

Documento de Proyecto

Campaña de perforación exploratoria

Bloque OFF-6, Zona Económica Exclusiva uruguaya

Febrero 2026



Página intencionalmente en blanco
para impresión en doble faz.



Titular del Emprendimiento

APA
Corporation

Documento de Proyecto

Proyecto: Campaña de perforación exploratoria

Titular: APA Exploration LDC Sucursal Uruguay

Por Titular:

Bloques OFF-6, Zona Económica Exclusiva uruguaya

Febrero 2026

Página intencionalmente en blanco
para impresión en doble faz.

Contenido

Página

Lista de anexos	ii
Lista de tablas.....	iii
Lista de figuras.....	iv
Lista de acrónimos y abreviaturas.....	v
1 Información general del proyecto.....	1-1
1.1 Objetivo del informe.....	1-1
1.2 Objetivo del proyecto.....	1-1
1.3 Objeto del proyecto.....	1-1
1.4 Justificación del proyecto	1-1
1.5 Titular del proyecto	1-2
1.6 Técnico responsable del proyecto.....	1-2
1.7 Técnico responsable de la evaluación de impacto ambiental y técnicos intervinientes ..	1-2
1.8 Antecedentes administrativos.....	1-3
1.9 Ubicación y área de influencia.....	1-3
1.9.1 Ubicación	1-3
1.9.2 Área de influencia.....	1-8
2 Marco Legal y de Referencia.....	2-10
2.1 Marco legal ambiental.....	2-10
2.1.1 General.....	2-10
2.1.2 Mamíferos Marinos	2-14
2.1.3 Protección del mar.....	2-14
2.1.4 Convenios internacionales suscritos y ratificados.....	2-16
2.2 Marco legal sustantivo	2-18
2.2.1 Hidrocarburos	2-18
2.2.2 Marítimo – Nacional	2-19
2.2.3 Marítimo – Convenios Internacionales suscritos y ratificados	2-21
2.2.4 Pesca y navegación	2-21
2.3 Marco legal locativo	2-22
3 Contexto de la exploración de hidrocarburos en Uruguay	3-1
3.1 Antecedentes de exploración sísmica	3-1
3.2 Antecedentes de perforación exploratoria	3-2
3.3 Ronda Abierta de Uruguay (2019).....	3-2
4 Aspectos generales de la perforación exploratoria.....	4-4
5 Descripción del proyecto.....	5-1
5.1 Ubicación del proyecto y duración.....	5-1
5.2 Descripción de las operaciones de perforación	5-1
5.2.1 Proceso de perforación y diseño del pozo.....	5-1
5.2.2 Fluidos y recortes de perforación	5-5
5.2.3 Control del pozo.....	5-11
5.2.4 Monitoreo y registro del pozo	5-14
5.2.5 Sistema de monitoreo meteorológico	5-15
5.2.6 Sistema de detección de gases	5-16
5.2.7 Sistema de control de incendios.....	5-16
5.2.8 Abandono del pozo.....	5-17
5.3 Embarcaciones y navegación.....	5-18

Contenido (continuación)

	Página
5.3.1 Descripción del buque de perforación.....	5-18
5.3.2 Descripción de los buques de apoyo	5-19
5.3.3 Logística marítima.....	5-20
5.3.4 Personal de perforación y apoyo.....	5-22
5.3.5 Contingencias y emergencias	5-23
5.4 Base de apoyo en tierra.....	5-23
5.4.1 Logística portuaria	5-23
5.4.2 Unidades de acopio y gestión de lodos y cemento	5-24
5.4.3 Oficinas y logística aérea.....	5-27
5.4.4 Personal en tierra.....	5-28
5.5 Comparación con las mejores técnicas disponibles	5-28
5.5.1 Introducción.....	5-28
5.5.2 Prácticas clave para operaciones seguras y responsables en aguas profundas	5-28
5.5.3 Conclusión.....	5-30
6 Análisis de riesgo de derrame.....	6-30
6.1 Introducción	6-30
6.2 Frecuencia histórica de pérdida de control de pozos en proyectos de exploración OFFSHORE.....	6-30
6.3 Probabilidad esperada de pérdida de control para pozos exploratorios.....	6-31
6.4 Medidas preventivas para mitigar la pérdida de control del pozo	6-31
6.5 Estimación del volumen de derrame en caso de contingencia	6-32
6.6 Medidas de respuesta en caso de pérdida de control del pozo.....	6-33
7 Aspectos ambientales	7-1
8 Referencias.....	8-1

