petróleo: Petróleo fresco, sin intemperizar con un espesor de > 2-3 mm.
- A medida que el petróleo se intemperiza, es más difícil que entre en combustión, ya que los componentes volátiles de los petróleos se evaporan. Las condiciones óptimas de intemperización son: emulsificación < 20-25 % de contenido de agua, tiempo de exposición < 24-48 horas, evaporación < 25-30 %.
- Condiciones meteorológicas óptimas: viento < 10 m/s, altura de las olas < 1,5 m, corriente < 0,5 m/s.

La ISB puede dar lugar a una rápida eliminación del petróleo y genera muchos menos residuos que las operaciones de contención y recuperación en el mar. Para llevar a cabo la quema, es necesario concentrar el petróleo y aplicar una fuente de ignición. La quema de petróleo en el mar tiene, en condiciones ideales, el potencial de eliminar cantidades relativamente grandes de petróleo de la superficie del mar¹². Esta táctica elimina las manchas de petróleo de la superficie mediante la combustión. Produce una importante columna de humo compuesta principalmente por CO₂, agua y hollín. La reducción de la calidad del aire debido a los gases y las partículas puede ser una preocupación para el uso de la ISB, sin embargo, dada la distancia a la que se encuentra costa afuera, es poco probable que suponga un riesgo de reducción de la calidad del aire. Solo puede utilizarse si hay suficiente apoyo de buques, ya que esta técnica requiere dos buques remolcadores de barreras, un buque de mando, una embarcación de encendido/seguridad y apoyo de vigilancia aérea.

¹⁰ La eficiencia de este método puede variar ampliamente, con una recuperación típica de entre el 5 y el 20 % del volumen inicial derramado.

¹¹ IPIECA-IOGP 2015 – At Sea Containment and Recovery, Good practice guidelines for incident management and emergency response personnel. Informe 522

¹² ITOPF Response Techniques: In Situ Burning. <http://www.itopf.com/knowledge-resources/documents-guides/response-techniques/in-situ-burning/>

El estado óptimo del petróleo para la ISB controlada requiere que sea un petróleo fresco y no intemperizado con un espesor de $> 2-3$ mm. Los resultados de la modelización del derrame de petróleo muestran que el espesor máximo del petróleo en la superficie del mar de un derrame de crudo después de un reventón de un pozo submarino es petróleo metálico (Tabla 6-13) que tiene un espesor esperado de 0,005 a 0,05 mm. Por lo tanto, el uso de la ISB controlada como método de respuesta no será una opción de respuesta primaria para las operaciones del pozo EQN.MC.A.x-1. Sin embargo, debería considerarse el uso de la ISB controlada en un gran derrame de crudo costa afuera si los resultados reales del petróleo derramado contradicen a los de la modelización del derrame de petróleo y se observa un espesor de petróleo $> 2-3$ mm.

La ISB solo debe utilizarse tras la aprobación de las autoridades competentes de Argentina. La ISB no se menciona en el PLANACON y, por lo tanto, se supone que se requiere un proceso de planificación y consulta con la PNA, que debería considerarse en una fase temprana del proceso de preparación (y en caso de derrame). La ISB solo se llevaría a cabo utilizando recursos de respuesta de Nivel 3 y personal de respuesta capacitado.

3.2.5. Protección y contención el puerto

Las únicas sustancias derivadas del petróleo que se utilizarán en las operaciones y como combustible para los buques son el combustible diésel marino o MGO, los fluidos base sintéticos para los lodos de perforación y los lodos de perforación de base sintética. Si estos productos se derraman en el puerto o cerca de este, se evaporarán rápidamente. No se transportará petróleo crudo hacia ni desde Mar del Plata, y no se utilizará fueloil como combustible.

El puerto de Mar del Plata, ubicado a 170 mn al noroeste del pozo EQN.MC.A.x-1, es muy utilizado por las comunidades pesqueras locales. También presta muchos otros servicios portuarios, como la transformación de productos del mar y la producción de harina y aceite de pescado; el sector industrial del puerto cuenta con instalaciones de astilleros, talleres, carpintería, herrerías navales y depósitos de combustible, entre otros. También es uno de los astilleros navales más importantes de Argentina. El Consorcio Portuario Regional de Mar del Plata es la autoridad local del puerto, y cuenta con un Plan de Contingencia de Derrames de Petróleo local, aprobado por la PNA, para hacer frente a cualquier derrame de hidrocarburos en el puerto.

El compromiso inmediato con el Consorcio Portuario y la PNA para establecer una respuesta efectiva se realizará en el caso de un derrame con el uso de equipos locales y movilizados.

3.2.6. Aplicación de dispersantes

El uso de dispersantes puede dividirse en dos métodos de respuesta diferentes, la aplicación de dispersantes en la superficie y la inyección submarina de dispersantes. El método de respuesta inicial debe ser la aplicación de dispersantes en superficie lo más cerca posible de la fuente. Si se produce un vertido incontrolado y continuo, la opción más eficaz y a largo plazo es la inyección submarina de dispersantes (SSDI).

3.2.6.1. Diagrama de flujo para la toma de decisiones sobre dispersantes

La Figura 3-2 detalla un diagrama de flujo para la toma de decisiones sobre dispersantes que puede ayudar en este proceso para la aplicación de dispersantes.

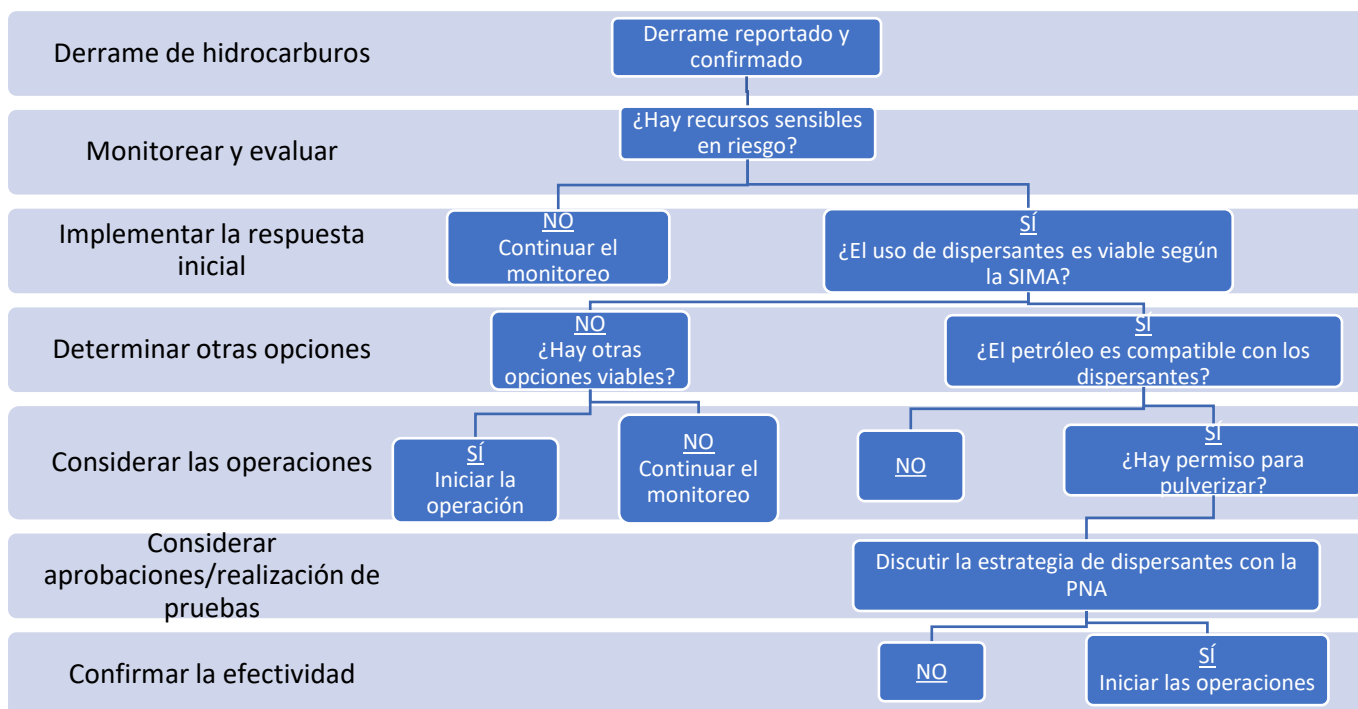


Figura 3-2 Diagrama de flujo para la toma de decisiones sobre dispersantes

3.2.6.2. Dispersante en superficie

El dispersante descompone el petróleo en pequeñas gotas oleosas e inhibe la re-coalescencia de las gotas en una mancha. Esto promueve la rápida dilución por el movimiento del agua y aumenta el área superficial, lo que permite una biodegradación natural más rápida. Si el petróleo derramado no se dispersa naturalmente, se pueden considerar el uso de dispersantes.

Si el NEBA/SIMA ha determinado que la respuesta con dispersantes para el petróleo derramado en el mar es apropiada, y el petróleo es compatible para el uso de dispersantes, entonces existe una «ventana de oportunidad» adecuada para aplicar el dispersante de manera eficiente y efectiva, y los probables impactos netos sobre el medio ambiente (es decir, para las aves marinas, los peces) no son peores en comparación con el derrame en sí. Cuando existe un riesgo de daño ambiental, el uso de dispersantes es un método eficaz para acelerar la degradación natural del petróleo en un entorno de mar abierto.

A medida que el petróleo se intemperiza, por lo general, se vuelve más viscoso y puede emulsionar. Los dispersantes tienen menos efectividad en petróleos emulsionados y altamente viscosos. Se recomienda realizar una prueba de pulverización y de eficacia del dispersante para determinar su eficacia probable antes de la aplicación a gran escala. La prueba de la botella agitada es una prueba básica de eficacia de los dispersantes que se realiza mezclando agua de mar, dispersante y un tipo de petróleo similar en un pequeño recipiente, para comparar los resultados con los de otro recipiente que solo contiene el petróleo y el agua.

El uso de dispersantes no suele ser apropiado en aguas poco profundas y protegidas o en derrames de productos refinados, como el diésel o los fluidos de perforación a base de aceites sintéticos.

Los dispersantes sólo deben utilizarse cuando la Dirección de Protección Ambiental de la PNA haya otorgado el permiso, conforme al artículo 801.0503, inciso 1 del REGINAVE y la ordenanza n.º 1/98 «Normas para la autorización del uso de productos químicos para combatir la contaminación por hidrocarburos».

La ordenanza n.º 01/98 establece las condiciones de características químicas, biodegradabilidad, toxicidad y pruebas de eficacia que el producto debe cumplir para ser autorizado por el ente de control y ser habilitado para su uso, establece que los dispersantes pueden ser utilizados en agua salada (salinidad > 10 g/kg) con una profundidad superior a los 10 metros, y estipula los casos en los que los dispersantes no deben ser utilizados:

No se utilizarán dispersantes en los siguientes casos:

- En agua dulce.
- En aguas poco profundas (profundidad inferior a 10 metros).
- En el agua que se utiliza para el suministro de agua potable o se utiliza para torres de refrigeración y plantas de desalinización.
- En llanuras inundables, pantanos, humedales y zonas de agua estancada.
- En golfos, bahías, estuarios, lagos y/o lagunas con una baja tasa de renovación del agua.
- En las zonas costeras o en las reservas costeras o insulares (nacionales, provinciales o municipales), que requieren un tratamiento y una protección especiales por parte de las comunidades y los organismos que las componen.
- Áreas de alta sensibilidad por ser zonas de cría de un gran número de especies de importancia comercial con abundancia de huevos, larvas y alevines, incluido el hábitat de escasa profundidad y/o baja energía en el que la dilución y los procesos de dilución pueden verse restringidos o dificultar la degradación del petróleo disperso. También, en zonas de asentamiento y/o reproducción de mamíferos, anidación y alimentación de aves.
- Zonas de alto riesgo bentónico, que se caracterizan por tener una alta diversidad de asociaciones bentónicas y potencial biótico, praderas marinas y pastos marinos, lechos de almejas y otros moluscos. Incluye biotipos particulares de fondos blandos y duros (restingas, cangrejos, costas rocosas y arenosas).
- En los hidrocarburos cuya temperatura haya descendido por debajo de su punto de fluidez.
- Hidrocarburos refinados de los llamados hidrocarburos blancos, como la nafta, el gasóleo, etc.

El producto dispersante COREXIT, se almacena en Argentina y se acopia en Brasil.

Cualquier consulta relativa a los dispersantes deberá remitirse a la DPMA¹³.

Consultar Apéndice D.2 Guía de campo de aplicación de dispersante en superficie para obtener información detallada sobre la técnica de respuesta.

Consultar Apéndice E para obtener Información técnica sobre Corexit EC 9500 A.

¹³ dpma-mp@prefectura naval.gov.ar

3.2.6.3. Inyección submarina de dispersantes

Una pérdida de control del pozo que provoque un reventón con fuga de petróleo en el lecho marino requiere la inyección submarina de dispersantes (SSDI), que resulta especialmente eficaz en aguas profundas. Equinor ha firmado contratos con Wild Well Control (WWC) y OSRL para suministrar un paquete de dispersantes submarinos. El sistema SSDI completo consta de colectores submarinos y varillas de inyección, mangueras conductoras desde el buque de suministro hasta el colector submarino y un suministro constante del producto dispersante.

Equinor también es miembro de los Servicios de Intervención de Pozos Submarinos de OSRL, lo que le permite acceder a los Sistemas de taponamiento submarino y al Conjunto de herramientas de respuesta a incidentes submarinos (SIRT) por incidente de pozo. El equipo de SIRT permite la intervención de los preventores de reventones (BOP) y la eliminación de residuos.

Equinor también es miembro de la Reserva Global de Dispersantes (Global Dispersant Stockpile, GDS) que se movilizará simultáneamente con el SSDI y el SIRT.

El SSDI utiliza una «vara dispersante» unida a un vehículo operado a distancia (ROV) para aplicar dispersante directamente en el punto de liberación del petróleo. Resulta más eficaz utilizar dispersante submarino que en superficie en un reventón de pozo, ya que puede aplicarse directamente con una proporción mucho menor de dispersante por cantidad de petróleo, y la turbulencia del flujo en la boca del pozo mezcla el dispersante con el petróleo que escapa.

Al igual que en el caso de la aplicación en superficie, para utilizar dispersantes submarinos se debe solicitar permiso a la PNA para aplicarlos.

El uso de SSDI reducirá el impacto ambiental total en muchos escenarios de derrames de petróleo. El SSDI también tiene una gran ventaja, ya que es en gran medida resistente al desgaste y se puede aplicar las 24 horas del día. La SSDI es una estrategia muy relevante para este pozo en particular, con la profundidad del agua indicada y el tipo de petróleo esperado.

3.2.7. Respuesta costera

Todos los escenarios de modelización de derrames de petróleo más desfavorables muestran que **no habrá impacto en la costa**. Partiendo del principio de precaución, se dispondrá de capacidades para una respuesta costera en caso necesario. La distancia a la costa y el tiempo de deriva del petróleo resultante, permitirían la movilización de los recursos adecuados dentro del plazo de llegada.

Aunque no se prevé ningún impacto potencial en la costa, Equinor ha elaborado un mapa de sensibilidad (realizado por OSRL) basado en los criterios enumerados en los Apéndices 6 y 7 del PLANACON y en normas internacionales como IPIECA¹⁴, con información de bases de datos internacionales como la de la UNESCO, la lista roja de la UICN, Ramsar, entre muchas otras, y servirá como punto de partida para la priorización de zonas si se requiere dicha información durante una posible respuesta.

La Técnica de Evaluación y Limpieza de las Costas (SCAT) debe utilizarse para cartografiar la costa en busca de hidrocarburos durante una respuesta.

¹⁴ IPIECA, 2016. Sensitivity Mapping for oil Spill Response. <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/sensitivity-mapping-for-oil-spill-response/>

Lo ideal es que los equipos de SCAT empiecen a trabajar antes de que los hidrocarburos lleguen a la costa y que sigan cartografiando la situación durante la fase de limpieza. Durante las operaciones de respuesta costera se espera y es fundamental que exista estrecha comunicación entre Equinor y las autoridades nacionales competentes.

3.2.8. Respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos

Un derrame de grandes dimensiones puede provocar víctimas entre la fauna, incluso si la mancha de petróleo permanece costa afuera. Las aves y otros grupos de animales, incluidos los mamíferos marinos, pueden verse afectados. Los efectos de los hidrocarburos en la fauna varían en función de muchos factores, como la distribución y la vulnerabilidad de las especies, las características de los hidrocarburos y su intemperización.

Como no se espera que se produzcan derrames de petróleo en la costa, las víctimas más probables de un derrame son las aves marinas. Es posible que las tortugas marinas queden impregnadas de hidrocarburos y existe la posibilidad, aunque poco probable, de que los cetáceos y los pinnípedos se vean afectados.

Dada la ubicación remota de las operaciones, es poco probable que se puedan recoger y rehabilitar las víctimas de la fauna. En un evento de derrame se tomarán las siguientes medidas:

- Realizar la vigilancia de la fauna en las proximidades y en la trayectoria potencial de una mancha. Aves Argentina podría ayudar en la identificación de las especies y se deberá contactar con ellos para ver si pueden ofrecer apoyo o asesoramiento.
- Revisar la viabilidad de la utilización de dispositivos de disuasión para las aves (incluidos los albatros y los petreles) en la zona de la marea negra; se podrían utilizar dispositivos acústicos flotantes y se pediría el asesoramiento de un especialista sobre su idoneidad para las posibles especies implicadas. Aiuká, con sede en Brasil, puede brindar asesoramiento técnico.
- Implementar un sistema para recoger, registrar y almacenar (en frío) de forma razonable cualquier fauna fallecida. Investigar los laboratorios continentales para realizar análisis/necropsia.
- Revisar la viabilidad de recoger y rehabilitar cualquier fauna viva impregnada de hidrocarburos. Puede tratarse de aves marinas o tortugas que salen a la superficie en la mancha. Aiuká puede asesorar sobre la viabilidad.

No existen recursos escalonados garantizados para la fauna en Argentina. Equinor podrá contar con el apoyo de la Sea Alarm Foundation (SAF) y de OSRL, pero éste se limitará al asesoramiento técnico a distancia.

Consultar Apéndice I Plan de Respuesta a la Vida Silvestre para obtener más información.

3.2.9. Control de la fuente

El control de la fuente incluye todas las técnicas destinadas a limitar y detener el flujo de petróleo desde la fuente. El control pertinente de la fuente, que puede aplicarse a un evento de pérdida de control del pozo o de reventón del pozo, incluye:

- Usar un ROV para cerrar los cilindros del preventor de reventones submarino.
- Instalación de un dispositivo de taponamiento de pozos prefabricado.

- Perforar un pozo de alivio para ahogar el pozo original.

En caso de un reventón inmediato o de una escalada de una situación de control de pozos que requiera el apoyo de especialistas (capacidad de Nivel 3), todas las actividades de control de la fuente se activarán de forma simultánea.

3.2.9.1. Estrategia de taponamiento

En caso de necesitarse un sistema de taponamiento (Capping Stack), Equinor tiene contrato con Wild Well Control (WWC) y OSRL para proporcionar un sistema completo de taponamiento que incluye un conjunto submarino de taponamiento, equipos auxiliares y equipos de eliminación de residuos.



Figura 3-3 Sistema de taponamiento submarino en Río de Janeiro.



Figura 3-4 Almacenamiento del sistema de taponamiento submarino y acceso rápido al muelle del puerto de Río de Janeiro.

Equinor también es miembro de los Servicios de Intervención de Pozos Submarinos de OSRL¹⁵ y puede movilizar un sistema de taponamiento en caso de una falla del BOP durante las operaciones de perforación. El sistema se movilizaría desde Angra dos Reis (Brasil). El plan detallado para la movilización muestra que el sistema de taponamiento submarino estará en el lugar 15 después de un incidente (Figura 3-5).

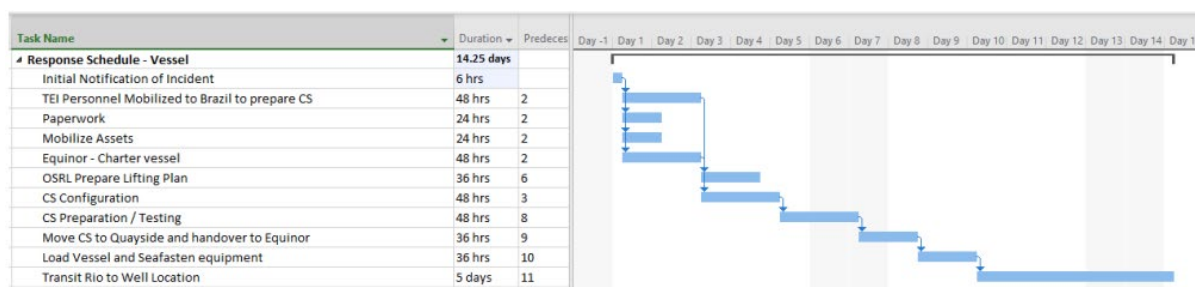


Figura 3-5 Cronología de movilización del sistema de taponamiento submarino

En función del escenario submarino real, y si hubiera que llevar a cabo una limpieza de residuos antes de la instalación del equipo de taponamiento, el tiempo total aproximado sería de entre 17 y 18 días para ahogar el pozo.

Consultar el plan logístico detallado para la instalación del sistema de taponamiento submarino: 2021-162_Equinor_Argentina_OSRL_Logistics_Plan_REV_A.pdf para obtener más información.

¹⁵ Consultar: <http://www.oilspillresponse.com/services-landing/well-incident-intervention/80-services/well-incident-intervention/192-subsea-well-intervention-service-swis>

3.2.9.2. Perforación de pozos de alivio

En caso de que se produzca un incidente de reventón en las operaciones de perforación de Equinor, y cuando el pozo no se pueda controlar, es posible que sea necesario perforar un pozo de alivio específico. La finalidad de un pozo de alivio es establecer una vía de flujo secundaria directamente en el pozo descontrolado, en el que se pueda bombear el lodo específico de alta densidad. Esto implica la movilización de un equipo de perforación adecuado para abrir el pozo de alivio que finalmente se cruza con el pozo descontrolado, y luego bombear los lodos de alta densidad con altas tasas de bombeo directamente en el pozo descontrolado.

Equinor dispondrá de un buque perforador contratado en Brasil con capacidad técnica suficiente para perforar el pozo de alivio y ejecutar la operación de sacrificio del pozo. Equinor también dispondrá de equipos como el cabezal del pozo, el conductor y la carcasa de superficie, que permitirán iniciar el pozo de alivio sin retrasos indebidos a la espera de los equipos. Según las mejores estimaciones, la perforación del pozo de alivio requiere un plazo medio de 69 días, y 84 días como estimación P90. Por lo tanto, la estimación del tiempo P90 se utiliza para las simulaciones de escenarios y la modelización de la deriva de petróleo, ya que se trata de un enfoque conservador.

3.3. CONSIDERACIONES TRANSFRONTERIZAS

La modelización muestra que el petróleo superficial procedente del reventón del pozo submarino podría alcanzar la frontera marítima con Uruguay en 12 días, para el escenario con los tiempos de deriva más rápidos hacia el norte.

Argentina y Uruguay suscribieron el «*Convenio de Cooperación sobre Preparación y Respuesta a Incidentes de Contaminación del Medio Marino por Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas*» (ley n.º 23.829), y posteriormente ambos países firmaron un Acta de Acuerdo para compatibilizar sus Planes Nacionales de Contingencia.

Este Acuerdo consta de cinco Capítulos. El Capítulo IV «RESPUESTA A INCIDENTES DE CONTAMINACIÓN» es fundamental para las operaciones de control de derrames que puedan producirse en aguas dentro del «*Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo*» y del «*Tratado de Límites del Río Uruguay*».

En consecuencia, si el petróleo llega a esas jurisdicciones, se aplicarán las disposiciones del Convenio de Cooperación.

Existe una copia del «*Convenio de Cooperación sobre Preparación y Respuesta a Incidentes de Contaminación del Medio Marino por Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas*» y de la correspondiente Ley de Entendimiento suscrita por las Comandancias argentina y uruguaya en el PLANACON, como «Anexo 2».

El «*Convenio de Cooperación sobre Preparación y Respuesta a Incidentes de Contaminación del Medio Marino por Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas*» suscrito por Argentina y Uruguay incluye disposiciones para el apoyo y la cooperación internacional en caso de producirse un derrame.

Si se aplica la convención, se seguirán sus directrices. En caso de que se produzca un derrame de petróleo importante para el que todo el personal y los equipos del país puedan ser insuficientes, se solicitará la cooperación de empresas y organizaciones de otros lugares.

4. RECURSOS DE RESPUESTA

4.1. CAPACIDAD DE RESPUESTA ESCALONADA

La respuesta escalonada es la base de un sólido esquema de preparación y respuesta ante derrames de petróleo, coherente con la convención OPRC'90. El principio de capacidad escalonada describe las medidas necesarias para mitigar las posibles consecuencias ambientales asociadas con los derrames de petróleo.

Los requisitos de respuesta a derrames de petróleo de Equinor específicos para las operaciones de perforación con fines de exploración del pozo EQN.MC.A.x-1 en Argentina se enumeran a continuación.

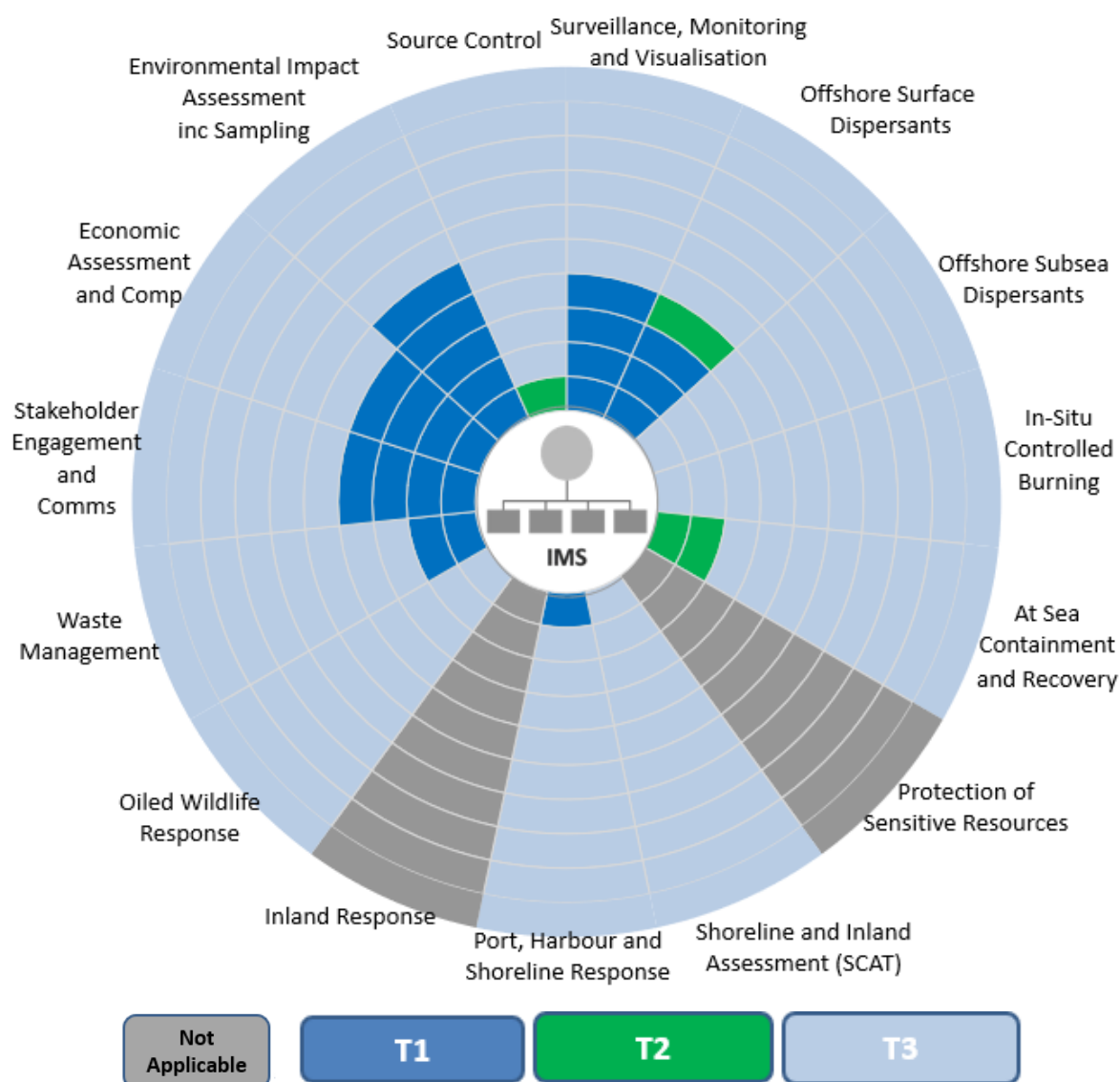
Requisitos de Equinor para la respuesta a derrames de petróleo	
Requisito principal	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Las operaciones iniciales de respuesta a los derrames de petróleo se realizarán lo más cerca posible de la fuente, para evitar una mayor deriva y propagación. ✓ La preparación y respuesta escalonadas garantizarán que la capacidad de respuesta al derrame de petróleo pueda escalarse y llegar en cascada a la escena, de manera fluida. Se define como capacidad de respuesta a los recursos necesarios para mitigar el incidente, y es una combinación de personal de respuesta, equipos y apoyo adicional.
Requisitos de competencia y capacitación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La organización de respuesta a derrames de petróleo tendrá competencia para manejar una operación de respuesta conforme a los requisitos de competencia para el personal de respuesta (Equipo global de ayuda en la gestión de incidentes, GIMAT). ✓ El personal en el lugar debe estar capacitado y tener conocimiento sobre cómo se debe desplegar y operar el equipo de respuesta involucrado. El personal deberá ser consciente de los peligros de HSE con respecto a una operación de respuesta a derrames de petróleo. ✓ La organización de preparación para emergencias de Equinor estará capacitada para manejar cualquier situación definida de peligro y accidente (DSHA) relevante para la ubicación.
Requisitos operativos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Los recursos de la respuesta inicial (Nivel 1) deben llevar el equipo adecuado para comprobar sobre el terreno la susceptibilidad del petróleo a los dispersantes químicos. ✓ Los recursos deben estar en condiciones de operar en las condiciones ambientales pertinentes en el lugar real y servirán como recursos de respuesta inicial a los derrames de petróleo más importantes. ✓ Debe haber recursos disponibles para rastrear y examinar los derrames, y para informar la planificación de la respuesta, lo que incluye boyas, satélites, instrumentación de buques y vigilancia aérea ✓ No son necesarias capacidades de respuesta a derrames de petróleo en la costa de Nivel 1 y 2, ya que, a partir de la modelización, no se ha previsto ningún derrame de petróleo en la costa. El equipo costero de Nivel 3 podría llegar a tiempo para la posible aparición de petróleo en caso de reventón del pozo EQN.MC.A.x-1.
Requisitos organizativos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El proyecto debe contar con los medios para agilizar la llegada de recursos de Nivel 3 a Argentina e integrarlos en la respuesta global (esto incluye aduanas, aeropuerto, transporte, personal capacitado, buque de oportunidad, gestión de residuos, etc.). ✓ Los organismos gubernamentales pertinentes deben estar al tanto de la necesidad de facilitar los procedimientos aduaneros y de inmigración para permitir la movilización eficaz de cualquier recurso internacional. ✓ La organización tiene que poder adaptarse a la magnitud del incidente y contar con un plan para incorporar al personal de GIMAT si es necesario.

Obsérvese que no se prevé ningún impacto costero de los escenarios de reventón.

En consonancia con las directrices de buenas prácticas de IOGP IPIECA «Preparación y respuesta escalonada»¹⁶, el modelo de capacidad de respuesta escalonada para Equinor se describe en Figura 4-1. El modelo desarrollado utiliza un círculo segmentado para representar la amplia gama de capacidades de respuesta de Equinor.

Cada segmento del círculo representa uno de los 15 elementos de la capacidad de respuesta. Cuando se combinan gráficamente, representan el conjunto de herramientas de respuesta para la operación de Equinor. Los segmentos son de igual tamaño y solo proporcionan una ilustración cualitativa. No representan ningún grado de importancia o jerarquía de uso. La base de este modelo es el reconocimiento de que, para poder utilizar eficazmente estas capacidades, se necesita una sólida estructura de gestión.

Una visión general de los recursos de que dispone Equinor se resume en la Tabla 4-1. Estos recursos conforman la capacidad de Equinor para responder con eficacia a un incidente de derrame de petróleo.



¹⁶ IPIECA-IOGP (2015) Tiered preparedness and response. Good practice guidelines for using the tiered preparedness and response framework.

Figura 4-1 Capacidad de respuesta escalonada de Equinor

Tabla 4-1 Resumen de los recursos escalonados

Nivel	Recurso	Ubicación de la respuesta	Táctica y capacidad	Tiempo ¹⁷ de respuesta ¹⁸	Movilizado por
Control de la fuente					
2/3	Equipo de gestión de incidentes (IMT) y Equipo de gestión de crisis (CMT)	Buenos Aires (Argentina), con sucursales en Río de Janeiro (Brasil), Houston (EE. UU.) y Stavanger (Noruega)	Determinar la estrategia de control de la fuente	GIMAT (América): 24-48 horas y GIMAT (Europa): 48-72 horas	Jefe de operaciones del incidente
3	Perforación de pozos de alivio	Río de Janeiro	Perforar el pozo de alivio y detener la liberación.	84 días	Equinor SVP Drilling & Wells
3	Sistemas de taponamiento o submarino	Wild Well Control (WWC) y OSRL, Río de Janeiro	Movilizar el sistema de taponamiento submarino para controlar la liberación.	15 días	Equinor SVP Drilling & Wells
Vigilancia, Monitoreo y Visualización (SMV)					
1	Buque perforador/Buque(s) de apoyo	EQN.MC.A.x-1 / Puerto de Mar del Plata, Argentina	Buque perforador/buque de apoyo y/o avión de vigilancia para completar la evaluación visual inicial del derrame e informar sobre el tamaño.	Según instrucciones	OIM/Capitán del buque
1	Avión de vigilancia	Mar del Plata, Argentina ¹⁹		Según instrucciones	Jefe de operaciones del incidente
1	Boyas de seguimiento (3)	EQN.MC.A.x-1/En dos buques de apoyo y el buque perforador	Seguimiento del movimiento de la mancha de derrame	Según instrucciones	OIM/Capitán del buque
3	Personal de respuesta de OSRL	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Observadores de vigilancia aérea	Fort Lauderdale, Estados Unidos: + 30 horas ²⁰ Southampton, Reino Unido: + 30 horas ²⁰	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
3	OILMAP y OSCAR ²¹	OSRL, Southampton, Reino Unido	Proporcionar informes de modelización de petróleo	+ 2 horas (fuera del horario de	

¹⁷ Todos los tiempos de respuesta están sujetos a la actual pandemia mundial de COVID-19, a las prioridades humanitarias y a su posible impacto en el desplazamiento internacional del personal y la disponibilidad de las aeronaves. Consultar el Apéndice J para obtener más información.

¹⁸ Todos los tiempos de respuesta están sujetos a los tiempos reales de movilización, a la disponibilidad de aeronaves, a las condiciones meteorológicas adecuadas y a las autorizaciones de sobrevuelo. Puede ser necesario un tiempo adicional para garantizar que los visados correspondientes a los especialistas en respuesta a derrames de petróleo se soliciten a tiempo. También habrá que añadir los tiempos de tránsito en el país o de desplazamiento entre fronteras internacionales, la carga del equipo en un buque adecuado y el tiempo de navegación hasta el lugar del derrame costa afuera o hasta una base de operaciones de avanzada en tierra o en la costa, y luego el despliegue del equipo.

¹⁹ Es poco probable que las tripulaciones de los helicópteros hayan recibido capacitación en la vigilancia de derrames de petróleo. El personal de respuesta de vigilancia aérea capacitado podría ser movilizado desde OSRL.

²⁰ Incluyendo la movilización, el tiempo de tránsito al aeropuerto y el tiempo de vuelo a Mar del Plata, Argentina. Por otra parte, puede ser necesario un tiempo adicional para garantizar que los visados correspondientes a los especialistas en respuesta a derrames de petróleo se soliciten a tiempo.

²¹ La modelización OSCAR no forma parte del procedimiento estándar de respuesta SLA, pero está disponible a pedido.

Nivel	Recurso	Ubicación de la respuesta	Táctica y capacidad	Tiempo ¹⁷ de respuesta ¹⁸	Movilizado por
	Modelización de derrames de petróleo			oficina) después de recibir toda la información solicitada	
3	Vigilancia satelital (a través de OSRL o Equinor directamente)	Contratado por OSRL	Capacidad de imágenes de radar y capacidad visual opcional	+ 24 horas después de la activación (caso por caso)	
3	Imágenes satelitales de la CONAE	Buenos Aires, Argentina		Según la ubicación del satélite	Equinor Noruega
Dispersantes de superficie costa afuera ²²					
1	Dispersante y equipo de pulverización asociado (5-20 m³ de dispersante por buque de apoyo)	En todos los buques de apoyo 1 sistema por buque de apoyo	Aplicación de dispersante en superficie a través del buque	Normalmente, de 4 a 10 horas para la respuesta del buque. En función de la aprobación de las autoridades argentinas pertinentes	Jefe de operaciones del incidente/OIM
1	Kits de prueba de efectividad del dispersante (2)	Uno en cada buque de apoyo	Determinar la efectividad del dispersante en el petróleo	Inmediato	Jefe de operaciones del incidente/OIM
2	Kits de pulverización dispersante (2-3)	Mar del Plata, Argentina	Aplicación de dispersante en superficie a través del buque	1-2 días (caso por caso)	Jefe de operaciones del incidente
2	Reservas de dispersante aprox. 15 m³	Aeropuerto de Ezeiza, Argentina	Aplicación de dispersantes en superficie a través de buques o aeronaves (727)	En función de la aprobación de las autoridades argentinas pertinentes	Jefe de operaciones del incidente
3	Dispersante aéreo: Avión de dispersante aéreo Boeing 727-252F	OSRL, Doncaster, Reino Unido	VHF de aviación, teléfono satelital, sistema de pulverización de dispersantes TERSUS	4 horas de movilización + 29:10 horas de vuelo a Ezeiza, Argentina.	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
3		Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL	Personal de respuesta capacitado y kits de fluorometría	Fort Lauderdale,	

²² Las autoridades argentinas pertinentes deben ser consultadas antes de usar dispersantes, y la aprobación debe obtenerse antes de cualquier solicitud de dispersante. Consultar la Sección 3.2.6.2.

Nivel	Recurso	Ubicación de la respuesta	Táctica y capacidad	Tiempo ¹⁷ de respuesta ¹⁸	Movilizado por
	Personal de respuesta de OSRL	disponibles para Equinor		Estados Unidos: + 30 horas ²⁰ Southampton, Reino Unido: + 30 horas ²⁰	
3	Dispersantes varios (contratados por OSRL)	OSRL, Global	Reservas según SLA de OSRL (50%) y GDS (para inyección de dispersante submarino) ²³	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴ Río de Janeiro, Brasil: 6 días ²⁴ Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	
Dispersantes submarinos costa afuera²²					
3	Dispersantes varios (contratados por OSRL)	OSRL, Global	Reservas según SLA de OSRL (50%) y GDS (para inyección de dispersante submarino)	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴ Río de Janeiro, Brasil: 6 días ²⁴ Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
3	Conjunto de herramientas de respuesta a incidentes submarinos (SIRT) de OSRL	OSRL, Global	Varilla dispersante de aplicación submarina (+ accesorios adicionales necesarios)	OSRL/SWIS Logística de asesoramiento en función del incidente	
Quema in situ controlada (ISB)					
3	Reserva según SLA de OSRL	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Reserva según SLA de OSRL (50 %) Sistemas de quema in situ	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴ Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
Participación y comunicación de las partes interesadas					
1/3	Equipo de gestión de	Buenos Aires (Argentina), con sucursales en Río de	Notificación, información y comunicación continua con las autoridades gubernamentales,	GIMAT (América): 24-48 horas y	Jefe de operaciones del incidente

²³ Equinor es responsable de designar el aeropuerto/puerto preferido, organizar el avión/buque adecuado, aceptar el dispersante en el aeropuerto/puerto, coordinar el despacho de aduanas, la logística en el país y confirmar el uso del dispersante con las autoridades argentinas pertinentes.

²⁴ Llegada prevista a Buenos Aires, Argentina, tras la movilización, dada la existencia de una pista de aterrizaje adecuada, y de diversos equipos de manipulación para los tipos de aviones de fuselaje ancho (B747F y AN124). El aeropuerto de Mar del Plata tiene una pista que puede restringir las cargas de aterrizaje y se desconoce la disponibilidad de equipos de manipulación necesarios.

Nivel	Recurso	Ubicación de la respuesta	Táctica y capacidad	Tiempo ¹⁷ de respuesta ¹⁸	Movilizado por
	incidentes (IMT)	Janeiro (Brasil), Houston (EE. UU.) y Stavanger (Noruega)	las comunidades locales, los organismos y otras partes implicadas.	GIMAT (Europa): 48-72 horas	
Evaluación y compensación económica					
1/3	Equipo de gestión de incidentes (IMT)	Buenos Aires (Argentina), con sucursales en Río de Janeiro (Brasil), Houston (EE. UU.) y Stavanger (Noruega)	Evaluación del impacto económico y financiero/legal para apoyar los reclamos de indemnización.	GIMAT (América): 24-48 horas y GIMAT (Europa): 48-72 horas	Jefe de operaciones del incidente
Contención y recuperación en el mar					
2	2 Sistemas de contención y recuperación /equipos de almacenamiento costa afuera	Mar del Plata, y otros lugares en Argentina	Uso de barreras flotantes y skimmers para acorralar y recoger petróleo de la superficie	Tras la movilización a cargo del IC	Jefe de operaciones del incidente
2	2 buques de oportunidad (VOO)	Determinado caso por caso.		Determinado caso por caso	Jefe de operaciones del incidente
3	Reserva según SLA de OSRL	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Reserva según SLA de OSRL (50 %) Sistemas de contención y recuperación costa afuera/cerca de la costa	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
				Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	
Evaluación de la costa y el interior (SCAT)					
3	Personal de respuesta de OSRL	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Especialistas capacitados en la Técnica de evaluación de limpieza de costas (SCAT)	Fort Lauderdale, Estados Unidos: + 30 horas ²⁰	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
				Southampton, Reino Unido: + 30 horas ²⁰	
Respuesta portuaria y de la costa					
1	1 sistema de respuesta portuaria	Mar del Plata	Kits operativos para derrames	Implementación local inmediata	Jefe de operaciones del incidente
3	Reserva según SLA de OSRL	OSRL, Fort Lauderdale, Estados Unidos	Comunicaciones y equipos auxiliares	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
3	Reserva según SLA de OSRL	OSRL, Global	Paquetes de respuesta costera	Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	
Respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos					
3	Sea Alarm Foundation (SAF)	Global	Asesoramiento y apoyo a la respuesta sobre la fauna impregnada de hidrocarburos: 2	+ 2 horas para el	Llamada autorizada (a través del

Nivel	Recurso	Ubicación de la respuesta	Táctica y capacidad	Tiempo ¹⁷ de respuesta ¹⁸	Movilizado por
	(movilizada a través de OSRL)		asesores técnicos (potencialmente 1 en el sitio)	asesoramiento inicial	Director de guardia de OSRL)
3	Reserva según SLA de OSRL	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Equipo de limpieza y rehabilitación de fauna impregnada de hidrocarburos	Fort Lauderdale, Estados Unidos: 6 días ²⁴	
				Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	
Gestión de residuos					
1	Buques perforadores/ buques de apoyo	Puerto de Mar del Plata/pozo EQN.MC.A.x-1	Capacidad de almacenamiento de residuos oleosos recuperados	Según instrucciones	OIM/Capitán del buque/IC
3	Reserva según SLA de OSRL	OSRL, Global	Almacenamiento temporal	Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)
Evaluación de impacto ambiental (incluida la toma de muestras)					
1	Buques perforadores/ buques de apoyo Kits de toma de muestras de petróleo (2)	Puerto de Mar del Plata/pozo EQN.MC.A.x-1	Tomar muestras para su análisis	Según instrucciones	OIM/Capitán del buque/IC
1/3	Equipo de gestión de incidentes (IMT)	Buenos Aires (Argentina), con sucursales en Río de Janeiro (Brasil), Houston (EE. UU.) y Stavanger (Noruega)	Acceso a la documentación de planificación/análisis ambiental.	GIMAT (América): 24-48 horas y GIMAT (Europa): 48-72 horas	Jefe de operaciones del incidente
3	Kits de toma de muestras de petróleo (a través al reserva según SLA de OSRL)	Consultar Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor	Kits de toma de muestras de petróleo	Southampton, Reino Unido: 8 días ²⁴	Llamada autorizada (a través del Director de guardia de OSRL)

4.2. RECURSOS DE NIVEL 1

4.2.1. Recursos de buques perforadores y de apoyo

Los recursos de respuesta a derrames de Nivel 1 a bordo del buque perforador y de los buques de apoyo se detallan en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Resumen de los recursos de respuesta a derrames de Nivel 1 en el buque perforador y los buques de apoyo

Buque perforador (recursos de Nivel 1)		Buque de apoyo (recursos de Nivel 1)	
30	Kits de SOPEP (incluidos los absorbentes y los PPE correspondientes)		Kits de SOPEP
1	Boya de seguimiento	1	Boyas de seguimiento (por buque)
		5–20 m ³	Dispersante (por buque)
		1	Kit de prueba de efectividad del dispersante (por buque)

4.3. DISPOSICIONES DE NIVEL 2

4.3.1. Disposiciones del Gobierno Argentino/Plan Nacional de Contingencia (PLANACON)

El Plan nacional de contingencia requiere que cada operador cuente con una lista de equipos de respuesta a derrames de petróleo de su propiedad o que obtenga de las Organizaciones de respuesta a derrames de petróleo (OSRO). En la lista hay que detallar el tiempo de espera para que los equipos lleguen al sitio cuando se necesitan, además del costo, el seguro y el valor del flete de los equipos.

El equipo de respuesta a derrames de petróleo de las OSRO locales incluye barreras, skimmers, tanques de almacenamiento portátiles y equipos para la aplicación de dispersantes. Argentina cuenta con varios contratistas privados, como CINTRA, CLEAN SEA y Bahía Petróleo. Tienen bases estratégicamente ubicadas en todo el país y cuentan con las autorizaciones correspondientes.

La PNA ha firmado acuerdos de cooperación con empresas petroleras que operan en Argentina para el préstamo de equipos durante las respuestas a derrames, lo que también será relevante para Equinor.

Argentina y Uruguay han firmado un acuerdo de cooperación para compatibilizar los Planes Nacionales de Contingencia en ambos países.

En caso de que se produzca un derrame de petróleo importante en el que se haya agotado todo el personal y el equipo del país, se solicitará asistencia internacional en el marco del «*Convenio de Cooperación sobre Preparación y Respuesta a Incidentes de Contaminación del Medio Marino por Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas*».

La PNA cuenta con algunos recursos de respuesta a derrames de petróleo y tiene la autoridad para obtener recursos adicionales disponibles en el país en caso necesario. La PNA opera varios buques guardacostas, de diferentes tamaños, equipados con aparatos de pulverización de dispersante. También mantiene 3 remolcadores equipados para colocar barreras y pulverizar dispersantes, una variedad de otras embarcaciones adecuadas para responder a incidentes de contaminación y un buque equipado para el análisis del agua.

La PNA también mantiene 3 aviones bimotor para la vigilancia aérea, así como 2 aviones y 4 helicópteros estratégicamente situados en todo el país que están equipados con aparatos de pulverización de dispersantes (ITOPF, 2015 [Fecha de emisión: \(itopf.org\)](http://itopf.org)).

Este equipo de respuesta de Nivel 2 no está garantizado para Equinor en caso de producirse un derrame que requiera recursos de respuesta de Nivel 2. Además, los Acuerdos de Ayuda Mutua en Argentina no son vinculantes y no existen acuerdos formales.

4.3.2. Otros operadores

Equinor tendrá acceso a todos los recursos razonables de respuesta a derrames de petróleo que sean propiedad o estén controlados por otros operadores.

YPF opera varios buques capaces de pulverizar dispersantes y un avión de pulverización de dispersantes con base en Buenos Aires. Además, YPF es miembro de ARPEL, una asociación regional entre empresas de petróleo y gas de América Latina y el Caribe. YPF puede recurrir a esta organización y a sus empresas asociadas para obtener asesoramiento y recursos. Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. (Shell CAPSA) también tiene reservas de equipos en varios lugares.

4.3.3. Buques de oportunidad (VOO)

Un buque de oportunidad (VOO) es cualquier buque que se pueda utilizar para ayudar en una respuesta a un derrame de petróleo. Para su uso en operaciones de recogida y recuperación, los buques deben tener capacidad para remolcar y desplegar barreras contra el petróleo.

Por lo general, se necesitan dos buques para el despliegue de una barrera costa afuera, un buque de despliegue y un buque remolcador de barreras. Es fundamental que el equipo esté asegurado a la cubierta durante toda la operación para evitar que la barrera sea arrastrada al agua. El despliegue de la barrera se realiza por la popa del buque, mientras que el skimmer se despliega por el costado del buque mediante la grúa de a bordo.

Un buque de despliegue idealmente debería:

- Ser capaz de mantener su dirección a baja velocidad.
- Proporcionar suficiente espacio en la cubierta para poder cargar, almacenar y asegurar el equipo de recuperación mecánica.
- Tener un rodillo de popa con un francobordo bajo.
- Tener controles de popa en el puente de mando.
- Tener una grúa de barco.
- Disponer de bolardos con una tracción mínima de 1 tonelada cada uno.
- Tener un medio de comunicación con cualquier apoyo de vigilancia aérea proporcionado.
- Tener alojamiento adecuado para la tripulación del buque y el personal de respuesta a bordo.

El buque remolcador debe tener al menos un bolardo a estribor o a babor (con una tracción mínima de 1 tonelada) y ser capaz de mantener la dirección a baja velocidad. Las embarcaciones más pequeñas no podrán remolcar o desplegar la barrera, pero podrían utilizarse para transportar el equipo de respuesta y el personal desde diferentes lugares.

Las especificaciones para la aplicación de dispersantes desde buques costa afuera se detallan en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Requisitos logísticos para la aplicación de dispersantes desde buques costa afuera

Aplicación de dispersantes desde buques costa afuera
Diseño del buque
Buena maniobrabilidad.
Capacidad suficiente para almacenar dispersante en contenedores intermedios a granel en cubierta, con suficientes puntos de anclaje en la cubierta.
Accesibilidad por el costado del buque hacia su proa para colocar las boquillas AFEDO.
Francobordo bajo para permitir que el dispersante se pulverice eficazmente sobre la superficie del petróleo y no se disipe con el viento.
Grúa para cargar los IBC de dispersante. La mayoría de las grúas levantan 1000 kg. El IBC estándar pesa aprox. 1000 kg.
Alojamiento para la tripulación del buque y el personal de apoyo durante períodos prolongados (al menos 7 días).
Radios de banda aérea (es decir, de buques a aeronaves) y radios de banda marina (es decir, de buque a mando, de buques a buques).
Espacio para almacenar suficiente Equipo de Protección Personal (PPE).
Espacio de trabajo del operador para redactar informes.

Las especificaciones de los buques costa afuera para la contención y recuperación en el mar se detallan en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Requisitos logísticos costa afuera para la contención y recuperación en el mar

Buque para despliegue de barreras y skimming
Diseño del buque
Buena maniobrabilidad.
Capacidad para remolcar de 200 a 400 m de barrera a baja velocidad (< 0,5 nudos) sin perder la seguridad de la navegación (8 toneladas de peso en el vértice de la barrera).
Popa despejada para el despliegue de la barrera: el carrete de la barrera debe situarse al menos a 2 metros de la popa del barco, dejando 1 metro para operar y 1 metro por seguridad.
Posibilidad de tener el carrete de la barrera soldado o encadenado a la cubierta o soldado y encadenado en un contenedor (bloqueado en su sitio).
Suministro hidráulico
Grúa para desplegar skimmers. La mayoría de las grúas levantan 1000 kg. El skimmer más pesado es de aprox. 400 kg.
Alojamiento para la tripulación del buque y al personal de apoyo.
Radios de banda aérea, es decir, de buques a aeronaves, y radios de banda marina, es decir, de buque a mando, de buques a buques.
Espacio para almacenar suficiente Equipo de Protección Personal (PPE).
Espacio de trabajo del operador para redactar informes.
Espacio adecuado en cubierta:
Un mínimo de 60 metros cuadrados (10 m x 6 m) para el carrete de la barrera, el grupo electrógeno, el skimmer y los accesorios (mangueras, líneas hidráulicas) (utilizar 2 carretes = 400 metros de barrera - requiere espacio adicional para el carrete de la barrera).
Accesibilidad por el costado del buque para desplegar el skimmer.

Capacidad de almacenamiento suficiente para guardar el petróleo recuperado en los tanques del buque (entrada a través del colector o de la escotilla), las conexiones de OSRL son mayoritariamente de 5 pulgadas (como alternativa se pueden utilizar barcasas lanceras de 25 o 50 toneladas).

Zona de descontaminación.

Además, las especificaciones de los buques costa afuera para los remolcadores de barreras se detallan en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Requisitos logísticos costa afuera para el buque remolcador de barreras

Buque remolcador de barreras
Diseño del buque;
Buena maniobrabilidad.
Capacidad para remolcar de 200 a 400 m de barrera a baja velocidad (< 0,5 nudos) sin perder la seguridad de la navegación (8 toneladas de peso en el vértice de la barrera).
Radio de banda aérea, es decir, de buques a aeronaves, y radio de banda marina, es decir, de buque a mando, de buques a buques.


4.4. DISPOSICIONES DE NIVEL 3 (OSRL)

Equinor es miembro participante de la OSRL (Oil Spill Response Limited), lo que garantiza el acceso a asesoramiento técnico, recursos y experiencia de Nivel 3 las 24 horas del día, los 365 días del año.

4.4.1. Notificación y movilización

Los recursos de respuesta de Nivel 3 complementan y amplían todos los demás recursos para derrames de petróleo con equipos, personal y experiencia. En caso de que se produzca un incidente de derrame de petróleo, o un posible incidente, se debe llamar lo antes posible a OSRL:

Tabla 4-6 Notificación y movilización de OSRL

Servicio OSRL	Información del servicio OSRL		
<div>Notificación de respuesta, movilización, servicio y asesoramiento</div> <div></div>	En caso de derrame de petróleo, llamar (números de 24 horas):		
	Región	EMEA (Europa África Oriente Medio)	AMER (América)
	Ubicación base de OSRL	Southampton, Reino Unido	Fort Lauderdale, Estados Unidos
	Teléfono	+44 (0)23 8033 1551	+1 954 983 9880
	Fax	+44 (0)23 8072 4314	+1 954 987 3001
	Correo electrónico	dutymanagers@oilspillresponse.com	
	Formularios	Consultar los formularios en el Apéndice B	
	<p>El director de guardia intentará ponerse en contacto con la persona que llama en un plazo de 10 minutos.</p> <p>Una vez establecido el contacto, se recopilarán más detalles para acordar una estrategia de respuesta.</p> <p>Cualquier persona en Equinor puede notificar a OSRL de un derrame.</p>		
Contacto designado	OSRL debe recibir una autorización oficial de movilización por parte de una de las autoridades designadas por Equinor para movilizar recursos.	Solo el G-IMST de Equinor puede movilizar a Oil Spill Response Limited (OSRL).	

4.4.1. Recursos

La Tabla 4-7 resume el servicio garantizado de OSRL disponible para Equinor. En el sitio web de OSRL se puede encontrar más información sobre el [Acuerdo de nivel de servicio de respuesta a derrames de petróleo](#).

Tabla 4-7 Recursos de OSRL disponibles para Equinor

Servicio	Información del servicio OSRL																						
Equipo de respuesta a derrames	<p>Los equipos de respuesta del Acuerdo de Nivel de Servicio con OSRL (SLA) se encuentran en instalaciones seguras en Singapur, Reino Unido, Baréin y Estados Unidos, con despacho de aduanas cuando es necesario, y listos para su despliegue.</p> <p>Equinor es responsable de garantizar la autorización de los equipos en el país y el pago de todos los derechos e impuestos asociados, etc.</p> <p>Puede descargar una lista completa de los equipos en el sitio web de OSRL en https://www.oilspillresponse.com/services/member-response-services/equipment-list/.</p> <p>Según el SLA, Equinor puede movilizar hasta el 50 % de la reserva global por tipo disponible en el momento de la solicitud. Si se produjera otro incidente simultáneo, Equinor podría movilizar el 50 % restante. El equipo se movilizará desde el lugar más apropiado para proporcionar la respuesta más oportuna y eficaz.</p>																						
Reservas dispersantes de SLA	<p>Si se produjera un incidente, Equinor tiene derecho al 50% de las reservas de dispersante del SLA situadas en Southampton, Singapur, Fort Lauderdale y Baréin.</p> <p>OSRL puede obtener más dispersante a través de la Red global de respuesta (GRN) y otras organizaciones, en caso de ser necesario. La GRN es una colaboración de las principales organizaciones de respuesta a derrames financiadas por la industria petrolera, cuya misión es aprovechar la cooperación y maximizar la eficacia de los servicios de respuesta a derrames de petróleo en todo el mundo. Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none">• Alaska Clean Seas (ACS).• Australia Marine Oil Spill Centre (AMOSC).• Clean Gulf Association (CGA).• Eastern Canada Response Corporation (ECRC).• Marine Spill Response Corporation (MSRC).• Norwegian Clean Sea Association for Operating Companies (NOFO).• Oil Spill Response Limited (OSRL).• Western Canada Marine Response Corporation (WCMRC).																						
Global Dispersant Stockpile (GDS)	<p>La GDS es una reserva mundial de dispersantes a la que se puede acceder y movilizar fácilmente para su uso por parte de los miembros suscritos, a los que pertenece Equinor. Los dispersantes elegidos son los que cuentan con las más amplias homologaciones a nivel mundial. Este recurso se moviliza a través del Director de guardia de OSRL.</p> <table><tr><th>Dispersante</th><th>Cantidad (m³)</th><th>Ubicación de almacenamiento</th></tr><tr><td rowspan="2">Slickgone NS</td><td>350</td><td>OSRL Singapur</td></tr><tr><td>500</td><td>OSRL Southampton, Reino Unido</td></tr><tr><td rowspan="4">Finasol OSR52</td><td>350</td><td>OSRL Singapur</td></tr><tr><td>500</td><td>OSRL Southampton, Reino Unido</td></tr><tr><td>800</td><td>OSRL Saldanha, Sudáfrica</td></tr><tr><td>1500</td><td>Rhenus Logistics Vatry, Francia</td></tr><tr><td rowspan="2">Corexit (9500) EC9500A (aprobado para su uso en Argentina)</td><td>500</td><td>Ziralong, Río de Janeiro, Brasil</td></tr><tr><td>500</td><td>Depósito Sunrise, Fort Lauderdale, Estados Unidos</td></tr></table>	Dispersante	Cantidad (m³)	Ubicación de almacenamiento	Slickgone NS	350	OSRL Singapur	500	OSRL Southampton, Reino Unido	Finasol OSR52	350	OSRL Singapur	500	OSRL Southampton, Reino Unido	800	OSRL Saldanha, Sudáfrica	1500	Rhenus Logistics Vatry, Francia	Corexit (9500) EC9500A (aprobado para su uso en Argentina)	500	Ziralong, Río de Janeiro, Brasil	500	Depósito Sunrise, Fort Lauderdale, Estados Unidos
Dispersante	Cantidad (m³)	Ubicación de almacenamiento																					
Slickgone NS	350	OSRL Singapur																					
	500	OSRL Southampton, Reino Unido																					
Finasol OSR52	350	OSRL Singapur																					
	500	OSRL Southampton, Reino Unido																					
	800	OSRL Saldanha, Sudáfrica																					
	1500	Rhenus Logistics Vatry, Francia																					
Corexit (9500) EC9500A (aprobado para su uso en Argentina)	500	Ziralong, Río de Janeiro, Brasil																					
	500	Depósito Sunrise, Fort Lauderdale, Estados Unidos																					

Servicio	Información del servicio OSRL				
Dispersante aéreo global	Tipo de aeronave	Ubicación	Capacidad de dispersión	Tiempo de movilización	Alcance
	C-130A Hercules	Singapur	13 000 litros	6 horas	2000 mn en 8 horas
	Boeing 727	Reino Unido, Doncaster	15 000 litros	4 horas	970 mn en 6 horas
Transporte de equipos por todo el mundo	<p>El apoyo logístico a través de OSRL incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> Acceso a la red mundial de carga a través de un agente contratado para aviones de oportunidad, buques y transporte por carretera. Acceso a aviones de oportunidad para servicios de charter de pasajeros a través de un corredor contratado 				
Trayectoria y seguimiento del derrame de petróleo	Modelización 3D y 2D disponible bajo pedido, que ofrece modelos de trayectoria y retroceso.				
	Acceso a imágenes satelitales globales a través de un acuerdo con nuestro proveedor de satélites especializado MDA.				
	Acceso a vehículos aéreos no tripulados (UAV) mediante asociaciones estratégicas.				
Asesoramiento sobre fauna impregnada de hidrocarburos	Acceso a asesoramiento experto en fauna impregnada de hidrocarburos a través de Sea Alarm Foundation (SAF), el proveedor contratado por OSRL.				
Personal de respuesta	<p>Se pueden desplegar asesores técnicos (TA) para apoyar a Equinor durante un incidente real o potencial de derrame de petróleo. Los cinco primeros integrantes del personal de respuesta son gratuitos durante los 5 primeros días. En caso de que este personal deba permanecer después del período gratuito (5 días), se requerirá un formulario de movilización firmado. Este personal formará parte del derecho de SLA de 18 personas y se aplicarán los cargos diarios normales de OSRL.</p>				
	<p>Según el SLA, Equinor tiene garantizado el acceso a un equipo de 18 miembros del personal de respuesta a derrames de petróleo. Este equipo de 18 personas se elige con la competencia y experiencia más adecuadas, según los requisitos de Equinor. El personal permanece de guardia y está disponible las 24 horas del día, los 365 días del año.</p> <p>El conjunto de competencias del equipo se determinará en función de las características específicas del incidente y de los requisitos.</p> <p>Las funciones iniciales típicas del equipo incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> Asesoramiento técnico y apoyo a la gestión de incidentes en el centro de mando. Desarrollo de un Plan de acción ante incidentes (IAP). Soporte con preparación de equipos de Nivel 1/2 y capacitación de contratistas. Planificación logística en el país y apoyo a los equipos entrantes. Evaluación de impacto y asesoramiento sobre la selección de la estrategia de respuesta. SCAT y estudios de vigilancia/cuantificación aérea. Planificación de la respuesta táctica. <p>En un incidente prolongado, si Equinor determina que se necesita más apoyo de OSRL, se podrá aprobar caso por caso. En caso de que se proporcione personal adicional, será con la condición de que OSRL pueda volver a llamarlo si lo requiere para una nueva respuesta a un incidente.</p>				

Consultar Apéndice B.5 Formularios de notificación y movilización de OSRL.

Consultar el Apéndice J para obtener información sobre los procedimientos de respuesta debido a COVID-19.

4.4.2. Logística

Equinor es responsable de la logística de cualquier recurso de Nivel 3 de OSRL desde la zona de operaciones aéreas/portuarias en Argentina. OSRL se encargará de trasladar el equipo hasta el punto de entrega (es decir, en el aeropuerto/puerto de salida) cuando haya una transferencia de responsabilidad (Figura 4-2). En el sitio web de OSRL se puede encontrar más información sobre el [Acuerdo de nivel de servicio de la guía de planificación logística](#).

Para responder a una localización de derrames en Argentina se requiere un visado de trabajo de corta duración (15 días iniciales), que es solicitado por Equinor. El personal de respuesta puede entrar en Argentina con un visado de turista y luego cambiar de categoría a un visado de trabajo. Las nacionalidades del personal de respuesta que están exentas de visado de turista son Reino Unido, Estados Unidos, Australia y la UE, y los titulares de pasaportes de Singapur están exentos de visado durante un máximo de 90 días.

Está previsto que Equinor proporcione asistencia al personal y al equipo de OSRL tanto en el aeropuerto como en los destinos finales en Argentina. Todos los importadores deben solicitar y recibir la aprobación de la Secretaría de Comercio y de la Dirección General de Aduanas (Administración Federal de Ingresos Públicos, AFIP) antes de importar productos del exterior. Se requiere una declaración jurada anticipada de importación (DJAI) para cada transacción de importación. Si Equinor no cuenta con una licencia de despachante de aduana para manejar sus importaciones, se deben utilizar los servicios de un despachante de aduana argentino para presentar la DJAI a través de un sistema en línea. Los documentos aduaneros deben estar en español o llevar una traducción exacta al español.

Equinor ha firmado contratos con proveedores de servicios nuevos y existentes para proporcionar el apoyo logístico y las autorizaciones necesarias. Figura 4-2 A continuación se indican las tareas que conlleva el traslado de equipos desde una base de OSRL hasta el lugar del incidente y dónde residen las responsabilidades.

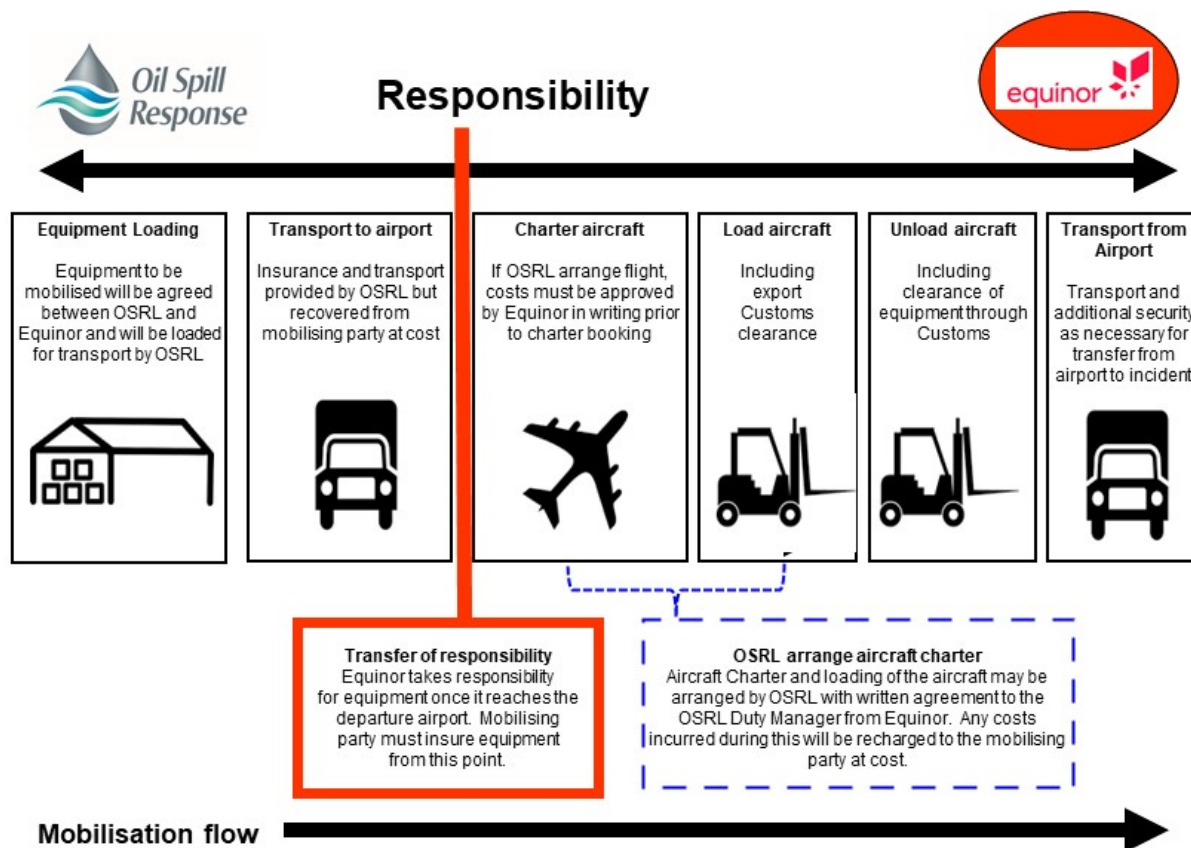


Figura 4-2 Principales responsabilidades logísticas para la movilización de equipos

Equinor tendrá que ayudar en los trámites de aduana y de inmigración en el aeropuerto para movilizar el equipo y el personal de respuesta correspondiente. Una disposición adecuada de estos contribuirá al tiempo de respuesta y, por tanto, a su eficacia.

Se estima que las entregas de componentes del Acuerdo de Nivel de Servicio (SLA) de OSRL a Argentina se completan el día 8 para el Reino Unido y el día 10 para los Estados Unidos. Se trata de estimaciones y se basan en los tiempos de vuelo registrados y en la disponibilidad de los aviones. Obsérvese que los permisos de aterrizaje para equipos requieren normalmente de 1 a 3 días hábiles. La previsión de una carta de urgencia y/o la asistencia del destinatario pueden ser beneficiosas para agilizar la aprobación del permiso.

4.4.2.1. Apoyo por vía marítima

El Puerto de Mar del Plata se encuentra a aproximadamente 170 mn (300 km), a 17 horas de la ubicación del pozo EQN.MC.A.x-1 para un buque de apoyo típico a velocidad económicamente viable.

4.4.2.2. Apoyo por vía aérea

OSRL utilizará su propio avión (Boeing 727) para la pulverización de dispersantes. OSRL se encargará de fletar uno o varios aviones para la movilización de equipos y recursos a Argentina. No obstante, Equinor podría fletar uno o varios aviones en nombre de OSRL si existen contratos preexistentes que puedan agilizar el proceso.

También serán necesarios los trámites aduaneros y los visados para el personal.

Es probable que las autoridades argentinas también desempeñen un papel importante a la hora de proporcionar apoyo logístico para retirar el equipo del aeropuerto y transportarlo al lugar del derrame.

El aeropuerto con mayor probabilidad de ser utilizado por el avión Boeing 727 de dispersión es el Aeropuerto Internacional de Ezeiza (Buenos Aires/Capital).

Los siguientes aeropuertos están habilitados para recibir y dar soporte a los aviones B747 y AN-124: Aeropuerto Internacional de Tucumán (región norte) y Aeropuerto Internacional de Ezeiza (Buenos Aires/Capital). Existen restricciones logísticas en los siguientes aeropuertos para los aviones B747 debido al limitado equipamiento de rampa: Córdoba, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos y Ushuaia. El aeropuerto de Bahía Blanca tiene poca capacidad debido a la limitación de su pista de aterrizaje y apoyo.

4.4.2.3. Tiempos de respuesta de los aviones dispersantes (Boeing 727) en Argentina

Para las operaciones aéreas con dispersantes, los tiempos de respuesta del sistema TERSUS estarán disponibles en el país para pulverizar dispersante a partir del día 3, como se indica a continuación:

Tabla 4-8 Tiempos de respuesta de los aviones dispersantes (Boeing 727) en Argentina

Destino:	Tiempo ²⁵	Tiempo acumulado
Convocatoria de movilización	4 horas	Esta información se basa en los tiempos de vuelo previstos y en las paradas técnicas/de carga promedio. La hora estimada de llegada (ETA) puede cambiar a medida que avanza el viaje. Cubre 4 sectores planificados durante 2 días ²⁶ .
Doncaster, Reino Unido – Faro, Portugal	2:20 horas	
Parada técnica	1 hora	
Faro, Portugal – Sal Amalcar Cabral	3:30 horas	
Parada nocturna	11 horas	
Sal Amalcar Cabral – Salvador	4 horas	
Parada técnica	1 hora	
Salvador – Ezeiza, Argentina	4:20 horas	
Boom fit	2 horas	

En las operaciones de pulverización aérea de dispersantes se utilizarán aviones adecuados como aeronaves de observación para dirigir los aviones de pulverización a las zonas con petróleo por dispersar y asesorar sobre la eficacia de las operaciones de aplicación de dispersantes.

El Aeropuerto Internacional de Ezeiza será el principal aeropuerto de Equinor para recibir recursos de respuesta (equipos y aviones de dispersión de gran tamaño). El aeropuerto de Mar del Plata se utilizará probablemente solo para las aeronaves de observación y el transporte de personal. La información de los aeropuertos aparece en la Tabla 4-9.

²⁵ Estos tiempos de vuelo son para el B727 y tienen carácter orientativo. Están supeditados a la obtención de autorizaciones de vuelo, permisos de aterrizaje, tiempo de asistencia en tierra, situación local de seguridad, condiciones meteorológicas adversas o cualquier otra circunstancia imprevista que pueda retrasar el vuelo. Al igual que con cualquier respuesta, existen factores que escapan al control de OSRL y que podrían afectar a los tiempos de respuesta, por lo que se hará todo lo posible para garantizar una movilización oportuna.

²⁶ Nótese que los tiempos de vuelo corresponden a depósitos vacíos. Los aviones pueden transportar 6 m³ de dispersante sin que ello afecte a su resistencia. Una carga completa (15 m³) podría afectar a los tiempos de vuelo.

Tabla 4-9 Información de los aeropuertos

Ítem	Descripción					
Ubicación/Nombre	Mar del Plata/Aeropuerto Internacional Astor Piazzolla	Buenos Aires/Aeropuerto de Ezeiza Aeropuerto Internacional Ministro Pistarini (EZE)				
Dirección	Ruta Nacional n.º 2, km 398,5 - 7600 Mar del Plata, Argentina	Autopista Teniente General Ricchieri, km 33,5 Ezeiza, Buenos Aires, B1802EZE, Argentina				
Datos de contacto	Teléfono: +54 (0)223 4785811	Teléfono: +54 11 5480 6111				
Latitud/Longitud	37° 56' 4" S, 57° 34' 19" O	34° 49' 19,54" S, 58° 31' 46,12" O				
Código IATA del aeropuerto	MDQ	EZE				
Código ICAO del aeropuerto	SAZM	SAEZ				
Pista	Dimensiones: 7218 x 197 pies/2200 x 60 metros Superficie: Dura	Designación	Longitud	Ancho	Superficie	ROPS
		11/29	3300 m	60 m	ASP	sí/sí
		17/35	3105 m	45 m	ASP	sí/sí

El peor escenario de reventón submarino es de 3380 m³/día durante 84 días. Actualmente, Corexit está aprobado para su uso en Argentina. De las Reservas mundiales de dispersantes (GDS) de OSRL, hay 1000 IBC de Corexit EC9500A divididos en partes iguales entre Fort Lauderdale y Río de Janeiro. Una vez que el dispersante llegue a Ezeiza, se estima que pasarán un par de días antes de que puedan comenzar las operaciones de inyección submarina de dispersante. El proceso crítico para las operaciones de SSDI es la obtención de una unidad submarina adecuada, una tubería en espiral y un conductor para hacer fluir el dispersante desde la unidad hasta el colector submarino. Por tanto, se prevé que el día de inicio de las inyecciones submarinas de dispersante sea a partir del día 6.

La tasa de inyección máxima de diseño del equipo de SSDI se calcula en 110 l/min (158 m³/IBC por día), que es superior a los requisitos calculados para EQN.MC.A.x-1:

- Volumen de 30 días (intervención en fondo marino), m³ = 101 400 m³/día
 - Volumen de 84 días (intervención en fondo marino), m³ = 283 920 m³/día
- $101\,400 \div 100$ (fórmula de contenedor intermedio a granel (IBC) 100:1) = $1014 \div 30$ (días naturales) = 33,8 m³/IBC por día para inyección submarina
- 1090 IBC de COREXIT EC9500A disponibles = $1090 \div 33,8 = 32$ días

Equinor tiene acceso a 5000 m³ de dispersante en el GDS; Finasol (3150 m³), Slickgone NS (850 m³) y Corexit (1000 m³). Los tres productos tendrían que ser aprobados para su uso en Argentina y ser compatibles con el tipo de petróleo para ser efectivos.

Si el dispersante del SLA se destina a la inyección submarina, junto con las reservas del GDS, habrá menos dispersante disponible para las operaciones de pulverización aérea y con buques.

Figura 4-3 muestra las responsabilidades de movilización de carga aérea del GDS y Figura 4-4 muestra las responsabilidades de carga marítima.

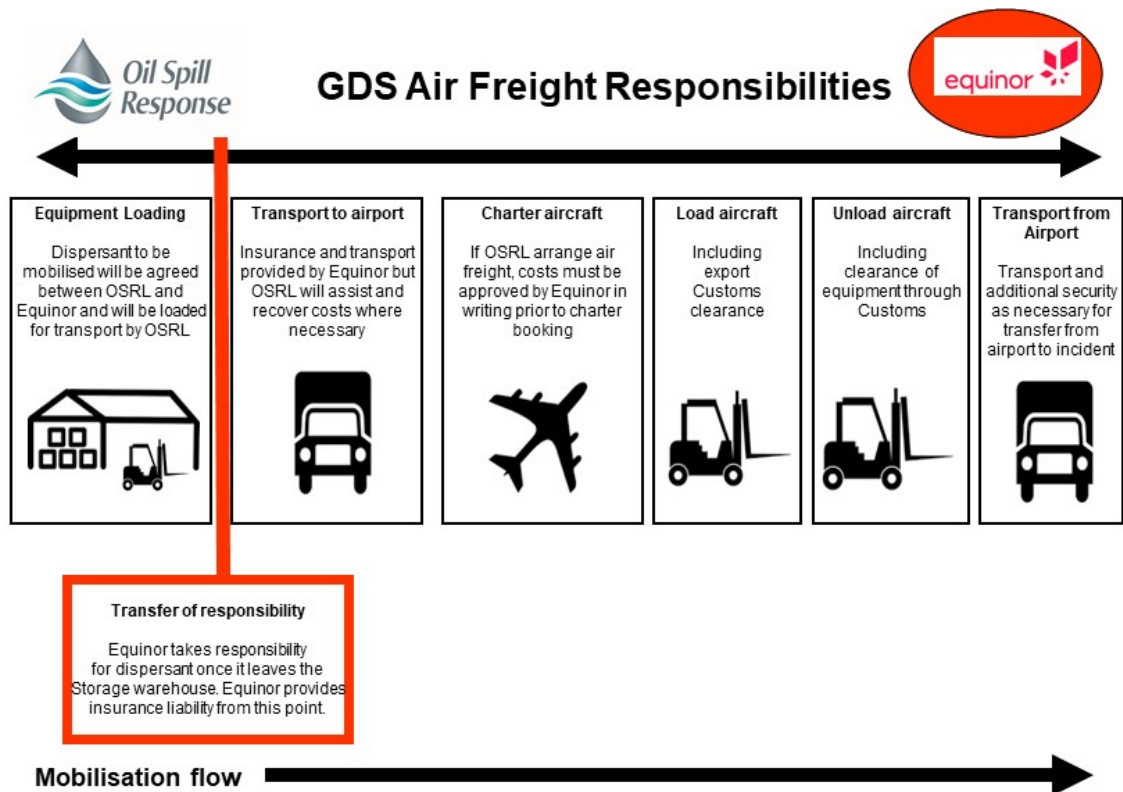


Figura 4-3 Responsabilidades de movilización de carga aérea del GDS

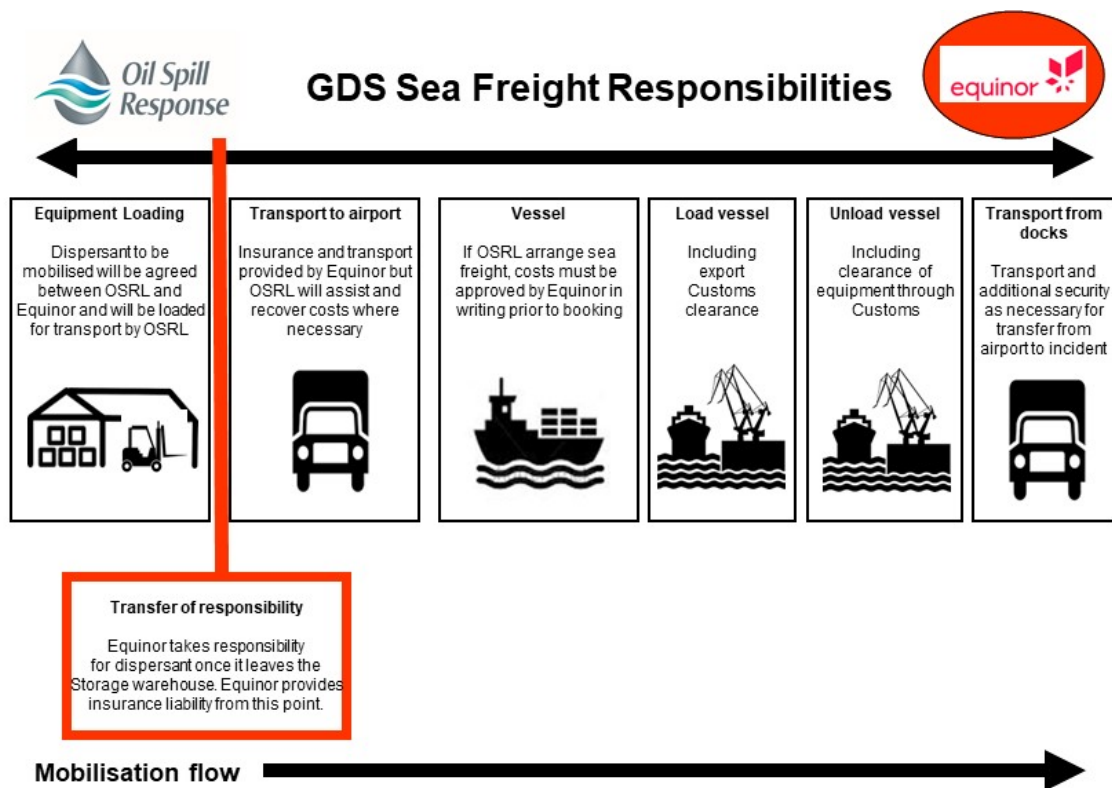


Figura 4-4 Responsabilidades de movilización de carga marítima del GDS

4.4.3. Respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos

4.4.3.1. Asesoramiento Técnico

Como miembro de OSRL, Equinor puede acceder al asesoramiento experto en fauna impregnada de hidrocarburos a través de la Sea Alarm Foundation (SAF).

SAF es una pequeña organización no gubernamental que trabaja para mejorar la preparación y la respuesta mundial a los incidentes relacionados con la fauna impregnada de hidrocarburos. Los expertos de SAF no manejan animales.

En virtud del acuerdo OSRL/SAF, la disponibilidad de dos personas está garantizada de la siguiente manera:

- Disponibilidad a tiempo completo de un experto de SAF para el asesoramiento y la posible movilización al lugar afectado.
- Disponibilidad a tiempo completo de un experto de SAF para el asesoramiento y apoyo de respuesta. Este experto no se movilizará, sino que proporcionará asesoramiento y apoyo desde la oficina de SAF en Bruselas o desde las instalaciones de OSRL.

Si Equinor solicita la movilización de SAF, deberá:

- Proporcionar asesoramiento especializado al IMT a través del Director de la Sección de Vida Silvestre y del Coordinador de Planificación de Vida Silvestre (si se moviliza). El personal de SAF actuará como asesor técnico y no como responsable de la toma de decisiones dentro del IMT.
- Trabajar en estrecha colaboración con Equinor para determinar el nivel adecuado de respuesta a la fauna y las necesidades de recursos.
- Evaluar previamente las capacidades y los niveles de preparación con el gobierno local y el personal de respuesta local, maximizando su participación.
- Ayudar a Equinor a integrar estos recursos locales en la estructura de gestión.
- Notificar al Coordinador del Sistema mundial de respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos (GOWRS), quien comprobará la disponibilidad para la posible movilización de recursos y se pondrá en contacto directamente con Equinor y OSRL a la espera de que se tome una decisión sobre los niveles de movilización necesarios.
- Ayudar a la movilización del personal y el apoyo de GOWRS para maximizar su efectividad.
- Coordinar la movilización de los equipos de respuesta de fauna impregnada de hidrocarburos de OSRL.

4.4.3.2. Equipo

Equinor tiene acceso a equipos especializados de respuesta a la fauna silvestre que vienen preempaquetados, son seguros para la aviación y se almacenan en OSRL. Los paquetes de equipos son kits de «puesta en marcha» diseñados para los primeros días de una respuesta a la fauna impregnada de hidrocarburos.

4.4.3.3. Organizaciones adicionales de respuesta a la fauna

Hay varias organizaciones dentro de Argentina dedicadas a la conservación, protección y cuidado del bienestar de los animales.

Consultar Apéndice I Plan de Respuesta a la Vida Silvestre para obtener más información.

4.5. VOLUNTARIOS

La ayuda de los voluntarios puede ser un recurso útil para las actividades de respuesta a los derrames y puede suponer un acceso rápido a muchas personas que suelen poseer conocimientos especializados y/o locales útiles. Los voluntarios pueden desempeñar funciones útiles de apoyo (por ejemplo, preparación del sitio, catering, conducción), así como funciones técnicas.

Sin embargo, también existen varios retos que deben abordarse en su totalidad a la hora de decidir si se recurre a los voluntarios. Por ejemplo, es poco probable que dispongan de formación previa en materia de respuesta a derrames de petróleo o en el uso adecuado de equipos de protección personal (PPE). Utilizar voluntarios también plantea problemas de gestión y responsabilidad que pueden aumentar la complejidad de la respuesta.

4.5.1. Consideraciones sobre los mandos

Considerar las siguientes preocupaciones relacionadas con los mandos:

- Decidir si es conveniente utilizar voluntarios en la respuesta y establecer obligaciones contractuales.
- Si se acuerda recurrir a voluntarios, hay que determinar las tareas en las que van a participar, teniendo especialmente en cuenta las cuestiones de salud y seguridad.
- Decidir cómo se va a coordinar y gestionar el esfuerzo de los voluntarios dentro del Sistema de mando de incidentes.
- Establecer un proceso de registro de voluntarios.
- Establecer un proceso de inducción y capacitación de voluntarios.
- Anunciar las funciones que podrían desempeñar los voluntarios y cómo registrar su interés.
- Asignar recursos voluntarios y producir documentos de tareas para los sitios y operaciones específicos donde van a trabajar los voluntarios.

4.5.2. Consideraciones operativas

Considerar las siguientes preocupaciones operativas:

- Al llegar a un sitio, asegurarse de que los voluntarios se registren y que se anoten los datos personales adecuados (los voluntarios también deben realizar el registro de salida al final del turno).
- Antes de empezar el trabajo, asegurarse de que se dé un informe diario.
- Garantizar que la supervisión sobre el terreno esté en marcha y sea escalable.
- Tener siempre en cuenta el bienestar de los voluntarios.

4.5.3. Gestión de voluntarios

En términos generales hay dos tipos diferentes de voluntarios, estos son «Grupos» o «Individuos». Los «Grupos» pueden adoptar diferentes formas, pero es posible que ya cuenten con experiencia especializada y una estructura de gestión interna y que también ofrezcan un seguro para los voluntarios. Los «Individuos» no suelen estar cualificados y pueden carecer de experiencia previa en derrames de petróleo o respuesta a emergencias.

Por lo general, el sector se apoya en «Grupos» experimentados para administrar el programa de voluntariado. Esto tiene la ventaja de racionalizar la gestión de los voluntarios, ya que quedarán

comprendidos en la jerarquía ya existente dentro del «Grupo». En ausencia de un «Grupo» cualificado, la industria empleará a una organización o contratista con capacidad de gestión de voluntarios o asignará el programa de voluntariado a un empleado de la empresa con buenos conocimientos de gestión de personal. Este puesto puede describirse como un Oficial de enlace de voluntarios o un Coordinador de voluntarios.

Para más información sobre la participación, coordinación y gestión del voluntariado, consultar las directrices de buenas prácticas del sector (IPEICA-IOGP, 2015²⁷).

4.6. SALUD Y SEGURIDAD DEL PERSONAL DE RESPUESTA

La seguridad del público en general y del personal de respuesta tiene la más alta prioridad durante las operaciones de respuesta a derrames. Es fundamental que se establezca un entorno de trabajo seguro antes de comenzar las operaciones de respuesta al derrame. Para todos los derrames de hidrocarburos importantes (que requieran recursos de Nivel 2/3) se nombrará a un responsable de seguridad que se encargará de la gestión de la seguridad y la salud. El Oficial de seguridad (y, si es necesario, un equipo de apoyo) tendrá en cuenta cuestiones más amplias como la supervisión y el mantenimiento del conocimiento de las situaciones activas y en desarrollo, la evaluación de las situaciones peligrosas e inseguras y el desarrollo de medidas para garantizar la seguridad del personal. Estas medidas incluyen:

- Una evaluación inicial del sitio con procesos documentados para: la identificación del peligro; la evaluación del riesgo; la selección del personal de respuesta, incluida la mano de obra local; la provisión de controles (por ejemplo, zonificación, equipo especializado y PPE); la evaluación de las necesidades de formación, y la identificación de las zonas de descontaminación. Debe recurrirse a personal competente (es decir, con la formación y la experiencia adecuadas en las cuestiones relacionadas con la seguridad de los derrames) para gestionar y supervisar la respuesta.
- Desarrollar e implementar un Plan de seguridad y salud en el sitio (SSHP). La información para elaborar el plan puede obtenerse de profesionales competentes en materia de salud y seguridad, del proceso de evaluación de riesgos y del monitoreo ambiental. El SSHP debe revisarse periódicamente con respecto a las implicaciones para la seguridad y la salud de las actividades propuestas o en curso.
- Participar en las reuniones de planificación para identificar los problemas de salud y seguridad inherentes al plan de trabajo diario de la operación, y hacer hincapié en la necesidad de comunicar los peligros y las medidas de mitigación a todo el personal.
- Corregir las acciones o condiciones inseguras a través de la línea de autoridad regular, aunque la persona responsable debe estar autorizada para ejercer la autoridad de emergencia y prevenir o detener las acciones inseguras cuando se requiera una actuación inmediata. También deben asegurarse de que se investigue cualquier accidente o exposición que se produzca en el curso de la respuesta al derrame.
- Establecer puestos de primeros auxilios e instalaciones médicas de conformidad con el SSHP.

²⁷ IPEICA-IOGP, 2015. Gestión de voluntarios, desarrollada a través del Proyecto Conjunto de la Industria de Respuesta a Derrames de Petróleo

4.6.1. Plan de seguridad y salud en el sitio

El Oficial de seguridad (u otro responsable) debe garantizar la preparación y aplicación del SSHP de acuerdo con los planes y normativas locales y nacionales específicos. El SSHP debería, idealmente, abordar los siguientes elementos:

- Análisis de riesgos para la salud y la seguridad de cada sitio, tarea u operación.
- Evaluación de riesgos.
- Plan de trabajo integral de operaciones.
- Requisitos de formación del personal.
- Requisitos de aptitud específicos de la tarea.
- Criterios de selección de equipos de protección personal (PPE).
- Requisitos de vigilancia de la salud específicos del sitio, teniendo en cuenta la legislación local y la probabilidad de exposición a peligros para la salud.
- Monitoreo del aire individual y de la zona.
- Medidas de control del sitio.
- Procedimientos de entrada en espacios confinados, en caso necesario.
- Sesiones informativas previas a la entrada (inicial/diaria/antes del turno).
- Conferencia de salud y seguridad previa a las operaciones para todos los participantes en el incidente.
- Garantía de calidad de la eficacia del SSHP.
- Descontaminación; además de la gestión de datos relativos a todo lo anterior.

Los planos de distribución del sitio pueden ayudar a que las personas sean conscientes de los riesgos y de la ubicación de los elementos clave de seguridad. Estos deben ser preparados y expuestos en el puesto de mando del sitio. Debe conservarse una copia en el Centro de mando de incidentes y deben revisarse a medida que cambien las condiciones en el sitio.

4.6.2. Sesión informativa sobre seguridad

Antes de comenzar a trabajar en las tareas asignadas, el personal debe asistir a una sesión informativa sobre seguridad. En principio, las reuniones informativas deben celebrarse antes del comienzo de cada turno para transmitir toda la información necesaria para garantizar la seguridad en el sitio. Todo el personal de supervisión del contratista debe asistir a estas sesiones informativas para transmitir la información a sus propios equipos. La información facilitada debe estar adaptada al nivel correcto de la audiencia; por ejemplo, los equipos de limpieza necesitarán un contenido y un estilo de información diferentes a los del personal del centro de mando. Las sesiones informativas deben abordar:

- Las características de la zona de trabajo.
- Información sobre peligros en el producto derramado.
- Medidas de control (por ejemplo, PPE).
- Rutas de evacuación.
- Puntos de reunión.

- Ubicación de los puestos de primeros auxilios.
- Ubicación de las zonas de parada.
- Ubicación de los puestos de mando.
- Cómo responder a otras emergencias que puedan surgir.

4.6.3. Evaluación de riesgos para operaciones de respuesta a derrames

La primera tarea que debe llevarse a cabo cuando se prepara para la realización de operaciones de respuesta a derrames de petróleo es un análisis exhaustivo de los peligros y una evaluación de los riesgos. En primer lugar, el equipo de gestión tiene que realizar una evaluación de riesgos de alto nivel de la situación general lo antes posible para garantizar que el personal de respuesta al derrame de petróleo o la población en general no corran peligro. El planteamiento inicial debe responder a preguntas como:

- ¿Es el medio ambiente seguro para las personas?
- ¿Las personas deben ser evacuadas o excluidas?
- ¿Existe una potencial nube de gas y, por lo tanto, un riesgo de explosión?
- ¿Entrará el petróleo en los sistemas de agua que puedan afectar a las personas?

Esta evaluación inicial puede desembocar en el establecimiento de zonas de seguridad o de exclusión mientras se monitorea la zona con más detalle. Esto puede incluir el uso de equipos de monitoreo para detectar gases y materiales inflamables o tóxicos. Este tipo de riesgos son más importantes con los tipos de petróleo más volátiles y en condiciones meteorológicas tranquilas.

Una vez estudiadas la probabilidad y la gravedad de los riesgos, hay que examinar las precauciones disponibles para determinar su eficacia. Si el peligro sigue representando un riesgo, se deben establecer medidas adicionales. Existe una jerarquía aceptada que puede resumirse de la siguiente manera:

1. Evitar el acceso al peligro.
2. Organizar el trabajo de manera que se reduzca la exposición al peligro.
3. Utilizar PPE.

Una vez completada, la evaluación de riesgos debe documentarse íntegramente y archivar. Son varios los peligros que pueden identificarse en una respuesta a un derrame de petróleo y las consideraciones asociadas a ellos se describen con más detalle en las directrices de buenas prácticas del sector (IPEICA-IOGP, 2012²⁸).

4.7. GESTIÓN DE RESIDUOS

Según la ley 24.051 y el decreto normativo 831/93, se consideran residuos peligrosos las mezclas y emulsiones de aceites y agua o de hidrocarburos y agua. Cualquier entidad que genere residuos peligrosos durante un evento no planificado o por accidente (artículo 14 de la misma ley), tendrá que cumplir esta normativa sobre residuos peligrosos. En caso de incidente, la entidad generadora de residuos peligrosos deberá presentar un informe al Ministerio de Medio Ambiente - Secretaría de

²⁸ IPEICA-IOGP, 2012. Oil spill responder health and safety, developed as part of the Good Practice Guide Series

Recursos Naturales y Ambiente Humano (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) en un plazo de 30 días naturales a partir del momento en que se generen los residuos peligrosos.

La naturaleza y la cantidad de los residuos generados, su origen, el traslado del generador al transportista, y de este último a la planta de tratamiento o de eliminación final mediante el seguimiento de los residuos desde su punto de generación hasta su eliminación final, (un programa de gestión de residuos peligrosos que está diseñado para gestionar los residuos peligrosos de principio a fin) quedará documentado en un «manifiesto». Cualquier entidad que genere residuos peligrosos es responsable de emitir el «manifiesto». El «manifiesto» se emitirá en formularios originales preimpresos y se rellenarán cinco copias que serán firmadas durante cada etapa del proceso por la entidad que generó los residuos peligrosos, los transportistas, la instalación de tratamiento/eliminación y la autoridad fiscal. Los manifiestos deben incluir una hoja de ruta y un plan de emergencia. Los transportistas y las instalaciones de tratamiento/eliminación deben estar inscritos en el Registro Nacional de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano.

Las operaciones de respuesta a los derrames de petróleo pueden generar una cantidad significativa de residuos peligrosos y no peligrosos si hay un impacto en la costa o en el mar. Durante un derrame, se generarán flujos de residuos de diversas fuentes, como el agua, la fauna, los sedimentos, los productos de tratamiento de derrames de petróleo y los PPE. Las técnicas de respuesta utilizadas durante la respuesta también generarán residuos que también requerirán ser tratados con todos los materiales de desecho que deberán almacenarse temporalmente y transportarse a sus sitios de disposición final. A continuación se abordan los objetivos de la gestión de residuos:

- Proporcionar condiciones de trabajo seguras y la protección personal necesaria.
- Cumplir la legislación y la normativa vigentes.
- Colaborar con los organismos locales y gubernamentales para minimizar el impacto en las instalaciones locales y nacionales de eliminación de residuos.
- Manipular, almacenar y transportar los residuos oleosos en contenedores o tanques adecuados.
- Minimizar la cantidad de residuos generados.
- Separar los residuos oleosos y no oleosos para permitir una recuperación óptima y minimizar la eliminación de cada flujo de residuos.

4.7.1. Normativa sobre residuos peligrosos

Los residuos de un derrame de petróleo se clasifican como residuos peligrosos. Los residuos peligrosos se gestionan a través del reciclaje, la exportación o la incineración. Argentina cuenta con las siguientes normativas sobre residuos peligrosos:

Tabla 4-10 Normativa sobre residuos

Directiva, Normativas y Legislación	Puntos clave
Ley 24.051/91	Define los residuos peligrosos y su aplicabilidad. Exige el registro de los generadores, los transportistas y las instalaciones de tratamiento/eliminación final. Requiere un «Manifiesto» para rastrear los residuos peligrosos desde el generador hasta la instalación de tratamiento/eliminación.
Decreto 831/93	Reglamenta la ley 21.051/91. Establece que los residuos peligrosos

	generados por un evento imprevisto o un accidente están regulados por esta ley.
--	---

En virtud de los principios de «quien contamina paga» y «responsabilidad ampliada del productor», las pequeñas y medianas empresas suelen optar por entregar los residuos peligrosos producidos por sus procesos operativos a empresas con licencia oficial para su posterior tratamiento o eliminación.

4.7.2. Fuentes de residuos

Durante la respuesta a un derrame de petróleo hay muchas fuentes posibles de residuos, que pueden clasificarse para ayudar a la separación, el transporte, el almacenamiento, el tratamiento y la eliminación de los residuos (Cedre, 2011).

Tabla 4-11 Fuentes de residuos

Categoría de residuos		Contenido de aceite %	Tipos de residuos asociados
1	Líquido oleoso	> 10 %	Aceite recuperado (fresco o intemperizado) Agua aceitosa Emulsión de agua en aceite
2	Pastas y sólidos aceitosos	> 10 %	Material de playa impregnado de hidrocarburos: arena, barro Bolas de alquitrán
3	Guijarros y piedras impregnados de hidrocarburos	> 10 %	Material de playa impregnado de hidrocarburos: adoquines
4	Material absorbente impregnado de hidrocarburos	> 5 %	Absorbentes impregnados de hidrocarburos: estropajos, almohadas, materiales naturales, plumas, etc.
5	Materia orgánica impregnada de hidrocarburos	> 5 %	Material flotante/en la orilla impregnado de hidrocarburos Algas marinas y vegetación terrestre impregnados de hidrocarburos
6	Residuos sólidos impregnados de hidrocarburos	> 5 %	Equipos, absorbentes, recipientes impregnados de hidrocarburos PPE impregnados de hidrocarburos Residuos impregnados de hidrocarburos: madera, plásticos, metal
7	Fauna impregnada de hidrocarburos	> 5 %	Cadáveres de animales impregnados de hidrocarburos (aves, peces, mamíferos)

Las actividades de respuesta generan residuos, tanto costa afuera como en la orilla (IPIECA-IOGP, 2014):

Tabla 4-12 Tipos de residuos para cada técnica de respuesta

Actividad de respuesta	Tipos de residuos
------------------------	-------------------

		Aceite recuperado (fresco, intemperizado)	Mezclas de agua aceitosa	Sustrato de playa impregnado de hidrocarburos	Escombros/vegetación impregnada de hidrocarburos	Bolas de alquitrán	PPE impregnados de hidrocarburos	Equipo impregnado de hidrocarburos	Absorbente impregnado de hidrocarburos	Cadáveres de animales impregnados de hidrocarburos	Recipientes de dispersante vacíos
Costa afuera	Contención y skimming	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	
	Aplicación de dispersantes										✓
	Operaciones de descontaminación		✓	✓	✓				✓		
Costa	Enjuague y skimming	✓	✓		✓	✓		✓			
	Recuperación manual	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	Recuperación mecánica	✓		✓	✓	✓		✓			
	Lavado de sustrato de playa		✓			✓					
	Operaciones de descontaminación		✓			✓	✓		✓		

Consultar el manual «Preparedness for Oil-polluted Shoreline cleanup and Oiled Wildlife interventions (POSOW) Oil Spill Waste Management Manual (2016)» para establecer una respuesta de gestión de residuos.

4.7.3. Procedimientos de gestión de residuos

Las instalaciones para el almacenamiento de residuos deben identificarse durante la fase de preparación de la respuesta, ya que el almacenamiento de residuos es un factor crítico en cada fase de la respuesta. Muchas veces son necesarios lugares de almacenamiento temporal en el marco de una respuesta, por lo que una buena práctica sería identificar previamente estos lugares en la fase de preparación para gestionar la cantidad total de residuos generados durante una respuesta; la jerarquía de residuos indica el proceso de estudio inicial en la fase de preparación.

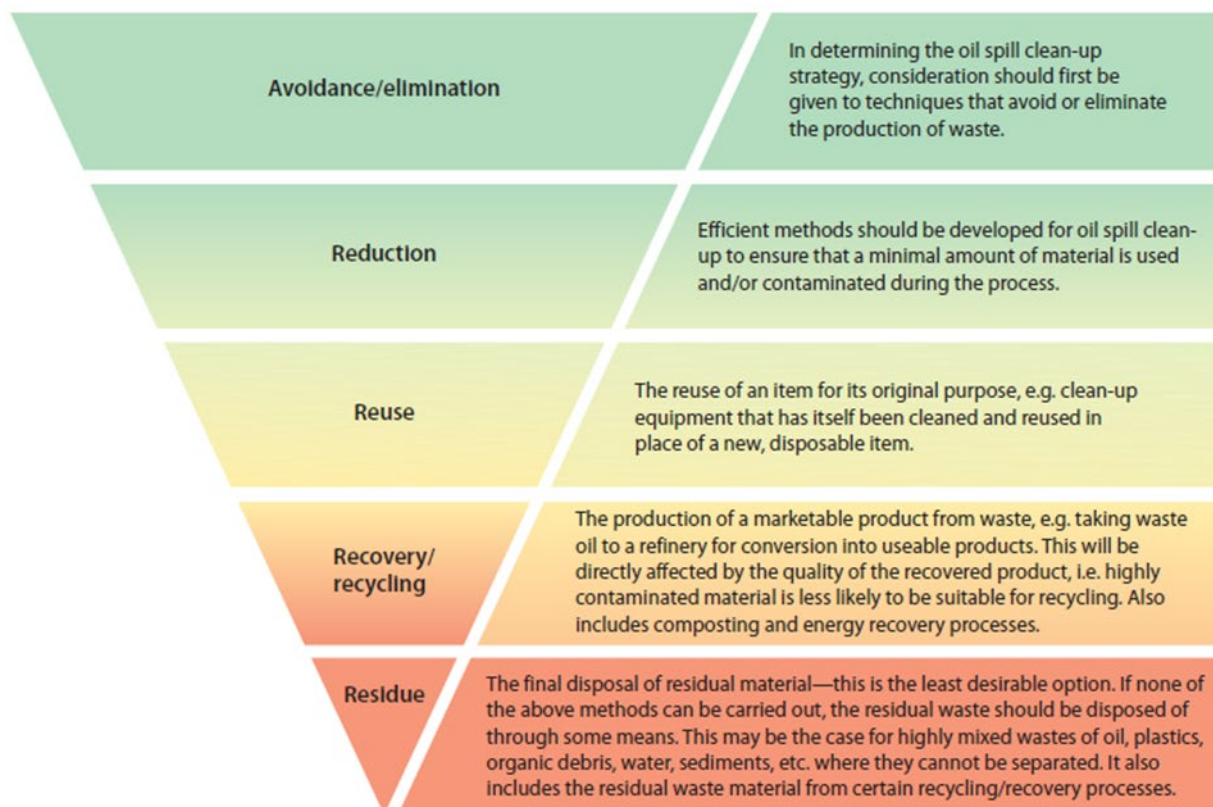


Figura 4-5 Jerarquía de residuos

4.7.4. Evitación/Eliminación

Con una planificación y evaluación cuidadosa de los posibles escenarios de respuesta, se pueden identificar varios métodos para evitar las medidas relacionadas con los residuos, entre ellos:

- Prevención de la contaminación secundaria de los sitios de limpieza y almacenamiento y las rutas de transporte.
- Identificación previa de los posibles lugares de impacto y, en la medida de lo posible, limpieza de los restos y la basura preexistentes para reducir la cantidad de residuos oleosos que habría que tratar en caso de que el petróleo llegara a esa zona.
- Los equipos de recuperación deben limpiarse y reutilizarse en lugar de desecharse.
- Se deben seleccionar los equipos de protección personal (PPE) reutilizables cuando sea apropiado y adquirirlos para su uso. Por ejemplo, productos como las botas de goma pueden limpiarse y reutilizarse.