Lista de anexos

Anexo A: Ficha técnica del buque de perforación indicativo: Valaris DS-17

Anexo B: Ficha técnica del buque de apoyo indicativo: Harvey Champion

Lista de tablas

	Página
Tabla 1-1: Límites del área del proyecto en coordenadas UTM 22 Sur y WGS 1984.	1-3
Tabla 1-2: Características geológicas previstas que probablemente serán atravesadas durante la perforación propuesta del pozo en el área del proyecto.	1-7
Tabla 2-1: Disposiciones marítimas (DM).	2-20
Tabla 3-1: Campañas de prospección sísmica realizadas entre 2012 y 2017. Fuente: elaboración propia a partir de información proporcionada por ANCAP e información disponible en el sitio web.	3-1
Tabla 5-1: Cronograma estimado de perforación en el Bloque OFF-6.	5-1
Tabla 5-2: Componentes típicos del fluido de perforación.	5-5
Tabla 5-3: Productos y cantidades típicas para el barrido de la tubería de revestimiento de 36" utilizando WBM.	5-6
Tabla 5-4: Productos y cantidades típicas para perforar las secciones de 28" y 22".	5-6
Tabla 5-5: Productos y cantidades típicas para perforar desde la sección 22" hasta la profundidad total (TD) utilizando lodo SBM.	5-6
Tabla 5-6: Sistema de gestión típica de fluidos de perforación ¹	5-8
Tabla 5-7: Volúmenes estimados de descarga de lodos de perforación.	5-10
Tabla 5-8: Volúmenes estimados de recortes de perforación ¹	5-10
Tabla 5-9: Especificaciones generales del buque de perforación indicativo de posicionamiento dinámico que se utilizará en el Bloque OFF-6 (<i>DP Valaris-17</i>).	5-19
Tabla 5-10: Especificaciones generales del buque de apoyo indicativo (<i>Harvey Champion</i>).	5-20
Tabla 5-11: Cantidad aproximada de personal en el buque de perforación.	5-22
Tabla 5-12: Cantidad aproximada del personal de APA y contratado involucrado en las operaciones de la base de apoyo en tierra.	5-28
Tabla 7-1: Identificación de aspectos ambientales.	7-1

Lista de figuras

	Página
Figura 1-1: Ubicación del proyecto sobre carta náutica oficial.	1-4
Figura 1-2: Ubicación del área del proyecto sobre imagen satelital.	1-5
Figura 1-3: Área del proyecto y coordenadas de referencia dentro del Bloque OFF-6.	1-6
Figura 1-4: Ubicación del pozo modelada, Área de Operación (AO) y Área de Influencia (AI).	1-9
Figura 2-1: Sitios de particular relevancia para su conservación. Fuente: Modificado de RM 1152/2022.	2-13
Figura 2-2: Zona de prohibición de acciones contaminantes.	2-23
Figura 3-1: Área total de prospección sísmica de 2012 a 2017. Fuente: elaboración propia a partir de datos SIG tomados del sitio web de ANCAP.	3-2
Figura 5-1: Barco de perforación de PD y balizas de posicionamiento (izquierda); conjunto transpondedor, incluyendo balizas de posicionamiento y pesos agrupados (derecha). Fuente: APA.	5-3
Figura 5-2: Esquema de perforación propuesta. TOC: Altura de cemento por las siglas en inglés de <i>Top Of Cement</i> ; TD: Profundidad total por sus siglas en inglés de <i>Total Depth</i> . SBM: Lodos de base sintética; WBM: lodos de base acuosa; ML: superficie del fondo por sus siglas en inglés de <i>Mud Line</i>). Fuente: APA.	5-4
Figura 5-3: Sistema de circulación de lodo de perforación. Fuente: traducida de Khan et al. (2024).	5-9
Figura 5-4: Ejemplo de dispositivo BOP. Fuente: BOP Products (2024).	5-13
Figura 5-5: Buque de perforación indicativo con DP (<i>DP Valaris-17</i>).	5-18
Figura 5-6: Buque de apoyo indicativo (<i>Harvey Champion</i>).	5-20
Figura 5-7: Corredores preferenciales de navegación. Fuente: modificado de Marine Traffic (2023).	5-22
Figura 5-8: Diseño teórico de la infraestructura de fluidos de perforación (vista en planta).	5-25
Figura 5-9: Diseño indicativo de infraestructura a granel de cemento (vista en planta).	5-27