4.7.5. Reducción

Un factor crítico a tener en cuenta durante la respuesta a un derrame es minimizar la cantidad de residuos generados. Los residuos deben separarse, en la medida de lo posible, para mantener la flexibilidad en la elección de las opciones de eliminación. Al manipular y almacenar temporalmente los residuos, hay que procurar minimizar la contaminación adicional. Los residuos deben almacenarse y trasladarse en contenedores seguros, y en todos los lugares de almacenamiento debe utilizarse un sistema de contención secundaria, como por ejemplo, cubos o revestimientos sintéticos. Los contenedores de almacenamiento abiertos y los montones de material de desecho deben cubrirse

para evitar que la acumulación de agua de lluvia aumente innecesariamente el volumen total de residuos y para evitar que la escorrentía provoque una contaminación secundaria.

4.7.6. Reutilización

Es importante establecer una «zona de descontaminación» durante una respuesta para permitir la reutilización de los equipos y los PPE. En esta zona se puede limpiar el personal y los equipos. La zona de descontaminación se situará en la zona templada del lugar de la respuesta, y servirá de amortiguador entre las zonas caliente y fría, para evitar la contaminación secundaria.

Si no se separan correctamente los residuos, puede aumentar rápidamente el volumen de estos y las implicaciones financieras. Los residuos deben clasificarse, separarse y etiquetarse.

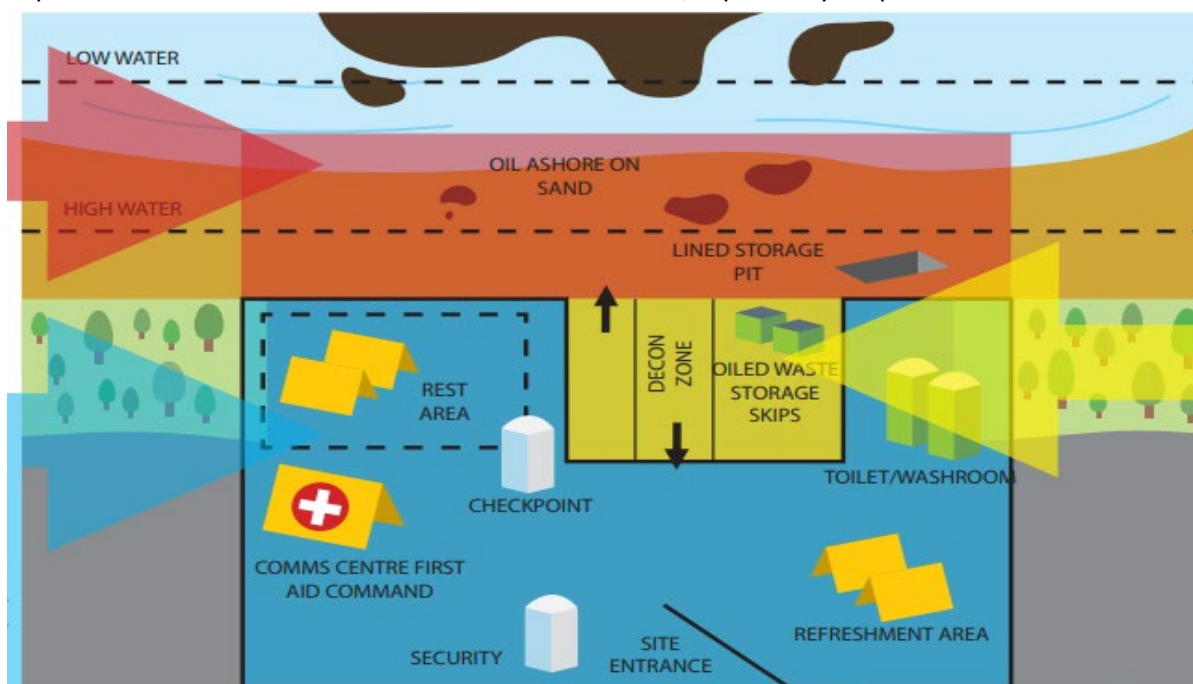


Figura 4-6 Zonificación y diseño del sitio del derrame

4.7.1. Eliminación

Al transportar los residuos, los contratistas autorizados deben tomar precauciones para garantizar que no se filtre petróleo de los camiones. Esto incluye cubrir y sellar las partes superiores abiertas, descontaminar antes de abandonar el lugar y garantizar que el transporte de los residuos contaminados cumple los requisitos/normativas. El transporte a los lugares de eliminación final debe realizarse en camiones cisterna para los residuos líquidos y en camiones sellados para los residuos sólidos.

Tabla 4-13 Componentes de los residuos

Componentes de los residuos	Descripción
Residuos líquidos recuperados	El petróleo puede enviarse para su reprocesamiento si se supone que tiene un bajo contenido de agua y residuos. De lo contrario, se separa en varios componentes de petróleo, agua y sedimentos antes de hacerlo.
Sedimento impregnados de	La limpieza de los sedimentos impregnados de hidrocarburos debe realizarse cerca de la fuente impregnada. Esto puede generar nuevos tipos de residuos cuando el

hidrocarburos	petróleo se remueve y debe gestionarse correctamente.
PPE impregnados de hidrocarburos	En la medida de lo posible, limpiar y reutilizar los PPE para minimizar los residuos. Los PPE no reutilizables deben eliminarse adecuadamente.
Restos impregnados de hidrocarburos	Dado que los métodos de tratamiento de los restos impregnados de hidrocarburos son limitados, la limpieza previa de las playas y la separación adecuada de los residuos minimizarán la cantidad de restos impregnados de hidrocarburos.

5. ORGANIZACIÓN DE LA RESPUESTA A DERRAMES DE PETRÓLEO

En esta sección se describe la estructura organizativa para una respuesta escalonada a un derrame proveniente de las operaciones de perforación con fines de exploración del pozo EQN.MC.A.x-1 en el Bloque de licencia CAN_100, costa afuera de Argentina. El nivel de gestión de emergencias activado por Equinor para responder a un derrame de petróleo dependerá de la capacidad de respuesta.

Cuando Equinor es responsable de los derrames causados por sus propias actividades u operaciones, establecerá su propia organización de respuesta a incidentes basada en el Sistema de mando de incidentes (ICS). En el caso de un incidente que requiera recursos de respuesta de Nivel 1, el Equipo de respuesta ante emergencias (ERT) in situ tendría la primacía para el incidente, dirigido por el Director de la instalación costa afuera (Jefe de operaciones en el lugar del incidente).

Para los derrames que requieren recursos de respuesta de Nivel 2, Equinor movilizará al Equipo de gestión de incidentes (IMT) dentro de Argentina según sea necesario. La mayoría de los incidentes pueden y serán gestionados en la fase inicial con una Estructura de gestión de incidentes (IMS) simplificada, tanto para la estructura organizativa como para el proceso de planificación, con el apoyo del Equipo global de soporte en la gestión de incidentes (G-IMST) de Equinor, si es necesario. El G-IMST se define como la parte «en servicio» del Equipo global de ayuda en la gestión de incidentes de Equinor (GIMAT). El paso a la IMS completa (fase proactiva) solo es necesario para gestionar un incidente complejo con el apoyo del GIMAT de Equinor, si es necesario. El Equipo de gestión de crisis (CMT), con sede en Noruega, sería notificado, actualizado y/o movilizado en consecuencia (Figura 5-1). Los diferentes niveles de los equipos de respuesta de Equinor garantizan que el apoyo, la escalada y la desescalada de una respuesta puedan tener lugar de la forma más fluida posible.

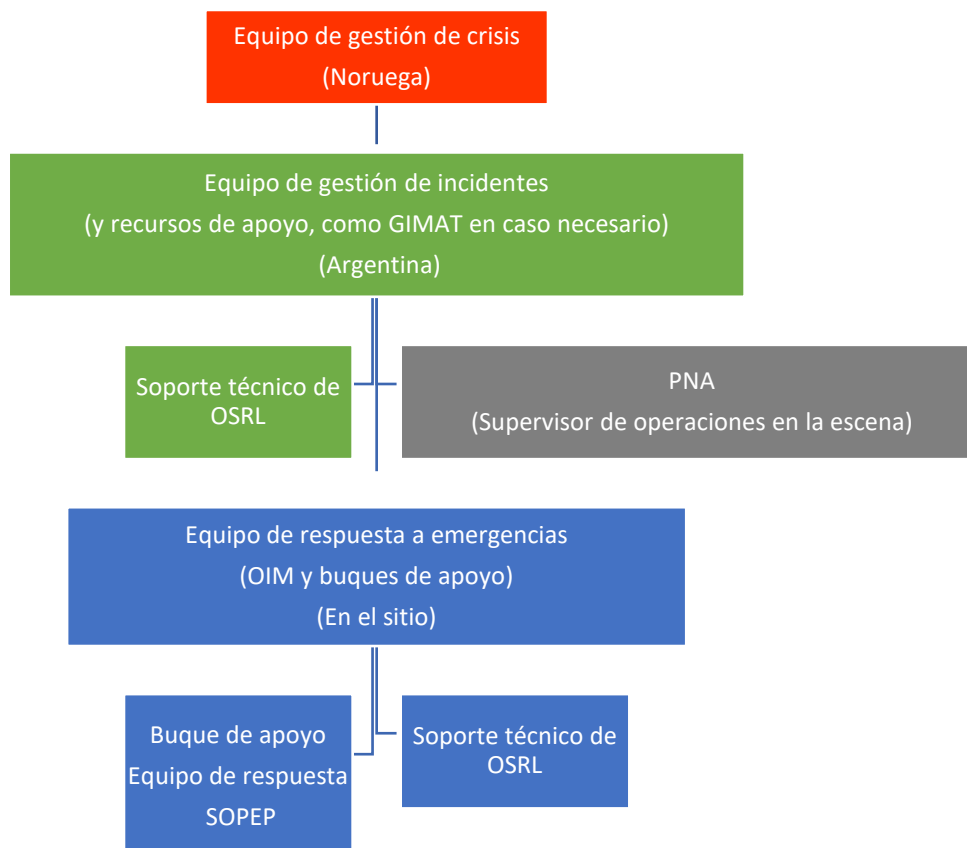


Figura 5-1 Organización de respuesta a emergencias de Equinor para las operaciones en el pozo EQN.MC.A.x-1 en Argentina

5.1. EQUIPO DE RESPUESTA A EMERGENCIAS (ERT) DE EQUINOR ARGENTINA

El Equipo de respuesta a emergencias (ERT) en el sitio gestiona la primera respuesta práctica ante el incidente. En caso de derrame desde un buque (buque perforador o buques de apoyo), se activará el Plan de emergencia anticontaminación por hidrocarburos a bordo (SOPEP) para garantizar:

- **Informes y notificaciones legales.** El Anexo 1 del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL 73/78) estipula que la plataforma de perforación y los buques de apoyo sobre el terreno deben tener un SOPEP aprobado por una sociedad de clasificación o un Estado de abanderamiento. El SOPEP incluye una descripción de las acciones que se llevarán a cabo para reducir o controlar el derrame de petróleo, así como los procedimientos y el punto de contacto para coordinar las acciones de respuesta al derrame con las autoridades nacionales y locales.
- **Movilización de los recursos a bordo del buque para responder al incidente.** El SOPEP exige la presencia de un ERT capacitado a bordo del buque, así como de equipos para mitigar pequeños derrames en cubierta. El buque perforador y los buques de apoyo están equipados con una serie de kits de derrames para este fin, que incluyen (como mínimo) una estera absorbente, barreras absorbentes, almohadillas absorbentes, bolsas de residuos oleosos de alta resistencia y guantes de PVC.

El buque está obligado a realizar las notificaciones necesarias, tal y como se ha indicado anteriormente, pero sólo cuenta con un equipo de a bordo limitado, esencialmente capaz de hacer frente a los derrames en cubierta. Una vez que los hidrocarburos llegan al agua, es poco lo que el buque puede hacer para organizar una respuesta eficaz al derrame. En caso de que el petróleo llegue al agua en las proximidades del buque perforador, se activará este OSRP.

La respuesta táctica in situ será implementada y gestionada por el ERT en el lugar del incidente. Este equipo estará dirigido por el Jefe de operaciones en el lugar del incidente (O-SC). Inicialmente, cuando se active el SOPEP por primera vez, este rol será asumido por el Capitán del buque/OIM. Una vez realizada la evaluación inicial del derrame, el Jefe de operaciones en el lugar del incidente debe ser informado por el O-SC.

El ERT estará compuesto por:

- OIM (Jefe de operaciones en el lugar del incidente) y personal del buque perforador.
- Apoyo al Capitán del buque y la tripulación.

El ERT tendrá las siguientes responsabilidades:

- Asegurarse de que las operaciones se suspendan de forma segura si es necesario.
- Evaluar el derrame.
- Desplegar equipos de respuesta de Nivel 1.
- Comunicarse con el IMT según sea necesario.

El O-SC se encargará de dirigir el ERT in situ e informará del derrame al Jefe de operaciones del incidente. A partir de entonces, el O-SC continuará informando al Jefe de operaciones del incidente,

quien a su vez mantendría el IMT plenamente informado. En incidentes de mayor envergadura, el ERT se incorporaría a la Sección de Operaciones de la organización del IMT.

5.1.1. Estructura del ERT

El ERT está dirigido por el Jefe de operaciones en el lugar del incidente (Director de la instalación costa afuera, OIM). El Jefe de operaciones en el lugar del incidente es responsable de notificar al Jefe de operaciones del incidente en Argentina.

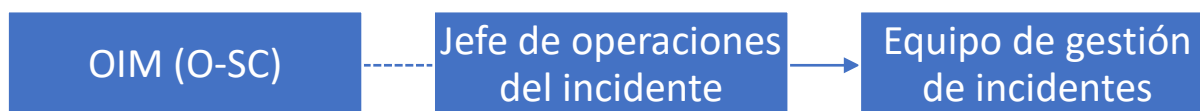
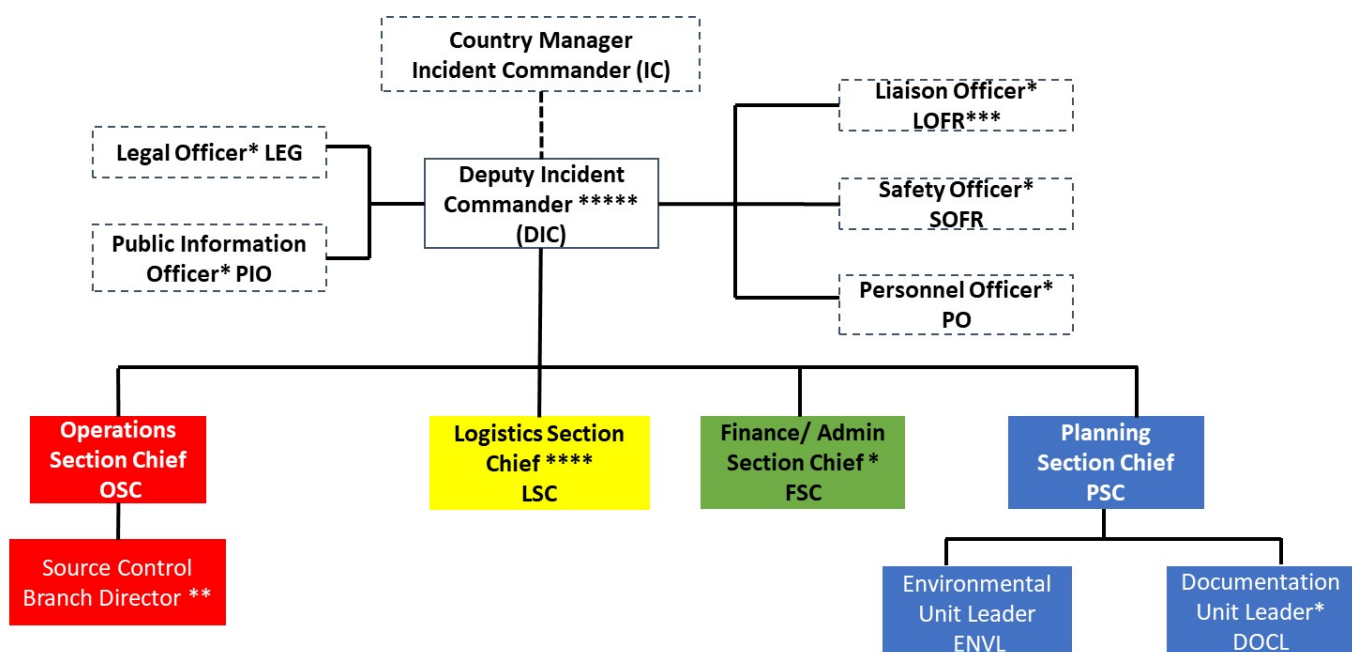


Figura 5-2 Líneas de autoridad funcionales del ERT

5.2. EQUIPO DE GESTIÓN DE INCIDENTES (IMT) DE EQUINOR

La organización de la respuesta a emergencias durante la campaña de perforación se muestra a continuación en la Figura 5-3 y el grado de movilización del IMT dependerá de las circunstancias del incidente.



Local IMT Members on-call *

Local IMT Members on-duty: DW IED** + SSU DW ***+ PSU *****DSL PPSS + GIMAT*****

Virtual/remote support from GIMAT in addition to on-duty personnel above to fill all relevant roles.

Figura 5-3 Equipo de gestión de incidentes inicial de Equinor

Este esquema básico pretende aprovechar al máximo los recursos del país en el momento de producirse cualquier incidente. La respuesta inicial se centra en las primeras 48-72 horas. Las líneas discontinuas en torno a algunas de las funciones tienen por objeto señalar el personal que estaría de guardia.

El IMT tendrá su sede principalmente en Buenos Aires (Argentina), pero el personal podrá tener su sede a distancia, por ejemplo en Río de Janeiro (Brasil), Houston (Estados Unidos) y Stavanger

(Noruega). Dependiendo de la naturaleza del incidente, el IMT recibirá el apoyo del G-IMST de turno y de otros miembros del GIMAT según sea necesario.

GIMAT es un grupo mundial de expertos compuesto por unas 140 personas formadas en una serie de disciplinas vinculadas al ICS. El núcleo del IMT estaría formado por personal del país que cumpliría funciones clave para incidentes menores o en las primeras fases de un incidente mayor prolongado hasta que se cubran varios puestos o se sustituyan por miembros del GIMAT formados en el SCI (por ejemplo, el Responsable de la sección Planificación, PSC). En caso de un derrame importante, deberían aportarse más recursos del GIMAT ²⁹ y de otros lugares (por ejemplo, OSRL, GRN), y se establecería una estructura ampliada del ICS (véase la sección 5.3 Ampliación del IMT para incidentes importantes).

Como ya se ha indicado, los incidentes menores de Nivel 1 pueden requerir únicamente la intervención del ERT, aunque se siga la cadena de notificación adecuada. A continuación se describe la estructura del ERT y la interfaz con el resto del IMT.

5.2.1. Responsabilidades del IMT:

Las principales responsabilidades del IMT son:

- Desarrollar y ejecutar estrategias apropiadas para proteger a las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación.
- Gestionar todos los aspectos de la respuesta.
- Trabajar en colaboración con todas las agencias, autoridades y gobiernos involucrados en la respuesta.

5.2.2. Estructura del IMT

El IMT está estructurado según el modelo del ICS. La estructura del IMT permite:

- Definir claramente las funciones y responsabilidades del personal de respuesta.
- Contar con procedimientos para controlar el personal, las instalaciones, los equipos y las comunicaciones.
- Lograr un rango manejable de control y líneas de autoridad durante una respuesta.
- La integración del IMT con los equipos de respuesta de otras empresas o autoridades que hayan adoptado el modelo del ICS.

El IMT está dirigido por el Jefe de operaciones del incidente (IC) que es responsable de dirigir y coordinar la respuesta al incidente. Las funciones de respuesta crítica se dividen en cuatro secciones:

- Operaciones (Responsable de la sección Operaciones, OSC)
- Planificación (Responsable de la sección Planificación, PSC)
- Logística (Responsable de la sección Logística, LSC)
- Finanzas/Administración (Responsable de la sección Finanzas/Administración, FSC)

Sin embargo, también existen otros roles clave fuera de estos grupos funcionales. Por ejemplo, el Oficial de enlace y el Oficial de seguridad representan dos puestos importantes dentro del equipo del personal de mando (que depende directamente del Jefe de operaciones del incidente). El Oficial de enlace tiene la responsabilidad de notificar e interactuar con las autoridades y el Oficial de seguridad

²⁹ 24-48 horas para los miembros de GIMAT ubicados en América, y 48-72 horas para los miembros de GIMAT ubicados en Europa.

proporciona un punto de contacto específico y centrado en ayudar a garantizar que todas las actividades de respuesta al derrame se lleven a cabo de forma segura.

En el caso de incidentes menores, una persona puede desempeñar más de una función, pero las diferentes funciones deben estar siempre separadas. El hecho de tener una estructura fija es uno de los principios fundamentales de la organización del ICS, lo que facilita la ampliación (y la reducción) en función de las necesidades.

Consultar: Listas de verificación de acciones en la Sección 5.6, para las funciones y responsabilidades del ICS de cada miembro clave del IMT.

5.3. AMPLIACIÓN DEL IMT PARA INCIDENTES PROLONGADOS

En caso de un incidente importante, el IC debe interactuar con el CMT y la dirección corporativa de Equinor en Noruega. El CI deberá llamar por teléfono al Centro de respuesta y soporte de Equinor, RSC, (tel. +47 51990002) y preguntar por el Responsable de personal del CMT.

Para ello, se utilizará la herramienta informática para la gestión de crisis denominada «CIM», y las reuniones de actualización del estado recurrirán a las instalaciones de videoconferencia. En los incidentes expansivos y de larga duración, Equinor utilizará el software IAP.

Gracias a la utilización del modelo del SCI para la estructura del IMT, se puede ampliar el equipo de gestión de forma rápida y flexible en caso de un incidente importante. Para los incidentes importantes, se establecerán puestos adicionales del ICS y se cubrirán con los recursos disponibles en el país, así como con la experiencia de fuera de Argentina (de Equinor y de la industria en general, como OSRL).

La Figura 5-4 muestra un ejemplo de una estructura del ICS para derrames más grandes (Nivel 2). Es posible que no se necesiten todos los puestos pero, como mínimo, el IC, los Responsables de sección y el Personal de mando (Oficial de enlace, Oficial de seguridad, Oficial de información y el Responsable de administración/registro) podrían estar activos.

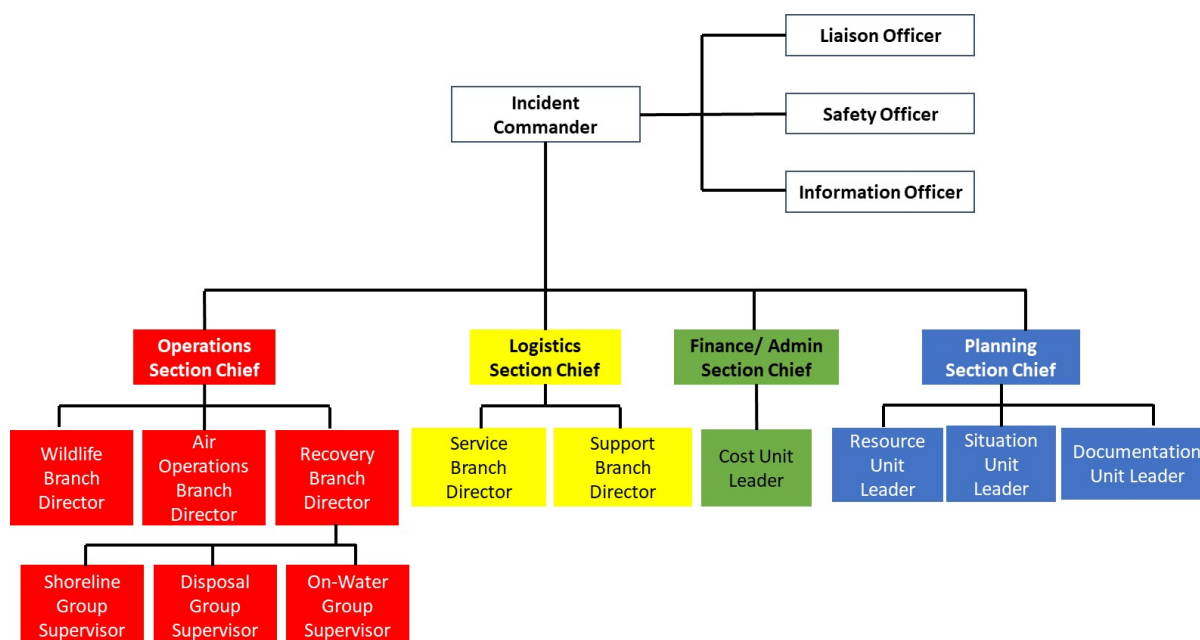


Figura 5-4 Ejemplo de estructura del ICS para una respuesta que requiere recursos de Nivel 2

La Figura 5-5 presenta un ejemplo de una estructura ampliada del ICS que se ha movilizado ante un incidente importante, que requiere recursos de respuesta de Nivel 3. Todos los puestos de la organización ampliada podrían ser ocupados por una combinación de empleados de Equinor (incluido GIMAT), OSRL y miembros de la Red global de respuesta, autoridades gubernamentales y otros operadores. OSRL aportaría una valiosa experiencia práctica y de IMS en el trabajo a nivel de Sucursal y de Grupo en la sección Operaciones, y apoyaría y asistiría en la sección Logística.

5.3.1. Rotación del IMT

Un aspecto importante a tener en cuenta es que, en el caso de incidentes graves, las funciones de respuesta crítica estarán activas durante todo el incidente y deberán estar de guardia las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Para garantizar una organización de respuesta a emergencias sostenible, debe haber un número suficiente de equipos de guardia con base en Argentina y en otros lugares, tanto en espera como de guardia.

La Tabla 5-1 ofrece una visión general de los demás aspectos prácticos que deben reconocerse al pasar de una respuesta de Nivel 2 a una de Nivel 3. Hay que tener en cuenta el proceso de creación de un ICC, la logística de apoyo y la gestión de los recursos de respuesta al derrame.

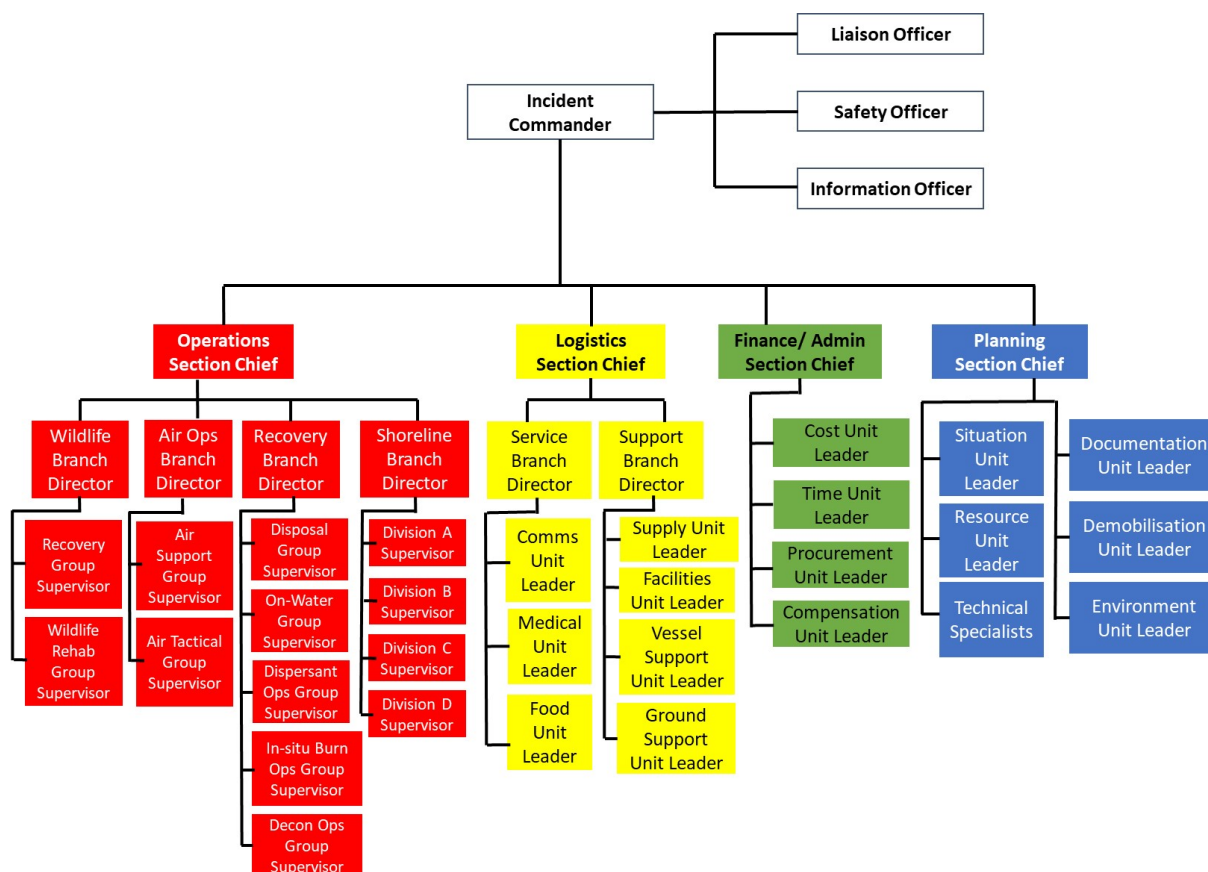


Figura 5-5 Estructura sugerida del ICS para incidentes que requieren recursos de respuesta de Nivel 3

Tabla 5-1 Visión general de los aspectos prácticos cuando se pasa de una respuesta de Nivel 2 a una de Nivel 3

#	Tareas	Acción
Centro de mando	Garantizar que las instalaciones del	<ul style="list-style-type: none"> Asegurar el edificio y los recursos adecuados con un mínimo de equipos de seguridad perimetral y de acceso las 24 horas del

#	Tareas	Acción
incidentes (ICC)	Centro de mando de incidentes (ICC) sean adecuadas para satisfacer el tamaño y las exigencias de la estructura ampliada del ICS para el alcance del incidente	<p>día.</p> <ul style="list-style-type: none"> Gran sala central para albergar al personal de mando y a los responsables de sección en los puestos. Sala central con varios tableros de estado con marcadores. Cada puesto debe contar con un teléfono, una computadora portátil, varios blocs de notas, bolígrafos y lápices. Salas adicionales (aproximadamente ocho) para albergar funciones de apoyo como medicina, comedor, informática, especialistas técnicos, administración, etc. El edificio debe tener aire acondicionado y baños. El edificio debe tener suficientes impresoras y fotocopadoras. El edificio debe tener salas de descanso para que el personal pueda tomar un refrigerio y relajarse cuando no esté de servicio. El edificio debe tener suficiente espacio para el estacionamiento. El edificio debe ser capaz de proporcionar o recibir suficiente comida y agua para el personal.
Soporte de TI	Garantizar un apoyo informático adecuado durante todo el incidente	<ul style="list-style-type: none"> Los contratistas de apoyo informático deben ser identificados previamente. El acceso a Internet será a la máxima velocidad posible (WiFi incluido). Computadoras portátiles y proyectores en número suficiente para el personal que no disponga de ellos. Garantizar la creación de una unidad de documentación para el mantenimiento de los registros.
Medios de comunicación	Garantizar que la gestión de los medios de comunicación sea de alta prioridad	<ul style="list-style-type: none"> Instalar un centro de medios de comunicación cerca pero no en el lugar del ICP; considerar la necesidad de añadir seguridad. Emitir declaraciones oportunas y periódicas a los medios de comunicación, incluido el sitio web del incidente para que el público pueda acceder en el plazo de 12 horas tras la alerta del incidente. Emitir una línea de medios para que los interesados realicen consultas.
Mando unificado	Garantizar que se identifiquen e incluyan todas las autoridades nacionales pertinentes con jurisdicción y autoridad	<ul style="list-style-type: none"> Establecer un mando unificado con suficiente representación. Invitar a la NPA a formar parte del IMT y aportar su experiencia gubernamental (se debe prever un máximo de tres representantes gubernamentales).
ICS	Garantizar que la gestión y la estructura del ICS sean acordes con la escala del incidente	<ul style="list-style-type: none"> Propuesta de contratar a uno o varios especialistas en ICS para que configuren y supervisen el incidente y garanticen el cumplimiento, el buen funcionamiento y la formación continua del personal.
	Se necesitará más personal para gestionar y llevar a cabo las operaciones	<ul style="list-style-type: none"> Ampliar el ICS para adaptarlo, por ejemplo, crear sucursales y divisiones geográficas según convenga; contratar mano de obra local para las operaciones en la costa (si es necesario).

#	Tareas	Acción
	de respuesta al derrame en un período de tiempo prolongado	
	Identificar las funciones prioritarias de apoyo especializado, por ejemplo, SCAT, respuesta a la fauna, gestión de residuos, vigilancia aérea, operaciones costa afuera y en tierra, etc.	<ul style="list-style-type: none"> Mobilizar recursos de la red de contratistas predefinida y de los recursos de OSRL/Equinor. OSRL puede conseguir personal a través de la GRN y otras OSRO.
Gestión de contratistas	Gestión de contratistas en el extranjero	<ul style="list-style-type: none"> Garantizar un alojamiento suficiente: reservar en bloque varios hoteles preparados para la seguridad. Contratar proveedores de transporte. Agilizar el proceso de aduanas y visados para el personal de varias nacionalidades. Confirmar que los procedimientos de los contratos de asistencia médica y evacuación médica incluyen a los subcontratistas. Garantizar que todos los contratistas tengan las vacunas obligatorias antes de entrar en Argentina.
Recursos de respuesta	Respuesta a derrames costa afuera y costeros: identificar y movilizar recursos suficientes para la escala del incidente	<ul style="list-style-type: none"> Coordinarse con OSRL y mobilizarse. Capacidad de vigilancia aérea: aviones locales de ala fija y rotativa. Capacidad de contención y recuperación. Capacidad de aplicación de dispersantes aérea y con buques (Nota: se requiere aprobación previa). Capacidad de quema ISB (Nota: se requiere aprobación previa). Capacidad de taponamiento y aplicación de dispersante submarino. Capacidad de respuesta de la fauna. Capacidad de gestión de residuos.
Buques de oportunidad		<ul style="list-style-type: none"> Mobilizarse a partir de fuentes predeterminadas adecuadas para cada tipo de operación. Utilizar un agente marítimo contratado para abastecerse de fuentes locales, nacionales e internacionales. Nótese que probablemente se dará prioridad al control de la fuente, por lo que se necesitarán buques adicionales para otras actividades de respuesta a derrames.
Incidentes de reventón de pozos		<ul style="list-style-type: none"> Integrar las funciones de respuesta del control de la fuente en el ICS junto con las actividades de respuesta al derrame de petróleo.
Voluntarios		<ul style="list-style-type: none"> Establecer un programa de voluntariado para incluirlo en diversas operaciones, como la respuesta en la costa y la respuesta a la fauna.
Relaciones con la comunidad		<ul style="list-style-type: none"> Establecer un programa de apoyo a la comunidad para

#	Tareas	Acción
		<p>garantizar unas buenas relaciones para trabajar y comunicarse con los asentamientos costeros.</p> <ul style="list-style-type: none"> Garantizar un compromiso temprano para gestionar las expectativas (financieras o de otro tipo); gestionar las reclamaciones y las solicitudes de compensación.

5.4. INTERFAZ GUBERNAMENTAL CON EL IMT DE EQUINOR

5.4.1. Organización de Respuesta a Incidentes del Gobierno Argentino

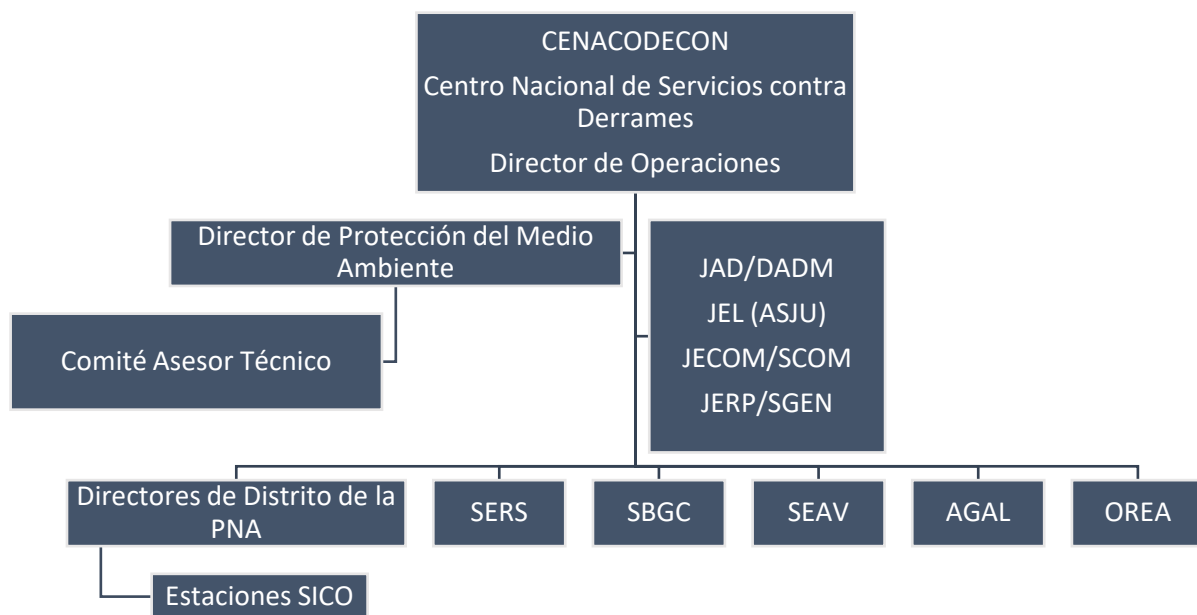
El Plan Nacional de Contingencia (PLANACON) fue aprobado en 1998 por la Ordenanza n.º 8/98 de la Prefectura Naval Argentina (PNA). REGINAVE exige que cada sector portuario, las empresas de exploración y/u operadores de hidrocarburos y los buques cuenten con planes de contingencia, cuyo cumplimiento es auditado por la PNA.

Para cumplir con la finalidad y los objetivos del plan, existirá un «Centro de Control de Derrames de Contaminantes (CECODECON)» para cada nivel de respuesta, cuyos miembros serán convocados según las circunstancias y la magnitud del incidente de contaminación.

PLANACON establece tres niveles de organización de respuesta:

1. Centro Nacional de Control de Derrames de Contaminantes (CENACODECON) (Figura 5-6), cuando por la magnitud del volumen de hidrocarburo derramado y/o el impacto en la sociedad, se supere la capacidad del nivel Zonal para controlar la crisis y se implemente un PLAN NACIONAL.
2. Centro Zonal de Control de Derrames de Contaminantes (CEZOCODECON) (Figura 5-7), cuando se ve afectada más de una jurisdicción local y los recursos locales no son suficientes para controlar la situación. Se implementará el PLAN ZONAL.
3. Centro Local de Control de Derrames de Contaminantes (CELOCODECON) (Figura 5-7), cuando el incidente pueda controlarse con recursos locales y se implemente el PLAN LOCAL.

Las operaciones de control de vertidos serán realizadas por la empresa responsable del incidente o quien designe para su ejecución. Si la PNA emprende la respuesta, todos los gastos se facturarán a la parte responsable. Si la empresa responsable del siniestro, por sí misma o por medio de terceros contratados, lleva a cabo las tareas de respuesta al derrame de petróleo, el Supervisor de Operaciones en la Escena de la PNA supervisará las operaciones de respuesta, pero tiene la autoridad para intervenir y asumir el mando si la empresa responsable lleva a cabo una respuesta ineficaz o ineficiente.



DADM	Dirección de Administración de la PNA
ASJU	Asesoramiento jurídico al Comandante de la PNA
SCOM	Servicio de Comunicaciones de la PNA
SGEN	Secretaría General de la PNA
SIPPNA	Servicio de Inteligencia de la PNA
SANIPNA	Departamento de Salud de la PNA
SERS	Servicio de Salvamento, Extinción de Incendios y Contaminación de la PNA
SBGC	Servicio de Patrullas de la Guardia Costera de la PNA
SEAV	Servicio de Aviación de la PNA
AGAL	Agrupación Albatros de la PNA
OREA	(Organismos de Apoyo Independientes): Aduanas, Migraciones, autoridades nacionales, provinciales o locales, entidades no gubernamentales, etc.
ESTACIONES SICO	Estaciones de Salvamento, Extinción de Incendios y Contaminación

Figura 5-6 Estructura de respuesta nacional de la PNA

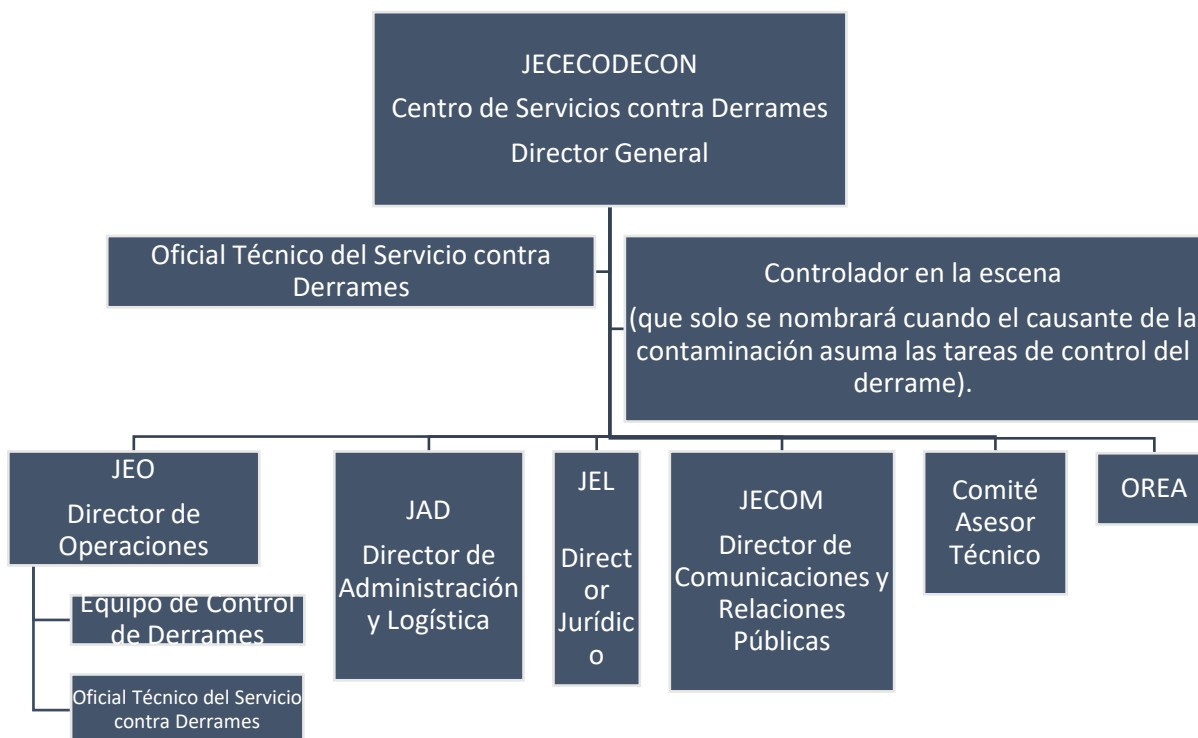


Figura 5-7 Centros de servicio para operación zonales y locales

5.4.2. Mando unificado (UC)

Si lo solicita la PNA, el Mando unificado (UC) puede formarse entre Equinor y la PNA. Equinor seguirá controlando el incidente y utilizará sus recursos globales para gestionarlo.

5.5. CICLO DE PLANIFICACIÓN OPERATIVA

Desde el punto de vista de la planificación del ICS, es necesario tener en cuenta varias etapas básicas de la respuesta. Nada más producirse el incidente, hay una fase inicial de respuesta de emergencia antes de que la respuesta adopte un ciclo operativo o de «proyecto» más regular. La primera tiende a ser reactiva más que planificada y se basa en la planificación previa. Durante esa fase de respuesta inicial, las principales características y requisitos son los siguientes:

- Herramienta principal: OSRP.
- Realizar la evaluación inicial de la seguridad.
- Controlar la fuente del derrame.
- Contener el derrame.
- Notificaciones completas.
- Proteger las zonas sensibles.

Una vez que el IC ha realizado la sesión informativa inicial, se inicia el ciclo de planificación regular del ICS (Planificación P), como se indica en la Figura 5-8. En la documentación del ICS hay muchos formularios diferentes, pero el primero, y uno de los más importantes, es el Formulario de información inicial (ICS 201), que pone en marcha todo el proceso.

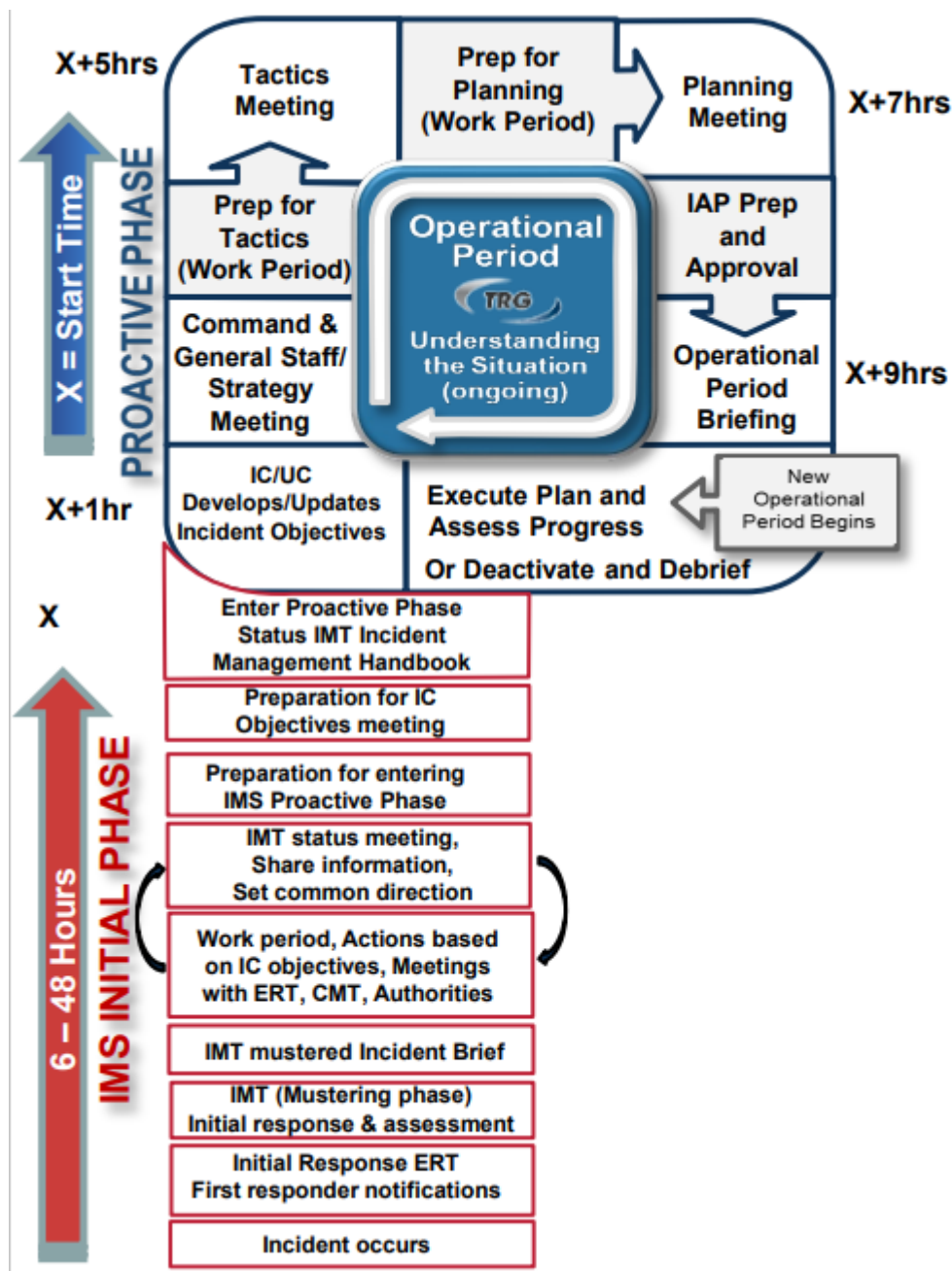


Figura 5-8 Ciclo de planificación del ICS

5.5.1. Incidentes a corto plazo (o fase inicial de eventos a largo plazo)

Las respuestas a corto plazo con un alcance o duración reducidos pueden coordinarse normalmente mediante un equivalente al ICS 201 (Formulario de información del mando de incidentes). Las respuestas a los eventos a largo plazo se iniciarán también con la finalización del (ICS 201).

5.5.2. Incidentes a largo plazo

Las respuestas a más largo plazo y más complejas requerirán un PSC exclusivo, que deberá organizar la transición al modo de Planificación de períodos operativos múltiples. Esta transición requiere la elaboración de Planes de acción ante incidentes detallados para cada nuevo Período operativo. El ICS es una gestión por objetivos.

5.5.3. Sesión informativa sobre el incidente

Durante el proceso de transferencia de mando, una sesión informativa sobre el incidente proporciona al IC entrante datos básicos sobre la situación y los recursos asignados al incidente.

Lo más importante es que el IAP que se aplica por defecto a la respuesta inicial permanece en vigor y sigue desarrollándose hasta que la respuesta finaliza o la sección Planificación genera el primer IAP de ese incidente (el ICS201 es el IAP de los períodos operativos). También es útil para informar a las personas recién asignadas al mando y al personal general.

Sesión informativa sobre el incidente

Cuándo	Con la llegada de un nuevo IC se producirá un traspaso de mando. La Sesión informativa sobre el incidente también sirve como oportunidad para proporcionar información inicial al personal clave del IMT y de la agencia que se incorpora.
Facilitador	El IC actual (por lo general, el inicial).
Asistentes	<ul style="list-style-type: none"> • IC que se incorpora • Personal de mando • Personal general • Representantes gubernamentales de alto nivel responsables de la respuesta • Representantes superiores de los contratistas
Agenda	<ul style="list-style-type: none"> • Situación (anotar el territorio, las exposiciones, los problemas de seguridad, etc. utilizar el mapa/los gráficos) • Objetivos y prioridades • Estrategias y tácticas • Organización actual • Asignaciones de recursos • Recursos en camino y/o solicitados • Instalaciones establecidas

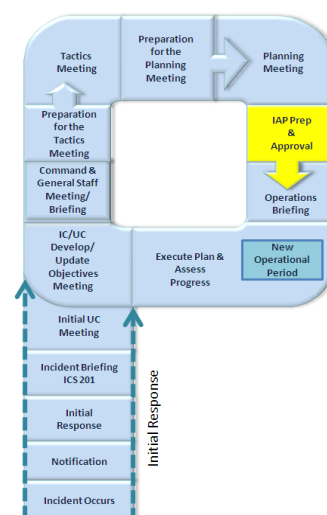


5.5.4. Desarrollo del Plan de acción ante incidentes

Los asistentes a la reunión de planificación preparan sus asignaciones para el IAP con suficiente antelación para permitir la aprobación oportuna del IC y la elaboración de suficientes copias para la Sesión informativa de operaciones.

Desarrollo del Plan de acción ante incidentes

Cuándo	Después de la reunión de planificación.
Facilitador	El PSC facilita el proceso.
Asistentes	No se trata de una reunión sino de un período de tiempo.
Elementos del plan común	<ul style="list-style-type: none"> ICS202 (Objetivos del incidente) ICS203 (Lista de organizaciones) ICS207 (Organigrama) ICS204 (Listas de asignación) ICS205 (Plan de comunicaciones) ICS 234 (Matriz de análisis de trabajo) ICS 215 (Ficha de planificación operativa) Mapa de situación
Elementos opcionales del plan	<ul style="list-style-type: none"> ICS206 (Plan médico) ICS220 (Resumen de operaciones aéreas) Plan de tráfico ICS 221 (Caja de desmovilización) Plan de gestión y eliminación de residuos



5.6. GUÍA Y LISTAS DE VERIFICACIÓN DE SECCIONES DEL ICS

5.6.1. Listas de verificación de la sección de mando del IMT

Personal de mando

Responsabilidades comunes
La siguiente es una lista de verificación aplicable a todo el personal del IMT. Todos los miembros del equipo deben revisar esta lista de verificación durante las primeras etapas de la respuesta. Para cualquier intervención del IMT en línea, los miembros del IMT deberán tener sus chalecos y sus cámaras encendidas.
Antes de llegar al lugar de la respuesta (según corresponda)
<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Recibir del IC una breve descripción del tipo y la magnitud del incidente.<input type="checkbox"/> Reconocer la movilización.<input type="checkbox"/> Movilizar a más personas de las que se cree que se van a necesitar, considerar el apoyo del G-IMST de Equinor; siempre se puede suspender si es necesario.
Cuando se llega al lugar de respuesta (según corresponda):
<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Asignación del trabajo (puesto, etc.)<input type="checkbox"/> Contabilizar a los intervinientes que participan en la respuesta al incidente (por ejemplo, registro de entrada/salida en el lugar del incidente/designado).<input type="checkbox"/> Preparación para el Informe del incidente con el Plan de gestión de incidentes, la tarjeta de acción correspondiente de la DSHA y la Lista de verificación. Acceder a la herramienta informática para la gestión de crisis (CIM).<input type="checkbox"/> Seguimiento de los objetivos y de las indicaciones dadas por el IC y de las acciones pertinentes (de la tarjeta de acción de la DSHA).<input type="checkbox"/> Asegurarse de que las actividades apropiadas estén conectadas a la CIM. Completar los formularios e informes requeridos del puesto asignado y garantizar la disposición adecuada de la documentación del incidente según lo indique el Responsable de la unidad de documentación.<input type="checkbox"/> Acatar el Código de conducta ética de Equinor.<input type="checkbox"/> Garantizar el cumplimiento de todas las prácticas y procedimientos de seguridad. Informar de las condiciones inseguras al IC/Oficial de seguridad.<input type="checkbox"/> Los supervisores deben mantener la responsabilidad de su personal asignado con respecto a la ubicación exacta, la seguridad personal y el bienestar en todo momento, especialmente cuando trabajen en las operaciones del incidente o en sus alrededores.<input type="checkbox"/> Garantizar el seguimiento de todos los recursos movilizados y su registro en la herramienta informática para la gestión de crisis (CIM).<input type="checkbox"/> Organizar e informar al personal subordinado.<input type="checkbox"/> Conocer los métodos y procedimientos de comunicación asignados para la zona de responsabilidad y asegurarse de que los equipos de comunicación funcionan correctamente.<input type="checkbox"/> Utilizar texto claro y terminología IMS (sin códigos) en todas las comunicaciones.<input type="checkbox"/> Asegurarse de que todo el equipo funcione correctamente antes de cada período de trabajo.<input type="checkbox"/> Informar al supervisor de cualquier signo/síntoma de estrés por incidente prolongado, lesión, fatiga o enfermedad propia o de los compañeros de trabajo.<input type="checkbox"/> Realizar un informe breve en los cambios de turno (handover) durante las operaciones en curso cuando se produce un relevo en los períodos operativos o en la rotación de salida.<input type="checkbox"/> Responder a las órdenes de desmovilización e informar al personal subordinado sobre la desmovilización.<input type="checkbox"/> Devolver todo el equipo asignado a la ubicación adecuada.<input type="checkbox"/> Participar en las actividades posteriores a la acción según las indicaciones.

Jefe de operaciones del incidente (IC)

La responsabilidad del Jefe de operaciones del incidente (IC) es la gestión global del incidente. El IC puede tener uno o dos suplentes. Los suplentes deben tener la misma cualificación que la persona para la que trabajan, ya que deben estar preparados para ocupar ese puesto en cualquier momento.

Acciones – Tareas iniciales

- ☐ Evaluar la situación y/u obtener un informe del O-SC; si no está disponible, del Jefe de operaciones en el lugar del incidente.
- ☐ Establecer las prioridades inmediatas y determinar/considerar el potencial del incidente.
- ☐ Movilizar el Equipo de gestión de incidentes (IMT) según sea necesario para apoyar la respuesta (considerar el uso del G-IMST de Equinor).
- ☐ Elegir la tarjeta de DSHA/acción que se va a utilizar para la respuesta.
- ☐ Notificar al Centro de respuesta y soporte de Noruega
- ☐ Asegurarse de que se notifica al Director nacional
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes
- ☐ Garantizar que se han establecido las medidas de seguridad adecuadas
- ☐ Establecer prioridades del incidente (PEAR), decisiones, directivas, limitaciones y restricciones, requisitos de información crítica y objetivos del incidente

Acciones – Tareas en curso

- ☐ Celebrar reuniones periódicas de revisión (reuniones de resumen/estado del incidente) y sesiones informativas.
- ☐ Coordinar la actividad de todo el Mando y el Personal general y asignar los puntos de acción abiertos no cubiertos en las tarjetas de DSHA.
- ☐ Determinar la necesidad de apoyo del G-IMST de Equinor, CMT y personal contratado.
- ☐ Coordinar con personas clave y funcionarios del gobierno. En colaboración con el CM, enviar representantes a las autoridades y otros foros de emergencia pertinentes cuando sea necesario
- ☐ Garantizar que las agencias apropiadas sean informadas del estado del incidente (a cargo del Oficial de enlace).
- ☐ Aprobar solicitudes de recursos adicionales o de liberación de recursos.
- ☐ Autorizar la divulgación de información a los medios de comunicación.
- ☐ Autorizar la divulgación de información a familiares cercanos (NoK por Next of Kin).
- ☐ Asegurarse de que el estado del incidente se comunique regularmente a todas las partes interesadas relevantes (incluido el CMT).
- ☐ Asegurarse de que se mantiene el registro de eventos del incidente.
- ☐ Ordenar la desmovilización del incidente cuando corresponda.
- ☐ Celebrar o programar una sesión informativa con todo el personal de respuesta (como máximo 48 horas después de la desmovilización).

Oficial de seguridad (SOFR)

La función del Oficial de seguridad (SOFR) es desarrollar y recomendar medidas para garantizar la seguridad del personal y evaluar y/o anticipar situaciones peligrosas e inseguras. El SOFR puede contar con especialistas, según sea necesario.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del IC
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Identificar situaciones peligrosas asociadas con el incidente.
- ☐ Breve comando sobre temas y preocupaciones de seguridad.
- ☐ Ejercer la autoridad de emergencia para detener y prevenir actos inseguros observados / reportados.
- ☐ Asignar asistentes/especialistas según sea necesario.
- ☐ Documentar el análisis de peligros que aborda la identificación de peligros, el equipo de protección personal, las zonas de control y el área de descontaminación.
- ☐ Asignar un especialista en seguridad a la escena del incidente (cuando lo decida el IC), responsable del apoyo de emergencia en la escena.
- ☐ Responsable del enlace en el lugar de los hechos con los servicios de emergencia / autoridades / proveedores de servicios médicos si están involucrados en la gestión del incidente.
- ☐ En cooperación con el O-SC y/o el Comandante de Incidentes responsable de coordinar y ejecutar las actividades en la escena.
- ☐ Mantener registro individual.
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

Funcionario de Información Pública (PIO, Public Information Officer)

El Funcionario de Información Pública (PIO) es responsable de desarrollar y divulgar información sobre el incidente a los medios de comunicación, al personal del incidente y a otras agencias y organizaciones apropiadas. Solo se asignará un PIO principal para cada incidente. El PIO puede tener asistentes según sea necesario.

El PIO coordina con CMT COM y acuerda la división de tareas relacionadas con los medios de comunicación.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del IC
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Determinar a partir del IC si hay algún límite en la divulgación de información
- ☐ Informar al IC sobre temas y preocupaciones de PIO
- ☐ Establecer contacto con CMT COM al +47 51 99 00 02 (a través de RSC)
- ☐ Preparar la declaración de retención.
- ☐ Desarrollar la estrategia de medios y el plan de información pública con CMT COM
- ☐ Gestionar y supervisar los medios de comunicación locales en estrecha cooperación con CMT COM, acordar la división de tareas.
- ☐ Monitorear y usar las redes sociales en coordinación con CMT COM
- ☐ Instruir a la puerta principal, la recepción y la centralita en la instalación / oficina sobre cómo manejar y dónde dirigir las consultas de los medios y los periodistas. Hasta que se indique lo contrario, todas las llamadas de los medios de comunicación deben ir a la recepción principal de Equinor: +47 51 99 00 00, luego a CMT COM
- ☐ Evaluar la necesidad de recursos adicionales de la organización local / contratista de 3 partes.
- ☐ Enviar la declaración de tenencia preaprobado del IC a CMT COM de turno para su aprobación y publicación
- ☐ Identificar y gestionar a las partes interesadas locales en estrecha cooperación con el Funcionario de Enlace.
- ☐ Producir y distribuir información aprobada para ser compartida entre otras funciones que trabajan en la emergencia; personal, empleados, socios y proveedores afectados.
- ☐ Preparar y proporcionar al Funcionario de Personal una declaración que se dará a conocer al Centro de Llamadas de Familiares Cercanos.
- ☐ Identificar y preparar a los portavoces locales para tratar con los medios de comunicación, las autoridades y los familiares (en el Centro NoK, Next of Kin si se establece).
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

Funcionario de Enlace (LOFR, Liaison Officer)

El Funcionario de Enlace (LOFR) es el contacto para ayudar y / o cooperar con los representantes de la autoridad, así como con los socios. El LOFR puede tener asistentes según sea necesario.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes
- ☐ Hacer contacto inicial con agencias/autoridades externas

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del IC
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Hacer las notificaciones requeridas y de cortesía a las autoridades, agencias reguladoras y partes potencialmente afectadas según lo solicite el IC.
- ☐ Informar al IC sobre asuntos y preocupaciones de la autoridad/agencia.
- ☐ Servir como contacto principal para la red de enlace, incluidos los representantes del gobierno, el país o la autoridad, si corresponde también, los gobiernos locales, los socios comerciales, etc.
- ☐ Desarrollar un plan de coordinación / participación de las partes interesadas en coordinación con PIO.
- ☐ Mantener a las autoridades y agencias que apoyan el incidente al tanto del estado del incidente.
- ☐ Coordinar las actividades de los dignatarios visitantes.
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

Nota: Iniciar servicios legales según sea necesario, por ejemplo, CMT jurídico o servicios legales subcontratados según sea necesario.

Funcionario Jurídico

El Funcionario Jurídico es responsable de proporcionar asesoramiento y dirección sobre todos los asuntos de naturaleza jurídica, incluidas las reclamaciones, los requisitos legales relacionados con la respuesta de emergencia, las investigaciones, los principales contratos de adquisición, la cobertura de seguros y la revisión de las publicaciones de información a los medios de comunicación, los organismos gubernamentales y el público.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes

Acciones en curso

Lista de verificación de responsabilidades

- ☐ Recibir información del IC
- ☐ Participar en reuniones y sesiones informativas sobre incidentes cuando sea necesario.
- ☐ Asesorar al IC, según corresponda, sobre todas las cuestiones legales asociadas con las operaciones de respuesta.
- ☐ Establecer pautas de documentación y proporcionar asesoramiento sobre la documentación de la actividad de respuesta al equipo de respuesta.
- ☐ Proporcionar información legal según lo solicitado.
- ☐ Revisar los comunicados de prensa, documentación, contratos y otros asuntos que puedan tener implicaciones legales para Equinor.
- ☐ Participar en investigaciones de incidentes y la evaluación de daños (parte de la Continuidad del Negocio).
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

Nota: El rol del Funcionario Legal será entregado por el Oficial Legal de CMT y / o servicios legales subcontratados, ya que Equinor Argentina no cuenta con un asesor legal dentro de su personal

Funcionario de Personal (PO, Personnel Officer)

El Funcionario de Personal asesora al Comandante del Incidente sobre cuestiones relacionadas con el personal de los empleados y contratistas afectados por el incidente. El PO gestionará y coordinará el apoyo del personal en temas relacionados con evacuados, personas desaparecidas, seguimiento de familiares cercanos (NoK, next of kin), centros de recepción y centro de llamadas.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al puesto de mando de incidentes y/o en los equipos de MS
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del Comandante del Incidente (IC)
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Asesorar al IC en todos los asuntos de personal relacionados con los afectados por el incidente
- ☐ Si el incidente excede la capacidad propia para responder, reporte al Comandante de Incidentes (IC), si es necesario, solicite soporte PEBD adicional de G-IMST.
- ☐ Establecer contacto y llevar a cabo reuniones con el G-IMST PEBD y/o PO en el CMT.
- ☐ Evaluar la magnitud / complejidad del incidente y la necesidad de movilizar recursos de personal adicionales para manejar:
 - ☐ Notificación a contratistas/proveedores.
 - ☐ Centro de llamadas; y/o
 - ☐ Centros de recepción para empleados y sus NoK.
- ☐ Obtener una visión general del personal de emergencia y afectado con respecto a:
 - ☐ Mantener una lista del personal afectado por el incidente y su estado.
 - ☐ Condiciones locales que afectan al apoyo del personal (reglamentos, sistema de atención de salud, responsabilidad policial, etc.)
- ☐ Comunicarse con el proveedor de servicios médicos según sea necesario. Enviar la representación de la compañía al hospital según sea necesario.
- ☐ Asegurarse de que NoK esté informado sobre la condición de la persona afectada, después de que se sigan los procedimientos y pautas nacionales
- ☐ Proporcionar actualizaciones periódicas y asesorar al IC sobre todos los asuntos relacionados con el manejo de los empleados afectados y el seguimiento de los familiares más cercanos, incluido el estado de evacuación, las personas desaparecidas, las lesiones, la asistencia familiar, etc.
- ☐ Establecer contacto con el punto focal del Contratista, informar sobre la emergencia y establecer si se requiere algún apoyo de Equinor con respecto a los problemas de personal. Organizar llamadas de actualización regulares con el contratista.
- ☐ Evaluar si se necesita apoyo psicológico y alinearse con el líder del centro de recepción.
- ☐ Coordinar regularmente el intercambio y la distribución de información con el Funcionario de Información Pública (PIO), G-IMST MEDL y la persona de contacto del contratista. Asegurarse de que la información personal no se divulgue al público antes de que NoK haya sido notificado y haya dado permiso.
- ☐ Evaluar la configuración, la capacidad y planificar los turnos si es necesario.
- ☐ Servir de enlace con G-IMST PEBD y/o CMT PO en los casos en que los parientes más cercanos se desplacen desde el extranjero.
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

5.6.2. Listas de comprobación de la sección de operaciones del IMT

Sección de Operaciones

Jefe de la Sección de Operaciones (OSC, Operations Section Chief)

Responsabilidades:

El Jefe de la Sección de Operaciones (OSC), un miembro del Estado Mayor, es responsable de la gestión de todas las operaciones directamente aplicables a la misión principal. El OSC puede tener adjuntos, que pueden ser de la misma organización. Los OSC adjuntos deben contar con las mismas calificaciones que la persona para la que trabajan, ya que deben estar listos para asumir el cargo en cualquier momento.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del Comandante del Incidente (IC).
- ☐ Garantizar que la seguridad pública y del personal de auxilio se comunique como máxima prioridad en todo momento.
- ☐ Evaluar las operaciones en escena y ajustar la organización.
- ☐ Supervisar y ajustar la organización y las tácticas / acciones según sea necesario.
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Actuar como punto de contacto entre el IC y la escena del incidente/ERT.
- ☐ Establecer contacto con ERT.
- ☐ Establecer y actualizar la necesidad de soporte a ERT.
- ☐ Comunicar la necesidad de soporte a ERT o cualquier problema que pueda influir en el personal, los productos básicos y la reputación de Equinor a IC para la decisión.
- ☐ Obtener una visión general y actualización de la situación, incluido el peor de los casos establecidos en ERT.
- ☐ Coordinar con el Funcionario de Seguridad (SOFR), asegurarse de que el personal de la sección de operaciones ejecute las asignaciones de trabajo siguiendo los procesos / procedimientos y las mejores prácticas
- ☐ Nombrar guardias para controlar y verificar en Muster Point
- ☐ Realizar las tareas solicitadas por el IC.
- ☐ Determinar la necesidad de cualquier tipo de recursos de operación
- ☐ Evaluar la capacidad en la propia organización
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

5.6.3. Listas de comprobación de la sección de planificación del IMT

Sección de planificación

Jefe de la Sección de Planificación (PSC, Planning Section Chief)

Responsabilidades:

El Jefe de la Sección de Planificación, miembro del Estado Mayor, es responsable de la reunión, evaluación, difusión y utilización de la información sobre incidentes y de mantener el estado de los recursos asignados. Se necesita información para: 1) comprender la situación actual; 2) predecir el curso probable de los eventos incidentes; 3) supervisar el proceso de gestión de la información; y 4) evaluar la capacidad del IMT.

El PSC puede tener adjuntos, que pueden ser de la misma organización. Los PSC adjuntos deben tener las mismas calificaciones que la persona para la que trabajan, ya que deben estar listos para asumir el cargo en cualquier momento.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en equipos MS.
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes.
- ☐ Garantizar el cumplimiento de los planes de respuesta a emergencias de la organización (médicos, personal, seguridad, derrames de petróleo, documentos puente, etc.), según corresponda
- ☐ Establecer su espacio de trabajo y activar la herramienta de TI de gestión de crisis (o equivalente).

Acciones en curso

- ☐ Recibir información del Comandante del Incidente (IC)
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Supervisar el seguimiento del personal y los recursos de incidentes
- ☐ Supervisar el proceso de gestión de documentos con el Funcionario Legal y DOCL.
- ☐ Desarrollar plan de reuniones con IC.
- ☐ Proporcionar predicciones periódicas sobre el potencial de incidentes.
- ☐ Coordinar con el PIO / LOFR el estado de la situación actual y el estado de los recursos para que la divulgación de información sea precisa.
- ☐ Supervisar los procesos y planes de gestión de la información
- ☐ Coordinar con el IC para identificar los requisitos de presentación de informes internos y externos de las agencias / organizaciones
- ☐ Confirmar que se han realizado las notificaciones internas y externas requeridas
- ☐ Evaluar la capacidad en la propia organización
- ☐ Desarrollar un plan de incidentes (turno día/noche)
- ☐ Evaluar la necesidad de pasar a la transición a la fase proactiva
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

Líder de la Unidad de Documentación (DOCL, Documentation Unit Leader)

Responsabilidades:

El Líder de la Unidad de Documentación (DOCL) es el responsable de establecer un sistema de archivo para el mantenimiento de información precisa y actualizada del incidente que constituirá el registro legal del incidente. El DOCL preparará las actas de la reunión, realizará un seguimiento de los elementos de acción abiertos y mantendrá el registro de eventos de incidentes.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en equipos MS.
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes.
- ☐ Establecer su espacio de trabajo y activar la herramienta de TI de gestión de crisis (o equivalente).

Acciones en curso

- ☐ Recibir una sesión informativa inicial del PSC (o IC).
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Mantener el registro de eventos de incidentes
- ☐ En consulta con el Funcionario Legal y / o PSC, y las políticas establecidas desarrollan un plan de documentación para incluir el archivo de todos los datos de información específicos del incidente
- ☐ Configurar y manejar la herramienta de TI de gestión de crisis (CIM) y mantener un seguimiento de los objetivos, las acciones y el registro de incidentes.
- ☐ Seguimiento de las comunicaciones CMT en la herramienta de TI de gestión de crisis (CIM)
- ☐ Desarrollar y comunicar protocolos de documentación al Equipo de Gestión de Incidentes (IMT).
- ☐ Presentar todos los formularios e informes oficiales.
- ☐ Proporcionar la documentación del incidente según lo solicitado.
- ☐ Asegurar que el equipo técnico en el ICP sea tripulado y funcional
- ☐ Participar en reuniones y sesiones informativas sobre incidentes y preparar un resumen de la reunión para cada uno.
- ☐ Desarrollar un plan de reuniones con PSC (IC).
- ☐ Presentar una vista continua y actual (en pantalla) de los últimos datos registrados.
- ☐ Notificar al Comandante de Incidentes las acciones o consultas recibidas del CMT a través de la herramienta de Gestión de Crisis (CIM).
- ☐ Preparar y presentar documentación a las partes dirigidas por el IC y jurídico, según sea necesario.
- ☐ Mantener el ICP operativo en todo momento, incluidos los equipos, la papelería y el soporte de TI.
- ☐ Mantener registro individual

5.6.4. Listas de comprobación de la Sección de Logística del IMT

Sección de Logística

Jefe de la Sección de Logística (LSC, Logistics Section Chief)

El Jefe de la Sección de Logística (LSC) es el responsable de proporcionar instalaciones, servicios, personas y material en apoyo del incidente. El LSC puede tener diputados, que pueden ser de la misma organización. Los LSC adjuntos deben tener las mismas calificaciones que la persona para la que trabajan, ya que deben estar listos para asumir el cargo en cualquier momento.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en equipos MS.
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes.

Acciones en curso

- ☐ Recibir una sesión informativa inicial del o del IC.
- ☐ Participar en reuniones sobre incidentes y sesiones informativas.
- ☐ Determinar y suministrar recursos inmediatos de incidentes y necesidades de instalaciones.
- ☐ Notificar y movilizar los recursos solicitados (internos y externos) y actualizar el tablero de Recursos de la CIM. Documentar y realizar un seguimiento de los recursos requeridos, ordenados y la hora estimada de llegada (ETA).
- ☐ Obtener y agilizar personal, equipos y suministros. Notificar y movilizar los recursos requeridos por el IMT (personal, transporte, equipo, catering y servicios de apoyo).
- ☐ Asesorar a los jefes de sección sobre las limitaciones y adecuación de los recursos.
- ☐ Identificar las necesidades de recursos para contingencias de incidentes.
- ☐ Continuar ordenando y manteniendo suministros / servicios para apoyar las operaciones de emergencia según lo solicitado.
- ☐ Solicitar y/o configurar un proceso de pedido ampliado según corresponda.
- ☐ Establecer y mantener la red de comunicación para ICP (computadoras, teléfono satelital, teléfonos fijos, teléfonos móviles, Wi-Fi, etc.).
- ☐ Realizar un seguimiento de la información del pronóstico del tiempo.
- ☐ Definir el plan para mudarse y establecer ICP en la ubicación alternativa, si es necesario. Ejecutar el plan aprobado.
- ☐ Proporcionar recursos de la Sección Logística para que se incluyan en la orden de liberación de desmovilizados y priorizar.
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

5.6.5. Listas de comprobación de la Sección de Finanzas / Administración del IMT

Sección de Finanzas / Administración

Jefe de Sección de Finanzas / Administración (FSC)

El FSC es responsable de todos los aspectos financieros, administrativos y de análisis de costos del incidente. El FSC puede tener un FSC Adjunto. Los FSC adjuntos deben tener las mismas calificaciones que la persona para la que trabajan, ya que deben estar listos para asumir el cargo en cualquier momento.

Acciones iniciales

- ☐ Movilizarse al ICP y/o en MS Teams cuando se solicite.
- ☐ Revisar las responsabilidades comunes.

Acciones en curso

- ☐ Recibir una sesión informativa inicial del o del IC.
- ☐ Participar en reuniones y sesiones informativas sobre incidentes cuando sea necesario.
- ☐ Gestionar y analizar todos los aspectos financieros de un incidente.
- ☐ Proporcionar información financiera y de análisis de costos según lo solicitado.
- ☐ Identificar todas las fuentes de financiamiento y los límites máximos para la operación de respuesta.
- ☐ Preparar contratos con proveedores o contratistas según lo solicite Logística.
- ☐ Asegurarse de que se establezcan procedimientos para abordar cualquier reclamo que surja como resultado del incidente.
- ☐ Proporcionar aportes financieros y administrativos al plan de desmovilización.
- ☐ Elaborar la lista recomendada de los recursos de la sección que se desmovilizará y la recomendación inicial para su liberación cuando proceda.
- ☐ Mantener registro individual
- ☐ Tener una sesión informativa con el IC antes de la desmovilización.

6. JUSTIFICACIÓN

La información proporcionada en esta sección no se centra en la respuesta, sino que proporciona datos sobre los que se describen los procedimientos de respuesta del OSRP. La estrategia de respuesta y la capacidad desarrollada por Equinor se justifican teniendo en cuenta toda la siguiente información:

- El marco legislativo y reglamentario al que debe adherirse el OSRP.
- Los roles y responsabilidades de las partes interesadas clave en Argentina con intereses en derrames de petróleo.
- La visión general operativa para la que está escrito este OSRP.
- Una evaluación integral del riesgo de derrame de petróleo y escenarios de modelado para las operaciones del pozo Agerich-1.
- Las sensibilidades ambientales y socioeconómicas que están en riesgo por los incidentes de derrames de petróleo en Argentina.

6.1. CARACTERÍSTICAS Y COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO

6.1.1. Inventarios de almacenamiento de hidrocarburos y datos de pozos

Las siguientes tablas resumen los inventarios de almacenamiento de hidrocarburos basados en una especificación típica de buques de perforación y buques de apoyo.

Tabla 6-1 Inventarios de almacenamiento de hidrocarburos en buque de perforación³⁰

Inventario de Almacenamiento de Hidrocarburos	
Tipo de fluido	Volumen máximo / Capacidad (m ³)
Fueloil (MGO o MDO)	10805,3 m ³
Fluido base sintético	490,3 m ³
Lodo de perforación líquido	Activo: 1068 m ³ , Reserva: 1004,8 m ³ Total: 2072,8 m ³

Tabla 6-2 de apoyo al inventario de almacenamiento de hidrocarburos de buques³¹

Inventario de almacenamiento de hidrocarburos de buques de apoyo	
Tipo de fluido	Volumen máximo / Capacidad (m ³)
Diésel marino / Fueloil	1350 m ³
Fluido base sintético	140 m ³
Lodo de perforación líquido	1050 m ³
Agua de perforación	2065 m ³

6.1.2. Comportamiento esperado del petróleo

El tipo de derrame más frecuentemente esperado serían pequeños derrames de tipo operacional (< 1 m³) del inventario de buques de perforación durante la transferencia a granel hacia / desde el buque de perforación, fugas o durante el uso o almacenamiento. Los peores escenarios de derrame implican la pérdida total del inventario de combustible de los buques de perforación / buques de apoyo y petróleo crudo de un depósito de flujo libre después de un reventón de pozo.

³⁰ Inventarios representativos basados en un buque de perforación típico

³¹ Inventarios representativos basados en un buque de apoyo típico

Equinor seleccionó un petróleo probado en laboratorio para el modelado de derrames de petróleo, basado en las propiedades esperadas del petróleo del pozo EQN.MC.A.x-1 (Tabla 6-3). Sobre la base de la información disponible sobre los fluidos de pozos probables en esta operación, el petróleo crudo sustituto más cercano para EQN.MC.A.x-1 en la base de datos de petróleo OSCAR es «Statfjord C». Según SINTEF (2001), «Statfjord C» es un crudo emulsionante medio.

Las temperaturas del mar en la región se mezclarán con la corriente de Malvinas, con un rango de temperatura de la superficie del mar de 8 °C a 17 °C, por lo que el bajo punto de fluidez (-3 °C) indica que es poco probable que el petróleo se solidifique.

Tabla 6-3 Propiedades del petróleo

Nombre	API	Gravedad específica	Grupo ITOF	Viscosidad (cP)	Punto de fluidez (°C)	Contenido de cera (%)	Asfaltenos (%)
Petróleo EQN.MC.A.x-1³²	-	0,870	-	-	-	-	-
Statfjord C 2001	38,2	0,834	2	21	-3	4,19	0,09

Las pruebas de eficacia del dispersante realizadas por SINTEF (2001) en el petróleo «Statfjord C» sugieren que el petróleo Statfjord es dispersable, sin embargo, para velocidades de viento más altas, la eficiencia se reducirá con el tiempo para el petróleo meteorológico (Tabla 6-4):

- Hasta aprox. 12 horas después de un derrame en el mar a una velocidad del viento de aprox. 10-15 m / s a temperatura invernal (5 °C), que es comparable a las temperaturas del invierno argentino (julio-septiembre).
- Hasta aprox. 1 día después de un derrame en el mar a aprox. 10-15 m / s de velocidad del viento a temperatura de verano (15 °C), que es comparable a las temperaturas de verano argentino (enero a marzo).

A una velocidad del viento de 2 a 5 m/s, la posible aplicación de dispersantes es posible en «Statfjord C» hasta varios días en el mar, tanto en condiciones de verano como de invierno.

Tabla 6-4 Capacidad de dispersión química de Statfjord C

Statfjord C	Tiempo (horas)				Tiempo (días)				
	1	3	6	12	1	2	3	4	5
Verano (15 °C - 5 m/s)	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Invierno (5 °C - 10 m/s)	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo

Verde; Buen potencial de dispersión química

Amarillo: Reducción del potencial de dispersión química

Rojo: Muy poco o ningún potencial de dispersión química

La ventana de oportunidad exacta para los dispersantes dependerá de cómo se intemperie y se comporte el petróleo, las condiciones ambientales (temperatura, velocidad del viento y energía de las olas) y el tipo y la dosis del dispersante.

Las pruebas de petróleo para determinar sus propiedades deben realizarse lo antes posible después de una liberación no planificada de petróleo.

³² Información limitada sobre las propiedades del petróleo EQN.MC.A.x-1 está actualmente disponible debido a la naturaleza de esta operación de perforación.

6.1.3. Petróleos ITOPF Grupo 2

El diésel está clasificado como un petróleo del Grupo 2 por la clasificación ITOPF de petróleo debido a su baja gravedad específica (0.8-0.85).

- Los petróleos del Grupo 2 son petróleos ligeros que se propagan rápidamente con el viento y la corriente cuando se derraman sobre el agua.
- Los extremos ligeros se evaporan rápidamente (hasta un 40 % en volumen), pero los componentes más pesados (hasta un tercio del volumen de derrame) persisten el tiempo suficiente para justificar una respuesta³³.
- Los petróleos del grupo 2 no tienden a formar emulsiones viscosas, pero hay excepciones.

6.1.4. Petróleos ITOPF Grupo 3

Crudo esperado del EQN. El pozo MC.A.x-1 está clasificado como un petróleo del Grupo 3 por la clasificación ITOPF de petróleo debido a su gravedad específica (0,85-0,95).³⁴

- Los petróleos del Grupo 3 se evaporan a un ritmo moderado (alrededor de un tercio en 24 horas)³³ dejando componentes sustanciales más pesados que pueden tener impactos ambientales severos y a largo plazo.
- Los petróleos del Grupo 3 a menudo se clasifican como aceites persistentes porque no se pueden eliminar completamente del medio ambiente mediante procesos de intemperie u operaciones de limpieza.
 - Son variables, particularmente en su tendencia a emulsionar y en sus puntos de fluidez.
- El punto de fluidez del petróleo afecta a su viscosidad y, por tanto, a su dispersabilidad.
 - El punto de fluidez del petróleo derramado aumenta a medida que sus extremos ligeros se evaporan concentrando las ceras en el aceite residual y forzando su precipitación.
 - El petróleo recién derramado con un punto de fluidez bajo puede no volverse más sólido, pero puede hacerlo después de la intemperie inicial.
- Los petróleos del grupo 3 normalmente forman emulsiones.
 - La velocidad de formación y estabilidad de la emulsión depende del contenido de asfalteno.
 - El alto contenido de asfalteno promueve una emulsificación rápida y estable que puede aumentar en gran medida la viscosidad y reducir la eficacia de los dispersantes.
 - Los petróleos con alto contenido de asfalteno suelen ser petróleos más pesados y persistentes.

6.1.5. Otros hidrocarburos no crudos

Tabla 6-5 Características de los hidrocarburos para otros petróleos operativos

³³ NOAA. 1992. Introducción a los hábitats costeros y recursos biológicos para la respuesta a derrames. Comportamiento y toxicidad del petróleo.

³⁴ ITOPF. 2010. Manual 2010/11. Destino de los derrames de petróleo marino.

Características genéricas de los hidrocarburos			
Tipo	Propiedades		Características del derrame
Combustible de aviación	Densidad @ 15°C (SG)	0,78 - 0,84	<ul style="list-style-type: none"> Combustible destilado de baja viscosidad que se propaga muy rápidamente para formar un brillo delgado Alta proporción de extremos livianos que se evaporan rápidamente Dispersarse / evaporarse rápidamente si se libera en el medio marino
	Grupo ITOFF	I/II	
	Punto de fluidez (°C)	-5 a -31	
	Viscosidad a 15 °C (cP)	4	
	Contenido de cera (%) >16 %: cera alta	Producto refinado - no aplicable	
	Contenido de asfalto (%) 0,06: es poco probable que emulsione 0,5: puede emulsionar >0,55: probable emulsión estable	Producto refinado - no aplicable	
Diésel	Densidad @ 15°C (SG)	0,82	<ul style="list-style-type: none"> Combustible destilado de baja viscosidad que se propaga muy rápidamente para formar un brillo delgado Alta proporción de extremos livianos que se evaporan rápidamente Dispersarse / evaporarse rápidamente si se libera en el medio marino
	Grupo ITOFF	II	
	Punto de fluidez (°C)	-5 a -31	
	Viscosidad a 15 °C (cP)	4	
	Contenido de cera (%) >16 %: cera alta	Producto refinado - no aplicable	
	Contenido de asfalto (%) 0,06: es poco probable que emulsione 0,5: puede emulsionar >0,55: probable emulsión estable	Producto refinado - no aplicable	
Aceite hidráulico / lubricante	Densidad @ 15°C (SG)	-0,856 a 0,88	<ul style="list-style-type: none"> Aceite refinado de densidad media y baja volatilidad El punto de fluidez indica que es probable que el petróleo sea líquido en el Mar del Norte durante todas las estaciones Muy alto contenido de aditivos, probablemente muy persistente en la superficie del mar
	Grupo ITOFF	II/III	
	Punto de fluidez (°C)	-10	
	Viscosidad a 15 °C (cP)	De 25 a 36	
	Contenido de cera (%) >16 %: cera alta	Producto refinado - no aplicable	
	Contenido de asfalto (%) 0,06: es poco probable que emulsione 0,5: puede emulsionar >0,55: probable emulsión estable	Producto refinado - no aplicable	

6.1.5.1. Diésel y Diésel Marino

El diésel es un combustible destilado de baja viscosidad y contiene una proporción significativa de extremos ligeros. Esto significa que la evaporación será un proceso importante que contribuirá a la reducción del

balance de masa de los diésel. La gravedad específica del diésel suele estar en el rango de 0.802 - 0.844 (API 35 - 45), viscosidad 4 cst / 50 ° C y punto de fluidez -36 ° C. Los diésel se clasifican como petróleos del Grupo 2 bajo la clasificación ITOPF.

El diésel marino tiende a tener un mayor contenido de cera que el diésel. El diésel y el diésel marino se propagarán rápidamente en el agua y deberían evaporarse en unos pocos días después de su liberación en la superficie del mar. La evaporación se puede mejorar con velocidades de viento más altas, agua más cálida y temperaturas del aire. Un pequeño porcentaje también puede disolverse.

Las operaciones de respuesta a derrames de petróleo que se pueden utilizar costa afuera se limitan a la supervisión, la dispersión mecánica y, en algunos casos, la aplicación de dispersantes.

6.1.5.2. Aceites lubricantes

Los aceites lubricantes son relativamente persistentes y se clasifican como aceites del Grupo 3 bajo la clasificación ITOPF. Varían en viscosidad, pero generalmente tienen una alta capacidad para tomar agua. En consecuencia, la emulsificación de estos aceites puede ser muy rápida en el mar y las emulsiones resultantes pueden ser altamente estables.

Las operaciones de respuesta a derrames de petróleo que se pueden utilizar costa afuera se limitan a la supervisión, la dispersión mecánica y, en algunos casos, la aplicación de dispersantes.

6.1.5.3. Aceites hidráulicos

El aceite hidráulico es relativamente viscoso, persistente y no fácilmente asimilable por el medio ambiente. El aceite hidráulico se clasifica como Grupo 3 bajo la clasificación ITOPF. Se produciría una propagación limitada y una pérdida mínima por evaporación y dispersión natural. Es probable que la acción de mezclar energía produzca una emulsión espumosa.

Las operaciones de respuesta a derrames de petróleo que se pueden utilizar costa afuera se limitan a la supervisión, la dispersión mecánica y, en algunos casos, la aplicación de dispersantes.

6.1.5.4. Lodo de perforación a base de agua (WBM, Water-Based Drilling Mud)

Se utilizarán sistemas de lodo a base de agua para la perforación del orificio superior. Los fluidos de perforación a base de agua tienen agua como fase primaria (que puede ser hasta ~ 76 %), que es agua dulce, agua de mar o salmuera. El lodo de perforación a base de agua consiste más comúnmente en arcilla de bentonita (gel) con aditivos como sulfato de bario (barita), carbonato de calcio (tiza) o hematita. Se utilizan varios espesantes y aditivos para influir en la viscosidad del fluido, por ejemplo, polímeros, almidón. La barita se agregaría como agente de ponderación para aumentar la densidad y, por lo general, representa alrededor del 14 % de la composición del lodo de perforación, con arcilla / polímeros alrededor del 6 %. Se agregan otros componentes (~ 4 %) para proporcionar varias características funcionales específicas como se mencionó anteriormente. Algunos otros aditivos comunes incluyen lubricantes, inhibidores de esquistos y aditivos para la pérdida de fluidos (para controlar la pérdida de fluidos de perforación en formaciones permeables). La naturaleza a base de agua de estos lodos de perforación tendería a garantizar que se dispersen y diluyan fácilmente cuando se derramen.

6.1.5.5. Fluido base sintético

Después de instalar la BOP y el tubo ascendente, se utilizará un fluido de perforación no acuoso (NADF, Non-Aqueous Drilling Fluid). Este fluido está formulado como una emulsión que consiste en agua emulsionada en una fase fluida de base continua. Generalmente, al derramarse en un ambiente marino, las porciones de lodo se hundirán y se acumularán en el fondo marino, dejando una fina capa de brillo en la superficie del agua. A pesar de que el NADF generalmente no es tóxico, el NADF restante en la superficie del agua puede dañar a los organismos que viven en el agua y puede interrumpir las capacidades de transporte de oxígeno en esta capa.

La delgada mancha tiende a extenderse bajo la dirección predominante del viento y la corriente. Los mares agitados mejorarán en gran medida la tasa de propagación y romperán la mancha. La propagación hace que otros procesos de meteorización sean más eficientes porque aumenta el área de superficie del derrame. Sin embargo, la tasa de meteorización dependerá de las propiedades del fluido base específico, que incluyen la densidad (gravedad específica), la viscosidad, el punto de fluidez y el contenido de cera y asfalteno.

El impacto del NADF derramado en el medio ambiente depende del tipo de fluido base utilizado. Los aceites minerales altamente refinados y los fluidos sintéticos como ésteres, parafinas y olefinas que serán usados, son menos tóxicos y tienen menos impacto ambiental que el diésel convencional o el petróleo base crudo (que no se utilizarán durante esta campaña).

Ninguna opción de respuesta a derrames de petróleo será efectiva en este tipo de derrame costa afuera.

6.1.5.6. Aceite usado / Slops

El aceite usado puede estar compuesto por muchos tipos diferentes de aceite, incluidos los aceites minerales usados no aptos para el uso originalmente previsto (por ejemplo, aceite lubricante usado), aceite térmico residual (transferencia de calor), mezclas de aceite usado / agua, mezclas o emulsiones de hidrocarburos / agua, residuos aceitosos / alquitranados, pendientes de buques marinos, lodos de petroleros y otros aceites que contienen desechos similares. Por lo tanto, su comportamiento y propiedades son difíciles de predecir.

En general, pueden formar emulsiones fácilmente cuando se derraman en las aguas. Los aceites usados muy desgastados tienden a formar bolas de alquitrán (pequeña bola de aceite desgastado) a temperatura ambiente. Las bolas de alquitrán persistirán durante muchos meses, lo que resultará en el transporte de largo alcance (de decenas a cientos de millas) y la contaminación con petróleo de la costa. En las aguas costeras, el aceite puede recoger sedimentos y, por lo tanto, podría aumentar la densidad de las bolas de alquitrán lo suficiente como para hundirse.

Normalmente, los aceites usados son a menudo difíciles de recuperar del agua en virtud de la viscosidad muy alta. Además, el aceite altamente viscoso es muy adhesivo, y tiende a recoger una cantidad mucho mayor de residuos que otros aceites; esto limitará aún más la eficacia de la recuperación mecánica. El aceite usado que llega a tierra se puede eliminar fácilmente manualmente utilizando algunos equipos convencionales.

Ninguna opción de respuesta a derrames de petróleo será efectiva en este tipo de derrame costa afuera.

6.1.6. Destino y comportamiento del petróleo derramado en el medio marino

El destino y el comportamiento del petróleo derramado en el mar dependen en gran medida de las propiedades físicas y químicas del petróleo. Es la composición química del petróleo, en combinación con las condiciones meteorológicas, la que afecta la forma en que el petróleo se rompe y se disipa en el medio

marino o persiste. Esta interacción entre el petróleo derramado y su nuevo entorno es un proceso conocido como meteorización,, y solo se puede predecir si se conocen las propiedades del petróleo.

El proceso de meteorización

El proceso de meteorización se ilustra Figura 6-1 y describe en Tabla 6-6. La capacidad de recursos escalonados y las técnicas de respuesta para las operaciones se pueden planificar en función de la meteorización prevista del petróleo en el medio marino.

Si se derrama petróleo, los modelos adicionales de derrames de petróleo pueden predecir el destino y el comportamiento del petróleo derramado en función de las condiciones meteorológicas actuales y pronosticadas.

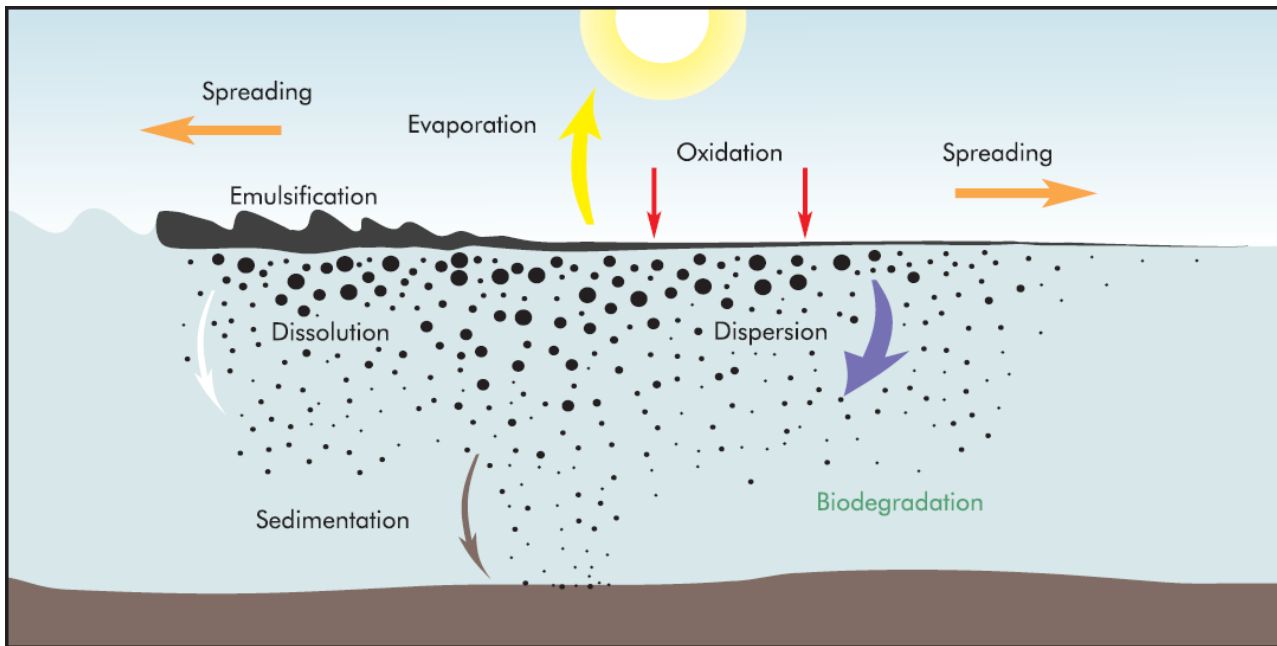


Figura 6-1 Procesos de meteorización que actúan sobre derrames en el medio marino.

Cada proceso de meteorización afecta la respuesta al derrame de petróleo y el alcance del daño ambiental causado por el petróleo derramado.

La propagación, la evaporación y la emulsificación comienzan tan pronto como el petróleo se derrama en el agua. Estos procesos afectan la ventana de oportunidad para las técnicas de respuesta a derrames de petróleo, como la quema in situ y la aplicación de dispersantes. La ventana de oportunidad varía entre los tipos de petróleo y las condiciones meteorológicas.

Tabla 6-6 Resumen de los procesos de meteorización que actúan sobre el petróleo derramado en el medio marino y los efectos correspondientes en los esfuerzos de respuesta a los derrames de petróleo

Proceso de intemperie	Acción	Ventajas	Desventajas
Difusión	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se extiende sobre el mar, volviéndose más delgado con la distancia desde la fuente. La velocidad depende de la viscosidad del petróleo, la acción de las olas, la velocidad del viento y la temperatura del aire y del mar. 	<ul style="list-style-type: none"> Proporciona un área suficiente para múltiples esfuerzos de limpieza. 	<ul style="list-style-type: none"> Aumenta el área de superficie de la mancha, por lo que el petróleo afecta a un área más grande y es más difícil de encontrar en las plumas. Disminuye el espesor resbaladizo, limitando la recuperación mecánica y la eficacia del dispersante.
Evaporación	<ul style="list-style-type: none"> Los extremos más livianos se evaporan rápidamente, lo que podría producir una atmósfera explosiva. La velocidad depende del contenido volátil de petróleo, la velocidad del viento, el aire y la temperatura del mar. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce el volumen de petróleo a recuperar. Elimina la contaminación del medio marino. La evaporación de los extremos livianos puede ayudar a la ignición de la mancha (es decir, la quema in situ) Puede reducir potencialmente la probabilidad o la extensión del petróleo que llega a las costas. 	<ul style="list-style-type: none"> Puede crear un entorno explosivo en el que la seguridad tiene primacía y los esfuerzos de respuesta pueden retrasarse. Aumenta la viscosidad del petróleo haciéndolo menos susceptible a la aplicación de dispersantes.
Emulsificación	<ul style="list-style-type: none"> El agua de mar se mezcla con el petróleo para formar una emulsión viscosa y persistente, lo que potencialmente aumenta el volumen total hasta 3 a 4 veces. Difícil de recuperar, no se puede quemar ni dispersar. La extensión depende de la composición del petróleo y del estado del mar. 	<ul style="list-style-type: none"> No se pueden aplicar ventajas. 	<ul style="list-style-type: none"> Aumenta el volumen de petróleo, lo que resulta en una mayor gestión de residuos. No se puede dispersar ni quemar. Reduce la eficiencia de la recuperación.
Dispersión	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se descompone en gotas que se mezclan en la columna de agua. Las gotas pequeñas pueden permanecer dispersas en el agua, las gotas grandes pueden resurgir. La tasa depende de la viscosidad del petróleo y el estado del mar. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce el volumen de petróleo a recuperar. Favorece la biodegradación natural de los componentes del petróleo. 	<ul style="list-style-type: none"> Puede dañar organismos marinos. La salud humana puede verse afectada por comer mariscos contaminados.
Sedimentación	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se adhiere a partículas en suspensión que son lo suficientemente pesadas como para hundir el petróleo en el fondo marino. La velocidad depende de la concentración de sedimentos en suspensión. Las altas concentraciones se producen en las desembocaduras de los ríos y en las aguas costeras. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce el volumen de petróleo a recuperar. Puede reducir potencialmente la probabilidad o la extensión del petróleo que llega a las costas. 	<ul style="list-style-type: none"> Puede dañar organismos marinos, especialmente en el fondo marino. La salud humana puede verse afectada por comer mariscos contaminados.
Biodegradación	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo es consumido por bacterias que lo descomponen en compuestos más pequeños hasta que se convierte en dióxido de carbono y agua. La tasa depende del tipo de petróleo, la disponibilidad de nutrientes (nitrógeno y fósforo), la concentración de oxígeno y la temperatura del agua. 	<ul style="list-style-type: none"> Potencial para devolver el entorno a las condiciones previas al derrame (según los puntos finales definidos). Puede reducir el desperdicio. Gratis (a menos que se utilicen fertilizantes). La energía del petróleo se distribuye a través de la red alimentaria. 	<ul style="list-style-type: none"> Proceso lento (comienza después de ~ 1 semana). Los compuestos pesados pueden degradarse lentamente. No puede degradar los componentes de petróleo más grandes y complejos. Los productos intermedios pueden ser tóxicos para los organismos marinos (sin embargo, potencialmente no son tan tóxicos como el producto del derrame original).
Disolución	<ul style="list-style-type: none"> Los componentes solubles en agua, como el benceno y el tolueno, se disuelven en la columna de agua y pueden afectar a los organismos marinos. La extensión depende de la composición del petróleo; la mayoría de los aceites contienen pequeñas fracciones solubles. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce el volumen de derrame en la superficie. Los compuestos solubles son generalmente fácilmente biodegradables. 	<ul style="list-style-type: none"> Los compuestos solubles son generalmente tóxicos para los organismos marinos.
Fotooxidación	<ul style="list-style-type: none"> Descompone los componentes del petróleo en compuestos solubles más pequeños. Puede formar compuestos persistentes llamados alquitranes. La extensión depende del tipo de petróleo y de la forma en que se expone a la luz solar. 	<ul style="list-style-type: none"> Puede descomponer grandes compuestos aromáticos que son resistentes a la biodegradación. 	<ul style="list-style-type: none"> Los compuestos oxidados pueden ser más tóxicos para los organismos marinos. Aumenta la persistencia del petróleo.

6.2. EVALUACIÓN DEL RIESGO DE DERRAME DE PETRÓLEO

Se ha desarrollado una Evaluación de Riesgos Ambientales (ERA)³⁵ basada en la guía de buenas prácticas de la industria «Evaluación del riesgo de derrame de petróleo y planificación de respuesta para instalaciones costa afuera» (IPIECA, IOGP, 2013).³⁶ El objetivo de la ERA es establecer, analizar y evaluar los riesgos asociados a las operaciones costa afuera para el pozo de exploración EQN.MC.A.x-1, Argentina. El proceso de evaluación de riesgos alimenta los requisitos generales de gestión de riesgos del proyecto. Identifica las necesidades de capacitación, procedimientos, diseño de equipos, ingeniería de pozos, taponamiento y contención y otras medidas de mitigación, que en última instancia abordan la seguridad del personal, el medio ambiente y los activos.

El proceso de evaluación de riesgos implica la identificación de peligros potenciales, la evaluación de probabilidad y la consideración de las posibles consecuencias y respuesta permite que los escenarios se clasifiquen en términos de riesgo utilizando una matriz de evaluación de riesgos (RAM) estándar. Los escenarios de reventón que se consideran el peor de los casos se han modelado para comprender la trayectoria probable y la posible contaminación con petróleo en las costas adyacentes. El perfil de riesgo de Equinor para el pozo EQN.MC.A.x-1 se presenta en la matriz de evaluación de riesgos que se genera a partir de los escenarios (Tabla 6-7). Un informe completo del modelado está disponible³⁷ por separado, pero en la Sección 6.3 se presenta un resumen de los principales resultados.

Los posibles derrames de petróleo identificados en la ERA como los peores escenarios se presentan Tabla 6-7 y las probabilidades del escenario de reventón se detallan en la Tabla 6-8.