Lista de acrónimos y abreviaturas

AAP	Autorización Ambiental Previa
AAO	Autorización Ambiental de Operación
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANP	Administración Nacional de Puertos
APA	APA Exploración LDC, Uruguay Branch
API	Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés “ <i>American Petroleum Institute</i> ”)
BOEM	Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM por sus siglas en inglés “ <i>Bureau of Ocean Energy Management</i> ”)
BOP	Dispositivo de prevención de derrames (BOP por sus siglas en inglés “ <i>Blowout Preventer</i> ”).
BSR	Arietes de corte ciego (BSR por sus siglas en inglés “ <i>Blind Shear Rams</i> ”).
CDB	Convenio sobre la Diversidad Biológica
CEG	Challenger Energy Group, PLC
CGG	CGG Services SAS
CPCN	Comisión del Patrimonio Cultural de la Nación
CSA	CSA Ocean Sciences Inc.
DINABISE	Dirección Nacional de Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos
DINACEA	Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental
DINAMA	Dirección Nacional de Medio Ambiente (actual DINACEA)
DIRME	Dirección de Registral y de Marina Mercante
DGD	Perforación de gradiente dual (DGD por sus siglas en inglés “ <i>Dual Gradient Drilling</i> ”)
DWT	Tonelaje de peso muerto (DWT por sus siglas en inglés “ <i>Deadweight Tonnage</i> ”)
DM	Disposiciones Marítimas
EIA	Estudio Ingeniería Ambiental
EsIA	Estudio de Impacto Ambiental
GALP	GALP Energía, SGPS, S.A.
GPS	Sistema de posicionamiento global (GPS por sus siglas en inglés “ <i>Global Positioning System</i> ”)
ISM	(Código) Internacional de Gestión de la Seguridad (ISM por sus siglas en inglés “ <i>International Safety Management</i> ”).
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP por sus siglas en inglés “ <i>International Association of Oil and Gas Producers</i> ”).
LCM	Material para controlar pérdidas durante la circulación (LCM por sus siglas en inglés “ <i>Lost Circulation Material</i> ”)
LMRP	Paquete del riser inferior (LMRP por sus siglas en inglés “ <i>Lower Marine Riser Package</i> ”)
LWD	Registro durante la perforación (LWD por sus siglas en inglés “ <i>Logging While Drilling</i> ”)
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MERP	Plan de Respuesta a Emergencias Médicas (MERP por sus siglas en inglés “ <i>Medical Emergency Response Plan</i> ”)
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MODU	Unidad Móvil de Perforación (MODU por sus siglas en inglés “ <i>Mobile offshore drilling units</i> ”)

Lista de acrónimos y abreviaturas (continuación)

MOPO	Matriz de Operaciones Permitidas (MOPO por sus siglas en inglés “ <i>Matrix of Permitted Operations</i> ”)
MUX	Sistemas de control múltiple redundante (MUX por sus siglas en inglés “ <i>Multiplex Control Systems</i> ”)
MVOTMA	Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (actual MVOT)
MWD	Medición durante la perforación (MWD por sus siglas en inglés “ <i>Measurement While Drilling</i> ”)
OCS	Plataforma Continental Exterior (OCS por sus siglas en inglés “ <i>Outer Continental Shelf</i> ”)
OMI	Organización Marítima Internacional
OILPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación del mar por hidrocarburos
OPRC	Convenio internacional sobre cooperación, preparación y respuesta contra la contaminación por hidrocarburos (OPRC por sus siglas en inglés “ <i>International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation</i> ”)
OSM	Modelo de derrame de hidrocarburos (OSM por sus siglas en inglés “ <i>Oil Spill Model</i> ”)
OSRP	Plan de respuesta ante derrame de hidrocarburos (OSRP por sus siglas en inglés “ <i>Oil Spill Response Plan</i> ”)
PEC	Programa Exploratorio Comprometido
PGA-O	Plan de Gestión Ambiental de Operación
PGS	Petroleum Geo-Services
P&A	Taponeado y abandono (P&A por sus siglas en inglés “ <i>plug and abandon</i> ”)
PRENA/PNN	Prefectura Naval Nacional
RUT	Registro Único Tributario
ROC	Fluido de perforación sintético adherido (ROC por sus siglas en inglés de “ <i>Residual Oil Cuttings</i> ”)
ROV	Vehículo operado a distancia (ROV por sus siglas en inglés “ <i>Remotely Operated Vehicle</i> ”)
RM	Resolución Ministerial
SBM	Lodo de perforación de base sintética (SBM por sus siglas en inglés “ <i>Sintetic-based Mud</i> ”)
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
SOHMA	Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada
SOLAS	Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar
TdR	Términos de Referencia
TOTAL	TotalEnergies
UICN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
VSP	Perfilado sísmico vertical (VSP por sus siglas en inglés Vertical “ <i>Vertical Seismic Profiling</i> ”)
WBM	Lodo de perforación de base agua (WBM por sus siglas en inglés “ <i>Water-Based Mud</i> ”)
WCD	Caso del peor escenario de derrame (WCD por sus siglas en inglés “ <i>Worst-Case Discharge</i> ”)
YPF	YPF, S.A.
ZEE	Zona Económica Exclusiva

1 Información general del proyecto

1.1 OBJETIVO DEL INFORME

El presente documento, en conjunto con el Estudio de Impacto Ambiental (en adelante EsIA) tienen como objetivo la obtención de la Autorización Ambiental Previa (en adelante AAP) ante el Ministerio de Ambiente, para la campaña de perforación exploratoria en el Bloque OFF-6, según se establece en el artículo 2 del Decreto 349/005 de 21 de septiembre de 2005, y modificativos.

El objetivo del informe es proporcionar una descripción adecuada del proyecto y resumir los aspectos ambientales para identificar, evaluar y proponer medidas de gestión, mitigación o compensación de los posibles impactos asociados a estos.

1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es evaluar el potencial petrolífero y determinar las características de las reservas potenciales de hidrocarburos en el sitio de perforación seleccionado.

1.3 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del proyecto consiste en la perforación de un pozo de exploratorio utilizando para ello un buque de perforación de posicionamiento dinámico de aguas profundas, asistido por embarcaciones de soporte y una base logística terrestre. La campaña tendrá una duración estimada de 110 días, de los cuales 76 días corresponden a la perforación en sí misma, y el resto a las actividades de movilización, implantación y desmovilización.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (en adelante ANCAP) convoca en el marco de un régimen abierto de forma continua la presentación de propuestas a empresas de operaciones petroleras interesadas en realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas costa afuera (*offshore*), bajo la modalidad de contratos de producción compartida.

La existencia de datos sísmicos 3D de áreas de interés, fundamentales para identificar y delinear los prospectos estratigráficos, prospectos carbonáticos y para la caracterización de potenciales rocas generadoras, contribuyendo a reducir el riesgo exploratorio e incrementar la probabilidad de encontrar hidrocarburos en el *offshore* de Uruguay.

El éxito en la identificación de yacimientos de hidrocarburos permitirá a ANCAP aumentar sus reservas energéticas, reduciendo la dependencia del país de importaciones de petróleo y gas, y fortaleciendo la seguridad energética de Uruguay. La exploración y eventual explotación de hidrocarburos en áreas *offshore* podría tener un impacto significativo en la economía de Uruguay, generando nuevas oportunidades de inversión, empleo y desarrollo industrial en la región.

Este proyecto, junto con sus estudios ambientales, ampliará las bases para futuros proyectos de exploración y producción en la región, aumentando el conocimiento y facilitando la toma de decisiones por parte de las autoridades ambientales basadas en datos e información de alta calidad.