Tabla 6-7 Escenarios considerados en la evaluación de riesgos

Escenario	Descripción	Volumen de descarga
Derrames importantes - Reventón		
S1	Reventón submarino de pozo (octubre a marzo)	3380 m ³ /día durante 7-84 días
S2	Reventón submarino de pozo (abril a septiembre)	3380 m ³ /día durante 7-84 días
S3	Reventón superficial de pozo (octubre a marzo)	10 538m ³ /day durante 7-28 días
S4	Reventón superficial de pozo (abril a septiembre)	10 538m ³ /day durante 7-28 días
Derrames importantes – Derrames de inventario		
S5	Gasóleo marino (superficie) – verano	750 m ³ en 45 minutos
S6	Liberación corta por parte del pozo	259 m ³ en 15 minutos
S7	Lodo base sintético	750 m ³ en 60 minutos
S8	Lodo a base de agua / Productos químicos	750 m ³ en 60 minutos
Derrames menores: desde un buque de perforación o un buque de apoyo		
S9	Gasóleo marino	< 50 m ³
S10	Lodo base sintético	< 50 m ³
S11	Lodo a base de agua / Productos químicos	< 50 m ³
S12	Aceite hidráulico	< 25 m ³

³⁵ Evaluación de Riesgos Ambientales (PRJ02303), agosto de 2021, elaborada por OSRL para Equinor Argentina

³⁶ <http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2016/02/JIP-6-Oil-spill-risk-assessment.pdf>

³⁷ Equinor Argentina Modelado de Deriva de Petróleo, Abril 2021, elaborado por OSRL para Equinor Argentina

Tabla 6-8 Probabilidades de escenario de reventón

S1 / S2	$1,24 \times 10^{-4} \times 0,9 \times 0,466$ – Prob para duración 7 días o más, ref Análisis de escenario de reventón = $5,0 \times 10^{-5}$
S3 / S4	$1,24 \times 10^{-4} \times 0,1 \times 0,343$ – Prob para duración 7 días o más, ref. Análisis de escenario de reventón = $4,1 \times 10^{-6}$

Los escenarios de reventón se consideran el peor de los casos. Debido a la profundidad del mar en el lugar, se supone que el reventón superficial a los 28 días es muy improbable.

Las probabilidades utilizadas reflejan reventones con una duración de entre 7 y 84 días en el caso de derrames subsuperficiales y de entre 7 y 28 días en el caso de un derrame superficial. La Matriz de evaluación de riesgos (RAM) (RM100) posterior en la Sección 6.2.1 refleja el resultado del proceso.

6.2.1. Matriz de evaluación de riesgos (RAM) (RM100)

Riesgos iniciales

Tabla 6-9 presenta la matriz de riesgos para los escenarios, antes de que se implementen las medidas de mitigación. Esto no es realista, ya que supone que no se iniciará ninguna respuesta activa, pero se ha incluido para su integridad. Las medidas de mitigación que se implementarán se basan en la información de la fuente de³⁸ Equinor.

Tabla 6-9 Matriz de riesgos- Riesgos iniciales (pre-mitigación) (RM100)

PROBABILIDAD /periodo de retorno	> 100 000 años	100 000 – 10 000 años	10 000 – 1000 años	1 000 – 100 años	100 – 20 años	20 – 4 años	4 – 1,5 años	Más de una vez cada 1,5 años
	< 0,001 % < 10^{-5}	0,001 - 0,01 % 10^{-5} - 10^{-4}	0,01 - 0,1 % 10^{-4} - 10^{-3}	0,1 - 1 % 10^{-3} - 10^{-2}	1 - 5 % 0,01-0,05	5 - 25 % 0,05-0,25	25 - 50 % 0,25-0,5	> 50 % > 0,5
IMPACTO	1/							
	2/				S12			
	3/ Menor			S8, S10, S11	S9			
	4/ Moderado		S5, S6	S7				
	5/ Serio	S1, S2						
	6/ Severo	S3, S4						
	7/ Grave							
	8/ Catastrófico							
	9/ Extremo							
Nivel de riesgo	Acciones							
Bajo	Gestione las mejoras continuas mediante la aplicación de las mejores prácticas							
Medio	Incorporar medidas de reducción de riesgos en un enfoque equilibrado de acuerdo con el principio de ALARP							
Alto	Se requieren más acciones de reducción de riesgos							
Extremo	Se requieren más acciones de reducción de riesgos							

³⁸ Equinor (2021b) R-24383 - SSU - Categorías de impacto SSU predefinidas, Revisión 3. Documento rector

Riesgos residuales

La matriz de riesgo residual para todos los escenarios después de las medidas de mitigación se muestra en Tabla 6-10. Los riesgos residuales (post mitigación) se han registrado y trazado en la siguiente RAM (Tabla 6-10) para identificar la gravedad baja, media, alta o extrema.

Tabla 6-10 Matriz de riesgos – riesgos residuales

PROBABILIDAD /periodo de retorno	> 100 000 años	100 000 – 10 000 años	10 000 – 1000 años	1 000 – 100 años	100 – 20 años	20 – 4 años	4 – 1,5 años	Más de una vez cada 1,5 años
	< 0,001 % < 10 ⁻⁵	0,001 - 0,01 % 10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	0,01 - 0,1 % 10 ⁻⁴ -10 ⁻³	0,1 - 1 % 10 ⁻³ -10 ⁻²	1 - 5 % 0,01- 0,05	5 - 25 % 0,05- 0,25	25 - 50 % 0,25-0,5	> 50 % > 0,5
IMPACTO	1/				S12			
	2/			S8, S10, S11	S9,			
	3/ Menor		S5, S6	S7				
	4/ Moderado		S1, S2					
	5/ Serio	S3, S4						
	6/ Severo							
	7/ Grave							
	8/ Catastrófico							
	9/ Extremo							
Nivel de riesgo	Acciones							
Bajo	Gestione las mejoras continuas mediante la aplicación de las mejores prácticas							
Medio	Incorporar medidas de reducción de riesgos en un enfoque equilibrado de acuerdo con el principio de ALARP							
Alto	Se requieren más acciones de reducción de riesgos							
Extremo	Se requieren más acciones de reducción de riesgos							

6.3. RESUMEN DE RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO

6.3.1. Entradas para el modelado

Se realizó un estudio de modelación de derrames de petróleo utilizando el software OSCAR para identificar las zonas de mayor riesgo a partir de escenarios de planificación de derrames de petróleo seleccionados.

Se modelaron dos escenarios del peor de los casos en dos períodos (abril-septiembre y octubre-marzo):

- una tasa de reventón submarino ponderada de 3380 m³/día durante 84 días (283 920 m³)
- una tasa de reventón superficial ponderada de 10 538 m³/ día durante 28 días (295 064 m³)

Se realizaron simulaciones estocásticas para los escenarios de derrame de petróleo identificados durante el período de operación esperado. A continuación se proporciona un resumen de las entradas de modelado para cada Tabla 6-11 escenario.

Tabla 6-11 Resumen de la entrada de modelización estocástica

Referencia del escenario	Escenario 1 (S01)	Escenario 2 (S02)	Escenario 3 (S03)	Escenario 4 (S04)
Descripción	Reventón submarino de pozo	Reventón submarino de pozo	Reventón del pozo de superficie	Reventón del pozo de superficie
Ubicación	EQN.MC.A.x-1	EQN.MC.A.x-1	EQN.MC.A.x-1	EQN.MC.A.x-1
Época del año	Octubre a Marzo	Abril a Septiembre	Octubre a Marzo	Abril a Septiembre
Período de lanzamiento	84 días	84 días	28 días	28 días
Tasa de lanzamiento	3380 m ³ /día	3380 m ³ /día	10 538 m ³ /día	10 538 m ³ /día
Lanzamiento total (volumen)	< 283 920 m ³	< 283 920 m ³	295 064m ³	295 064m ³

En la siguiente sección se proporciona un resumen de los resultados de la modelización. Consulte el Informe de modelado de derrames de petróleo (OSRL, 2021a) para obtener más detalles.

Tenga en cuenta que para todos los resultados de la modelización, no se **prevé un impacto** en la costa.

6.3.1. Resultados estocásticos

Tabla 6-12 Principales resultados de la modelización estocástica submarina: impacto en la superficie del agua

Tabla 6-13 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto en el espesor de la superficie

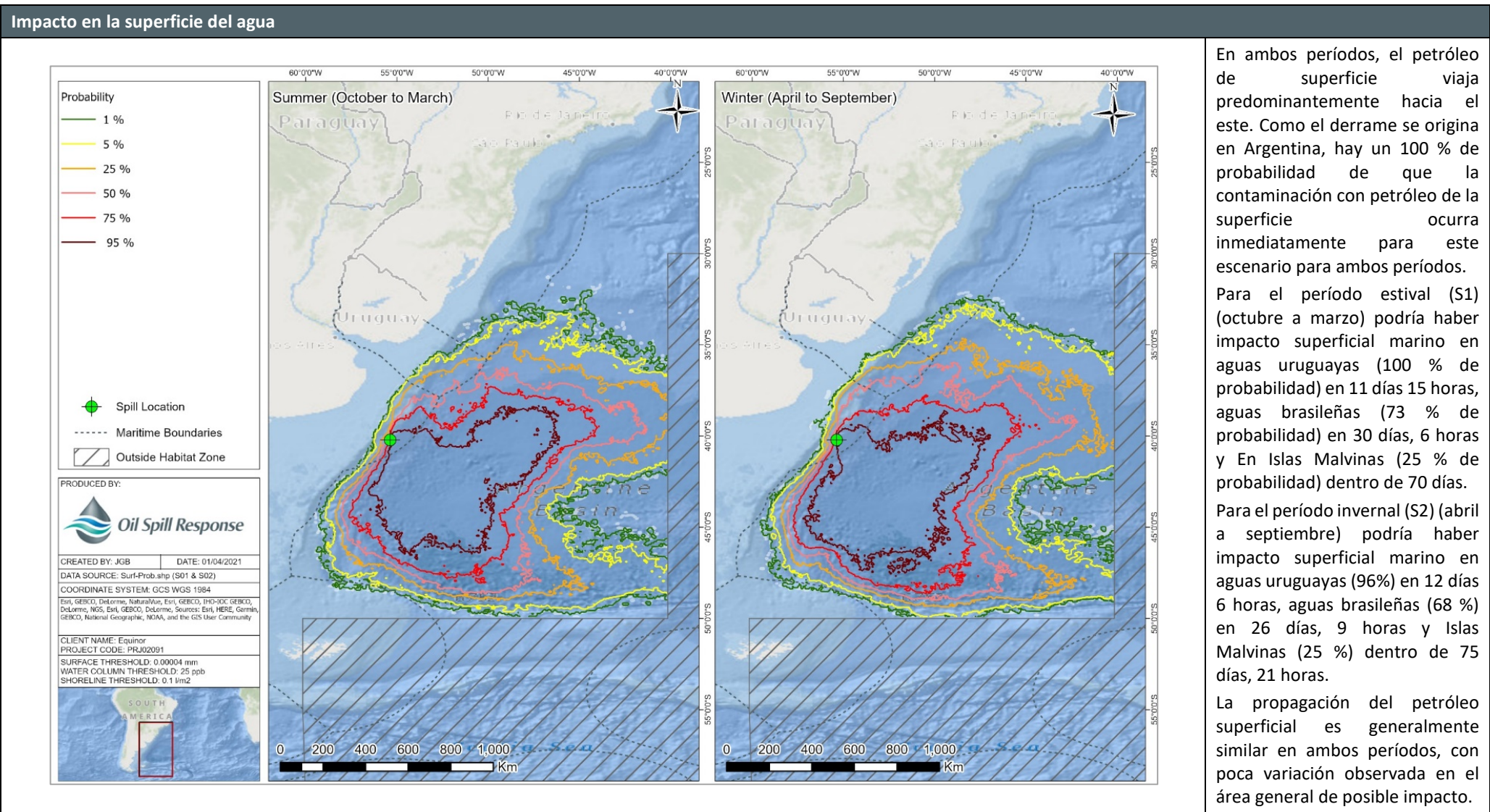
Tabla 6-14 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto de la columna de agua

Tabla 6-15 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto en la superficie del agua

Tabla 6-16 Resultados clave del modelado estocástico de superficies: impacto del espesor de la superficie

Tabla 6-17 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto de la columna de agua

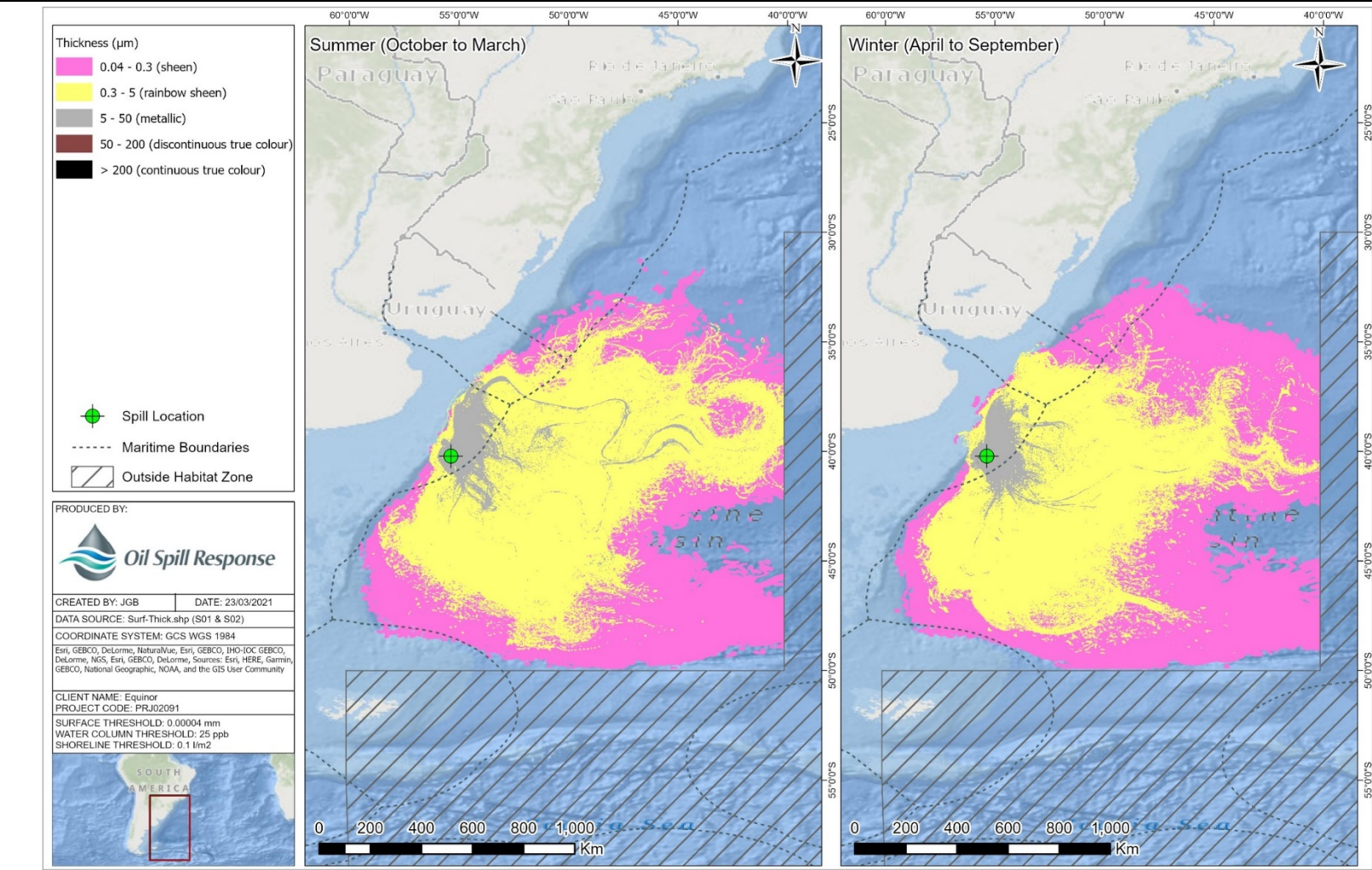
Tabla 6-12 Principales resultados de la modelización estocástica submarina: impacto en la superficie del agua



Probabilidad de que una célula de superficie pueda verse afectada después de un caso creíble de reventón submarino del EQN. Pozo MC.A.x-1

Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 120 simulaciones por temporada.

Tabla 6-13 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto en el espesor de la superficie**Impacto en la superficie del agua**



En el período estival, las aguas de Uruguay pueden verse afectadas por el petróleo con un espesor de 0,05 mm (metálico).

En ambos períodos, la propagación del petróleo en la superficie es generalmente similar, con una propagación del brillo y el brillo del arcoíris que viajan las distancias más lejanas. El petróleo metálico en la superficie permanece más cerca de la ubicación de liberación del derrame y en el entorno costa afuera.

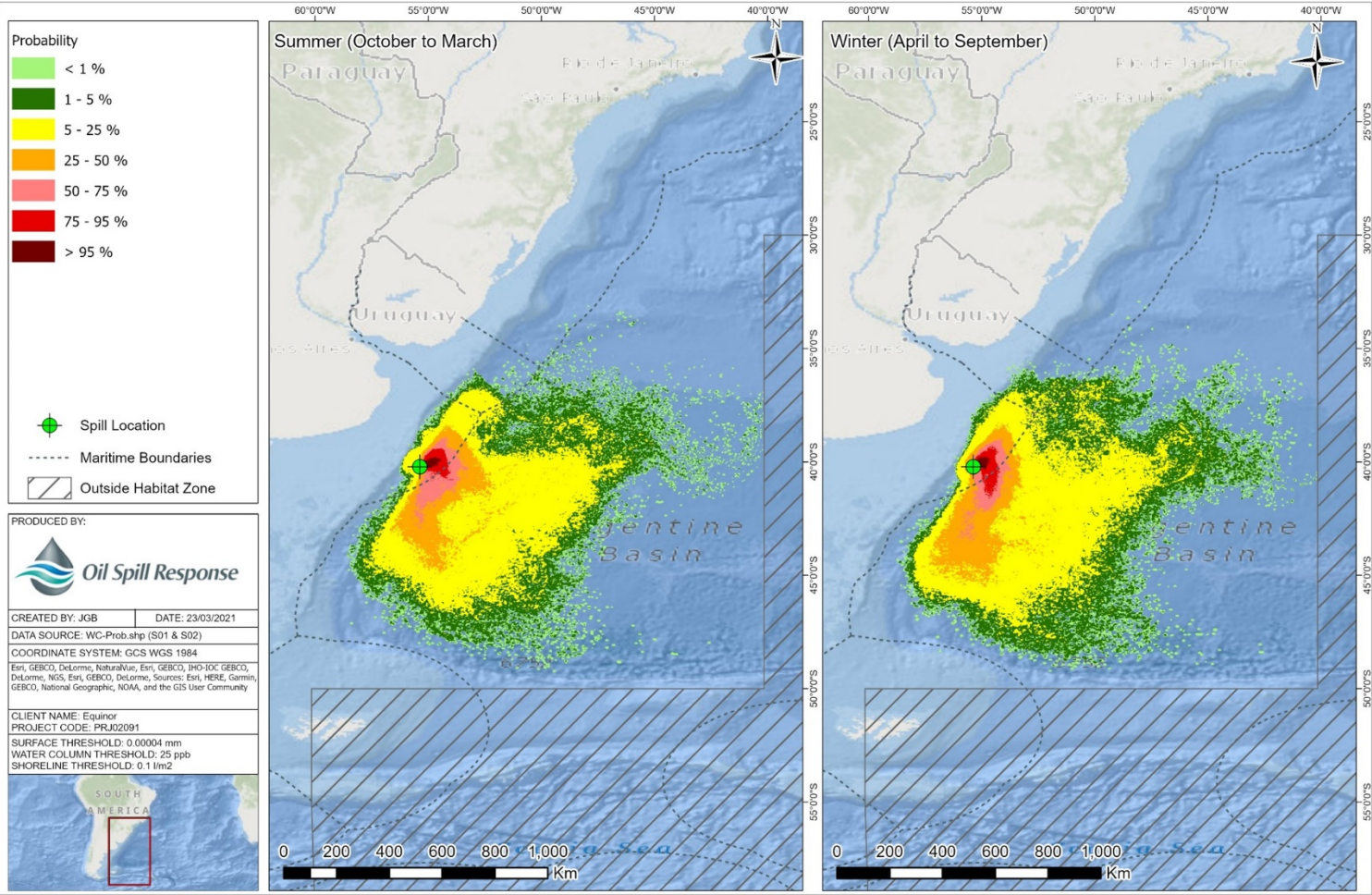
No hay áreas de aceite de color verdadero discontinuo o aceite de color verdadero continuo para el reventón del pozo submarino. Esto se espera ya que hay mezcla del aceite en la columna de agua antes de que llegue a la superficie.

Espesor máximo de petróleo en la superficie del mar de un derrame de crudo después del reventón submarino de pozo del Pozo EQN. MC.A.x-1

Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 120 simulaciones por temporada.

Tabla 6-14 Resultados clave de la modelización estocástica submarina – impacto de la columna de agua

Impacto de la columna de agua



En ambos períodos, las aguas de Uruguay pueden verse afectadas por el petróleo dentro de la columna de agua (48 % verano, 69 % invierno).

En ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.

Las aguas de Brasil y Uruguay pueden recibir algún impacto, pero esto es de menor probabilidad.

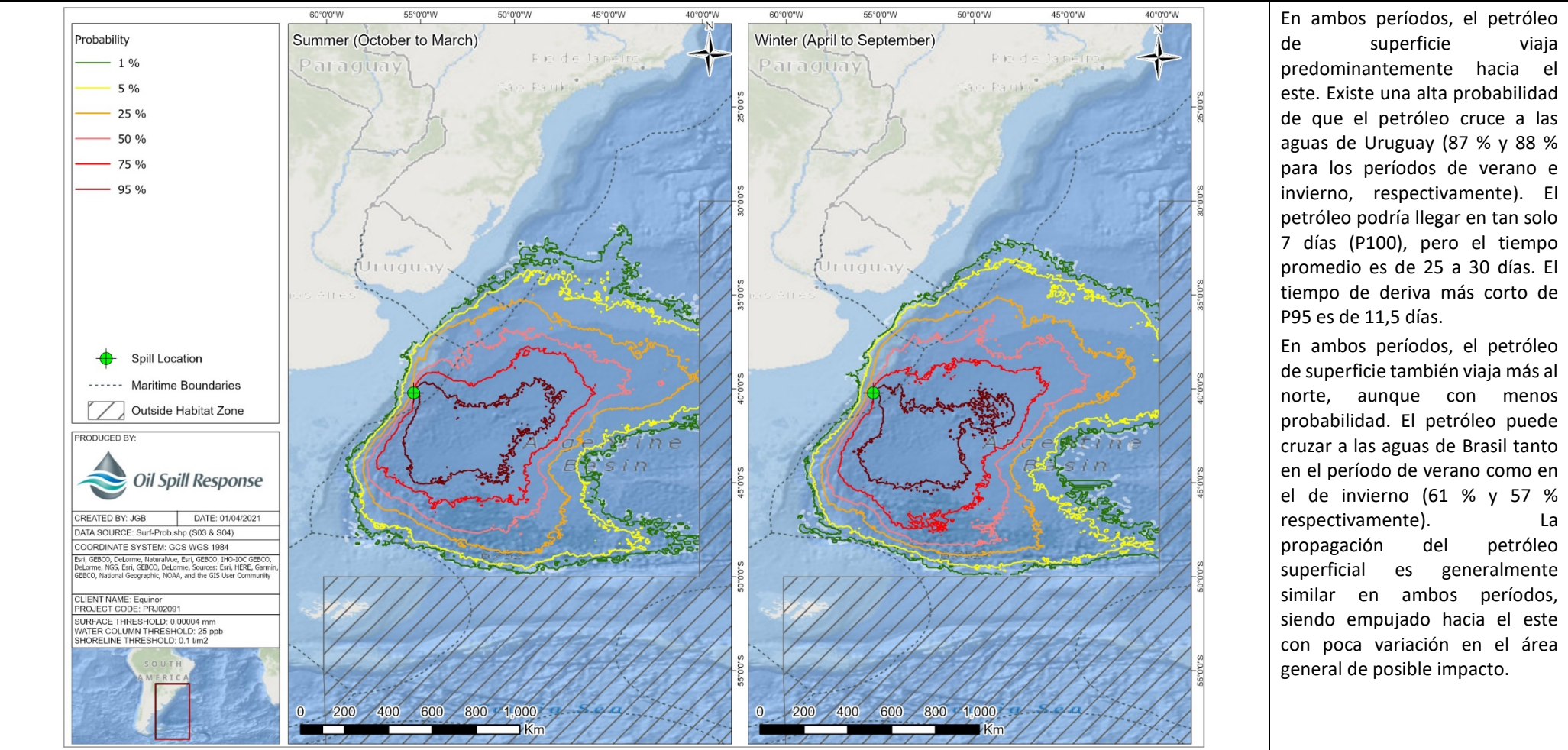
Como el derrame se origina en Argentina, hay un 100 % de probabilidad de que la contaminación con petróleo de la columna de agua ocurra inmediatamente para este escenario para ambos períodos.

Para el período estival (S1) (octubre a marzo) podría haber impacto de columna de agua en aguas uruguayas (48 % de probabilidad) en 10 días 15 horas y aguas brasileñas (14 % de probabilidad) en 64 días, 9 horas.

Para el período invernal (S2) (abril a septiembre) podría haber impacto superficial marino en aguas uruguayas (69 %) en 17 días 6 horas, no se registraron otros

	resultados para P95.
Probabilidad de que una célula de la columna de agua pueda verse afectada después de un caso creíble de reventón submarino del Pozo EQN. MC.A.x-1	
Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 120 simulaciones por temporada.	

Tabla 6-15 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto en la superficie del agua**Impacto en la superficie del agua**



En ambos períodos, el petróleo de superficie viaja predominantemente hacia el este. Existe una alta probabilidad de que el petróleo cruce a las aguas de Uruguay (87 % y 88 % para los períodos de verano e invierno, respectivamente). El petróleo podría llegar en tan solo 7 días (P100), pero el tiempo promedio es de 25 a 30 días. El tiempo de deriva más corto de P95 es de 11,5 días.

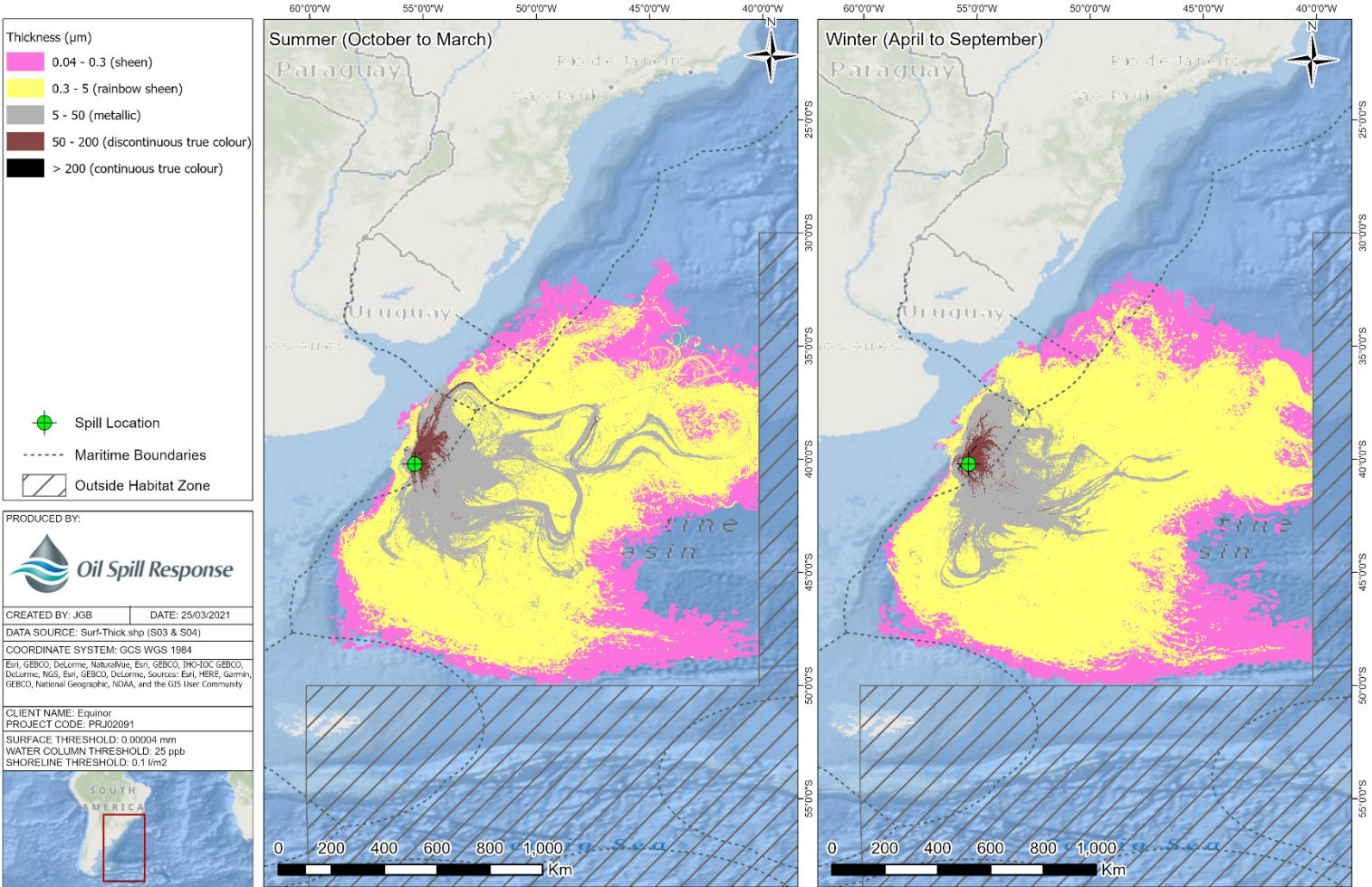
En ambos períodos, el petróleo de superficie también viaja más al norte, aunque con menos probabilidad. El petróleo puede cruzar a las aguas de Brasil tanto en el período de verano como en el de invierno (61 % y 57 % respectivamente). La propagación del petróleo superficial es generalmente similar en ambos períodos, siendo empujado hacia el este con poca variación en el área general de posible impacto.

Probabilidad de que una célula de superficie pueda verse afectada después de un caso creíble de reventón de la superficie del pozo del EQN. Pozo MC.A.x-1

Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 150 simulaciones por temporada.

Tabla 6-16 Resultados clave del modelado estocástico de superficies: impacto del espesor de la superficie

Impacto en la superficie del agua



En el período estival, las aguas de Uruguay pueden verse afectadas por el aceite con un espesor de 0,05 mm (metálico) y el aceite discontinuo de color verdadero, y el aceite más espeso permanece principalmente en aguas argentinas.

En ambos períodos, la propagación del petróleo en la superficie es generalmente similar, con una propagación del brillo y el brillo del arcoíris que viajan las distancias más lejanas.

El petróleo metálico en la superficie permanece más cerca de la ubicación de liberación del derrame y en el entorno costa afuera.

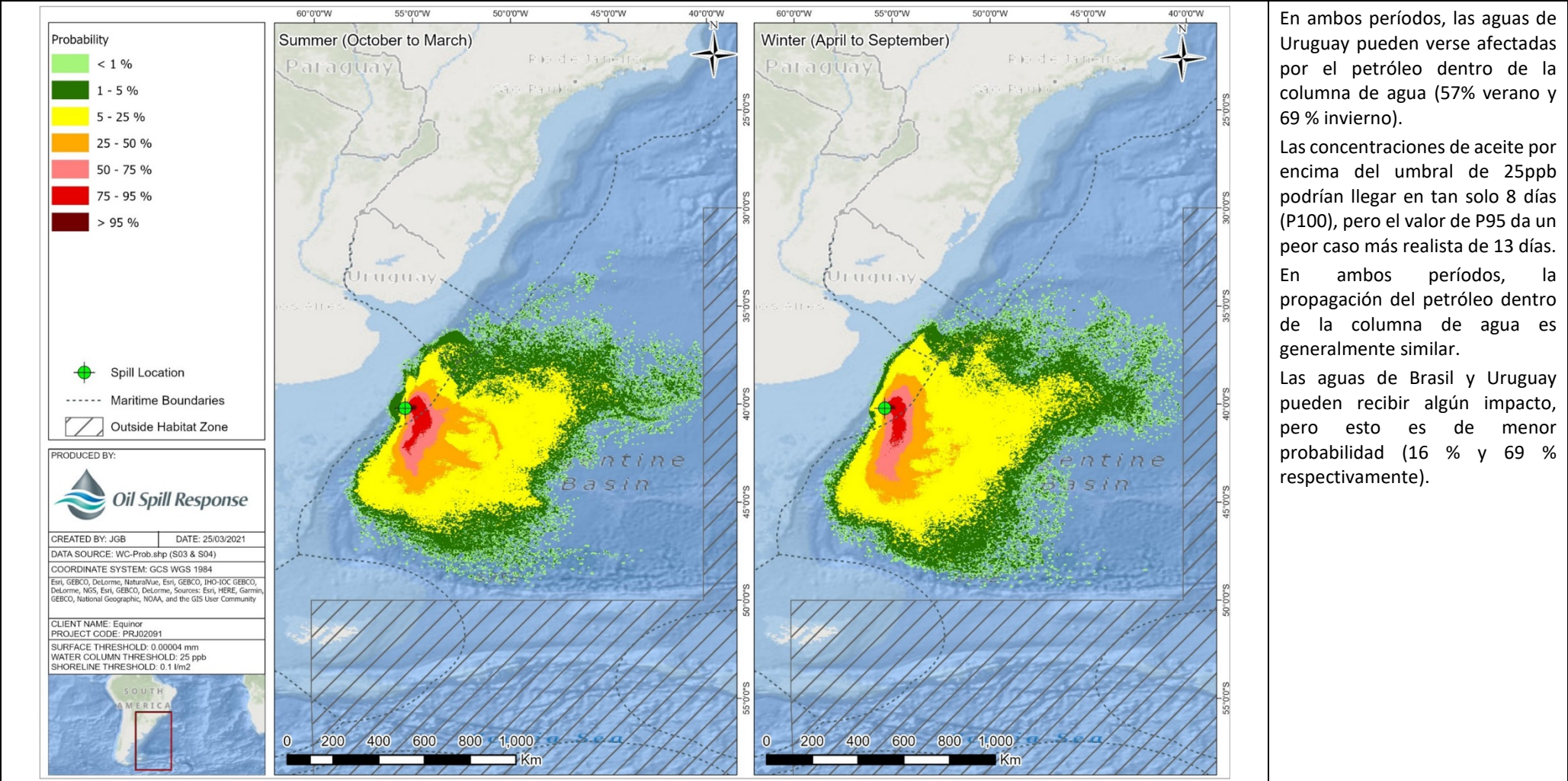
Hay áreas de aceite de color verdadero discontinuo para el reventón del pozo de superficie.

En comparación con el reventón submarino, el reventón superficial da como resultado un aceite más grueso presente en la superficie del mar. Esto se espera ya que hay menos mezcla del aceite antes de que llegue a la superficie.

Espesor máximo de petróleo en la superficie del mar de un derrame de crudo después de un reventón de pozo superficial del pozo EQN. MC.A.x-1

Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 150 simulaciones por temporada.

Tabla 6-17 Resultados clave de la modelización estocástica superficial – impacto de la columna de agua**Impacto de la columna de agua**



En ambos períodos, las aguas de Uruguay pueden verse afectadas por el petróleo dentro de la columna de agua (57% verano y 69 % invierno).

Las concentraciones de aceite por encima del umbral de 25ppb podrían llegar en tan solo 8 días (P100), pero el valor de P95 da un peor caso más realista de 13 días.

En ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.

Las aguas de Brasil y Uruguay pueden recibir algún impacto, pero esto es de menor probabilidad (16 % y 69 % respectivamente).

Probabilidad de que una célula de la columna de agua pueda verse afectada después de un caso creíble de reventón de la superficie del pozo del EQN. Pozo MC.A.x-1

Esta cifra es una representación estadística de la probabilidad de impacto en la superficie del mar, basada en 150 simulaciones por temporada.

6.3.2. Resultados de trayectoria

Los resultados de trayectoria se generan simulando un solo escenario de derrame en condiciones específicas en una fecha determinada. Se seleccionaron las trayectorias para el «peor de los casos», de cada grupo de trayectorias que componen las figuras estocásticas anteriores para investigar el destino y el comportamiento del petróleo durante el curso de la simulación con más detalle.

Como no hay contaminación de la costa con petróleo, las trayectorias del «peor de los casos» se definen como las trayectorias que resultan en:

- Área impactada por espesor metálico o mayor.

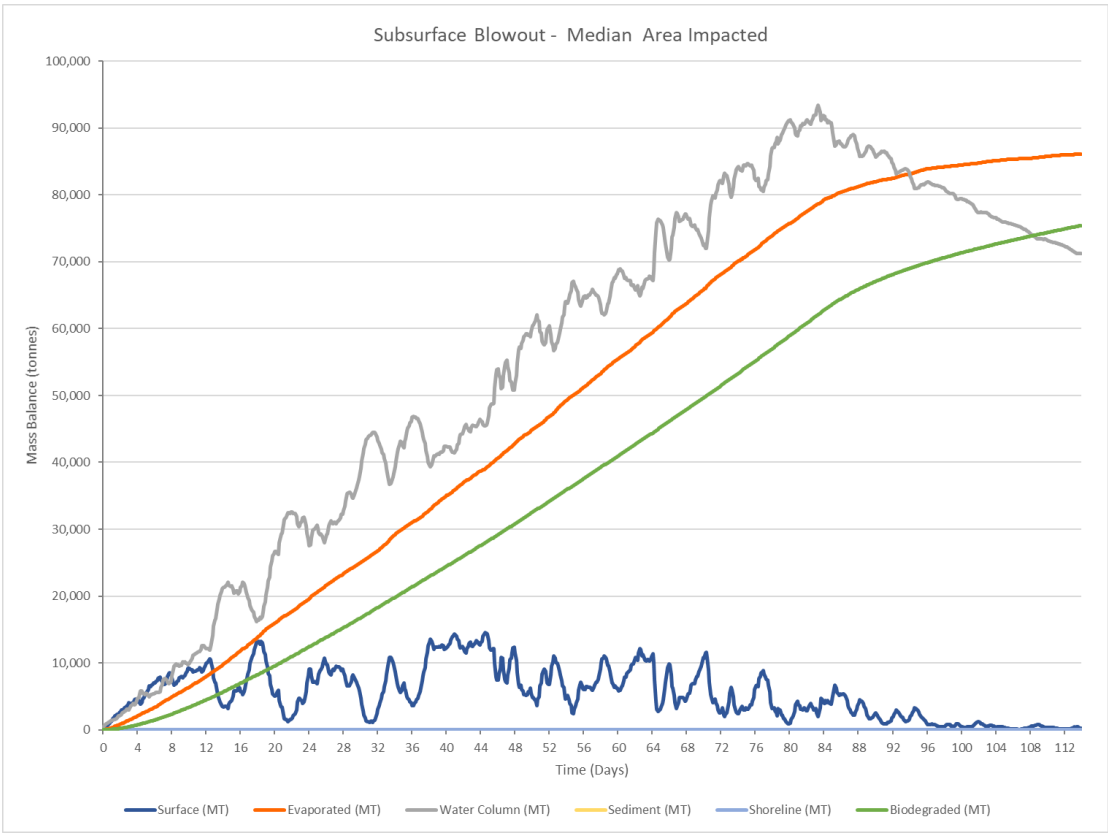
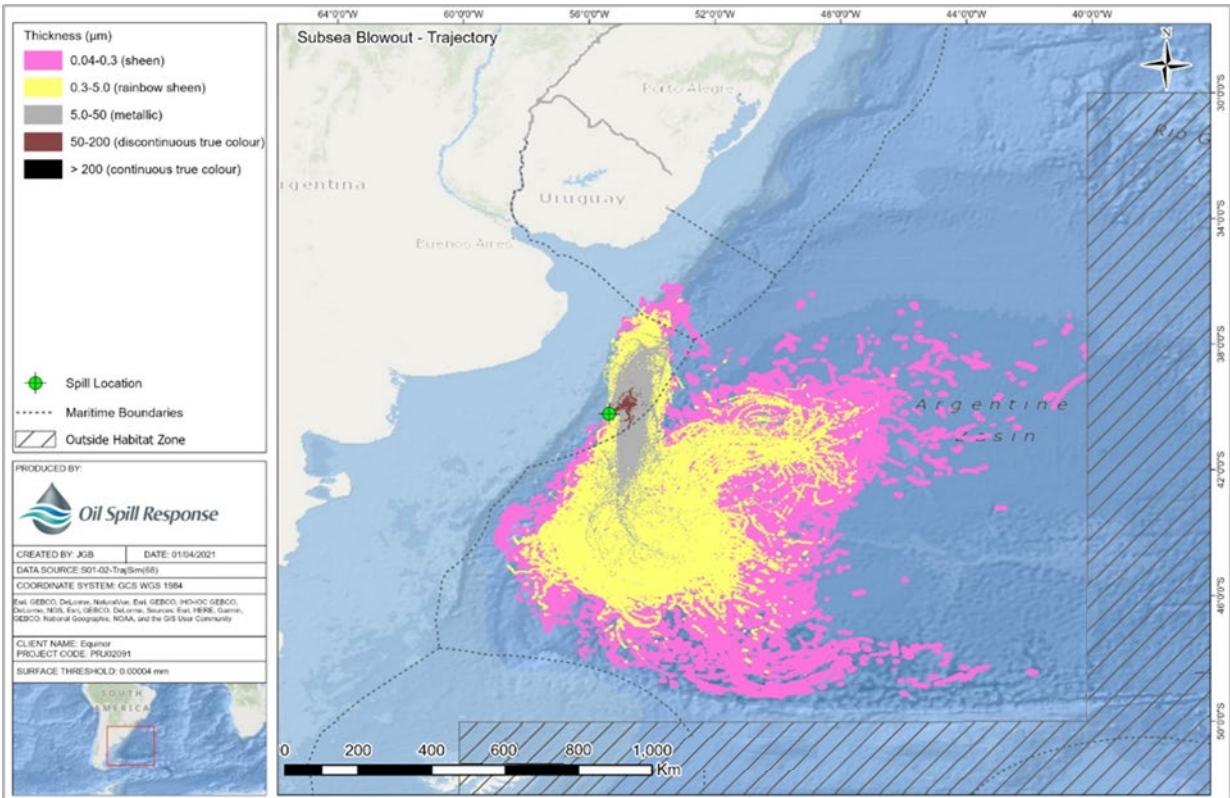
Tabla 6-18 Resumen de la entrada de modelado de trayectorias

Referencia del escenario	Reventón submarino	Reventón superficial
Número de trayectoria	68	01
Fecha de inicio de la simulación	23-Ago-2016 20:00 GMT	01-Abr-2014 00:00 GMT
Área afectada por espesor metálico o mayor	11 187 km ²	26 073 km ²

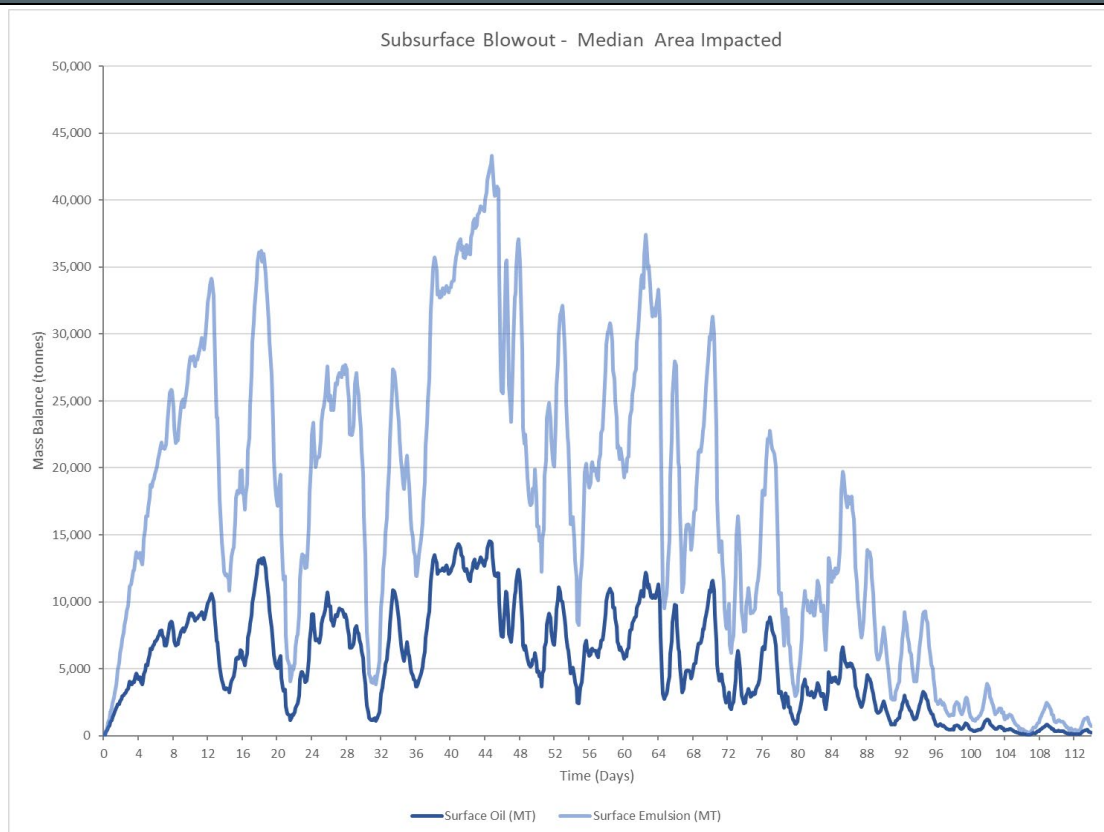
Tabla 6-19 Resultados de la trayectoria - reventón submarino

Área afectada por espesor metálico o mayor
En comparación con el reventón submarino, el reventón superficial da como resultado: Proporcionalmente más petróleo en la superficie del mar, y el aceite se encuentra en capas más gruesas. Un escenario de reventón superficial «típico» resulta en más del doble del área de la superficie del mar que podría experimentar las capas más gruesas de petróleo. Proporcionalmente menos petróleo que entra en la columna de agua a través de la dispersión natural y la mezcla. Esto se espera ya que una liberación submarina brinda una mayor oportunidad para mezclarse mientras el penacho se eleva a la superficie del mar. Menores tasas de biodegradación, esto está relacionado con la disponibilidad de petróleo dentro de la columna de agua. La emulsificación del petróleo superficial ocurre rápidamente en ambos escenarios. La emulsión se compone de aproximadamente 70 % de agua y 30 % de petróleo.

Área afectada por espesor metálico o mayor



Área afectada por espesor metálico o mayor



El modelo predice que se producirá la emulsificación, formando una mezcla de petróleo / agua con una composición de 70 % de agua y 30 % de aceite.

Tabla 6-20 Resultados de trayectoria: reventón superficial

Área afectada por espesor metálico o mayor

En comparación con el reventón submarino, el reventón superficial da como resultado:

Proporcionalmente más petróleo en la superficie del mar, y el aceite se encuentra en capas más gruesas. Un escenario de reventón superficial «típico» resulta en más del doble del área de la superficie del mar que podría experimentar las capas más gruesas de petróleo.

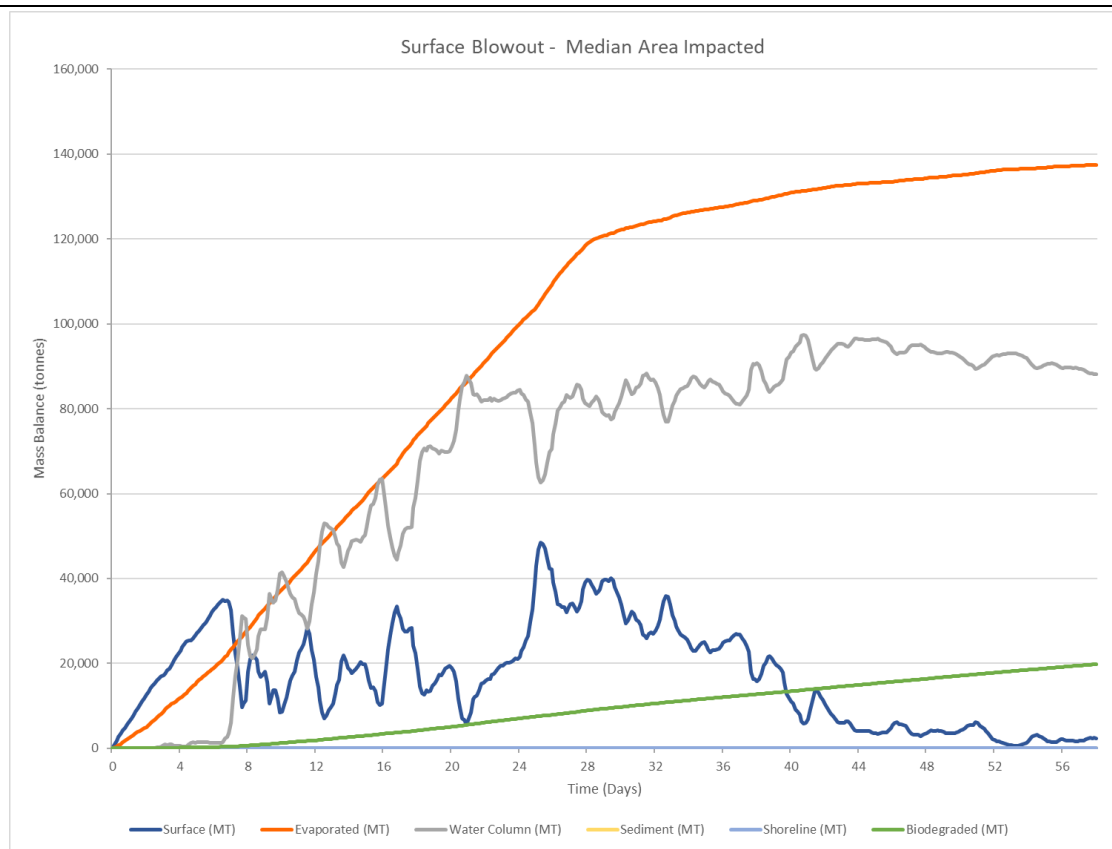
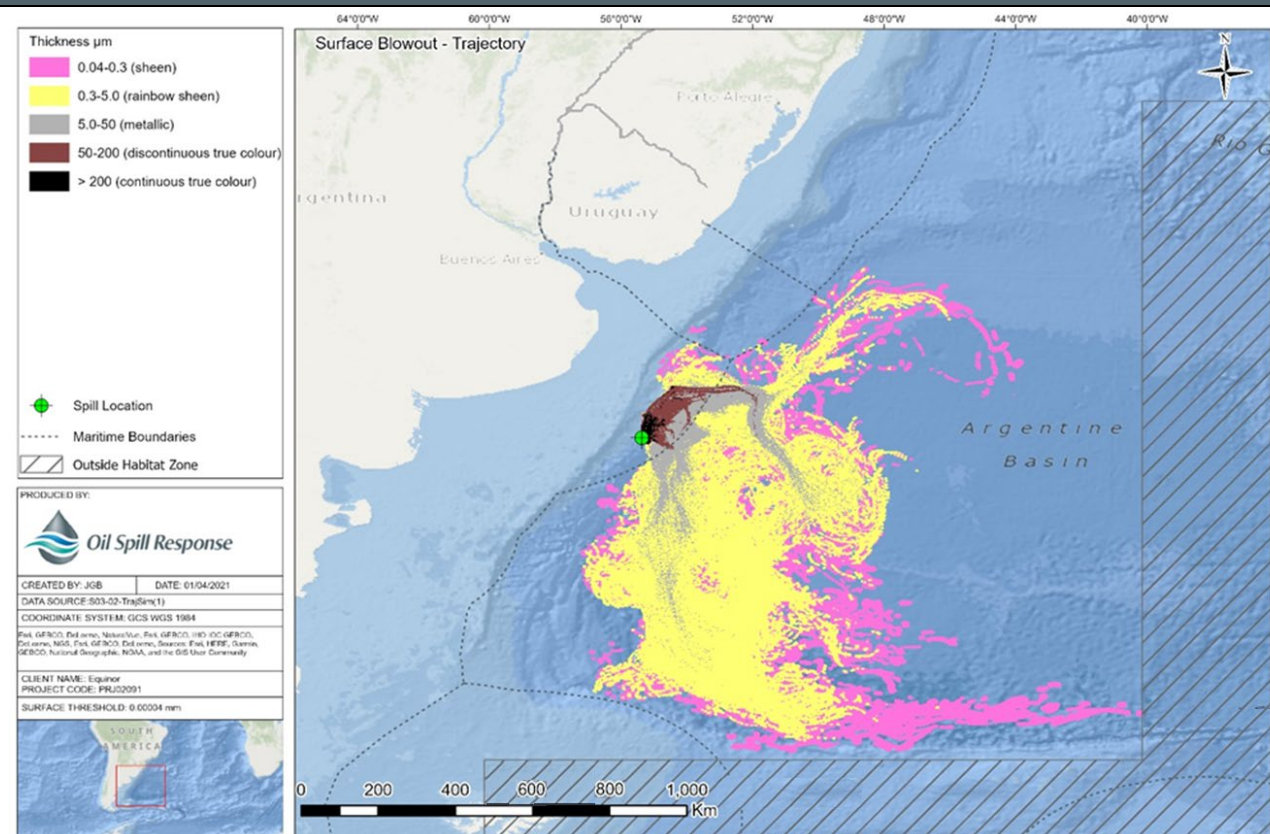
Proporcionalmente menos petróleo que entra en la columna de agua a través de la dispersión natural y la mezcla. Esto se espera ya que una liberación submarina brinda una mayor oportunidad para mezclarse mientras el penacho se eleva a la superficie del mar.