1.5 TITULAR DEL PROYECTO

El titular del proyecto es la empresa APA Exploration LDC sucursal Uruguay (en adelante APA), con número de Registro Único Tributario (en adelante RUT): 219587960012, dirección: Plaza Independencia 811, Montevideo. Actuando Caleb Bynum o Cristian Marcaida indistintamente como representantes legales a los efectos del proceso de obtención de los permisos ambientales.

1.6 TÉCNICO RESPONSABLE DEL PROYECTO

El técnico responsable del proyecto es Brett Kennedy, Gerente de Salud y Seguridad Ambiental de la compañía APA Corporation. Celular: +713-296-6000. Correo electrónico: brett.kennedy@apachecorp.com.

1.7 TÉCNICO RESPONSABLE DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y TÉCNICOS INTERVINIENTES

APA ha contratado a CSA Ocean Sciences Inc. (en adelante CSA) en equipo con Estudio Ingeniería Ambiental SRL (en adelante EIA) para llevar a cabo el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental y Social asociado a la campaña de perforación exploratoria en el bloque OFF-6, que incluye la preparación de este informe.

CSA es una empresa de medio ambiente marino registrada en los Estados Unidos con una oficina central en 8502 SW Kansas Avenue Stuart, Florida 34997 y teléfono principal: 772-219-3000. EIA es una consultora ambiental registrada en Uruguay con domicilio en Av. Del Libertador 1532 Esc. 401, Montevideo y teléfono principal: 2903 1191 – 2902 1624.

Como técnico responsable de la evaluación ambiental ante DINACEA actúa en Ing. Civil H/A Carlos De María de EIA, siendo Brian Reilly el técnico responsable de la evaluación ambiental por parte de CSA ante APA. Actúan como colaboradores los equipos técnicos de EIA y CSA.

Cómo técnicos intervinientes en la elaboración de informes especialistas actúan:

- Informe de caracterización del medio biótico: elaborado por equipo consultor integrado por investigadores del sector académico entre los que se encuentran los siguientes especialistas; Lic. PhD Pablo Muniz; Lic. PhD Martin Bessonart; Lic. PhD Ernesto Brugnoli y su equipo técnico.
- Informe de percepción social: elaborado por el equipo consultor Rivero-Quirino, actuando como responsable el Lic. Com. Enrique Rivero.
- Informe de modelación de descargas de perforación: elaborado por la firma de consultoría e ingeniería RPS, perteneciente al grupo Tetra Tech. RPS realiza estudios de modelado para compañías petroleras, organismos privados y gobiernos en todo el mundo.
- Información de modelación de derrames de hidrocarburos (OSM): el informe fue elaborado por la firma consultora Collecte Localisation Satellites Group (en adelante CLS), actuando el Dr. Marcelo Montenegro Cabral (PhD) como responsable técnico del informe.

Tabla 1-2: Características geológicas previstas que probablemente serán atravesadas durante la perforación propuesta del pozo en el área del proyecto.

Horizonte	Profundidad aproximada (m)	Espesor estimado del horizonte (m)	Tipo de roca esperado	Fluido esperado en la roca	Presión esperada del fluido
Cuaternario	2.500	760	Lodos y lutitas Hemipelágicas	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Neógeno	3.260	1.160	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Paleógeno	4.420	1.540	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Cretácico	5.960	1.240	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Inicio de una posible sobrepresión leve
Horizonte Objetivo	7.200	55	Arenisca	Hidrocarburos potenciales (se espera que sean petróleo)	Posible sobrepresión leve
Profundidad total esperada	7.650	N/A	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Posible sobrepresión leve

1.9.2 Área de influencia

El área de influencia comprende la extensión espacial y temporal donde tienen lugar los impactos ambientales potenciales, asociados a la campaña de perforación exploratoria propuesta sobre el medio físico, químico, biológico y socioeconómico. El EsIA evalúa los impactos tanto de campo cercano como de campo lejano sobre el medio receptor, en todas las fases del proyecto, considerando sus posibles efectos sobre los recursos biológicos marinos (por ejemplo, plancton, peces, tortugas y mamíferos marinos, entre otros). También se evalúan los impactos potenciales del proyecto sobre actividades socioeconómicas como la pesca comercial, el transporte marítimo y otras actividades offshore, por ejemplo, las prospecciones sísmicas.

El Área de Operación (AO) queda definida como la ubicación del buque de perforación (tomada como el punto de modelación) y la zona de exclusión de 500 m alrededor de la embarcación. El Área de Influencia (AI) se define a partir de la localización del pozo modelada y un radio de 2.278 m alrededor de dicha ubicación (**Figura 1-4**). Esta distancia corresponde al mayor radio de afectación de los impactos evaluados, y está dado por el desplazamiento temporal del umbral auditivo (TTS, por sus siglas en inglés) debido al sonido submarino sobre los mamíferos marinos y, por lo tanto, se determinó como el límite de la AI. Cabe destacar que en esta área queda comprendida la extensión máxima de que se ve impactada por las descargas de perforación, la cual es de 770 m.

Se llevó a cabo una modelación de descargas de perforación con el fin de evaluar el impacto potencial sobre el medio receptor y el grado de dispersión de dichas descargas sobre el medio marino, el mismo se presenta en el **Anexo B** del EsIA.

También se realizó una modelación de derrames de hidrocarburos para evaluar el impacto potencial de un derrame subsuperficial de hidrocarburos sobre el medio receptor y determinar la probabilidad de que el hidrocarburo alcance la línea de costa (**Anexo C** del EsIA). Este estudio modeló dos escenarios: un derrame ocurrido durante la Temporada 1 (septiembre a febrero) y la Temporada 2 (marzo a agosto).

En el área de influencia existen diversos recursos marinos, costeros y terrestres (socioeconómicos) que podrían verse afectados por actividades rutinarias y contingentes. En el **Capítulo 2** del EsIA, que corresponde a la caracterización del medio receptor, se presenta una descripción de estos recursos, acompañado de mapas, tablas y diagramas. Se utilizó la bibliografía disponible para la elaboración de la caracterización del medio físico, químico, biológico y socioeconómico del área de estudio. Esto incluyó la elaboración de un informe especialista de medio biótico para la revisión, compilación y procesamiento de la información de campo existente en la zona, el cual se presenta en el **Anexo A** del EsIA.