Menores tasas de biodegradación, esto está relacionado con la disponibilidad de petróleo dentro de la columna de agua.

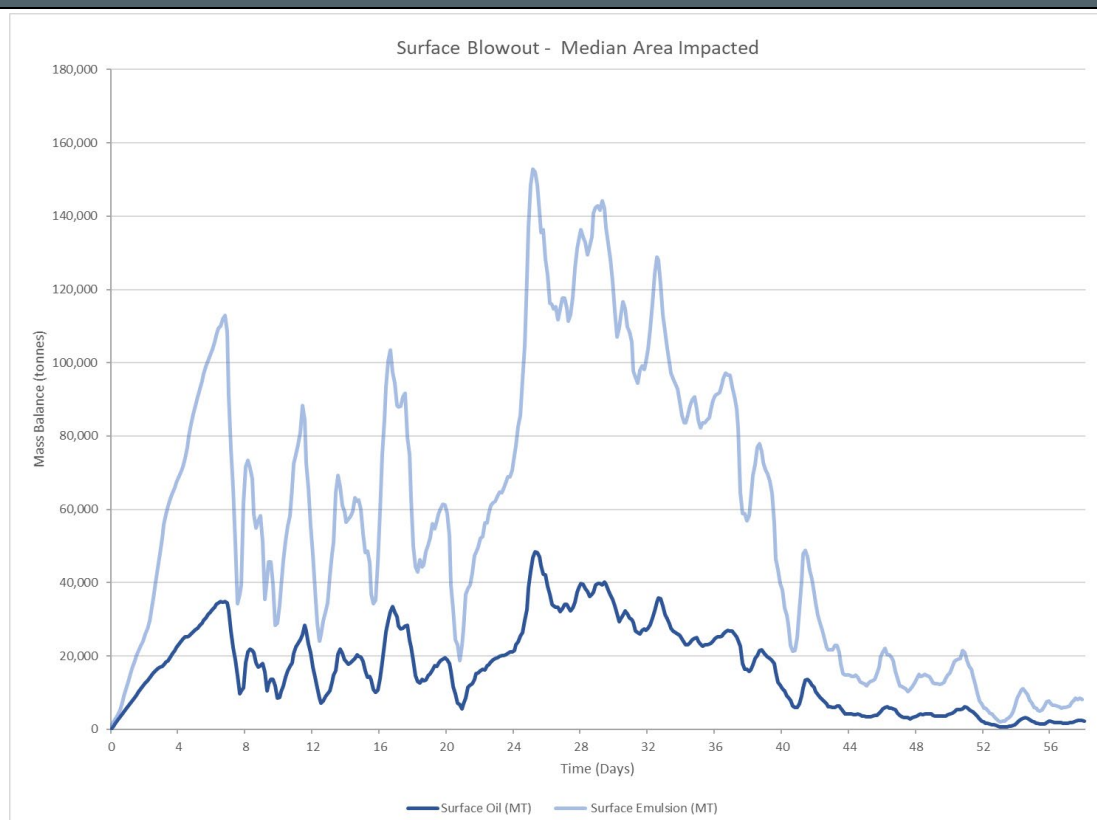
La emulsificación del petróleo superficial ocurre rápidamente en ambos escenarios.

La emulsión se compone de aproximadamente 70 % de agua y 30 % de petróleo.

Área afectada por espesor metálico o mayor



Área afectada por espesor metálico o mayor



El modelo predice que se producirá la emulsificación, formando una mezcla de petróleo / agua con una composición de 70 % de agua y 30 % de aceite.

6.4. SENSIBILIDADES AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICAS

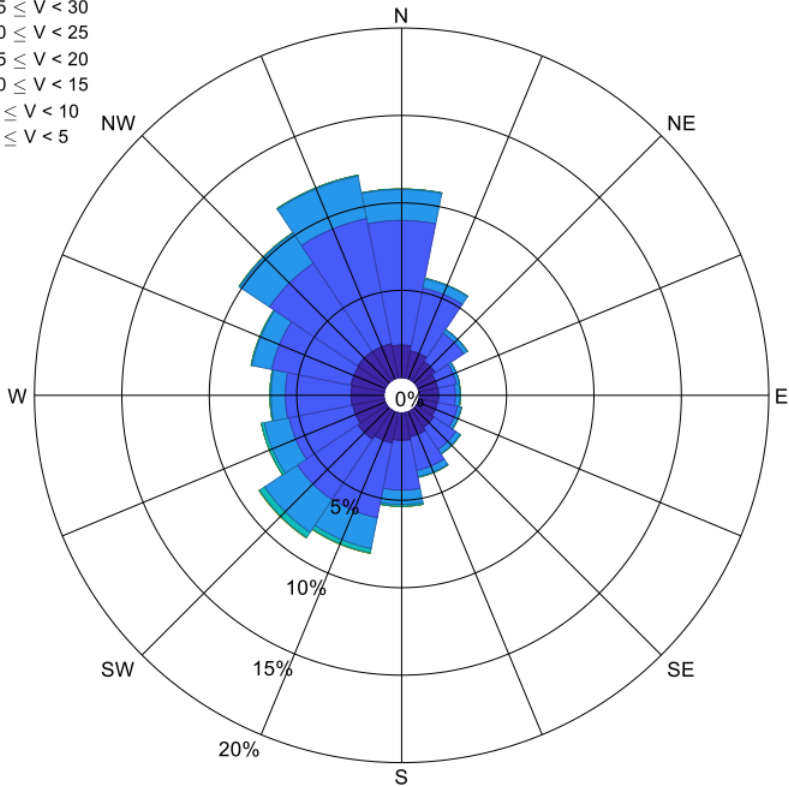
El Apéndice C presenta la Evaluación de Mitigación del Impacto de Derrames (SIMA) de planificación del peor de los casos basada en los recursos ambientales y socioeconómicos discutidos en esta sección. Esta información en este capítulo ha sido referenciada en el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para la Perforación del Pozo Exploratorio EQN. MC.A.x-1, capítulo VI: Línea de base ambiental (junio de 2021).

La República Argentina se encuentra en la parte más austral de América del Sur y está bajo la influencia de diferentes masas de aire. En general, la región experimenta un clima de verano muy cálido y húmedo, mientras que los inviernos son suaves, con sequías frecuentes. Tabla 6-21 resume las condiciones meteorológicas cercanas al bloque de licencias de CAN_100.

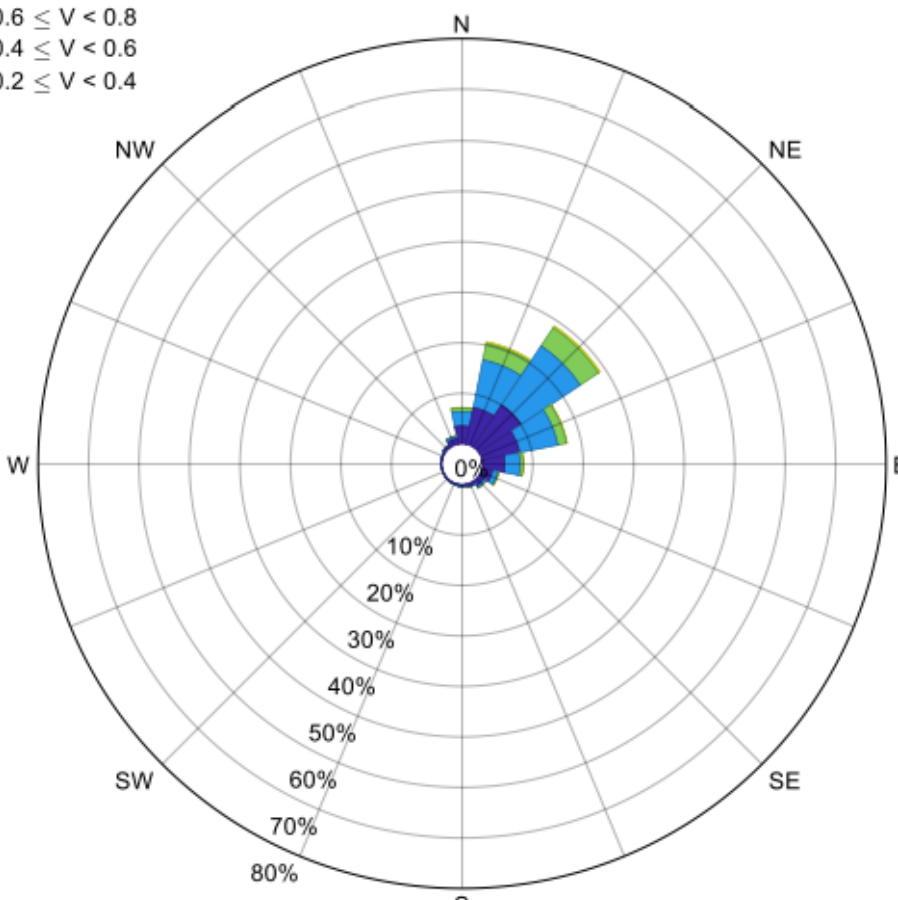
Tabla 6-21 Condiciones meteorológicas medias

Parámetro	Verano	Invierno
Temperatura del aire, °C ³⁹	15-20 °C	10-14 °C
Velocidad del viento, m/s (en el bloque de licencias de CAN_100)	Velocidad máxima 26,5 m/s desde el SO, con un valor de velocidad media de 6,5 m/s. La intensidad máxima del viento durante el período analizado fue de 26,5 m / s, desde el SO. La intensidad media del viento durante el periodo analizado fue de 7,1 m/s.	

³⁹ Tabla 6-1 en el Capítulo de Referencia Ambiental de EIA, junio de 2021, ERM

durante febrero de 2005 a mayo de 2019)	
Dirección del viento, (en el bloque de licencia CAN_100, procedente de ERM, 2021 con datos del modelo Global Forecast System (GFS))	<p>Intensidad del Viento (V)</p> <p>V (m/s)</p> <ul style="list-style-type: none"> $V \geq 30$ $25 \leq V < 30$ $20 \leq V < 25$ $15 \leq V < 20$ $10 \leq V < 15$ $5 \leq V < 10$ $0 \leq V < 5$  <p>Los vientos más frecuentes provienen de NNO. Los vientos de mayor intensidad provienen del SO y O.</p>
Temperatura del mar, °C ⁴⁰	<p>17.3 °C (temperatura media anual de la superficie del mar).</p> <p>La temperatura del mar oscila entre 18 – 23 ° C en verano y 8 - 13 ° C en invierno.</p>
Corrientes (datos de HyCOM de Global Reanalysis 1994-2015 y modelo de marea oceánica TPXO 8)	<p>Las corrientes en el sitio del pozo, independientemente de la profundidad, se dirigen predominantemente hacia el NE, sin embargo, las corrientes superficiales son más dispersas. Las velocidades actuales van desde menos de 0,2 ms⁻¹ (0,38 nudos) hasta más de 0,8 ms⁻¹ (1,55 nudos).</p>

⁴⁰ Tabla 6-1 en el Capítulo de Referencia Ambiental de EIA, junio de 2021, ERM

	<p>Velocidad de la Corriente - Superficie</p> <p>V (m/s)</p> <ul style="list-style-type: none"> $V \geq 0.8$ $0.6 \leq V < 0.8$ $0.4 \leq V < 0.6$ $0.2 \leq V < 0.4$ 
Mareas (TPXO 8 modelo de marea oceánica 1994-2015)	Como el pozo EQN. MC.A.x-1 se encuentra en aguas profundas (1500 m), la marea allí tiene poca amplitud. La amplitud media de la marea en este lapso de tiempo fue de 0,38 m con una amplitud máxima de 0,93 m
Olas (Modelo NMWW-III)	Las olas más frecuentes provienen de las S. Las olas con la altura significativa más alta provienen principalmente del SO. Las olas con mayor altura significativa tienen periodos entre 11 s y 14 s. Las olas con período más largo provienen principalmente de S y SE. Las olas con período más corto provienen principalmente de N y NO. La altura máxima significativa fue de 8,6 m para una ola procedente del SE con un período de 14 s. La altura media significativa y el período medio fueron de 2 m y 8 s respectivamente.

6.4.1. Tipo de costa

Los tipos de costa se clasifican por el Índice de Sensibilidad Ambiental (ESI, Environmental Sensitivity Index) y se numeran en orden de su sensibilidad al daño del petróleo derramado. Las costas con un ESI alto son más vulnerables que las costas con un ESI bajo. Las áreas de la costa cerca de Mar del Plata han sido caracterizadas para este proyecto (OSRL, 2021b – Mapeo de Sensibilidad Estratégica de la Costa), sin embargo, el modelado de derrames de petróleo ha demostrado que no hay probabilidad de que la costa se contamine con petróleo a partir de los escenarios de reventón.

Tabla 6-22 muestra los tipos de costa cerca del EQN. Funcionamiento del pozo MC.A.x-1. El tipo de costa más dominante son las playas de arena fina a de grano medio 3A.

Tabla 6-22 Tipos de línea de costa cerca de la operación

Rango ESI		Referencia del mapa de sensibilidad	Capacidad de retención de petróleo	Impacto del petróleo en el tipo de costa
1A	Costa rocosa expuesta	URG_TAC_01 URG_TAC_02 URG_TAC_03 URG_TAC_04	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo generalmente se mantiene costa afuera por las olas que se reflejan en los acantilados escarpados El petróleo puede llegar a costas menos empinadas La persistencia del petróleo está relacionada con la energía de las olas entrante La persistencia del petróleo se limita a días durante condiciones de olas altas El petróleo atrapado en las piscinas de roca matará a los organismos residentes Se espera que el daño a la comunidad intermareal sea relativamente leve con una rápida recuperación Las aves buceadoras que usan sitios rocosos pueden morir si se contaminan con petróleo Los métodos agresivos de limpieza (grandes volúmenes de dispersante, raspado mecánico excesivo o agua caliente / lavado a alta presión) dañan las comunidades costeras rocosas
1B	Estructuras expuestas y sólidas hechas por el hombre	URG_TAC_03 URG_TAC_04	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> Entornos de alta energía que probablemente eviten que el petróleo se adhiera a las estructuras expuestas El petróleo puede permanecer en o por encima de la línea de marea alta donde se produce una acción de ola menos frecuente. Se espera que los impactos en las comunidades intermareales sean de corta duración, excepto cuando la toxicidad del petróleo es lo suficientemente alta como para impactar rápidamente. Los productos de petróleo ligero tienen el mayor impacto para las aves en sus colonias de anidación o que se alimentan en aguas cercanas a la costa. Los impactos ecológicos se ven afectados en las costas rocosas por métodos de limpieza agresivos (grandes volúmenes de aplicación de dispersantes, raspado mecánico excesivo o lavado de agua caliente / alta presión).
2B	Escarpes expuestos y pendientes pronunciadas en arcilla	ARG_TAC_07 (El Marquesado)	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se deposita como una banda a lo largo de la línea de marea alta Los organismos que viven en piscinas de roca pueden morir

Rango ESI		Referencia del mapa de sensibilidad	Capacidad de retención de petróleo	Impacto del petróleo en el tipo de costa
				<ul style="list-style-type: none"> Las aves pueden resultar contaminadas con petróleo y muertas, pero pueden reubicarse La persistencia del petróleo se limita a días o semanas debido a las ondas de alta energía
3A	Playas de arena de grano fino a medio	URG_TAC_01 URG_TAC_02 URG_TAC_03 URG_TAC_04 ARG_TAC_05 (La Costa) ARG_TAC_06 (Villa Gesell) ARG_TAC_07 ARG_TAC_08 ARG_TAC_09	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se deposita como una banda a lo largo de la línea de marea alta Los organismos que viven en la arena pueden morir Las aves pueden resultar contaminadas con petróleo y muertas, pero pueden reubicarse Las capas contaminadas con petróleo pueden ser enterradas por arena limpia
6B	Estructuras Riprap y playas de grava	ARG_TAC_06 Mar del Plata URG_TAC_04	Medio	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo se deposita principalmente a lo largo de la cara superior de la playa El petróleo puede filtrarse hasta 60 cm en gravas bien clasificadas El petróleo puede persistir durante varios años en áreas de baja energía undimotriz Puede ocurrir daño moderado a corto plazo de organismos intermareales inferiores
7	Planicies de marea expuestas	URG_TAC_04	Medio	<ul style="list-style-type: none"> La mayor parte del petróleo será empujado a través del piso a medida que la marea suba El petróleo puede depositarse en una marea descendente si las concentraciones de petróleo son altas El daño biológico puede ser grave y a largo plazo
9C	Planicies de marea hipersalinas	ARG_TAC_05 (La Costa) URG_TAC_04	Medio-alto	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo puede persistir durante muchos años La incorporación de petróleo a largo plazo en sedimentos planos de marea es común La deposición de petróleo ocurre comúnmente a lo largo de las franjas superiores del plano Las acumulaciones de petróleo muy pesadas cubrirán gran parte de la superficie del piso El daño biológico puede ser grave y a largo plazo
10A	Marismas de agua salada y salobre	URG_TAC_02	Alto	<ul style="list-style-type: none"> El petróleo en las acumulaciones pesadas puede persistir durante décadas Pequeñas cantidades de petróleo se depositan principalmente a lo largo de la franja exterior del pantano o a lo largo de la línea superior de escombros Es probable que la biota residente, incluida la

Rango ESI	Referencia del mapa de sensibilidad	Capacidad de retención de petróleo	Impacto del petróleo en el tipo de costa
			vida de las aves, se contamine con petróleo y posiblemente muera

6.4.2. Características biológicas

Un derrame de petróleo en Argentina tiene el potencial de afectar a una amplia gama de organismos dentro y alrededor del mar, algunos de los cuales están protegidos. Debe hacerse referencia al capítulo de referencia de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para obtener información específica sobre especies.

Los organismos en riesgo se enumeran en Tabla 6-23, junto con el período en el que serían más sensibles a un derrame de petróleo en el área del proyecto. Esta información ha sido derivada del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para la Perforación del Pozo Exploratorio EQN. MC.A.x-1, capítulo VI: Línea de base ambiental (junio de 2021). Tabla 6-24 también detalla los impactos biológicos que el petróleo tiene en cada grupo de organismos.

Tabla 6-23 Ubicación y ocurrencia estacional de organismos marinos

Especie (*denota especies protegidas)	Ubicación	Meses sensibles / Temporada de reproducción											
Plancton		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Pseudonitzschia, Rhysozolenia, Fragilariopsis y Thalassiosira	Corriente Malvinas												
Leptocylindrus, Pseudonitzschia, Rhizosolenia, Fragilariopsis y pequeños Chaetoceros y Odontella	Corriente Brasil/Malvinas												
Globigerina bulloides Neogloboquadrina pachyderma	38º y 40º de latitud sur												
Peces		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Tiburón gato de boca estrecha	Mar Argentino												
Merluza del sur	Mar Argentino												
Patín patagónico	Mar Argentino												
Cola de látigo con bandas	Mar Argentino												
Galludo	Zona costera de Buenos Aires	La especie no tiene una estación sensible en particular, pero es sensible durante todo el año											
Pez gallo	23°S a 55°S												
Calamar Illex	52° a 35°												
Aves marinas (Estatus de la UICN)	(Ref Tabla 6-5 de EIA)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Tristan Albatross (CR)	Pelágico-costero												
Albatros errante (VU)	Áreas oceánicas del mar argentino												
Albatros Real del Norte (ES)	Las especies en peligro de extinción o en peligro crítico (albatros de cabeza gris ⁴¹ , albatros real del norte ⁴² , albatros de Tristán ⁴³ (CR), albatros de hollín, albatros de nariz amarilla del Atlántico y petrel del Atlántico ⁴⁴) podrían tener presencia potencial en la región durante su temporada de invierno no reproductiva / durante el invierno.												
Albatros de manto claro (NT)													
Albatros de cabeza gris (ES)													
Albatros de nariz amarilla (ES)													
Albatros de ceja negra (LC)													
Petrel Azul (LC)													
Petrel de barbilla blanca (VU)													
Petrel de anteojos (VU)													
Gigante del Sur-Petrel (LC)													
Gigante del Norte-Petrel (LC)													
Fulmar del Sur (LC)													
Cabo Petrel (LC)													
Prión de pico delgado (LC)													
Hada Prión (LC)													
Skúa marrón (LC)													

⁴¹ [Thalassarche chrysostoma](https://www.iucnredlist.org/species/12222/12222) (albatros de cabeza gris) (iucnredlist.org)⁴² [Diomedea sanfordi](https://www.iucnredlist.org/species/12222/12222) (Albatros Real del Norte) (iucnredlist.org)⁴³ [Diomedea dabbenena](https://www.iucnredlist.org/species/12222/12222) (Albatros de Tristán) (iucnredlist.org)⁴⁴ [Pterodroma incerta](https://www.iucnredlist.org/species/12222/12222) (Petrel atlántico) (iucnredlist.org)

Especie (*denota especies protegidas)	Ubicación	Meses sensibles / Temporada de reproducción											
Skúa chilena (LC)													
Sóardela de hollán (NT)													
Gran cizalla (LC)													
Tormenta-Petrel de Wilson (LC)													
Petrel de tormenta de cara blanca (LC)													
Petrel común-buceador (LC)													
Pingüino de Magallanes (LC)	Aves costeras Zonas costeras del mar argentino y/o eventualmente oceánicas												
Gaviota kelp (LC)													
Gaviota de Olrog (NT)													
Gaviota delfín (LC)													
Charrán sudamericano (LC)													
Charrán Real (LC)													
Charrán patinegro (LC)													
Cormorán neotrópico													
Cormorán magallánico													
Cormorán Imperial													
Cormorán de patas rojas (NT)													
Tortugas marinas (Estatus de la UICN)		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Tortuga verde o negra* (ES)	Aguas y costas argentinas												
Tortuga laúd * (VU)													
Tortuga boba * (LC)													

Tabla 6-24 Efectos del petróleo en algunos organismos marinos

Organismos	Impacto del petróleo en algunos organismos ^{45,46}
Plancton	<ul style="list-style-type: none"> Incluye juveniles de peces y marisco Tóxico, que conduce a la muerte del plancton Reducción de las poblaciones futuras de peces y mariscos
Coral	<ul style="list-style-type: none"> Disminución de la capacidad de crecimiento, reproducción y colonización Efectos negativos en la alimentación y el comportamiento Muerte Los efectos pueden ser de gran alcance
Peces y Mariscos	<ul style="list-style-type: none"> Asfixia: pérdida de hábitat, irritación y daño al sistema respiratorio, asfixia, daño a aletas y escamas, cierre de conchas Ingestión: hígado agrandado, mancha de peces, crecimiento reducido, insuficiencia cardíaca Reducción de la eclosión de huevos y supervivencia larvaria
Pájaros	<ul style="list-style-type: none"> Asfixia: pérdida de hábitat, movilidad reducida (aumento de la vulnerabilidad), pérdida de

⁴⁵ IPIECA. 2016. Preparación para la respuesta a la vida silvestre. Directrices de buenas prácticas para el personal de gestión de incidentes y respuesta a emergencias.

⁴⁶ ITOPI. 2020/21. Manual.

Organismos	Impacto del petróleo en algunos organismos ^{45,46}
	flotabilidad, hipotermia, muerte <ul style="list-style-type: none"> • Ingestión: daño a los órganos, irritación gastrointestinal y ulceración • Inhalación: neumonía y muerte • Desarrollo de deformidades, disminución de la reproducción / comportamiento reproductivo irregular
Mamíferos	<ul style="list-style-type: none"> • Asfixia (especies peludas): irritación, inflamación, infección, asfixia, hipotermia, flotabilidad reducida y capacidad de natación • Ingestión: complicaciones digestivas, disminución de las posibilidades de supervivencia • Inhalación: daño del sistema respiratorio, desorientación, pérdida del conocimiento, parálisis, neumonía, muerte • Pérdida de hábitat (focas, leones marinos y morsas)

6.4.3. Áreas Naturales Protegidas

Hay áreas protegidas a lo largo de la costa de Argentina. Dado que los resultados de la modelización de derrames de petróleo no muestran ninguna probabilidad de contaminación con petróleo de la costa, los sitios protegidos enumerados en la Tabla 6-25 son solo para información de referencia, aparte de las áreas en alta mar; Frente de Talud y Atlántico Suroeste 34 Área Importante para las Aves que podría verse afectada según el modelo de derrame de petróleo.

Tabla 6-25 Áreas protegidas cerca de la ubicación del pozo

Distancia al sitio	Sitio sensible
71,55 km SE	Atlántico Suroeste 34 Área Importante para las Aves
<100 km NO	Frente de Talud Zona de alto valor de conservación
186 km	Parque Atlántico Mar Chiquita Reserva de la Biosfera Programa MAS-UNESCO / Parque Municipal
<300 km	Sistema marino Río de la Plata
339 km	Laguna Salada Grande
359 km	Campos del Tuyú
380 km	Pehuen Co-Monte Hermoso Propósito Definido Reserva Natural
400 km	Reserva Natural Bahía de San Borombón Sitio Ramsar y RNRAP
400 km	Reserva Natural Provincial de Usos Múltiples Bahía San Blas

El área de importancia para las aves Marina Atlántico Sudoeste 34 ha sido identificada como una zona clave para la biodiversidad por la presencia de 900 000-7 000 000 de ejemplares de pardela capirotada (Preocupación Menor) de las Islas Tristán da Cunha (Santa Helena, Océano Atlántico Sur).

Aparte de unos cientos de parejas en las Islas Malvinas, la pardela capirotada es endémica de las islas del archipiélago de Tristán da Cunha, en el centro del Atlántico Sur, a unos 2500 km al oeste de Sudáfrica y 3500 km al este de Sudamérica⁴⁷. Es probable que haya ejemplares reproductores y no reproductores de pardela capirotada en la zona del proyecto durante los meses de abril a junio. La Figura 6-2 muestra los viajes de alimentación de las pardelas capirotadas de dos colonias de cría.

⁴⁷ Ronconi Robert A., Schoombie Stefan, Westgate Andrew J., Wong Sarah N. P., Koopman Heather N., Ryan Peter G. 2018. Efectos de la edad, el sexo, la colonia y la fase de reproducción en el uso del espacio marino por las grandes águilas *Ardenna gravis* en el Atlántico Sur. *Marine Biology* (2018) 165:58. <https://doi.org/10.1007/s00227-018-3299-x>

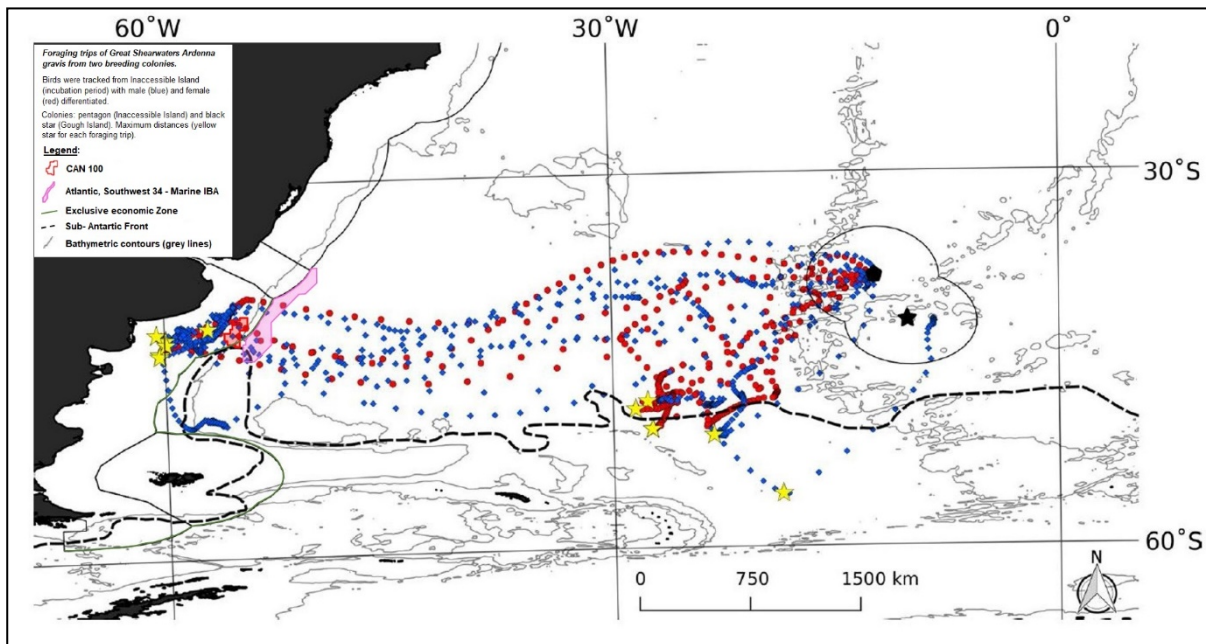


Figura 6-2: Viajes de alimentación de pardelas capirotadas de dos colonias de cría

Fuente: Ronconi et al., 2018. Adaptado por ERM. 2021

El Frente de Talud es una zona de alto valor de conservación. Es una franja altamente productiva que se extiende a lo largo del borde del talud de la plataforma continental argentina, al oeste de la ubicación del pozo, por más de 1600 km, desde Malvinas hasta Buenos Aires. Desempeña un papel ecológico clave en el ecosistema del Mar Argentino, soporta una compleja red trófica, incluye zonas de desove para especies ecológica y comercialmente importantes, así como aves marinas. En consecuencia, la actividad pesquera industrial en el Frente de Talud es intensa.

Figura 6-3 muestra la ubicación de sensibilidades (Áreas Protegidas y Áreas de Interés Biológico) en las proximidades del EQN. Ubicación del pozo MC.A.x-1 (ERM, 2021⁴⁸).

⁴⁸ ERM, Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental 2021 para la perforación del pozo exploratorio EQN. MC.A.x-1 en el análisis de sensibilidad CAN100, agosto de 2021

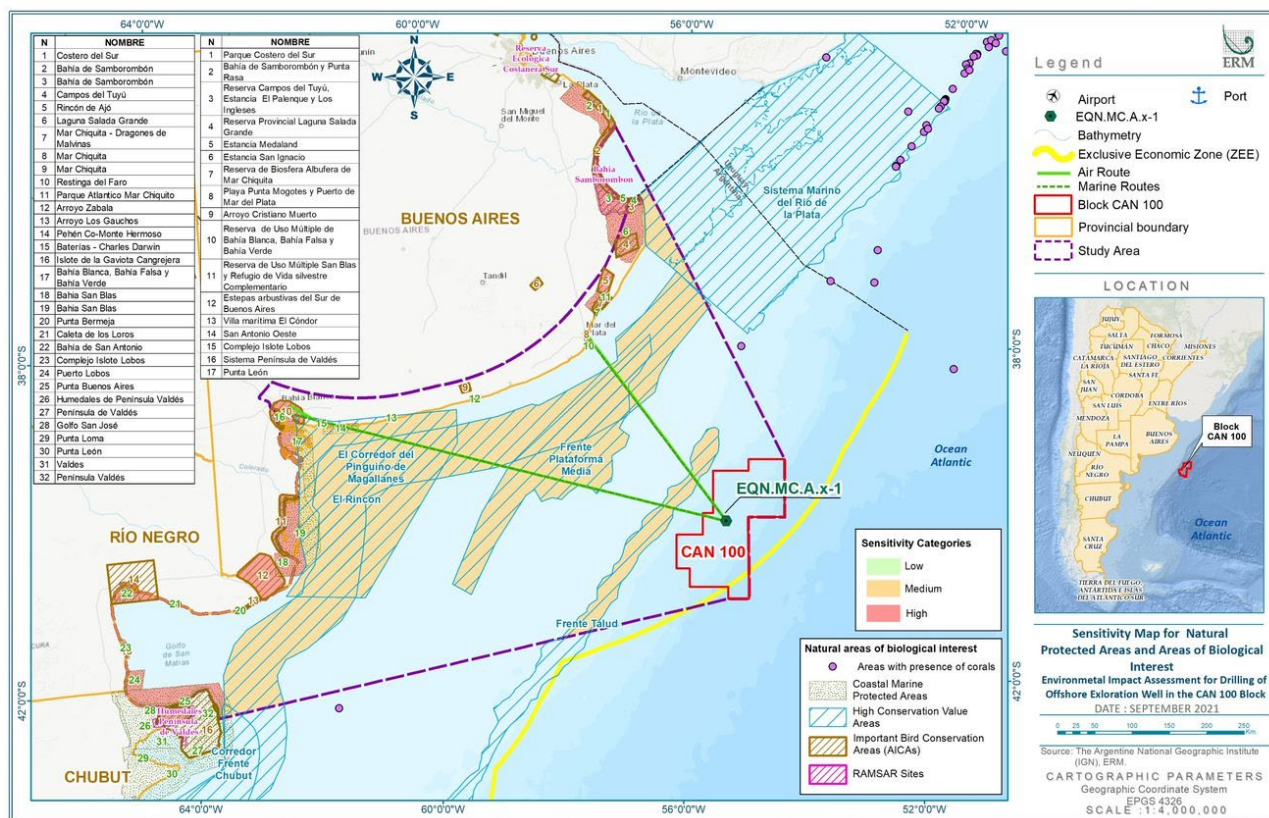


Figura 6-3 Sensibilidades en proximidad a la ubicación del pozo EQN. MC.A.x-1

6.4.4. Características socioeconómicas

La medida en que una comunidad se ve afectada por un derrame de petróleo depende del tipo y volumen de petróleo derramado, y de la temporada en que ocurre el incidente. La información socioeconómica de este apartado procede del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental de la Perforación del Pozo Exploratorio EQN.MC.A.x-1: Línea de base ambiental y socioeconómica (marzo de 2021).

La Plataforma Continental Argentina se encuentra entre los espacios marítimos más extensos y fértiles del hemisferio sur y es el hogar de la pesca comercial. Una serie de otras actividades también tienen lugar en la región. La zona donde se perforará el pozo tiene una baja densidad de tráfico marino. La actividad pesquera ocurre principalmente alrededor del límite de la plataforma al oeste del área operativa del Proyecto.

La actividad pesquera industrial en el Frente de Talud es intensa. La flota de pescadores de fresco, congeladores, poteros y palangreros operan en la zona. Las principales especies capturadas son merluza común, calamar argentino y vieira patagónica, abadejo, entre otras. El área es compatible con una de las principales pesquerías de vieira en el mundo (Bogazzi *et al.*, 2005).

Mar del Plata es el principal puerto en cuanto a desembarques a nivel nacional, aportando el 57 % del total de capturas del país y representando el 98 % de las capturas a nivel provincial. La actividad pesquera que se desarrolla en el territorio de la ciudad de Mar del Plata genera 17 000 empleos; y 170 empresas (140 pymes), 97 cooperativas registradas y 634 buques participan en la cadena productiva (Clarín, 2017). El 60 % de la actividad comercial en Mar del Plata tiene que ver con el sector pesquero.

La ciudad de Mar del Plata en la provincia de Buenos Aires ubicada en la costa del Océano Atlántico es uno de los principales centros turísticos de Argentina. Como el balneario más grande de Argentina, con 47 km de costa, este tramo incluye amplias bahías, acantilados y bosques y recibe más de 8 millones de turistas durante

todo el año (tenga en cuenta que esto se habrá reducido debido a la pandemia de COVID-19). La Figura 1-64 de la Línea de Base Social del ESIA muestra los destinos turísticos en el área de influencia indirecta.

El empleo primario se encuentra dentro del sector de servicios, especialmente el turismo, así como la industria pesquera. El patrimonio cultural de Mar del Plata incluye edificios de importancia histórica y/o espiritual: Loma de Santa Cecilia, Edificio Buchbinder y Soprano, Chalets de Aluda Baldassarini, Chalet Plus Altra, Villa Titito y otros.

Tabla 6-26 resume los receptores socioeconómicos en riesgo por un derrame de petróleo en Argentina, cómo un derrame de petróleo puede afectarlos, e indica las estaciones o meses en los que se encuentran en su punto más sensible.

Tabla 6-26 Sensibilidades socioeconómicas que pueden verse afectadas por un gran derrame de petróleo en la ubicación del pozo

Sensibilidad socioeconómica	Ubicación	Impacto del derrame de petróleo	Temporada/Mes Sensible
Puertos y muelles	Argentina, Mar del Plata	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de incendio - peligro para el público y los buques. El cierre temporal o las restricciones detienen el trabajo en caliente (por ejemplo, soldadura). La restricción del tráfico por el auge y el cierre de puertas - afecta la economía local. Contaminación de los buques y de la estructura portuaria. 	Todo el año
Pesca (artesanal y comercial)	Argentina, Mar del Plata y costa afuera en el Frente de Talud	<ul style="list-style-type: none"> La contaminación por petróleo es tóxica para los peces juveniles, puede resultar en bajos rendimientos futuros. El petróleo derramado puede hacer que los peces migratorios cambien la ruta de migración. Acumulación de petróleo en la carne que puede representar un peligro para la salud de los consumidores; «Contaminar» hace que los peces sean desagradables. Contaminación de artes de pesca - peligro de incendio y salud. La publicidad adversa reduce la demanda independientemente de la salud de los peces 	Todo el año, pero la mayor actividad durante marzo a septiembre.
Turismo	Argentina, Mar del Plata	<ul style="list-style-type: none"> Evasión de zonas contaminadas con petróleo o, según se informa, afectadas La reputación puede reducir las visitas de los turistas durante años Pérdida de negocios y pérdida de la economía local, especialmente durante la temporada alta Impactos a largo plazo si la atracción turística se ve afectada 	Primavera-verano
Naviero	Argentina, Mar del Plata / zonas costa afuera	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de incendio - peligro para el público y los buques Restricción del tráfico de buques por auge y cierres de puertas: afecta a la economía local Contaminación de buques y puertos 	Todo el año (tenga en cuenta el nivel relativamente bajo de envío en la zona)

6.4.5. Resumen de sensibilidades ambientales y socioeconómicas

Tabla 6-27 Evaluación de la vulnerabilidad de los recursos biológicos y socioeconómicos e influencia de las opciones de respuesta

Recurso		Vulnerabilidad de la población ⁴⁹	Ocurrencia	Resultados de modelado	Período de recuperación	Nivel de exposición	Opciones de respuesta
Sensibilidades biológicas en el mar	Organismos de la columna de agua (plancton)	El fitoplancton y los zooplanctones son vulnerables al petróleo (principalmente al efecto tóxico). Toxicidad, que conduce a la muerte del plancton y a la reducción de las poblaciones futuras en la cadena alimentaria. Bajo efecto esperado sobre el nivel poblacional.	La Corriente Malvinas, Frente de Talud, Mar Patagónico - valores de abundancia de fitoplancton aproximadamente tres veces superiores al promedio registrado en el resto de los océanos.	En ambos escenarios (superficial y submarino) y en ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	Bajo Impactos muy limitados o a muy corto plazo en la región	Bajo En ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	La inyección de dispersante submarino puede retrasar sustancialmente la superficie del petróleo, reducir la cantidad de superficie de aceite y reducir la persistencia de las manchas superficiales al reducir el tamaño de las gotas de aceite. El resultado neto es la reducción de los impactos del petróleo en la superficie.
	Bentónico (incluyendo Coral)	Daño físico. Cubriendo, asfixiando con esquejes de perforación (y lodo de perforación). Efecto tóxico de los productos químicos / petróleo. Daños al hábitat, pérdida de criaderos. Erosión de los fondos marinos.	El frente de pendiente y la zona adyacente de aguas profundas son ricos en biodiversidad (a ambos lados de CAN_100). Jardines de coral y arrecifes de agua fría a lo largo de la ladera arenosa y campos de esponjas de hasta 1300 m de profundidad de agua.	En ambos escenarios (superficial y submarino) y en ambos períodos, existe la posibilidad de que bajos volúmenes de petróleo lleguen al sedimento, pero las ubicaciones de este son indetectables en el modelado.	Medio Impactos limitados o a corto plazo en la región	Bajo Los resultados del balance de masa del modelado muestran poco petróleo en los sedimentos ⁵⁰	Dadas las opciones de respuesta de profundidad del agua no se consideran.
	Peces	Los huevos y larvas de Peces son vulnerables al petróleo (principalmente	Frente de Talud es un área intensamente pescada al oeste / costa de la ubicación	En ambos escenarios (superficial y submarino) y en ambos períodos, la	Bajo	Bajo	La inyección de dispersante submarino puede retrasar sustancialmente la

⁴⁹ IOGP-IPIECA (2015) Impactos de los derrames de petróleo en la ecología marina, Directrices de buenas prácticas para la gestión de incidentes y el personal de respuesta a emergencias. Informe IOGP 525

⁵⁰ Después de 22 días, se predice que entre 1 y 6 m de petróleo sedimentan desde el escenario submarino

Recurso		Vulnerabilidad de la población ⁴⁹	Ocurrencia	Resultados de modelado	Período de recuperación	Nivel de exposición	Opciones de respuesta
		<p>al efecto tóxico), pero en resumen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingestión: mancha de peces, crecimiento reducido, muerte • Reducción de la eclosión de huevos y supervivencia larvaria • Asfixia: asfixia, daño a las aletas y escamas • Pérdida de hábitat / fuentes de alimento 	del pozo. Las especies incluyen merluza austral, patín patagónico, merluza argentina, cola de látigo anillada, cazón espinoso, pez gallo, calamar Illex.	propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	Impactos muy limitados o a muy corto plazo en la región	En ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	superficie del petróleo, reducir la cantidad de superficie de aceite y reducir la persistencia de las manchas superficiales al reducir el tamaño de las gotas de aceite. El resultado neto es la reducción de los impactos del petróleo en la superficie.
	Mamíferos marinos y tortugas marinas	<p>Los mamíferos son vulnerables durante la reproducción y la muda (principalmente el efecto tóxico directo e indirecto), vulnerables a la hipotermia. Los impactos generales incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingestión: complicaciones digestivas, disminución de las posibilidades de supervivencia • Inhalación: daño respiratorio, desorientación, muerte • Pérdida o daño del hábitat/alimento. 	Estas especies cubren vastas áreas en el mar argentino, tanto en aguas costeras como oceánicas donde se alimentan. Tres especies de tortugas marinas están presentes en aguas argentinas, con una distribución dependiente de las temperaturas del mar. Las aguas que sobrepasan el sector norte de la plataforma continental argentina serían su principal hábitat durante fines de la primavera y principios del otoño. Las tortugas marinas se alimentan regularmente en el estuario del Río de la Plata. El Frente de Talud es también una zona	En ambos escenarios (superficial y submarino) y en ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar. A medida que estas especies afloran para respirar, la propagación del petróleo superficial es generalmente similar en ambos períodos para ambos escenarios, siendo empujadas hacia el este con poca variación en el área general de posible impacto.	Alto Impactos graves o a mediano plazo para las especies protegidas a nivel nacional y varias especies «en peligro de extinción» (EN).	Medio En ambas estaciones, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	La inyección de dispersante submarino puede retrasar sustancialmente la superficie del petróleo, reducir la cantidad de superficie de aceite y reducir la persistencia de las manchas superficiales al reducir el tamaño de las gotas de aceite. El resultado neto es la reducción de los impactos del petróleo en la superficie. Las actividades específicas de respuesta de la vida silvestre pueden disuadir a los mamíferos marinos de las manchas, mientras que en el mar la contención y recuperación puede eliminar áreas de petróleo.

Recurso		Vulnerabilidad de la población ⁴⁹	Ocurrencia	Resultados de modelado	Período de recuperación	Nivel de exposición	Opciones de respuesta
			donde estas especies están presentes.				
	Aves marinas (pelágicas y costeras)	<p>Las aves marinas individuales son vulnerables a los derrames de petróleo a través de la hipotermia y los efectos tóxicos. Las aves marinas individuales son vulnerables a los derrames de petróleo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asfixia: movilidad reducida, pérdida de flotabilidad, hipotermia, muerte • Inhalación: daño respiratorio, muerte • Ingestión: neumonía, daño a los órganos, muerte • Disminución de la reproducción, deformidades del desarrollo • Pérdida o daño al hábitat • Contaminación de fuentes alimentarias: comederos filtrantes y peces contaminados 	<p>El Frente de Talud es una zona de alimentación para las aves marinas. El área Marina Atlántico Sudoeste 34 es una zona de importancia para las aves (important bird area, IBA) identificada al este de la ubicación del pozo designada para la presencia de pardelas capirotadas durante abril y junio. Los datos de distribución (Figura 6-2) indican que hay otras zonas (p. ej., el Frente de Talud) más importantes para la pardela capirotada que esta IBA. Hay varias especies de albatros en peligro de extinción que pasan el invierno en la región o se reproducen en las islas Tristán. Su presencia y sus distribuciones y movimientos estacionales podrían coincidir con los peores escenarios de modelado.</p>	<p>La propagación del petróleo en la superficie es, por lo general, similar en ambos períodos para ambos escenarios, siendo empujado hacia el este con poca variación en el área general de posible impacto.</p> <p>En comparación con el reventón submarino, el reventón superficial da como resultado un petróleo más grueso presente en la superficie del mar (espesor de color verdadero potencialmente discontinuo). Esto se espera ya que hay menos mezcla del aceite antes de que llegue a la superficie.</p>	<p>Alto</p> <p>Impactos graves o a mediano plazo para las especies amenazadas regionalmente y varias especies «en peligro» (EN).</p>	<p>Alto</p> <p>El petróleo de superficie puede llegar a la IBA del Atlántico Sudoeste 34 en menos de 2 días en ambos períodos. El solapamiento con la zona de importancia biológica Frente de Talud tiene una probabilidad del 10 al 20 %, y un tiempo mínimo de deriva modelado de 24 a 34 días.</p>	<p>La inyección de dispersante submarino puede retrasar sustancialmente la superficie del petróleo, reducir la cantidad de superficie de aceite y reducir la persistencia de las manchas superficiales al reducir el tamaño de las gotas de aceite. El resultado neto es la reducción de los impactos del petróleo en la superficie. Las actividades específicas de respuesta a la vida silvestre pueden disuadir a las aves marinas de las manchas, mientras que en el mar la contención y recuperación puede eliminar áreas de petróleo y la aplicación de dispersantes en superficie específicos en áreas de petróleo puede minimizar los impactos a las aves marinas.</p>
	Costa				Bajo	Bajo	

Recurso		Vulnerabilidad de la población ⁴⁹	Ocurrencia	Resultados de modelado	Período de recuperación	Nivel de exposición	Opciones de respuesta
Sensibilidades biológicas a lo largo de la costa	Áreas Naturales Protegidas	Daño físico, basura de la costa. Mortalidad masiva en las comunidades costeras por grandes derrames de petróleo.	Tenga en cuenta que el modelado no indica ninguna contaminación con petróleo de la costa.		Impactos muy limitados o a muy corto plazo en la región	Sin impacto en la costa	No es probable que se requieran opciones de respuesta en la costa en función de los resultados de la modelización.
Socioeconómico	Pesca	La perforación de exploración puede causar inconvenientes para las pesquerías, aunque no se cree que la distancia en alta mar coincida con las actividades pesqueras locales. Pérdidas económicas si se ven afectadas por derrames de petróleo.	Frente de Talud es una zona intensamente pescada al oeste de la ubicación del pozo. Mar del Plata es el centro de la industria pesquera en la región.	En ambos escenarios (superficial y submarino) y en ambos períodos, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	Medio Impactos graves o a mediano plazo	Bajo En ambas estaciones, la propagación del petróleo dentro de la columna de agua es generalmente similar.	La inyección de dispersante submarino puede retrasar sustancialmente la superficie del petróleo, reducir la cantidad de superficie de aceite y reducir la persistencia de las manchas superficiales al reducir el tamaño de las gotas de aceite. El resultado neto es la reducción de los impactos del petróleo en la superficie.
	Turismo	Daño físico, basura de la costa. Interrupción y acceso restringido.	Mar del Plata es uno de los principales centros turísticos de Argentina.	Tenga en cuenta que el modelado no indica ninguna contaminación con petróleo de la costa.	Bajo Impactos muy limitados o a muy corto plazo en la región	Bajo Sin impacto en la costa	No es probable que se requieran opciones de respuesta en la costa en función de los resultados de la modelización.

6.5. GOBERNANZA DE DERRAMES DE PETRÓLEO Y PARTES INTERESADAS

Equinor cumple con la siguiente legislación internacional, regional y nacional y los requisitos legales aplicables a las actividades petroleras y los derrames de petróleo en Argentina enumerados en Tabla 6-28.

Tabla 6-28 Convenios y regulaciones aplicables en Argentina para la respuesta a derrames de petróleo

Tipo	Detalles
Convenios y tratados internacionales ratificados	<ul style="list-style-type: none"> La Ley 24.089/1992 aprueba el Convenio MARPOL 73/78 (III, IV, V) Ley 24.929/1994 aprueba acuerdo OPRC'90 La Ley 23.456/1986 aprueba el Convenio Internacional sobre Intervención en Alta Mar para Prevenir Incidentes de Contaminación (INTERVENCIÓN 69) Ley 21.353/1976 aprueba Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos OILPOL 54 La Ley 21.947/1979 aprueba el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y Otras Materias (LC 72) Ley 23.829/1990 Convenio de Cooperación entre Argentina y Uruguay relativo a incidentes de contaminación del medio acuático producidos por hidrocarburos.
Regulaciones Argentinas – Contaminación por Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> Ley N° 18398/1969 Ley Orgánica de la Prefectura Naval Argentina (PNA) Ley 22.190/1980 Marco básico sobre la contaminación originada en buques y artefactos navales Decreto 770/2019 REGINAVE (Régimen de Navegación Marítima, Fluvial y Lacustre) Ley N° 25.675/2002 Ley Nacional del Medio Ambiente
Normativa Argentina – Residuos Peligrosos	<ul style="list-style-type: none"> Ley 24.051/1991 Régimen de Residuos Peligrosos Decreto 831/93 Reglamenta la Ley 24.051/1991.
Regulaciones Argentinas – Respuesta a Derrames de Petróleo y Planes de Contingencia	<ul style="list-style-type: none"> Resolución 342/1993 Aprueban la estructura de los Planes de Contingencia de Derrames de Petróleo Decreto 2.532/93 Declaró de interés nacional las tareas de prevención, control y tratamiento de derrames de petróleo en el mar Ordenanza 02/14 Plumas flotantes durante la carga o descarga de hidrocarburos Decreto 962/98 Creación del Sistema Nacional de Preparación y Lucha contra la Contaminación Costera, Marina, Fluvial y Lacustre por Hidrocarburos y otras Sustancias Nocivas y Sustancias Potencialmente Peligrosas Ordenanza N.º 8/98 Plan Nacional de Contingencia (PLANACON), modificada por DISFC/2019/1379-APN-PNA#MSG, 2019 Ordenanza 5/99 Normas para la Calificación, Registro y Reinscripción de Empresas Prestadoras de Servicios a Terceros, Dedicadas al Control de Derrames de Hidrocarburos y otras Sustancias Nocivas y Sustancias Potencialmente Peligrosas Resolución 24/2004 Clasificación de incidentes ambientales La Ordenanza nº 1/98 aprueba el uso de productos químicos
Acuerdos regionales y bilaterales	<ul style="list-style-type: none"> Existe un acuerdo con Uruguay para la respuesta en el Río de la Plata a través de la cooperación entre la PNA y la PNN (Uruguay) (Ley 23.829/1990). Red Operativa de Cooperación Regional entre Autoridades Marítimas de América del Sur, México, Panamá y Cuba (ROCRAM).

La siguiente es una descripción general de los requisitos reglamentarios más relevantes para las operaciones de perforación:

- La regulación argentina requiere que todos los buques y compañías de exploración y producción de petróleo en alta mar tengan planes de contingencia de derrames de petróleo que evalúen los daños potenciales y detallen las medidas preventivas y la organización de respuesta planificada.
- La norma establece la obligación de reportar incidentes ambientales que pudieran afectar a los recursos naturales (Consultar la Sección 2.4.2 de este OSRP).
- La Prefectura Naval Argentina (PNA) es la entidad encargada de la implementación del Plan Nacional de Contingencia y de coordinar cualquier actividad de respuesta a derrames de petróleo con la empresa responsable del incidente.
- Si bien no existen requisitos específicos en Argentina relacionados con las estrategias de respuesta o el Análisis de Beneficio Ambiental Neto (NEBA, Net Environmental Benefit Analysis), el uso de dispersantes debe ser aprobado por la Dirección de Protección Ambiental de la ANP.
- Los proveedores dedicados al control de derrames de hidrocarburos deben estar registrados ante la ANP para poder prestar sus servicios de respuesta a derrames de petróleo en Argentina.

6.5.1. Plan Nacional de Contingencia (PLANACON)

Existen convenciones internacionales y legislación nacional en Argentina que son relevantes para la preparación y respuesta a derrames de petróleo. Un Plan Nacional de Contingencia (PLANACON) fue aprobado por la Ordenanza Nº 8/98 de la Prefectura Naval Argentina (PNA). REGINAVE exige que cada sector portuario, las empresas de exploración y/u operadores de hidrocarburos y los buques cuenten con planes de contingencia, cuyo cumplimiento es auditado por la PNA.

Para cumplir con el propósito y objetivos del plan, se contará con un Centro de Control de Vertidos Contaminantes (CECODECON) para cada nivel de respuesta, cuyos miembros serán convocados de acuerdo a las circunstancias y magnitud del incidente de contaminación.

PLANACON establece tres niveles de organización de respuesta:

4. Centro Local de Control de Vertidos Contaminantes (CELOCODECON) cuando el incidente pueda ser controlado con recursos locales y se implemente el PLAN LOCAL.
5. Centro Zonal para el Control de Derrames de Contaminantes (CEZOCODECON), cuando más de una jurisdicción local se ve afectada, y los recursos locales no son suficientes para controlar la situación. Se implementará el PLAN ZONAL.
6. Centro Nacional de Control de Derrames Contaminantes (CENACODECON), cuando por la magnitud del volumen derramado de hidrocarburos y/o el impacto en la sociedad, se supere la capacidad del nivel Zonal para controlar la crisis y se implemente un PLAN NACIONAL.

Las operaciones de control de vertidos serán realizadas por la empresa responsable del incidente o quien designe para su ejecución. Si la PNA realiza la limpieza, todos los gastos se facturan al responsable.

Si la empresa responsable del incidente, por sí misma o por terceros contratados, emprende esfuerzos de respuesta al derrame de petróleo, la PNA supervisará pero tiene la autoridad para intervenir y asumir el mando si la empresa responsable está montando una respuesta ineficaz o ineficiente.

La PNA ha firmado una serie de acuerdos de cooperación con las compañías petroleras que operan en Argentina. La lista de estos acuerdos se incluye como Apéndice en el Plan Nacional de Contingencia. También hay un acuerdo de cooperación firmado con Uruguay sobre cómo los dos países coordinarían una respuesta a un derrame de petróleo (Ley 23.829).

- ESSO - Convenio de Cooperación de la PNA.
- Acuerdo de préstamo del sistema de pulverización dispersante heli-transportado No. 1.
- Acuerdo de préstamo del sistema de pulverización de dispersantes transportados por heli-transportado No. 2.
- Título Complementario a la Convención ESSO - PNA para el Área bahía blanca.
- Contrato de Préstamo estación SICO Bahía Blanca.
- Título Complementario a la Convención ESSO - PNA para el Área Rosario.
- Contrato de Préstamo Estación Rosario SICO.
- Título Complementario a la Convención ESSO - PNA para el Área San Lorenzo.
- Contrato de Préstamo de la Estación SICO san lorenzo.
- Acuerdo del sistema de pulverización dispersante transportado por avión para el avión CASA C-212-300.

El Anexo 20 de PLANACON, establece los «*Lineamientos para la elaboración de Planes de Emergencia de las Empresas encargadas de unidades costa afuera dedicadas a operaciones de exploración o explotación petrolera*».

En el anexo 21 se indican las «*Directrices para la elaboración de planes de emergencia a bordo en caso de contaminación por hidrocarburos u otras sustancias nocivas y potencialmente peligrosas*».

Este último tiene por objeto orientar al capitán y a los oficiales del buque sobre las medidas que deben adoptarse cuando se produce un evento de contaminación, mientras que el primero se centra en las comunicaciones externas y las notificaciones que deben realizarse.

6.5.2. Funciones y responsabilidades de las partes interesadas clave

Las siguientes autoridades y organizaciones tienen roles clave en la gestión de incidentes de respuesta a derrames de petróleo en Argentina. Su influencia se discute en Tabla 6-29. Equinor se comprometerá con estas partes interesadas cuando sea necesario para la respuesta a derrames, especialmente durante la finalización del SIMA.

Tabla 6-29 Funciones y responsabilidades de las partes interesadas clave

Tipo/ nombre de la parte interesada	Descripción
Ministerios y Agencias Gubernamentales	
Prefectura Naval Argentina (PNA) (Subsección del Ministerio de Seguridad de la Nación)	La PNA es la autoridad competente (específicamente la Dirección de Protección Ambiental) y administra el Plan Nacional de Contingencia (PNC) para hacer frente a la contaminación por hidrocarburos y otras sustancias nocivas en ambientes marinos y de agua dulce.
Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible	Asistir en asuntos relacionados con la política ambiental, el desarrollo sostenible, el uso racional de los recursos naturales y la lucha contra el cambio climático.

Tipo/ nombre de la parte interesada	Descripción
	Ejecutar planes, programas y proyectos dedicados a estos temas y encargarse del control, inspección y prevención de la contaminación.
Ministerio de Economía de la Nacional, Secretaría de Energía	Subsecretario de Hidrocarburos una agencia obligatoria para la consulta que forma parte del proceso de aprobación. Dirección Nacional de Exploración y Producción, juzga el proyecto y ayuda al desarrollo de las normas técnicas que se requerirían.
Comisión Nacional de Actividades Espaciales de Argentina (CONAE)	Agencia Espacial Nacional de Argentina y tiene el mandato de diseñar, administrar y ejecutar proyectos y actividades relacionados con el espacio con fines pacíficos, bajo el alcance del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. La CONAE realiza un monitoreo sistemático en zonas vulnerables o en riesgo de ser afectadas por derrames de petróleo en la costa argentina. El monitoreo se realiza mediante imágenes satelitales de radar a lo largo de la zona costera argentina, desde el estuario del Río de La Plata en el norte hasta Tierra del Fuego en el sur, para la detección de posibles derrames de petróleo.
Ministerio de Transporte	Generar, ejecutar y administrar una política de transporte federal e igualitaria. Administración Nacional de Aviación Civil (ANAC), administración general de Puertos.
Consejo Federal de Pesca	Es el organismo estatal que define la política pesquera del país y el principal regulador de la actividad pesquera marítima a nivel nacional.
Instituto Nacional de Investigación y Desarrollo Pesquero (INIDEP)	Asesora al gobierno en el uso racional de los recursos pesqueros para preservar el ecosistema marino para las generaciones futuras.
Centro de Investigación mar y atmósfera (CIMA)	Las actividades de investigación de CIMA se centran principalmente en la variabilidad y el cambio climático, el tiempo y la predicción del clima.
Instituto Argentino de Oceanografía (IADO-CONICET)	ADO es apreciada dentro de la comunidad científica como una institución oceanográfica costera única dada la interdisciplinariedad de los proyectos de investigación, centrados en los siguientes temas: Geología Marina, Biología Marina, Física Marina, Química Marina, Geofísica Marina, Meteorología y Desarrollo Instrumental.
Organizaciones de pescadores	
Asociación de Buques de Pesca Costera (AEPEC)	Durante treinta años han representado a los buques pesqueros costeros con el objetivo de proteger y preservar su actividad.
La Unión de Intereses Pesqueros Argentinos (UDIPA)	Está integrado por empresas del sector pesquero comprometidas con el desarrollo de la pesca argentina.
La Cámara argentina de la industria pesquera	Empresas con diversas capacidades de captura y procesamiento están asociadas a la Cámara de la Industria Pesquera Argentina. Las empresas asociadas cuentan con una flota de más de 50 buques pesqueros de todas las clases y tamaños.
Otros operadores	
YPF	Empresa energética argentina de propiedad estatal, dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas, y al transporte, refinación y comercialización de gas y productos derivados del petróleo. YPF opera varios buques capaces de rociar dispersantes y una aeronave con una capacidad similar con base en Buenos Aires.
Shell CAPSA, ExxonMobil, Total, BP, ENI, Techpetro, Pluspetrol, Qatar Petroleum, Wintershall, Tullow y Mitsui.	Otras empresas operadoras a las que se adjudicaron bloques de exploración costa afuera en Argentina.
Puerto	

Tipo/ nombre de la parte interesada	Descripción
Puerto de Mar del Plata	Es un puerto artificial encerrado por dos importantes espigones, el Norte y el Sur. Es un puerto pesquero, de industria petrolera, de granos y de explotación turística. El calado máximo permitido es de 32 pies.
Organizaciones de Respuesta a Derrames de Petróleo (OSRO, Oil Spill Response Organizations) aprobadas por PNA	
CINTRA	Expertos en respuesta a derrames de petróleo que operan en Argentina con personal calificado, recursos operativos y acuerdos de cooperación internacional. Flota de remolcadores / buques de apoyo costa afuera (AHTS / OSV) disponibles para una variedad de servicios como salvamento, respuesta a derrames de petróleo, remolque y servicios generales.
Mar Limpio	Empresa privada con experiencia en envíos. Organización de Respuesta a Emergencias experimentada y calificada, entregando servicios confiables dentro de todas las aguas argentinas. Oficina principal en Buenos Aires y equipos pre-posicionados a lo largo de los principales puertos del río Paraná y el mar Argentino.
Bahía Petróleo SA	Empresa de Control de Derrames certificada en Categoría Marítima A1 – OM 5/99 – Prefectura Naval Argentina. Ofrece servicios para la protección de buques mediante despliegue automático continuo, barreras inflables y oceánicas, recuperación de diferentes sistemas y disposición temporal. Operaciones de carga y descarga de hidrocarburos y sustancias peligrosas. Gestión de cadenas de suministro y logística.
Otras empresas relacionadas con Oil Response aprobadas por PNA	DOCKA Servicios Marítimos, PRIXENS S.A, Emergencias Petroleras S.R.L., Lanchas del Sur, ALMIRON & CIA S.R.L, Abrego y Goncalves, PROBYP S.A, RESTEC Argentina, Empresa Logística y servicios Maritimos S.A.
Organizaciones No Gubernamentales Ambientales en Argentina (ONG)	
Greenpeace Argentina, Instituto de Conservación de Ballenas, Asociación Ornitológica de Aves Argentinas de la Plata, Fundación Vida Silvestre (representa a WWF en Argentina), Fundación Mundo Marino (FMM) y Fundación Patagonia Natural (FUNDACIÓN Patagonia Nature, FPN), Fundación Mar del Plata, entre muchas otras	Las ONG dedicadas a la educación ambiental, promueven el desarrollo sostenible, la protección de la vida silvestre y la conservación de la naturaleza.

6.6. DESMOVILIZACIÓN Y FIN DE LA EMERGENCIA

6.6.1. Procedimientos de desmovilización

Cuando el derrame de petróleo esté bajo control, el IMT evaluará cuándo ya no se requiere una respuesta. Esta decisión se comunicará a todos los interesados, incluidas las agencias externas. La respuesta deberá reducirse antes de que finalice, según lo decida el IMT. El IC debe seguir los procedimientos de desmovilización Tabla 6-30 y las autoridades pertinentes y las partes interesadas implicadas en la desmovilización deben hacer referencia a los mismos.

Tabla 6-30 Procedimientos de desmovilización

Etapas del procedimiento de desmovilización	Explicación
Establecer objetivos de limpieza	<p>Los puntos finales (ver Tabla 6-31) se basan en objetivos de limpieza establecidos al principio del derrame, que pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> Minimizar los riesgos de exposición para la salud humana. Acelerar la recuperación de las áreas afectadas. Reducir la amenaza de un impacto adicional o prolongado en los recursos naturales.
Terminación de la respuesta	<p>La respuesta debe terminarse si ha cumplido con los criterios de punto final establecidos por las partes interesadas durante el incidente. Se basa en varios factores, entre ellos:</p> <ul style="list-style-type: none"> La fuente del derrame se ha detenido, por lo que la probabilidad de causar más contaminación es insignificante. Riesgo de un mayor daño ambiental si se implementa una mayor limpieza. Los impactos residuales se pueden limpiar de forma natural, por ejemplo, a través de la energía de las olas y el clima, la biodegradación. La limpieza se evalúa como aceptable y cumple con las expectativas de las partes interesadas involucradas. Las técnicas de respuesta que se consideren ineficaces o que causen más daños netos al medio ambiente (que ninguna respuesta) deben terminarse de inmediato. <p>Se puede ejercer una fuerte presión sobre quienes gestionan la respuesta en el IMT para que adopten criterios no técnicos y retengan recursos que son excesivos o que no son necesarios. Los criterios de valoración y la participación de las agencias externas que elaboran los estudios iniciales deben facilitar el procedimiento de desmovilización y cerrar con éxito la operación.</p>
Notificación e informe sobre desmovilización	<p>Si se utilizaron recursos externos, se debe enviar una notificación para que se termine la respuesta. Es posible que sea necesario enviar formularios para notificar a las partes interesadas sobre la desmovilización.</p> <p>Inmediatamente después se celebrará una sesión informativa con todos los miembros del IMT dirigidos por el IC.</p> <p>El líder de SRT informará en un plazo de 24 horas a todas las partes involucradas en el IMT.</p> <p>Se llevarán a cabo sesiones informativas separadas para otras partes involucradas en el incidente del derrame de petróleo dependiendo de la ubicación y el papel asumido.</p> <p>Cada miembro del equipo es responsable de cerrar las acciones pendientes y enviar su registro personal al IC.</p> <p>El IC realizará dos informes:</p> <ul style="list-style-type: none"> Gestión del incidente del derrame de petróleo (funcionamiento del IMT, funcionamiento del emplazamiento) El incidente del derrame de petróleo <p>Cada miembro del IMT debe presentar su contribución por función al IC.</p> <p>El propósito de una desmovilización oportuna y ordenada es garantizar que todos los recursos se terminen de forma efectiva. Esto ahorrará recursos, tiempo y dinero para todas las partes</p>

Etapas del procedimiento de desmovilización	Explicación
	<p>interesadas involucradas.</p> <p>La desmovilización debe hacerse en un enfoque gradual, reduciendo los recursos, el equipo y el personal de acuerdo con las demandas de la costa o el área de operación. Todas las operaciones de limpieza deben ser monitoreadas y evaluadas continuamente utilizando información de vigilancia aérea y personal en el sitio. Las decisiones estratégicas se pueden reevaluar si la escala de la respuesta es apropiada para el tamaño y la gravedad del incidente del derrame. A medida que avance la respuesta, se necesitarán diferentes recursos.</p>

Tabla 6-31 Puntos finales de limpieza de la línea costera (de acuerdo a la modelización realizada, no se prevé que el petróleo llegue a la costa)

#	Punto final	Criterios de uso
1	Sin petróleo visible	A menudo se utiliza para playas de arena donde la eliminación de petróleo puede ser efectiva sin retrasar la recuperación de recursos.
2	No más que petróleo de fondo	A menudo se aplica cuando hay una tasa de fondo significativa de deposición de alquitrán en la costa.
3	Ya no libera brillo que afectará áreas sensibles, vida silvestre o salud humana	Se utiliza donde el brillo persiste después de que los esfuerzos de limpieza se vuelven ineficaces o en hábitats sensibles donde los esfuerzos de limpieza adicionales causarán más daño que la eliminación natural. El brillo residual debe persistir durante un período de tiempo relativamente corto.
4	Ya no se frota al contacto	Definido como la eliminación de una mancha o pelaje o la intemperie hasta un punto en el que ya no es pegajoso. Esto es apropiado para sustratos duros.
5	Eliminación de petróleo para permitir la recuperación sin causar más daño que la eliminación natural de residuos de aceite	Se utiliza cuando una mayor eliminación de petróleo dará lugar a una interrupción excesiva del hábitat o a una alta mortalidad de la biota.

Una vez que la respuesta al derrame de petróleo haya terminado, la limpieza del medio ambiente y la rehabilitación y el mantenimiento de cualquier equipo de respuesta deben continuar según sea necesario. Estas medidas serán dirigidas por la cadena de mando normal de Equinor y no bajo la estructura de respuesta a emergencias.

Archivos de documentación

Toda la documentación y los datos producidos debido al derrame deben recopilarse, almacenarse y archivarlos para futuras referencias. Esto incluye personal, contratistas, servicios de suministro, pagos financieros, etc. Cualquier documento producido se convierte en evidencia potencial para cuando el incidente es investigado, ya sea internamente por el IMT y / o por autoridades externas. Debe registrarse un registro de las lecciones aprendidas. Toda la documentación sobre derrames de petróleo, incluido este OSRP, debe actualizarse y reflejar la evaluación de riesgos revisada y los recursos necesarios.

Los documentos deben ordenarse metódicamente por fecha y categoría para facilitar la referencia. Idealmente, el IMT debería emplear a un miembro a tiempo completo del IMT para que asuma el papel de Líder de la Unidad de Documentación y/o un Líder de la Unidad de Desmovilización para recopilar toda la información del personal a medida que se desmovilizan. Se debe solicitar a todas las personas involucradas en el derrame que conserven cualquier documento que puedan tener con respecto al derrame y que los

entreguen cuando se desmovilicen. Este suele ser el momento más apropiado para capturar a las personas y los documentos que tienen.

6.7. ENTRENAMIENTO Y EJERCICIOS DE RESPUESTA A DERRAMES DE PETRÓLEO

Equinor lleva a cabo cursos y ejercicios de capacitación en respuesta a derrames de petróleo (de escritorio y en el campo) para garantizar que el personal de Equinor esté adecuadamente preparado para la respuesta a derrames de petróleo. La capacitación, los simulacros y los ejercicios familiarizan al personal de respuesta con sus deberes y responsabilidades en un derrame de petróleo.

El personal de Equinor en el país recibirá capacitación relacionada con el OSRP actual a través de un taller y la implementación planificada antes de que comiencen las operaciones.

6.7.1. Capacitación en respuesta a derrames de petróleo

La matriz de competencias de respuesta (Tabla 6-32) y la matriz de competencias de GIMAT (Tabla 6-33) establecen la gestión de incidentes requerida y los cursos de capacitación de apoyo para cada rol. Equinor se asegurará de que las personas clave identificadas en el presente OSRP estén debidamente formadas.

Se mantendrá una base de datos que contenga un registro del título del curso, la fecha y el nombre del asistente, para todo el personal de la compañía que haya asistido a la capacitación de respuesta a derrames de petróleo (o haya participado en ejercicios de respuesta a derrames de petróleo). También se debe considerar la capacitación de vigilancia para pilotos / tripulación de helicópteros.

Tabla 6-32 Matriz de Competencia de Respuesta (R 21904)

Matriz de competencia de respuesta	ERT	IMT	Gerente de País	CMT	Jefe de Gabinete
ALL – Competencia obligatoria					
Competencia adecuada para cumplir con todos los deberes dentro de su propia función de respuesta específica	X	X	X	X	X
Familiarizado con el (los) plan (s) que cubre la organización y función real	X	X	X	X	X
Requisitos específicos del área de negocio para cumplir con el rol	X	X	X		
Requisitos nacionales para cumplir la función	X	X	X		
ERT - Equipo directivo Competencia sugerida / curso					
Curso de gestión de la respuesta a emergencias, incluido el «Método proactivo»	X				
Herramienta de registro de respuestas, e-learning	X				
IMT - Competencia/Curso sugerido					
Curso de gestión de incidencias incluyendo «Fase inicial»		X	X		
Capacitación sobre manejo de medios para funciones dedicadas		X	X		
Curso básico de respuesta a emergencias de personal para funciones dedicadas		X1			
Herramienta de respuesta, e-learning		X			
Curso de comandante de incidentes		X2			
Si se requiere una estructura completa de IMS y un ciclo de planificación operativa para manejar incidentes complejos:					
ICS/IMS 100/200 Aprendizaje electrónico		X	X		
IMS de la fase inicial a la fase operativa - conferencia		X	X		
Curso de formación modelo de la OMI nivel 3 o equivalente como mínimo para funciones dedicadas		X3			
CMT – Competencia obligatoria					
Curso de Gestión de Crisis			X	X	X
Curso de evaluación - Jefe de Gabinete					X
Gestión de derrames de petróleo - OMI nivel 3 o equivalente					X

Matriz de competencia de respuesta	ERT	IMT	Gerente de País	CMT	Jefe de Gabinete
Curso básico de respuesta a emergencias de personal para funciones dedicadas				X1	
Herramienta de registro de respuestas, e-learning				X	X

x1 Para funciones de respuesta de emergencia de personal, x2 Para comandantes de incidentes y comandantes de incidentes interinos, x3 Respuesta a derrames de petróleo cuando corresponda

Tabla 6-33 GIMAT Competence Matrix (simplificada) (R 21904)

Matriz de Competencias GIMAT	Comando	Operaciones	Planificación	Logística	Finanzas
Curso de Gestión de Incidencias	X	X	X	X	X
Curso de comandante de incidentes	X				
Preparación y respuesta ante emergencias en Equinor (e-Learning)	X	X	X	X	X
ICS100 e-learning	X	X	X	X	X
ICS200 e-Learning	X	X	X	X	X
Capacitación en IAP Software	X	X	X	X	X
ICS 300	X	X	X	X	X
Entrenamiento funcional	X	X	X	X	X
ICS/IMS 320 o capacitación equivalente basada en escenarios	X	X	X	X	X
Capacitación personalizada en respuesta a derrames de petróleo / OMI nivel 3 / equivalente	X	X	X	X	X
Formación SCAT		X			
Planificación de la respuesta a la vida silvestre impregnada de hidrocarburos		X	X		
Curso de Campo de Asesor Ambiental			X		
Quema y dispersante (a medida)		X	X		
Supervisor de sitio (Beachmaster) - IMO Nivel 1		X			

Además, Equinor también se asegurará de que, cuando las^{3a} partes puedan ser responsables de llevar a cabo las actividades designadas como parte de la respuesta general al derrame, también estén debidamente capacitadas.

6.7.2. Ejercicios de respuesta a derrames de petróleo

Los ejercicios de respuesta a derrames de petróleo ponen a prueba las funciones y responsabilidades del personal de respuesta a incidentes. Mejoran las habilidades y la conciencia de los equipos de respuesta a derrames de petróleo, y brindan a la gerencia la oportunidad de evaluar el equipo, medir el rendimiento, obtener comentarios de los participantes, actualizar y corregir los planes de contingencia y dar un mensaje claro sobre el compromiso de la compañía con la prevención y respuesta a derrames de petróleo.

Tabla 6-34 Resumen y calendario sugeridos para el ejercicio de derrame de petróleo

Tipo de ejercicio	Descripción y propósito	Frecuencia
Familiarización con OSRP	Un ejercicio de familiarización con OSRP es un taller que se centra en familiarizar a los ERT y el IMT con sus funciones, procedimientos y responsabilidades en un derrame de petróleo. El objetivo es revisar cada sección del OSRP, fomentar la discusión y hacer mejoras útiles y prácticas al plan cuando sea necesario.	Según sea necesario o se indique
Ejercicio de notificación y llamada	Un ejercicio de notificación practica los procedimientos para alertar y llamar al ERT y al IMT. Normalmente se llevan a cabo por teléfono o radio,	Trimestral

Tipo de ejercicio	Descripción y propósito	Frecuencia
	<p>dependiendo de la fuente del informe inicial del derrame de petróleo. Prueban los sistemas de comunicaciones, la disponibilidad de personal, las opciones de viaje y la capacidad de transmitir información de forma rápida y precisa.</p> <p>Este tipo de ejercicio generalmente durará de 1 a 2 horas y se puede realizar en cualquier momento del día o de la noche.</p>	
Ejercicio práctico de despliegue de equipos para derrames de petróleo	<p>Los ejercicios de despliegue simples brindan al personal la oportunidad de familiarizarse con el equipo de respuesta, o pueden ser parte de un escenario detallado de respuesta a emergencias, donde se incluyen mapas, mensajes, clima en tiempo real y otros factores. El ejercicio está diseñado para probar o evaluar la capacidad del equipo, el personal o los equipos funcionales dentro de la respuesta al derrame de petróleo. En los ejercicios de despliegue, el nivel de dificultad puede variar aumentando el ritmo de la simulación o aumentando la complejidad de las necesidades de toma de decisiones y coordinación.</p> <p>Un ejercicio de despliegue de equipos normalmente duraría de 4 a 8 horas.</p>	Semestralmente
Ejercicio de gabinete IMT	<p>Un ejercicio de gabinete utiliza un derrame de petróleo simulado para probar el trabajo en equipo, la toma de decisiones y los procedimientos. El ejercicio debe planificarse adecuadamente con un escenario realista, objetivos claramente definidos para los participantes, aportes del ejercicio y un equipo bien informado en control de la ejecución y gestión del ejercicio.</p> <p>Un ejercicio de gabinete generalmente durará de 2 a 8 horas.</p>	Anualmente
Ejercicios de gestión de incidentes a gran escala	<p>Los ejercicios a gran escala proporcionan una simulación realista al combinar todos los elementos del ejercicio de gabinete y el despliegue de personal y equipo relacionados. Esta complejidad requiere que la respuesta esté más coordinada que en los ejercicios estándar de mesa o despliegue.</p> <p>El esfuerzo y el gasto en la organización de un ejercicio realista a gran escala significa que se recomienda que se ejecuten solo una vez cada dos años. También puede ser rentable realizar ejercicios a gran escala en asociación con otras organizaciones de la región.</p> <p>Los ejercicios a gran escala pueden crear un entorno de aprendizaje muy intenso que pone a prueba la cooperación, las comunicaciones, la toma de decisiones, la asignación de recursos y la documentación. Las personas involucradas en ejercicios de gestión de incidentes a gran escala deberían haber asistido a ejercicios de mesa anteriores. Organizar un ejercicio realista a gran escala podría llevar muchos meses, requiere un planificador experimentado y un gran equipo de apoyo para ejecutar el ejercicio.</p> <p>El ejercicio a gran escala generalmente durará al menos un día y a menudo continuará durante la noche en un segundo o tercer día.</p>	2 Años
Ejercicios conjuntos (por ejemplo, con otros operadores o reguladores)	<p>Los ejercicios conjuntos proporcionan una simulación realista al combinar el despliegue de equipos de respuesta a derrames de petróleo a gran escala y la gestión de incidentes de mesa para manejar un escenario de derrame importante.</p> <p>El escenario de derrame implica consecuencias importantes para una amplia gama de recursos, amenazando los intereses nacionales y requiriendo cooperación y coordinación nacional y regional. El ejercicio conjunto involucra a una amplia gama de personal de muchas organizaciones diferentes, posiblemente en varios lugares, junto con una</p>	2 Años

Tipo de ejercicio	Descripción y propósito	Frecuencia
	<p data-bbox="427 275 981 304">gama de oportunidades de despliegue de equipos.</p> <p data-bbox="427 313 1222 501">Este ejercicio está diseñado para generar confianza en la preparación de Equinor para hacer frente de manera efectiva y eficiente a los derrames de petróleo en todas las escalas. Esto también mejorará la cooperación entre el gobierno y la industria pertinentes, tanto a nivel nacional como regional, para responder a los derrames importantes y/o transfronterizos.</p> <p data-bbox="427 510 1222 573">Un ejercicio conjunto generalmente durará al menos un día y, a menudo, continuará durante la noche en un segundo o tercer día.</p>	

APÉNDICES

APÉNDICE A. DIRECTORIO DE CONTACTOS DE INCIDENTES DE DERRAMES DE PETRÓLEO

Organización	Posición de contacto	Número de teléfono	Correo electrónico
Prefectura Naval Argentina (PNA)		+54 11 4318 7610	salasituacion@prefecturanaval.gov.ar
	Alternativamente, los derrames pueden ser reportados al departamento de Tráfico Marítimo en Buenos Aires: Teléfono: +54 1 143187588		
Guardacostas uruguay (PNN)		(+598) 2915 55 00	repar@armada.mil.uy
Secretaría de Energía		+54 11 43495000	
Mar del Plata/Aeropuerto Astor Piazzolla		+54 (0)223 4785811	
Ministerio de Medio Ambiente-Secretaría de Recursos Nacionales		(54-11) 4348-8200	mesadeentradas@ambiente.gob.ar
Proveedores de recursos de nivel 2			
Centro de Respuesta y Soporte de Equinor (RSC)		+47 5199 0002	
Capitán(es) de buque(s) de apoyo			
Proveedor de helicópteros			
Puerto de Mar del Plata		+54 2234 893 099	
Centro(s) de Mando de Incidentes			
• Buenos Aires, Argentina			
• Río de Janeiro, Brasil			
• Houston, Estados Unidos			
• Stavanger, Noruega			
Oil Spill Response Limited	Gerente de Servicio	+44 2380 331551	dutymanagers@oilspillresponse.com
IMT			
ERT			
Fundación Patagonia Natural	Mosconi 36 - Pto. Madryn - Chubut	0280 447 4524	
		0280 447 1703	
Ministerio de Ciencia y Técnica	Centro Nacional Patagónico (CENPAT) - Pto. Madryn	02965 45 1876	
Imágenes satelitales de la CONAE		0351-15 2783383	emerg@conae.gov.ar caearte@conae.gov.ar

APÉNDICE B. FORMULARIOS

Informes, notificaciones y movilización:

- B.1. Guía de la PNA para recibir información sobre incidentes contaminantes
- B.2. Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos - Contenido de los reportes de ocurrencia (Resolución 24/2004 Anexo II)
- B.3. Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos - Contenido del informe final (Resolución 24/2004 Anexo II)
- B.4. Notificación de generación de residuos peligrosos
- B.5. Formularios de notificación y movilización de OSRL

Técnicas de respuesta:

- B.6. Lista de verificación para la evaluación de derrames de petróleo
- B.7 Código de color de apariencia del petróleo del Acuerdo de Bonn
- B.8 Seguimiento manual de la versión
- B.9. SIMA Matrix

Apéndice B.1. Guía de la PNA para recibir información sobre incidentes contaminantes

Guía para la recepción de información sobre incidentes contaminantes (Anexo 3 de PLANACON)	
Información del receptor:	
Nombre:	
Jerarquía:	
Medios de acogida:	
Información del observador de incidentes:	
Nombre:	
Identificación:	
Ocupación:	
Características del incidente de contaminación:	
Fecha y hora de observación	
Extensión física de la contaminación (longitud y anchura del derrame)	
Posición geográfica de las manchas (latitud, longitud o posición relativa a la costa)	
Aspecto y color de las manchas	
Forma de la mancha	
Color: brillos, naranja, marrón oscuro.	
Evaluar si es hidrocarburo viscoso o ligero o si se trata de un producto químico.	
Identificación de la fuente:	
Indique si conoce la fuente de la contaminación.	
Si se conoce, cuál es la causa de la contaminación: (averías, hundimientos, etc.)	
Si corresponde, informe si la liberación continúa o si se ha detenido	
Condiciones meteorológicas:	
Viento: dirección y fuerza.	
Corrientes: dirección y velocidad aproximada.	
Fotos o videos:	
Cualquier otra información para ayudar a entender la situación	

Apéndice B.2. Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos
- Contenido de los reportes de ocurrencia (Resolución 24/2004
Anexo II)

Contenido de los informes de ocurrencia	
Operador de Área	
Área de concesión o permiso	
Nombre del embalse	
Fecha y hora del incidente	
Tipo de incidente	
Ubicación del incidente	
Subtipo de instalación (por ejemplo, pozo inyector de agua)	
Causa del incidente	
Subtipo de causa del incidente	
Volumen de derrame y porcentaje del contenido de agua	
Volumen de gas liberado	
Superficie afectada	
Volumen de fluido recuperado	
Recursos naturales afectados	
Medidas de mitigación	

Apéndice B.3. Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos
- Contenido del informe final (Resolución 24/2004 Anexo II)

Contenido del informe final (Incidentes importantes)	
Circunstancias del incidente	
Evolución de incidentes	
Equipo y metodología utilizados en la respuesta y limpieza	
Equipamiento y metodología utilizados en la restauración	
Cantidad de residuos, ubicación, sistema de almacenamiento, tratamiento disposición final	
Áreas de mejora en el Plan de Contingencia de Derrames de Petróleo	
Medidas adoptadas para evitar que se repita	

Apéndice B.4. Notificación de generación de residuos peligrosos

NOTIFICACIÓN DE GENERACIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS- Evento no planificado o incidente

Área:

Instalación:

a) Residuos peligrosos generados, especificando si se trata de alto o bajo peligro.

b) Cantidad de residuos peligrosos generados en t o kg, según corresponda.

c) Razones que provocaron la generación.

d) Actividades (sistemas, equipos, instalaciones y recursos humanos propios y externos) utilizadas para, según proceda:

1) Generación de control.

2) Controlar el vertido o emisión al medio ambiente de los residuos.

3) Manejar los residuos.

4) Envasar los residuos, con el etiquetado correspondiente.

5) Transportar los residuos (indicar transportista).

6) Tratamiento (indicar planta de tratamiento receptora).

7) Disposición final (indíquese la planta de eliminación intermedia).

8) Daños humanos y/o materiales causados.

9) Plan para la prevención de la repetición del evento.

RESPONSABLE DE LA ACTIVIDAD

FIRMA

Apéndice B.5. Formularios de notificación y movilización de OSRL

<https://www.oilspillresponse.com/activate-us/activation-procedure/>

1. Números de emergencia

Póngase en contacto con OSRL a través de estos números de teléfono de emergencia (disponibles las 24 días de la semana, los 7 días de la semana):

Europa, Oriente Medio y África

+44 (0)23 8033 1551

Américas

+1 954 983 9880

El servicio de Asesoramiento Técnico, que permite proporcionar hasta cinco personas durante cinco días, se ofrece in situ, de forma gratuita a los Miembros.

2. Descargar formularios

Descargue y complete los [formularios de autorización](#) y notificación de [movilización](#).

Póngase en contacto con el gerente de servicio que podrá ayudarlo.

Apéndice B.6. Lista de verificación para la evaluación de derrames de petróleo

LISTA DE VERIFICACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO		
Gerente de instalación costa afuera (OIM) o capitán de buque para usar esta lista de verificación para un derrame de petróleo.		
PASO	ORIENTACIÓN	INFORMACIÓN DE RESPUESTA
Determinar detalles esenciales	Localización del incidente de contaminación	
	Fuente del derrame	
	Tipo de petróleo	
	Alcance del derrame de petróleo	
	Fecha/Hora del incidente	
	Posibles circunstancias peligrosas: <ul style="list-style-type: none"> • Requisitos de EPI • Monitoreo de gases • eliminar al personal no esencial 	
	¿Alguna otra información relevante? ¿Derrame de Ss contenido o en curso?	
Evaluar los riesgos de seguridad	Hasta que se establezca lo contrario, supongamos que el derrame de petróleo está emiten compuestos orgánicos volátiles (COV) potencialmente peligrosos (es decir, vapores de gas o hidrocarburos). ELIMINAR FUENTES DE IGNICIÓN Acérquese al derrame de petróleo desde el viento a favor, dirigiéndose a favor del viento si suena la alarma de gas, evacue el área de manera segura. ¡ACÉRCATE SOLO SI ES SEGURO HACERLO!	
Determinar la fuente del derrame de petróleo	Si la fuente es desconocida, investigue con cuidado. Instigar acciones para detener el derrame en la fuente, ¡SI ES SEGURO HACERLO!	
Cantidad estimada de petróleo liberado si se desconoce la cantidad exacta	Consulte la Estimación del tamaño del derrame del Código de Apariencia del Petróleo del Acuerdo de Bonn (BAOAC) para estimar el volumen de la mancha de petróleo si la cantidad se derrama en desconocido.	
Predecir el destino del petróleo; determinar la dirección y la velocidad del movimiento del petróleo, además de las características de intemperie	Consulte Seguimiento manual de versiones ¿Dónde podría impactar el petróleo si no se controla y no se contuviera?	
Evaluar las condiciones climáticas	Velocidad y dirección del viento;	
	Estado de la marea y velocidad actual	

prevalecientes y, si es posible, futuras:	Estado del mar	
Movilizar equipos de respuesta	¿Se necesita asistencia adicional?	
Seguir los procedimientos de notificación	Interno	Externo

Apéndice B.7. Estimación del tamaño del derrame del Código de Apariencia del Petróleo (BAOAC) del Acuerdo de Bonn

Hoja de trabajo para estimar el volumen de la mancha de petróleo de acuerdo con el BAOAC

Si se desconoce la fuente / cantidad, se puede hacer una estimación visual basada en la relación entre el color del petróleo observado y su grosor utilizando el Código de Apariencia del Petróleo del Acuerdo de Bonn (BAOAC). Esto se puede lograr tomando observaciones directamente desde el buque de perforación, el helicóptero de cambio de tripulación, el buque de apoyo o el avión de vigilancia aérea dedicado.

PASO 1. Superficie total: Estimar el tamaño total del área afectada como un cuadrado o rectángulo (en km²). (es decir, 10 x 2 km = 20 km²).

PASO 2. Área de derrame de petróleo: Evalúe el área afectada por la mancha en el km² calculada como un % del área total (es decir, 90 % de 20 km² = 18 km²).

PASO 3. Calcular área por color: Estimar el porcentaje del área de derrame de petróleo que es cada uno de los códigos de apariencia de color (por ejemplo, 60 % plateado = 10.8 m², 0 % Arcoíris, 40 % metálico = 7,2 km², 0% Falso Verdadero, 0% Continuo Verdadero).

PASO 4. Calcular cantidad por color: Multiplique el área cubierta por cada apariencia de color de petróleo por el espesor (Min y Max) (por ejemplo, Silvery Sheen Min = 10,8 km² x 0,04 y Silvery Sheen Max = 10,4 km² x 0,3 y Metallic Min = 7,2 km² x 5 y Metallic Max = 7,2 km² x 50).

PASO 5. Cantidad total: Sumar todos los volúmenes mínimos (cantidad mínima total de petróleo (m³)). Sumar todos los volúmenes máximos juntos (cantidad máxima total de petróleo (m³)).





PASO 6. Conversión: Si es necesario, puede convertir m³ a toneladas multiplicando la cantidad total en m³ por la gravedad específica del petróleo derramado. Consulte a 6.1.1 Inventarios de almacenamiento de hidrocarburos (p.106) para obtener una lista completa de las propiedades del petróleo del producto.

Paso 1	Área total (ancho x largo) km ²		km ²
Paso 2	Área de derrame de petróleo (estimada) km ²		km ²

Apariencia del color	Código	Espesor mínimo (m ³ / km ²)	Espesor máximo (m ³ / km ²)	(Paso 3) % de la superficie afectada	(Paso 3) Superficie cubierta km ²
Brillo plateado	1	0.04	0.3		
Brillo del arcoíris	2	0.3	5.0		
Metálico	3	5.0	50		
Discontinuo Verdadero	4	50	200		
Continuo Verdadero	5	200	>200		

Cálculo del área cubierta: km² = área / 100 x % del área cubierta. Calcular para cada código para dar el área cubierta por el color.

Color	(Paso 3) Superficie cubierta km ²	(Paso 4) Volumen mínimo (m ³)	(Paso 4) Volumen máximo (m ³)
Brillo plateado			
Brillo del arcoíris			
Metálico			
Discontinuo Verdadero			
Continuo Verdadero			

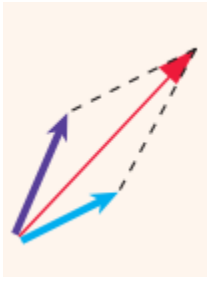
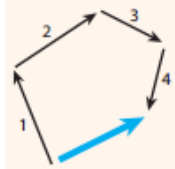
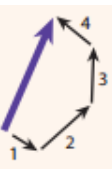
Paso 5	Volumen total (m³)			
Paso 6	Volumen total en toneladas (m³ x SG)			
Código de color de apariencia del petróleo del Acuerdo de Bonn				
Código	Descripción / Apariencia	Intervalo de espesor de capa (micras)	Litros por m²	Características principales
1	Brillo (plata/gris) 	< 0,3 µm o 0,0003 mm	40-300	Las películas muy delgadas de petróleo reflejan la luz entrante mejor que el agua circundante y tienen un brillo plateado o gris. Por encima de una cierta altura o ángulo de visión, la película observada puede desaparecer.
2	Arcoíris 	0,3 µm – 5,0 µm o 0,0003 mm a 0,005 mm	300-5000	La apariencia del petróleo de arcoíris es causada por un efecto óptico e independiente del tipo de petróleo. Dependiendo del ángulo de visión y el grosor de la capa, los colores distintivos serán difusos o muy brillantes. Las malas condiciones de luz pueden hacer que los colores parezcan más apagados. Una capa nivelada de petróleo en la región del arcoíris mostrará diferentes colores a través de la mancha debido al cambio en el ángulo de visión. Por lo tanto, si el arcoíris está presente, una gama de colores será visible.
3	Metálico 	5,0 µm – 50 µm o 0,005 mm a 0,05 mm	5000-50,000	Aunque se puede observar una gama de colores (por ejemplo, azul, púrpura, rojo y verdoso), los colores no serán como el «arcoíris». Metálico aparecerá como un color bastante homogéneo que puede ser azul, marrón, púrpura u otro color. La apariencia «metálica» es el factor común y se ha identificado como un efecto espejo, dependiente de la luz y las condiciones del cielo. Por ejemplo, el azul se puede observar en condiciones de cielo azul.
4	Color de petróleo verdadero discontinuo 	50 µm – 200 µm o 0,05 mm a 0,2 mm	50,000-200,000	Para manchas de petróleo más gruesas que 50 µm, el color verdadero dominará gradualmente el color que se observa. Los petróleos marrones aparecerán marrones, los petróleos negros aparecerán negros. La naturaleza rota del color, debido a las áreas más delgadas dentro de la mancha, se describe como discontinua. Discontinuo no debe confundirse con «cobertura». Discontinuo implica verdaderas variaciones de color y no áreas no contaminadas.
5	Color de petróleo verdadero continuo	>200 µm o > 0,2 mm	>200,000	El verdadero color del petróleo específico es el efecto dominante en esta categoría. Se puede observar un color más homogéneo sin discontinuidad como se describe en el Código 4.

				Esta categoría depende en gran medida del tipo de petróleo y los colores pueden ser más difusos en condiciones de nubosidad.
--	---	--	--	--

Apéndice B.8. Seguimiento manual de versiones

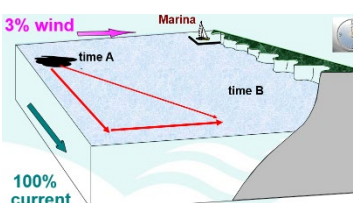
Cálculo manual de la trayectoria de liberación de la superficie por observador del buque

Los derrames de petróleo se desplazan sobre el agua al 3-4 % de la velocidad del viento y al 100 % de la velocidad de la corriente. La ruta real cubierta por una mancha se puede determinar geográficamente mediante la adición vectorial de la velocidad de la corriente y del 3 al 4 % de la velocidad del viento, establecida cada hora. A continuación se muestra un ejemplo⁵¹:

Hora	Corriente (que fluye a)	Viento (soplando desde)	Deriva general
Primera hora	1,5 nudos @ 340°	12 nudos x 3/100 = 0,36 nudos a 300°	
Segunda hora	1,5 nudos @ 60°	30 nudos x 3/100 = 0,9 nudos a 230°	
Tercera hora	1 nudo @ 110°	25 nudos x 3/100 = 0,75 nudos a 185°	
Cuarta hora	1 nudo @ 190°	20 nudos x 3/100 = 0,6 nudos a 130°	
Deriva general durante 4 horas:			

Las flechas negras muestran los efectos sucesivos de la corriente (100 %) y el viento (3 %) en la mancha cada hora. Las flechas azules/púrpuras muestran la deriva resultante después de 4 horas. La flecha roja muestra la trayectoria de deriva general resultante.

La estimación del movimiento resbaladizo se puede hacer manualmente mediante la adición de «vectores» utilizando una estimación del efecto de la corriente y el viento. Utilice la siguiente tabla para trazar la pista del hidrocarburo cada hora.

Latitud:	Introduzca la latitud de la versión cuando se observe por primera vez y se actualice después de observaciones posteriores.	 <p>Con el tiempo, el derrame se mueve del punto A al B bajo las influencias del viento (3 %) y la corriente superficial (100 %).</p>
Longitud:	Introduzca la longitud de la versión cuando se observe por primera vez y se actualice después de las observaciones posteriores.	
Viento:	Introduzca el cojinete de viento y la velocidad en la posición.	
Marea:	Introduzca el cojinete de marea y la velocidad en posición.	
Horas transcurridas:	Calcule el 3 % de la velocidad del viento durante el período transcurrido de 8 horas, el cojinete de marea y la velocidad.	
Conspirar:	Después de calcular los cojinetes de viento y marea para cada hora hasta un máximo de 8 horas, calcule la nueva posición de latitud y longitud de la mancha a un máximo de 8 horas.	

Posición resbaladiza a las 0 horas

Latitud	N/S		°		'		"
Longitud	E/W		°		'		"
Horas transcurridas	Velocidad de corriente (nudos)	Rodamiento de corriente (°)	Velocidad del viento (nudos)	3 % de la velocidad del viento (nudos)	Cojinete de viento (°)		
0							
1							
Posición observada 1	Lat:			Largo:			
1							
Posición observada 2	Lat:			Largo:			
2							
Posición observada 3	Lat:			Largo:			
3							

⁵¹ <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/aerial-observation-of-oil-spills-at-sea/>

Cálculo manual de la trayectoria de liberación de la superficie por observador del buque

Posición observada 4	Lat:		Largo:	
4				




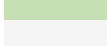
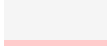


Apéndice B.9. Formulario SIMA

Asigne todos los puntajes de impacto relativo potenciales (L / M / H) a los compartimentos de recursos identificados y luego determine los puntajes de mitigación de impacto relativo (-3 a +3) para cada técnica.

Técnicas de respuesta	Sin intervención		Contener y recuperar		Dispersant e en superficie		Dispersant e submarino		Quema in situ		Respuesta costera	
	Impacto relativo potencial	Factor de modificación de impacto	Puntuación de mitigación del impacto relativo	Factor de modificación de impacto	Puntuación de mitigación del impacto relativo	Factor de modificación de impacto	Puntuación de mitigación del impacto relativo	Factor de modificación de impacto	Puntuación de mitigación del impacto relativo	Factor de modificación de impacto	Puntuación de mitigación del impacto relativo	Factor de modificación de impacto
Compartimentos de recursos	L/M/H	A	B1	A x B1	B2	A x B2	B3	A x B3	B4	A x B4	B5	A x B5
Lecho marino												
Columna de agua inferior (por debajo de 20 m)												
Columna de agua superior (20 m superiores)												
Superficie del agua (aves marinas, etc.)												
Aire												
Costas:												
1A / B Costa rocosa expuesta / hecha por el hombre												
3A Playas de arena fina -de grano medio												
6B Estructuras Riprap y playas de grava												
7 Planicies de marea expuestas												
9C Planicies de marea hipersalinas												
10A marismas de sal y agua salobre												
Recursos de alto valor:												
Zonas de desove												
Arrecife de coral												
Área marina protegida												
Área importante para las aves												
Mamíferos marinos / tortugas marinas												
Socioeconómico:												
Pesca												
Buques/buques												

<i>Puertos, puertos, marinas y terminales</i>												
Cultural												
TOTAL												
RANGO												

**Puntuación de mitigación del
impacto relativo**

	Color	Descripción	Factor de modificación de impacto	
De 8 a 12		Mayor mitigación del impacto	+3	Mayor mitigación del impacto
3 a <8		Mitigación moderada del impacto	+2	Mitigación moderada del impacto
>0 a <3		Mitigación menor del impacto	+1	Mitigación menor del impacto
0		Ningún cambio o insignificante	0	Ninguna o insignificante alteración del impacto
>-3 a <0		Aumento menor en el impacto	-1	Impacto adicional menor
>-8 a -3		Aumento moderado del impacto	-2	Impacto adicional moderado
-12 a -8		Importante aumento del impacto	-3	Mayor impacto adicional

APÉNDICE C. EVALUACIÓN DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO DE DERRAMES (SIMA) PARA LA PLANIFICACIÓN DEL PEOR DE LOS CASOS

	No intervention		OFFSHORE										OTHER	
			Containment and Recovery		In situ Burning		Dispersant - Subsea		Dispersant - Vessel		Dispersant - Aerial		Assisted Natural Dispersion	
SIMA	This includes aerial surveillance, monitor and evaluate		26 m3 oil per 24-hour period, based on the following assumptions: 1 system, encounter area 67 m, oil thickness 0.05 mm based on subsea modelling results, 4.6 m3 contained per hour, however overall effectiveness (considering weather, operations, dispersant effectiveness, and spill presence) is 41%, reducing the estimated recovery to 2 m3 per hour.		12 m3 oil per 24-hour period, based on the following assumptions: boom length 150m, 31% overall effectiveness (considering weather, operations, technique effectiveness, and spill presence), oil thickness to sustain burn (2-3 mm) for 5 hours per day (allow for repositioning).		The start day for subsea dispersant injections is anticipated to be from Day 8. The maximum equipment design injection rate is calculated as 110ltr/min (158m³/IBCs per day), which is more than the requirements calculated for Argerich-1: well per day for subsea injection. Water depth is 1,535m so negligible impact to upper water column.		83 m3 oil per 24-hour period, based on the following assumptions: 20 m3 of dispersant available onboard, 35 m encounter area, applying 0.7 m3 dispersant per hour at 1:25 DOR, dispersant/oil contact rate of 80%, overall effectiveness (considering weather, operations, dispersant effectiveness, and spill presence) is 38%, oil thickness 0.05 mm for 14 hours per day		548m3 oil per 24-hour period, based on the following assumptions: 15m3 per flight, dispersant/oil contact rate of 65%, efficiency of dispersant 80% at 1:25 DOR, each flight lasts 3 hours, 3 sorties per day to allow for refuelling / reloading of dispersant. Note this system will only be available from day 3.		The vessel "prop wash" can be implemented to mechanically assist break up and spread of oil. The vessel should be directed through the spill focusing on the thicker leading edge. This is generally recommended for sheens/rainbow not continuous oil. This technique would be appropriate for small diesel spills and not large crude spills.	
	Potential relative impact		Impact modification factor	Relative impact mitigation score	Impact modification factor	Relative impact mitigation score	Impact modification factor	Relative impact mitigation score	Impact modification factor	Relative impact mitigation score	Impact modification factor	Relative impact mitigation score	Impact modification factor	Relative impact mitigation score
Resource compartments	N / L / M / H	A	B1	A x B1	B2	A x B2	B3	A x B3	B4	A x B4	B5	A x B5	B8	A x B8
Seabed	low	2	0	0	Not feasible / applicable due to oil thickness		+1	2	0	0	0	0	0	0
Lower water column (below 20m)	low	2	0	0			-1	-2	0	0	0	0	0	0
Upper water column (top 20m)	medium	3	0	0			3	9	-1	-3	-1	-3	-1	-3
Water surface (birds)	medium	3	1	3			3	9	1	3	2	6	1	3
Air	none	1	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
Shorelines	none	1	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
High Value Resources	medium	3		2				5		2		4		2
<i>spawning areas</i>	low	2	+1	2			+1	2	0	0	0	0	1	2
<i>coral reef</i>	low	1	0	0			-1	-1	0	0	0	0	0	0
<i>marine protected areas</i>	medium	3	1	3			+3	9	0	0	+2	6	2	6
<i>important bird areas</i>	medium	3	1	3			+3	9	+1	3	+3	9	2	6
<i>marine mammals</i>	medium	3	+1	3			+2	6	+2	6	+2	6	-1	-3
Socio-economic	medium	3		3				-1		0		1		5
<i>fisheries</i>	high	4	1	4			-1	-4	-1	-4	-1	-4	2	8
<i>vessels/shipping</i>	low	2	+1	2			+1	2	+1	2	+2	4	2	4
<i>ports, harbours, marinas and terminals</i>	low	2	+1	2			0	0	+1	2	+2	4	1	2
Cultural	none	1	0	0				0		0		0		0
TOTAL				8		0		22		2		9		7
RANKING				=2				1		5		=2		=2

APÉNDICE D. TÉCNICAS DE RESPUESTA

Apéndice D.1. Guía de campo de contención y recuperación en el mar

<https://www.oilspillresponse.com/globalassets/technical-library/field-guides/containment-and-recovery-field-guide.pdf>

Apéndice D.2. Guía de campo de aplicación de dispersante en superficie

<https://www.oilspillresponse.com/globalassets/technical-library/field-guides/dispersant-application-field-guide.pdf>

APÉNDICE E. COREXIT EC 9500A

TECHNICAL INFORMATION SHEET | DISPERSANTS

Corexit™ EC 9500A Effectiveness, toxicity and biodegradability



This datasheet provides a summary of key facts about Corexit EC9500A.

Dispersant product approval

Development of dispersant regulations by competent national authorities or appropriate government regulators forms a critical part of national oil spill contingency planning processes, in alignment with the International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation, 1990 (OPRC Convention).

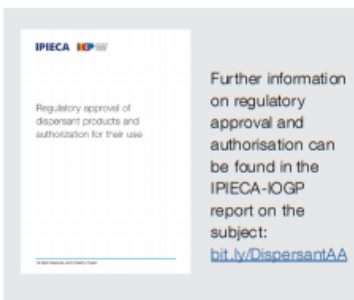
Dispersant product approval requirements outline which dispersants are approved for use and how dispersants can be added to a list of approved dispersants

Name	Corexit EC9500A
Supplying company	Nalco Environmental Solutions LLC

by meeting the requirements of specific laboratory-based tests.

The tests are designed to screen out least effective or more toxic dispersants and as such can only be used for comparative purposes and not for assessment of actual impacts or efficiency at sea where mixing and especially exposure conditions (as well as organisms types and life stages) would be very different.

During a response, field efficiency may be evaluated by a test application of dispersant.



Effectiveness

A dispersant should meet or exceed a threshold for effectiveness (or 'efficacy'). It is necessary for a dispersant to possess a minimum level of effectiveness to enhance the rate of natural dispersion when applied at sea.

A range of laboratory based tests are used globally that have been designed to allow for the assessment of good vs poor performance: IFP (>60%) in France, WSL (LR448, >60%) in UK and SFT in USA/ Canada (>45%).

These tests are designed to assess dispersant efficacy under specific conditions described in national regulations. None of the laboratory test methods can simulate the complex mixing scenarios and energies encountered in the marine environment. Therefore, results from laboratory tests typically expressed as 'percentage effectiveness', should not be extrapolated to the amount of oil likely to be dispersed in real world incidents. The tests will, however, provide data on the relative effectiveness of different dispersants under the parameters of that test.

	UK	USA	FRANCE
Efficacy pass level	>60% Dispersants must achieve a minimum efficiency of 60%	≥45% A dispersant must attain an effectiveness value of 45% or greater (compared to the control) in order to be added to the US EPA NCP Schedule	>60% Dispersants must achieve a minimum efficiency of 60%
Efficacy achieved	Pass Corexit EC9500A passed the LR448 approval test, i.e. has a minimum efficacy of 60%	Pass Corexit EC9500A is 50% effective (Average of two crude oils, Prudhoe 45.3%; South Louisiana 54.7%) Effectiveness of ~72% in temperatures as low as 0°C ²	Pass Corexit EC9500A passed the IFP approval test i.e. has a minimum efficacy of 60%

¹Regulatory approval using the Swirling Flask Test
www.epa.gov/emergency-response/national-contingency-plan-product-schedule-toxicity-and-effectiveness-summaries

²Data from BSEE (2015). The test procedure was adapted from the Ohmsett dispersant effectiveness test protocol developed between 2000 and 2003 and documented in "Dispersant Effectiveness Testing on Alaskan Oils in Cold Water" (SL Ross Environmental Research & MAR Incorporated, 2003).



TECHNICAL INFORMATION SHEET | DISPERSANTS

Corexit EC 9500A Effectiveness, toxicity and biodegradability

Toxicity

Toxicity testing

A dispersant should not exceed a maximum toxicity threshold to marine life. Care needs to be taken when considering dispersant toxicity versus the toxicity of the dispersed oil (dispersant plus oil) since it is the toxicity of the oil that accounts for the largest contribution. When evaluating toxicity for inclusion onto a list of approved products the maximum toxicity threshold of a candidate dispersant is usually set at either:

- a level where the oil and dispersant mixture is no more toxic than the oil alone at the same exposure levels; or
- if the dispersant is tested alone, at a level which is significantly less toxic than a reference oil.

This testing can only evaluate the relative toxicity of different candidate dispersants under artificial laboratory conditions and is not intended to predict actual environmental impacts in the field where the exposure regime experienced by marine organisms will be much different.

The EPA (August, 2010) conducted independent studies to assess the relative acute toxicity of eight dispersants including Corexit EC9500A. Corexit EC9500A fell into the slightly toxic category for mysid shrimp and the practically non-toxic category for inland silverside fish. Corexit EC9500A proved to be the least toxic to small fish among tested dispersants. Oil alone was found to be more toxic to mysid shrimp than the eight dispersants.

Endocrine disruption and cytotoxicity tests were also performed (EPA, June 2010⁷) to assess the degree to which eight types of oil spill dispersants were toxic to various types of cells. Corexit EC9500A did not display endocrine disruption activity. In cytotoxicity tests cell death was observed in some tests at concentrations above 10ppm. The endocrine and the cytotoxicity screening were conducted at dispersant concentrations from 0.001 parts per million up to 10,000 parts per million. None of the dispersants triggered cell death at the likely concentrations of dispersants expected in open water.

UK	USA	FRANCE
Pass	Slight to moderate = Pass	Pass
Sea Test passed ²	Corexit EC9500A alone = Slightly toxic No.2 Fuel Oil alone = Slightly toxic 9500A + No.2 Fuel Oil = Moderately toxic Reference toxicant = Moderately toxic ⁴	Corexit EC9500A is approved for France using the standard NF.T.290-349 method which requires the toxicity of 9500A to shrimp to be at least 10 times lower than the toxicity of a reference toxicant (Noramium DA50) ⁵

²Test procedure exposes shrimps to a mixture of oil (i.e. a lightly weathered Kuwait crude oil) and dispersant. The mixture is 1 part of dispersant to 10 parts of oil. The dispersant will be approved based on nominal concentrations if the dispersant and oil mixture causes no more mortality than that caused by mechanically dispersed oil alone. Results are shown as a pass or fail. Kuwait Crude is used as the reference oil for toxicity testing.

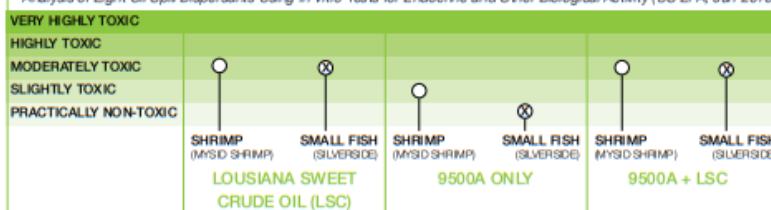
⁴Current toxicity test involves testing with two US EPA standard species—inland silverside fish (*Menidia beryllina*) and mysid shrimp (*Americamysis bahia*)—five concentrations of the test product and No. 2 fuel oil alone, and in a 1:10 mixture of dispersant to oil. To aid comparisons of test results from assays performed by different laboratories, reference toxicity tests are conducted using sodium dodecyl sulphate (SDS) as a reference toxicant. The test length is 96 hours for *Menidia* and 48 hours for *Americamysis*. LC50 values are calculated. The exposure regime used in an LC50 test procedure is that required to kill 50% of the test organisms. Toxicity threshold descriptors are set as: 1 to 10ppm = moderately toxic; 10 to 100ppm = slightly toxic

⁵Corexit EC9500A is at least 10 times lower than the toxicity of a reference toxicant (Noramium DA50).

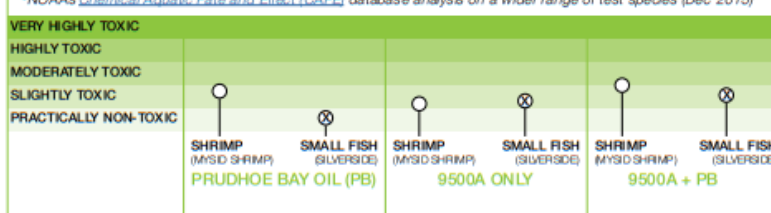
Corexit EC9500A toxicity versus the toxicity of dispersed Louisiana Sweet Crude oil

⁶Comparative Toxicity of Eight Oil Dispersant Products on Two Gulf of Mexico Aquatic Test Species (US EPA, Aug 2010)

⁷Analysis of Eight Oil Spill Dispersants Using In Vitro Tests for Endocrine and Other Biological Activity (US EPA, Jun 2010)

Corexit EC9500A toxicity versus the toxicity of dispersed Prudhoe Bay oil⁸

⁸NOAA's Chemical Aquatic Fate and Effect (CAFE) database analysis on a wider range of test species (Dec 2015)



Using the CAFE system, the toxicity for Corexit EC9500A alone, Prudhoe Bay alone and a combination of both to the widest range of test species in the database can be compared to ensure rigour. Essentially, Corexit EC9500A and Prudhoe oil is comparable in its toxicity to Prudhoe oil alone. Corexit EC9500A alone is less toxic.

Biodegradability

A dispersant should be readily biodegradable and not contain persistent harmful constituents. This may require additional information to be provided as part of the product approval process.

UK	USA	FRANCE
No requirement for testing	No requirement for testing	>50% = Pass ⁹

⁹For France, biodegradability of the dispersant should be at least 50%. Tests are performed by INERIS, using the NF T90 346 test method.

www.oilspillresponse.com

Europe, Middle East and Africa T: +44 (0)23 8033 1551 F: +44 (0)23 8033 1972 E: southampton@oilspillresponse.com
 Asia Pacific T: +65 6266 1566 F: +65 6266 2312 E: singapore@oilspillresponse.com
 Americas T: +1 832 431 3191 F: +1 832 431 3001 E: houston@oilspillresponse.com

TIS-COREXIT EC 9500A-V1.3-0806 © 2017 Oil Spill Response Limited. The latest version and Terms & Conditions in use of this document are available on www.oilspillresponse.com.



APÉNDICE F. PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS DE DERRAMES DE PETRÓLEO

Apéndice F.1. Objetivos del plan de gestión de residuos de derrames de petróleo

Los objetivos de este Plan de Gestión de Residuos de Derrames de Petróleo son:

- Identificar todas las fuentes potenciales y comprender el carácter de todos los desechos asociados con las actividades de respuesta a derrames de petróleo.
- Alinear el Plan de Gestión de Residuos de Derrames de Petróleo con los requisitos y prácticas regulatorias argentinas.
- Proporcionar un marco para los planes de derrames específicos de incidentes para gestionar los residuos, en la medida de lo posible, bajo la jerarquía de gestión de residuos y tratar los residuos cerca de su fuente de generación.
- Identificar posibles instalaciones de gestión de residuos, incluidas las instalaciones de terceros, que estén aprobadas para recibir desechos.
- Asignar responsabilidades y definir los recursos necesarios para implementar el Plan de Gestión de Residuos de Derrames de Petróleo y describir las medidas de verificación y monitoreo que se requieren.

Este Plan de Gestión de Residuos de Derrames de Petróleo debe revisarse periódicamente y actualizarse según sea necesario para reflejar la información más actualizada sobre lo siguiente:

- Ubicaciones y materiales potenciales asociados con escenarios de eventos de descarga/liberación.
- Empresas y opciones de instalaciones para el manejo, tratamiento y eliminación de desechos sólidos y líquidos; y
- Marco regulatorio y Directrices de Gestión de Residuos Corporativos de Equinor.

Apéndice F.2. Funciones y responsabilidades

Todas las actividades de gestión de residuos serán realizadas por el Equipo de Gestión de Incidentes según lo establecido en el OSRP. Los recursos del equipo de gestión de residuos estarán determinados por el alcance conocido y previsto de la liberación y se establecerán en el Sistema de Comando de Incidentes.

Supervisor del Grupo de Eliminación

El Supervisor del Grupo de Eliminación, bajo la Subdivisión de Protección y Recuperación, coordina las actividades relacionadas con la recolección, caracterización, transferencia, almacenamiento, transporte y eliminación de materiales de desecho tanto en el agua como en tierra. La coordinación con los organismos reguladores a través del Especialista en Gestión de Residuos de la Unidad de Medio Ambiente y el Funcionario de Enlace puede ser necesaria para garantizar el cumplimiento de las regulaciones aplicables con respecto al manejo y transporte de diversas clases de residuos.

Especialista en Gestión de Residuos

El (los) Especialista(s) en Gestión de Residuos proporciona experiencia técnica y apoyo al Grupo de Eliminación a través del Plan de Gestión de Residuos que detalla los procedimientos para la caracterización, manipulación, almacenamiento, transporte, reciclaje y eliminación de residuos generados durante las actividades de respuesta. El especialista en gestión de residuos también evalúa el riesgo a largo plazo, coordina con las agencias reguladoras, gestiona las aprobaciones / permisos, dirige la caracterización de los residuos. Se espera que la coordinación con las agencias reguladoras a través del Supervisor del Grupo de

Eliminación y el Oficial de Enlace garantice el cumplimiento de las regulaciones locales de manejo y eliminación / descarga de desechos.

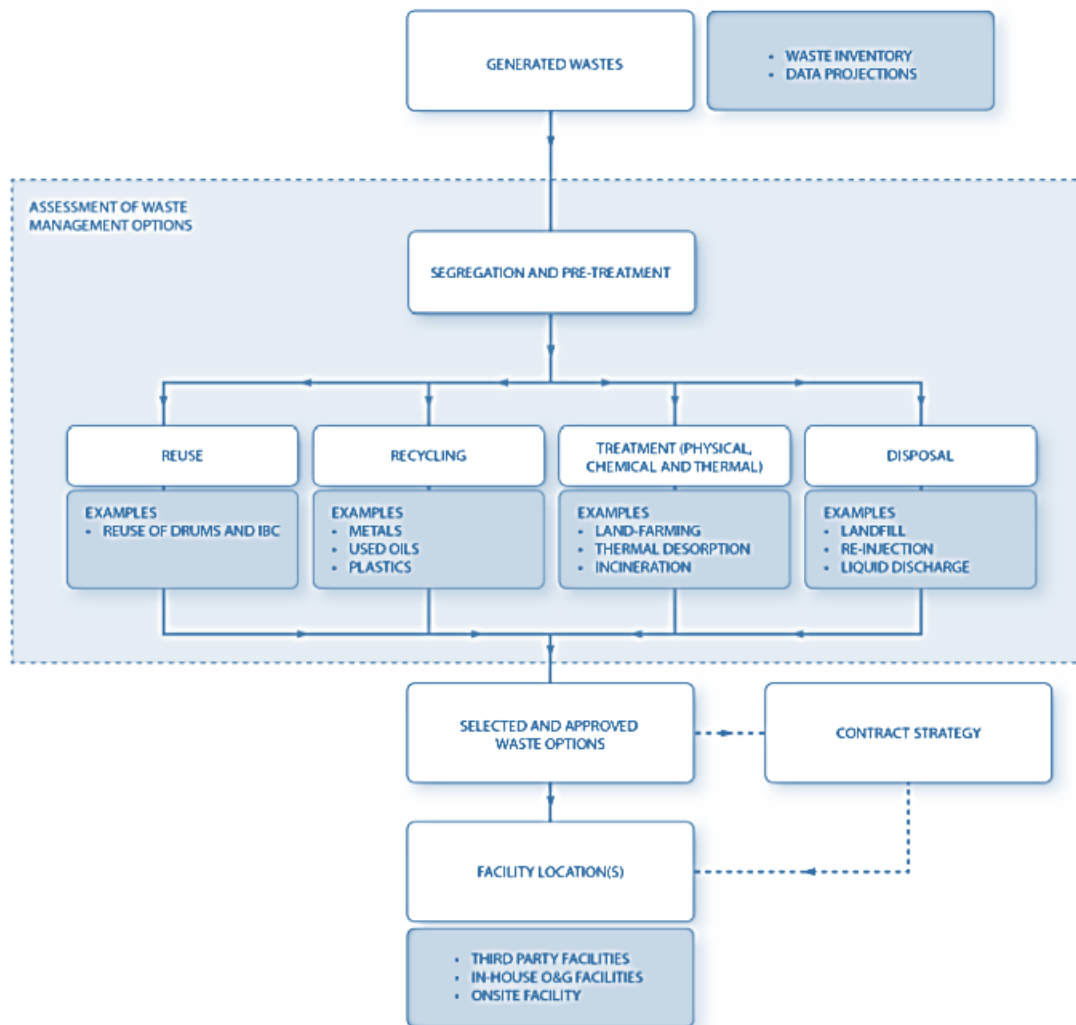
Todos los informes de seguimiento de residuos generados por el Grupo de Eliminación se documentarán en el Formulario de Estado de Incidentes para el Seguimiento de Residuos.

Evaluación de las opciones de gestión de residuos

Como parte de este Plan de Gestión de Residuos de Derrames de Petróleo, se ha llevado a cabo una evaluación de las posibles opciones de gestión para cada tipo de residuos específicos. Estas opciones se evaluarán más a fondo en planes específicos para incidentes. La evaluación se llevó a cabo de acuerdo con la jerarquía de gestión de residuos y la orientación de la industria del petróleo y el gas. Se consideraron las siguientes opciones de gestión de residuos:

- Reutilización y reciclaje: reventa como petróleo crudo para procesamiento/mezcla, material de construcción de carreteras (asfalto), reciclaje de materiales (plásticos, metal, vidrio, papel y cartón)
- Tratamiento biológico: compostaje industrial; agricultura terrestre
- Tratamiento químico: neutralización; estabilización/solidificación; planta de tratamiento de aguas residuales
- Tratamiento térmico: Recuperación de energía en cementeras; desorción térmica
- Eliminación: vertedero de Residuos Sólidos Urbanos; Vertedero industrial

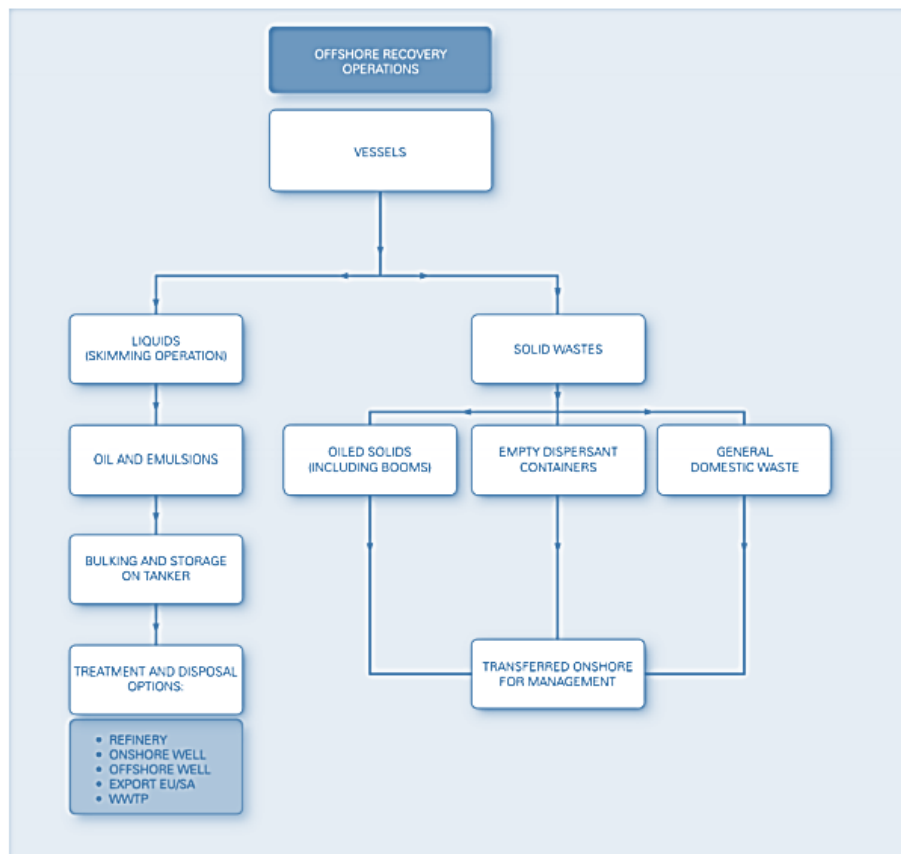
Se pueden considerar opciones adicionales cuando sea práctico y cuando existan instalaciones. Cada flujo de residuos específico debe considerarse en función del volumen previsto, la capacidad de la industria y el costo / responsabilidad. En la siguiente figura se detalla una guía simplificada de la ruta de gestión preferida. Se pueden considerar varias opciones para cada tipo de residuo, con diferentes riesgos y responsabilidades asociados con cada uno.



Opciones de gestión para residuos costa afuera

Apéndice F.3. Operaciones de gestión de residuos en costa afuera

En el improbable caso de un derrame de petróleo resultante de las operaciones de perforación, las operaciones de respuesta costa afuera pueden generar una gama de desechos líquidos y sólidos a partir de las diversas operaciones de respuesta táctica, incluida la aplicación de dispersantes, la recuperación mejorada de petróleo del desnatada y la quema in situ. Se espera que la cantidad más significativa de residuos sean el petróleo y las emulsiones recuperadas de las operaciones de desnatadas. Además, también se puede esperar que los sólidos contaminados con petróleo, los tambores dispersantes vacíos y los desechos domésticos en general se produzcan en cantidades más pequeñas. Ejemplos de los tipos de residuos generados por estas actividades se muestran a continuación.



Opciones de gestión para residuos costa afuera

Apéndice F.4. Minimización de residuos

El modelo de derrame de petróleo del peor de los casos no ha pronosticado ningún impacto en la costa. Sin embargo, uno de los principales objetivos de cualquier operación de respuesta a derrames de petróleo es minimizar la cantidad de petróleo que llega a la costa. A su vez, esto minimiza la cantidad de residuos que se generarán para su eliminación. En la práctica, esto significa utilizar:

- Skimmers para capturar la mayor cantidad de petróleo posible antes de que llegue a la orilla. Esto aumenta la cantidad de residuos que se generan costa afuera, pero gran parte del petróleo recolectado probablemente se puede reciclar.
- Dispersantes, cuando estén aprobados por las autoridades reguladoras, para descomponer el petróleo en gotas finas que luego se dispersan en la columna de agua donde son biodegradados por microorganismos.

Apéndice F.5. Tratamiento de Petróleo Recuperado y Emulsiones en Argentina

Hay una serie de contratistas que están aprobados por los reguladores argentinos para aceptar residuos oleosos para su tratamiento / reciclaje y/o eliminación en Argentina (consulte la Tabla a continuación). Se espera que el manejo de estos productos sea completado por recolectores de petróleo usado «aprobados» por Equinor y otros contratistas de desechos oleosos que tengan vehículos, personal e instalaciones relevantes para la gestión de estos materiales recuperados. Si bien el petróleo recuperado no cumple con la definición prescrita de petróleo usado, la naturaleza de los materiales y los procesos de tratamiento asociados son apropiados y consistentes con las instalaciones y aprobaciones existentes. Los detalles deben confirmarse con anticipación con las agencias argentinas pertinentes y los contratistas de eliminación.

Contratistas argentinos aprobados para la gestión de residuos

Nombre de la empresa	Ubicación	Servicios
Bahia Petroleo SA	Buenos Aires	Almacenamiento temporal de residuos contaminados con petróleo
Compañía de Saneamiento y Recuperación de Materiales	Neuquén	Almacenamiento y tratamiento de residuos contaminados con petróleo
Ambiental	Neuquén	Almacenamiento y tratamiento de residuos contaminados con petróleo
Benito Roggio Ambiental	Buenos Aires	Almacenamiento y tratamiento de residuos contaminados con petróleo

Se reconoce que los volúmenes que se prevé que genere un escenario grande pueden abrumar la capacidad de rendimiento de esas instalaciones en sus capacidades actuales, lo que requiere almacenamiento provisional y a más largo plazo. Debe esperarse el almacenamiento provisional a corto plazo de líquidos en instalaciones designadas.

También se puede disponer de instalaciones internacionales para procesar y reciclar el petróleo recuperado; sin embargo, dichas transferencias deben estar de acuerdo con el Reglamento Argentino de Exportación e Importación de Residuos Peligrosos y Materiales Reciclables Peligrosos. La evaluación de estas opciones está fuera del alcance de este Apéndice.

APÉNDICE G. MONITOREO POSTERIOR AL DERRAME

Apéndice G.1. Monitoreo posterior al derrame

El monitoreo posterior al derrame se lleva a cabo cuando se espera que un incidente tenga un impacto ambiental significativo⁵². Esto está influenciado por el tipo de petróleo, la cantidad, la ubicación y los recursos en riesgo. La evaluación se realizará utilizando aportes científicos de modeladores, químicos, ecotoxicólogos e información sobre recursos naturales.

El monitoreo posterior al derrame se lleva a cabo para proporcionar un enfoque sistemático para obtener información útil. Dicha información se puede utilizar para:

- Informar a las partes interesadas clave, incluidos el gobierno y el público en general, de los peligros y riesgos potenciales que plantea el incidente.
- Investigar los impactos tanto a corto como a largo plazo.
- Evaluar la efectividad de la estrategia de respuesta a derrames implementada.

El factor desencadenante para iniciar un programa de vigilancia posterior al derrame y el alcance del programa podrían determinarse sobre la base de las siguientes consideraciones:

- Probable impacto en especies/hábitats de conservación de la naturaleza.
- Probable impacto en las poblaciones comerciales de peces y mariscos.
- Posible contaminación de la cadena alimentaria humana.
- Posibles otras implicaciones para la salud humana.

Hay tres enfoques principales para la evaluación posterior al derrame, en primer lugar, la comparación de los datos posteriores al derrame y antes del derrame, en segundo lugar, la comparación de los datos de los sitios contaminados con petróleo con los datos de los sitios de referencia y, en tercer lugar, el análisis de los datos posteriores al derrame monitoreados durante un período de tiempo para identificar un proceso de recuperación.

Los objetivos del monitoreo posterior al derrame incluyen:

- Evaluar los impactos sobre especies y hábitats de importancia.
- Evaluar el impacto en las poblaciones comerciales de peces y mariscos.
- Evaluar el impacto en la cadena alimentaria humana.
- Informar sobre el cierre/reapertura de pesquerías.
- Evaluar la eficiencia de las opciones de respuesta elegidas.
- Evaluar cualquier impacto en la población humana local.
- Para proporcionar tranquilidad al público.

Se pueden monitorear los siguientes aspectos:

- Importantes especies comerciales de peces y mariscos.

⁵² https://www.cefas.co.uk/media/frwmhths/ccs0118760460-1_prem_2nd_ed_web.pdf

- Aves contaminadas con petróleo y rescatadas o aves susceptibles de verse afectadas por el derrame.
- Especies/hábitats de importancia.
- Agua de mar y sedimentos.
- Aire.
- Impactos en la salud pública.
- El estado general del ecosistema marino.

El monitoreo posterior al derrame debe llevarse a cabo en los siguientes pasos clave:

- Identifique y acceda inmediatamente a cualquier dato de línea base preexistente.
- Recolecte inmediatamente muestras y almacene para proporcionar una línea de base.
- Diseño de encuestas.

El diseño de un estudio de evaluación de impacto para un recurso ecológico específico debe llevarse a cabo con considerable atención al detalle. Cada estudio de evaluación de impacto debe basarse en:

- Características biológicas seleccionadas o indicadores clave elegidos de acuerdo con su sensibilidad y significado ecológicos.
- Parámetros ambientales esenciales (características químicas y físicas del hábitat que ayudan a identificar cambios de condiciones ambientales anteriores).
- Análisis químico del contaminante (para confirmar su identidad y permitir el seguimiento de la disminución del contaminante hacia el nivel basal).

Apéndice G.2. Terminación del monitoreo posterior al derrame

Es poco probable que un programa de monitoreo de derrames pueda continuar indefinidamente. Por lo tanto, es importante definir el punto final del seguimiento al comienzo del programa, de modo que quede claro cuándo pueden cesar las actividades de seguimiento. Para el programa de monitoreo de derrames con múltiples elementos, el punto final debe definirse individualmente, ya que la velocidad de recuperación ambiental variará entre hábitats, especies y áreas con diferentes grados de impacto.

Una definición común de punto final es que el contaminante vuelva a los niveles preexistentes antes del incidente. Por lo tanto, es importante establecer niveles preexistentes de contaminantes como parte del estudio ambiental o establecer el acceso a dichos datos de monitoreo para que estén disponibles cuando sea necesario. De lo contrario, el nivel preexistente de contaminante se puede estimar a través de:

- Recogida y análisis de muestras tomadas de las zonas afectadas antes de la llegada del petróleo derramado.
- Recoger y analizar muestras tomadas desde fuera de las áreas afectadas, pero en áreas que se cree que han sido contaminadas en un grado similar antes del incidente.

APÉNDICE H. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE PETRÓLEO

Apéndice H.1. Muestreo y análisis de derrames de petróleo

El muestreo de petróleo se puede utilizar para identificar la fuente del derrame.

Si hay un derrame de petróleo, se pueden recolectar muestras del producto dividido utilizando los métodos analíticos y de muestreo apropiados para cada medio seleccionado (petróleo, agua, sedimentos y suelo, biota, superficies sólidas (rocas, infraestructura hecha por el hombre) y aire). Esto dependería de los objetivos de la respuesta y evolucionará a medida que avance la respuesta y se a medida que se adquiera información.

Tipos de muestras de petróleo	
Petróleo de origen (también llamado producto o petróleo «limpio»)	<ul style="list-style-type: none"> • Para obtener información de referencia • Para verificar el petróleo la fuente de los impactos potenciales • Sin contacto con el medio ambiente • Recopilado directamente de la fuente cuando sea posible y tan pronto como sea posible
Mancha de petróleo/Brillo	<ul style="list-style-type: none"> • Para obtener información sobre el comportamiento del derrame (repetir las muestras tomadas a lo largo del tiempo) • Para ayudar a las opciones de respuesta a la toma de decisiones • Muestras frescas y desgastadas recolectadas primero, seguidas de muestras repetidas de petróleo desgastado (las muestras pueden consistir en petróleo flotante, mousse o bolas de alquitrán) • Una vez que se elige una opción de respuesta, se deben recolectar muestras de la mancha / brillo antes y después de que ocurra una operación de respuesta (por ejemplo, desnatada, quema in situ, dispersantes) para determinar la efectividad de la respuesta.
Petróleo recuperado/Residuo de petróleo	<ul style="list-style-type: none"> • Muestras de petróleo recogidas mediante operaciones de recuperación (por ejemplo, desnatado) y/o petróleo que ha sido tratado con técnicas de respuesta física o química (por ejemplo, lavado a alta presión, quema, agentes de pastoreo, dispersantes) • Estas muestras pueden utilizarse para determinar las opciones de eliminación de residuos y podrían analizarse para determinar el contenido de agua y/o la composición química.

Directrices generales de toma, transporte y almacenamiento de muestras	
General	<ul style="list-style-type: none"> • Las botellas de plástico pueden contaminar las muestras • Se deben usar guantes de nitrilo para evitar el riesgo de contaminación por petróleos traza de la piel durante la manipulación. • Los frascos de muestra deben estar correctamente etiquetados con un número de referencia único, ubicación, hora y fecha, tipo de muestra y otra información relevante (por ejemplo, profundidades). • Prepare etiquetas estándar con la mayor cantidad de información posible antes de tomar la muestra. Use un bolígrafo permanente y cubra la etiqueta con cinta transparente para mantener su legibilidad. • Asegure la tapa para evitar derrames y para demostrar que no se produjo ninguna manipulación a lo largo de la Cadena de Custodia (COC). • Use cinta adhesiva para asegurarse de que la tapa esté segura. • Evite la contaminación. • Limpie los dispositivos de muestreo entre muestras utilizando los procedimientos apropiados. ¡Prohibido fumar! Mantener alejado del escape del recipiente o similar.

Directrices generales de toma, transporte y almacenamiento de muestras	
Muestras de petróleo fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Use frascos de vidrio limpio con tapas de teflón o tapas forradas con papel de aluminio limpio. • Use botellas de ámbar o mantenga las muestras en la oscuridad durante la transferencia y el almacenamiento. • Los petróleos de origen fluido se pueden recolectar en recipientes de acero inoxidable. • Use frascos de muestra de 30 ml o más grandes para petróleo puro y sedimentos contaminados con petróleo.
Muestras de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Use frascos de vidrio limpio con tapas de teflón o tapas forradas con papel de aluminio limpio. • Use botellas de ámbar o mantenga las muestras en la oscuridad durante la transferencia y el almacenamiento. • Protéjase contra la fotooxidación y la degradación manteniendo las muestras frescas y en la oscuridad. • No llene los frascos de muestra completamente con líquidos o restos aceitosos a menos que se lo indique el laboratorio analítico. Permita un poco de espacio para la expansión térmica, especialmente si existe el riesgo de congelación • Se recomiendan cuellos anchos y tapones de rosca. • La boca estrecha y el vidrio delgado son más difíciles de llenar y pueden romperse durante el transporte.
Muestras sólidas o semisólidas	<ul style="list-style-type: none"> • Transfiera con un palita de piruleta sin usar o un depresor de lengua de madera. • Se utilizarán nuevos palitos de muestreo para cada muestra.
Numeración, etiquetado y registro de muestras⁵³	<ul style="list-style-type: none"> • Las etiquetas deben estar fijadas al recipiente de muestreo y ser duraderas. • La numeración de la etiqueta debe ser clara, legible, precisa y única. • Al etiquetar frascos, registre el número de muestra tanto en la etiqueta como en la tapa y use una capa protectora de cinta transparente envuelta alrededor de toda la circunferencia del recipiente para asegurar la etiqueta y proteger la escritura. • Registre el número de muestra en el formulario COC y asegúrese de que el número de muestra en el contenedor y el formulario sean los mismos. • Para las muestras colocadas en bolsas, coloque una etiqueta de papel resistente al agua en tinta indeleble en la bolsa y repita la etiqueta en el exterior. • Para cada área de muestreo, se debe crear un boceto de campo y adjuntar al COC que muestre la ubicación donde se tomaron las muestras, identificadas por el número de muestra, así como una escala, flecha norte, ubicación de los transectos, descripción del área y cualquier ubicación visible del petróleo. Los lugares de muestreo también deben estar georreferenciados y registrados.
Requisitos de envío para el manejo de muestras peligrosas en el campo	<ul style="list-style-type: none"> • Las regulaciones de materiales peligrosos generalmente afectan a los conservantes de muestras y otros materiales (por ejemplo, formalina, alcoholes, solventes, algunos agentes de limpieza, etc.). • El envío de materiales peligrosos puede estar sujeto a la legislación sobre transporte de mercancías peligrosas y requerir un embalaje especial (por ejemplo, contenedor primario, contenedor secundario estanco, material absorbente entre el contenedor primario y el contenedor secundario y embalaje exterior resistente). • Es posible que los materiales peligrosos deban enviarse a lugares de muestreo a través de aviones de carga o chárter y necesitarán la documentación adecuada y los contenedores de envío para cumplir con las regulaciones de transporte.

⁵³ NOAA (2014). *Directrices para la recopilación de datos efímeros de alta prioridad para los derrames de petróleo en el Ártico en apoyo de las evaluaciones de daños a los recursos naturales*. Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (Bejarano, A.C., Michel, J. y Allan, S.E.). https://pame.is/mema/MEMAdatabase/009_7%20-%20NOAA%20Guidelines%20for%20Collecting%20Ephemeral%20Data%20for%20Oil%20Spills%20in%20the%20Arctic.pdf

Directrices generales de toma, transporte y almacenamiento de muestras

- Algunos de estos requisitos de envío pueden retrasar el envío de equipos a áreas de estudio de campo.

Los procedimientos de recolección de muestras deben ajustarse a las mejores prácticas internacionales y deben describirse en detalle en un plan de monitoreo. Este enfoque garantiza que los equipos de muestreo sigan los mismos protocolos sobre el terreno y que se disponga de información suficiente para que los resultados puedan interpretarse correctamente. A continuación encontrará una guía más detallada para realizar muestreos de derrames de petróleo.

Paso 1 – Preparación para la muestra

Factores a tener en cuenta al diseñar un programa de muestreo:

- Ubicación y número de sitios de muestreo.
- Período y frecuencia de muestreo.
- Disponibilidad de recursos, como personal capacitado y recipientes de muestreo adecuados.
- Selección de laboratorio para realizar análisis.
- Cálculo de costes.

Paso 2 – Recolección de la muestra

Al tomar muestras líquidas, se debe tener cuidado para asegurarse de que la muestra contenga suficiente petróleo.

- Para petróleos recién derramados, relativamente no emulsionados, tome un mínimo de 100 ml.
- Para las emulsiones, tomar un mínimo de 500 ml.
- Si no se pueden obtener estas cantidades, entonces se debe tomar una muestra de cualquier cantidad.

Si el petróleo es lo suficientemente grueso, debe ser posible extraer cuidadosamente el petróleo de la superficie del mar utilizando un cubo o un recipiente similar. Se puede requerir más de una pasada para lograr una muestra de tamaño suficiente. Las muestras también pueden tomarse de la superficie del agua y recogerse directamente con frascos de muestreo o almohadillas de sorbente. Si el acceso está restringido, las muestras se pueden recolectar usando un cubo en una cuerda o usando postes de extensión. Las muestras deben tomarse de la proa del barco de muestreo, evitando cualquier brillo del casco del buque de muestreo y el escape del motor o del agua de refrigeración.

Ocasionalmente se requieren muestras de brillo de petróleo delgado, para lo cual existe un equipo de muestreo especializado, como redes de muestreo de malla fina. Solo se obtienen cantidades muy pequeñas de petróleo a partir de brillos y, cuanto más delgadas sean las películas que se van a muestrear, mayor será el riesgo de contaminación de la muestra (por ejemplo, del recipiente o equipo de muestreo). Para el control de calidad, se deben proporcionar al laboratorio redes de muestreo o almohadillas sorbentes no utilizadas como referencias para el análisis junto con la muestra.

El procedimiento para muestrear el petróleo varado en las costas o dentro de una zona intermareal generalmente implica raspar o recolectar el petróleo en un frasco de muestra, teniendo cuidado de minimizar el contenido de arena y escombros.

Paso 3 – Sellado de la muestra

Todas las muestras deben embalsarse y sellarse de forma segura, utilizando contenedores con tapa de rosca y cajas de cartón de fibra aprobadas por las Naciones Unidas para garantizar el transporte seguro de la muestra.

Como prueba contra la apertura no autorizada, el recipiente de la muestra debe sellarse con etiquetas adhesivas con una firma en el papel pegada en la parte superior de la botella de tal manera que tengan que romperse para que la botella sea aceptable. Una vez sellado, tome una fotografía de la botella para obtener un registro más documentado y visual de que la muestra está segura.

La botella debe colocarse dentro de una bolsa de plástico, que debe sellarse con una etiqueta adhesiva adicional de la misma manera que para la botella de muestra para garantizar que no se manipule.

Paso 4 – Almacenamiento de muestras

Garantizar el suministro de contenedores adecuados para el almacenamiento debe planificarse previamente. Se debe evitar el uso de recipientes no especializados, como botellas de agua de plástico, a menos que no haya otro recipiente adecuado disponible. Si existe un riesgo de contaminación por plástico disuelto, el propio recipiente podrá analizarse y utilizarse como referencia con respecto al resultado del análisis.

Siempre que sea posible, las muestras deben almacenarse en refrigeradores o cámaras frigoríficas a menos de 5 ° C en la oscuridad. Estas precauciones son particularmente importantes para las muestras que contienen agua o sedimentos.

Paso 5 – Documentación de ejemplo

OIL POLLUTION SAMPLE	
Sample Number.....	
Sample Description.....	
Time / Date.....	
Location.....	
Name of sample taker (inc contact details).....	
Witness.....	

Utilice una etiqueta de muestra o la documentación que la acompañe (por ejemplo, registro de muestra, cadena de custodia) con los siguientes detalles:

- Número de identificación de la muestra
 - Descripción del ejemplo
 - Fecha, hora y lugar del muestreo
 - Nombre de la empresa
- Método de muestreo
 - Propósito para el cual se tomó la muestra
 - Fuente si se conoce o se sospecha
 - Detalles de cualquier foto o evidencia de apoyo

Date/ Time	Sample No.	Location	Additional Notes
			Sample description
			Name of sample taker
			Witness
			Weather
			Sea State
			Additional Notes

Un **registro** de muestra es una lista de todas las muestras tomadas y se puede utilizar para verificar que no se hayan perdido muestras y verificar las etiquetas contra el registro en busca de errores u omisiones.

Person responsible for sample dispatch	Name		Date of Receipt	
	Contact		Time of Receipt	
Sample No	Relinquished by		Relinquished to	
	Name	Date	Name	Date

Chain of Custody (Front)

To (Sample Destination)		From (Sample Origin)
Sample No	Description	Other Notes

Chain of Custody (Back)

Los contenedores de muestras deben tener un formulario de «**Cadena de Custodia**» adjunto a ellos. Esto se utiliza para rastrear la ubicación y el manejo de las muestras, particularmente aquellas que pueden usarse como evidencia.

APÉNDICE I. PLAN DE RESPUESTA A LA VIDA SILVESTRE

Equinor seguirá las Pautas de Buenas Prácticas de Preparación para la Respuesta a la Vida Silvestre de IPIECA IOGP (2016) y los principios clave para la protección, el cuidado y la rehabilitación de la vida silvestre impregnada de hidrocarburos (Documento de Soporte Técnico de IPIECA IOGP (2017)).

Apéndice I.1. Organizaciones relevantes de vida silvestre

Autoridades

La Dirección de Protección Ambiental de la PNA, la Autoridad Nacional Competente, supervisa el Plan Nacional de Contingencia (PLANACON).

La Dirección de Fauna Silvestre (Departamento de Vida Silvestre) dentro de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable) y la Dirección de Recursos Acuáticos (Departamento de Recursos Acuáticos) pueden estar involucradas en la respuesta a la vida silvestre impregnada de hidrocarburos.

Otras organizaciones

La Fundación Mundo Marino (FMM) y la Fundación Patagonia Natural (FPN) tienen un protocolo que establece que las dos fundaciones deben ser notificadas lo antes posible cuando se encuentren animales contaminados con petróleo. Las dos fundaciones probablemente iniciarían cualquier respuesta de vida silvestre.

Dependiendo de la ubicación del derrame, otras organizaciones, como la Fundación Mar de la Plata, deben ser notificadas según sea necesario.

Aiuká es una empresa brasileña con experiencia nacional e internacional en la planificación, rescate y rehabilitación de fauna afectada por derrames de petróleo. No son un recurso garantizado para Equinor, pero deben ser contactados en un derrame, ya que pueden ser capaces de apoyar una respuesta de la vida silvestre.

Apéndice I.2. Planificación de la vida silvestre impregnada de hidrocarburos

La respuesta a la vida silvestre no se aborda en el Plan Nacional de Contingencia (PLANACON).

El manual de recomendaciones para el rescate de aves, tortugas y mamíferos marinos de la Secretaría de Medio Ambiente y guardacostas argentinos, está desarrollado para todo tipo de respuesta a la vida silvestre, tiene algunas pautas para la respuesta a tortugas marinas, aves y cetáceos, y proporciona pautas mínimas para instalaciones de rehabilitación y criterios de liberación para la vida silvestre rehabilitada.

FMM y el FPN han desarrollado un plan de contingencia para incidentes de vida silvestre impregnada de hidrocarburos.

Apéndice I.3. Organización de Respuesta a la Vida Silvestre

En virtud del Protocolo FMM/FPN, se establece un equipo de respuesta gestionado por un coordinador general con comités de logística y de campo para supervisar diversos aspectos de la respuesta. El coordinador general evalúa la situación y trabaja con los comités para determinar la estrategia adecuada para la respuesta.

El objetivo de cada respuesta es garantizar que los animales sean rescatados y cuidados adecuadamente y que el personal y los voluntarios estén capacitados y provistos del equipo necesario para trabajar de manera segura y efectiva.

Si bien no existen directrices formales del gobierno, basadas en la Secretaría de Medio Ambiente y el manual de la Guardia Costera Argentina y los Protocolos FPN / FMM, se supone que la vida silvestre impregnada de hidrocarburos será rehabilitada y que la eutanasia se utilizará en función de las preocupaciones de bienestar.

Evaluación de impacto

El manual de recomendaciones para el rescate de aves, tortugas y mamíferos marinos de la Secretaría de Medio Ambiente y guardacostas argentinos, proporciona criterios básicos para la evaluación de impacto, como la recolección de animales muertos. El manejo y eliminación de los cadáveres una vez en tierra debe hacerse en coordinación con las regulaciones del gobierno provincial. Aves Argentina, un socio de Birdlife International, ha estado involucrado en la investigación y la conservación y puede ayudar con la evaluación de impacto.

El Departamento de Ciencias Marinas de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la Universidad Nacional de Mar del Plata, los laboratorios del Centro Nacional Patagónico (CENPAT), el Instituto de Conservación de Ballenas (ICB), el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y el Centro Austral de Investigaciones Científicas (CADIC CONICET) podrían ser llamados para ayudar con la evaluación de impacto.

Organizaciones de respuesta a la vida silvestre

FMM rehabilita mamíferos marinos, aves marinas y tortugas marinas y tiene una amplia experiencia en la respuesta a la vida silvestre impregnada de hidrocarburos en América Latina. FPN, con sede en Puerto Madryn, tiene experiencia en la respuesta de la vida silvestre impregnada de hidrocarburos, incluida la rehabilitación de pingüinos aceitados, al igual que la Fundación Aquarium Mar del Plata más al norte.

La Fundación Mar de la Plata cuenta con un centro de rehabilitación, el Centro de Rehabilitación de Fauna Marina (CRFM), que tiene experiencia en el cuidado de aves, tortugas marinas y mamíferos marinos a lo largo de la costa norte del país.

El Instituto Nacional de Investigación Patagónico en Puerto Madryn puede ofrecer apoyo especializado en vida silvestre.

Instalaciones disponibles

FMM tiene un centro de rehabilitación para la fauna marina con capacidad moderada para la respuesta de la vida silvestre impregnada de hidrocarburos a todas las especies. FPN tiene una pequeña instalación y capacidad para establecer instalaciones temporales más grandes. Fundación Aquarium Mar del Plata cuenta con un hospital de vida silvestre con capacidad para atender mamíferos marinos y aves.

Apéndice I.4. Pájaros

El manual de recomendaciones para el rescate de aves, tortugas y mamíferos marinos de la Secretaría de Medio Ambiente y guardacostas argentinos contiene orientación sobre las instalaciones requeridas y el tratamiento de las aves contaminadas con petróleo:

Acciones con aves contaminadas con petróleo

- El petróleo provoca trastornos físicos y fisiológicos en las aves afectando principalmente a las plumas, que proporcionan impermeabilidad, aislamiento térmico y flotabilidad al animal. El petróleo puede ser tóxico para el ave si se ingiere, lo que generalmente sucede cuando intenta limpiar su plumaje.
- Para evitar que el ave picotee su cuerpo e ingiera petróleo, cubra su cuerpo con un trapo dejando la cabeza afuera.

Instalaciones

Centros de rehabilitación	Los centros de rehabilitación que reciban aves marinas deberán tener al menos dos sectores diferenciados: una zona de cuarentena o veterinaria y una zona de alojamiento. Estas áreas deben estar destinadas exclusivamente a ellos y no deben ser utilizadas para otros fines.
Área de cuarentena	Debe consistir en un recinto cerrado y aislado. Las paredes deben estar cubiertas con azulejos y contener una o más encimeras con materiales fáciles de lavar. Las jaulas individuales deben estar disponibles para el refugio de las aves.
Zona de alojamiento	Esto es para las aves que no están en cuarentena y, por lo tanto, deben separarse del área de cuarentena. Necesita jaulas individuales y corrales que consisten en sectores secos y húmedos.
Jaulas	Debe estar construido con madera o plástico. Las jaulas deben tener una buena ventilación y estar diseñadas para facilitar su limpieza y desinfección. Cada jaula debe estar provista de un comedero y un bebedero.
Plumas	Debe ser redondo y estar construido en fibra de vidrio, madera o cemento. Una parte de ellos puede estar hecha de alambre tejido fino o barras. El suelo estará cubierto de arena. Los corrales deben tener un área con agua del 20% del área total. Deben estar protegidos de la lluvia y los vientos y, si se alojan aves que podrían volar, deben estar cubiertos con telas de plástico (media sombra) o elementos similares. También deben estar provistos de comederos y bebederos contruidos con materiales que permitan su fácil desinfección. En todos los casos, las instalaciones deberán ser proporcionales al tamaño del ave a albergar. También deben contar con un sistema adecuado de renovación, filtrado y tratamiento químico del agua, manteniendo las condiciones de calidad adecuadas para no afectar a la salud y el bienestar de los animales.

Apéndice I.5. Tortugas

El manual de recomendaciones para el rescate de aves, tortugas y mamíferos marinos de la Secretaría de Medio Ambiente y guardacostas argentinos contiene orientación sobre las instalaciones requeridas y el tratamiento de las tortugas contaminadas con petróleo:

Acciones con tortugas contaminadas con petróleo

Limpie los ojos, la boca y las fosas nasales con un paño humedecido en aceite de cocina vegetal, para eliminar el petróleo y así la tortuga pueda respirar. Se puede usar un palo para eliminar el petróleo y no empujar restos de petróleo o alquitrán en la nariz.

Evitar que la tortuga trague el aceite vegetal con el que se limpia, ya que haría que el petróleo ingerido se absorbiera más y fuera más tóxico.

Instalaciones

Centros de rehabilitación	Los centros de rehabilitación que reciban tortugas deben tener al menos dos sectores distintos: un área de cuarentena o veterinaria y un área de alojamiento. Estas áreas deben estar destinadas exclusivamente a ellos y no deben ser utilizadas para otros fines.
Área de cuarentena	Debe estar aislado del área de alojamiento y tener un área cerrada con mesas para la atención médica de las tortugas.
Zona de alojamiento	<p>Debe estar formado por una o dos piscinas y una zona seca. Las piscinas deben ser redondas u ovaladas (no en ángulo recto) y estar hechas con fibra de vidrio o plástico moldeado para permitir una fácil limpieza. Deben permitir el calentamiento o enfriamiento del agua, que debe mantenerse a una temperatura de entre 22 y 26 ° C. Antes de liberar tortugas marinas rehabilitadas, las tortugas deben aclimatarse a la temperatura local del agua.</p> <p>Las piscinas deben tener un techo o sistema de sombreado que permita proteger a los animales de las inclemencias del tiempo. Las instalaciones deben contar con un adecuado sistema de renovación, filtrado y tratamiento químico del agua para mantener un rango de calidad que no afecte a la salud y comodidad de los animales.</p> <p><u>Espacio mínimo para cada tortuga</u></p> <p>El tamaño de alojamiento requerido se basa en el tamaño del espécimen más grande alojado:</p> <p>Para las tortugas cuyo caparazón tiene una longitud de hasta 50 cm, la superficie del tanque debe ser al menos 7 veces la longitud del caparazón multiplicada por 2 veces su ancho y tener una profundidad de agua de al menos 76 cm. Aumente el área en un 50 % por cada tortuga adicional.</p> <p>Para las tortugas cuyo caparazón tiene una longitud de hasta 65 cm, la superficie del tanque debe ser al menos 7 veces la longitud del caparazón multiplicada por 2 veces su ancho y tener una profundidad de agua de al menos 91 cm. Aumente el área en un 50 % por cada tortuga adicional.</p> <p>Para las tortugas cuyo caparazón tiene una longitud superior a 65 cm, la superficie del tanque debe ser al menos 9 veces la longitud del caparazón multiplicada por 2 veces su ancho y tener una profundidad de agua de al menos 122 cm. Aumente el área en un 100 % por cada tortuga adicional.</p>

APÉNDICE J. PANDEMIA DE COVID 19: LIMITACIONES Y PRECAUCIONES

Como resultado de la pandemia de COVID-19, muchos gobiernos y empresas han impuesto restricciones que limitan el movimiento de personas. Todo el asesoramiento técnico remoto del Duty Manager será normal. Esto incluye proporcionar asesoramiento técnico general, modelado de derrames de petróleo en tiempo real, imágenes satelitales, evaluaciones de mitigación del impacto del derrame, recomendaciones de estrategia de respuesta, planificación de respuesta táctica, planificación de acciones de incidentes e insumos para la visualización de la respuesta.

La movilización de los equipos de respuesta de OSRL a Argentina ocurrirá, si se puede hacer de manera segura y legal, con las precauciones adecuadas para salvaguardar la salud y la seguridad del personal, los contratistas y los clientes. OSRL entiende que se puede otorgar una exención para la entrada en Argentina en caso de derrame de petróleo y trataría de establecer enlaces con la ANP lo antes posible si se requiere que OSRL se movilice a Argentina. Equinor, debe apoyar a OSRL para acelerar estas discusiones.

Solo el Aeropuerto Internacional de Buenos Aires (Ezeiza EZE) y el puerto de Buenos Aires (Terminal Buquebus) están autorizados para procesar extranjeros a Argentina bajo restricciones de COVID-19.

Para obtener más información, consulte el Plan de Respuesta de Argentina en la página web de OSRL <https://www.oilspillresponse.com/globalassets/external-links/covid-19-updates/amer---argentina-response-plan.pdf>



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Hoja Adicional de Firmas
Documentación personal

Número:

Referencia: Documentación Complementaria

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 198 pagina/s.