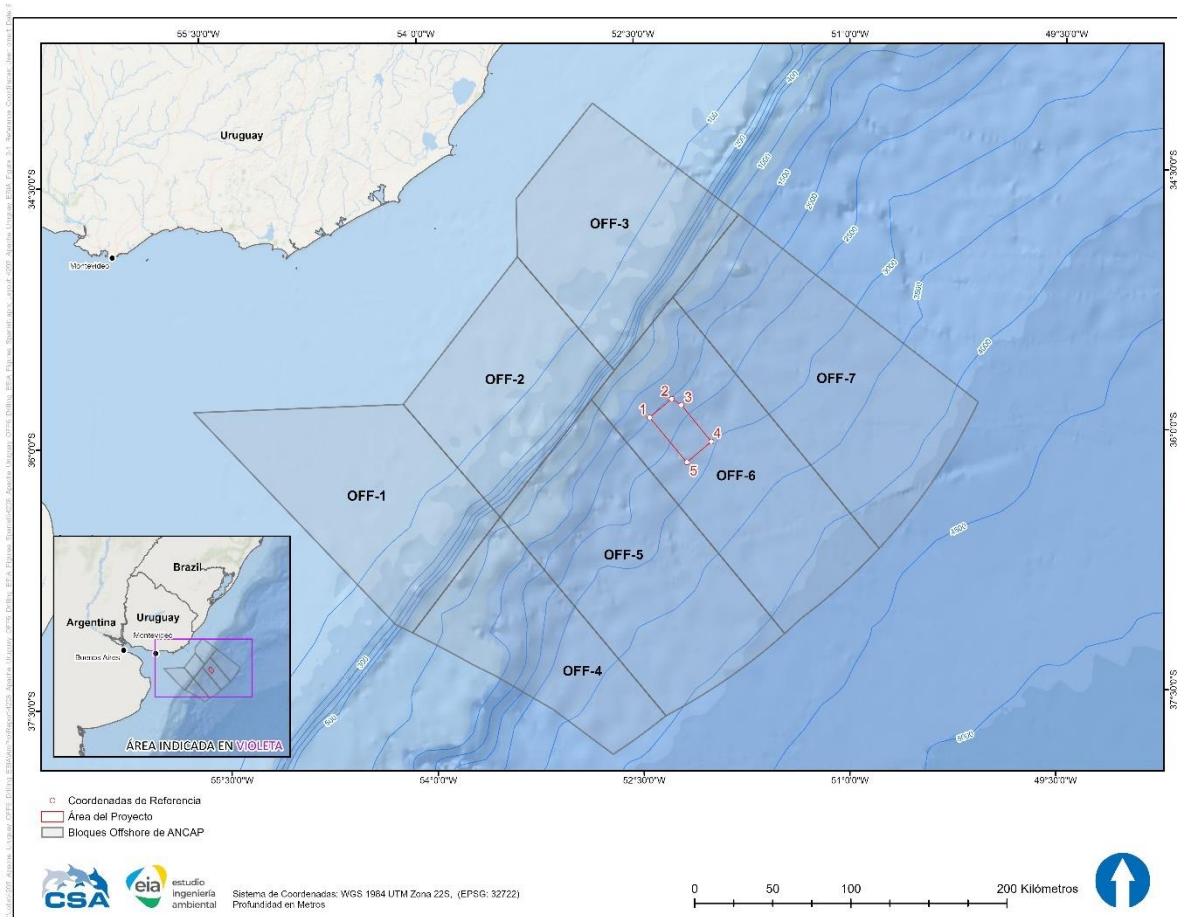


Figura 1-3: Área del proyecto y coordenadas de referencia dentro del Bloque OFF-6.

El área del proyecto, que incluye la ubicación potencial del pozo, se localiza a aproximadamente 2.900 m de profundidad de agua y evaluará objetivos del Cretácico. Se considera que los objetivos del pozo se depositaron dentro de un corredor de deposición de arenas de larga evolución, como un sistema de canales y diques de turbiditas en aguas profundas, el cual ha podido atrapar hidrocarburos mediante lutitas sellantes no porosas suprayacentes. Las características geológicas esperadas de la ubicación potencial del pozo dentro del área del proyecto se presentan a continuación en la **Figura 1-2**.

La información disponible de pozos cercanos confirma que no existe sobrepresión desde el fondo marino hasta los estratos del Paleógeno. No existen mediciones directas que confirmen la presión de formación por debajo del Paleógeno; sin embargo, los análisis de predicción de presión de formación, utilizando velocidades sísmicas y tecnologías de modelado de cuencas, realizados tanto internamente como por expertos externos reconocidos, indican de manera contundente que no se generó una “sobrepresión alta o significativa” en la cuenca. No obstante, APA adoptará todas las precauciones y actividades de monitoreo posibles durante la perforación para confirmar esta expectativa.

Tabla 1-2: Características geológicas previstas que probablemente serán atravesadas durante la perforación propuesta del pozo en el área del proyecto.

Horizonte	Profundidad aproximada (m)	Espesor estimado del horizonte (m)	Tipo de roca esperado	Fluido esperado en la roca	Presión esperada del fluido
Cuaternario	2.500	760	Lodos y lutitas Hemipelágicas	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Neógeno	3.260	1.160	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Paleógeno	4.420	1.540	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Presión 'normal' o hidrostática
Cretácico	5.960	1.240	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Inicio de una posible sobrepresión leve
Horizonte Objetivo	7.200	55	Arenisca	Hidrocarburos potenciales (se espera que sean petróleo)	Posible sobrepresión leve
Profundidad total esperada	7.650	N/A	Arcilla (con posibles capas delgadas de arenisca, limolita y piedra caliza)	Agua	Posible sobrepresión leve

1.9.2 Área de influencia

El área de influencia comprende la extensión espacial y temporal donde tienen lugar los impactos ambientales potenciales, asociados a la campaña de perforación exploratoria propuesta sobre el medio físico, químico, biológico y socioeconómico. El EsIA evalúa los impactos tanto de campo cercano como de campo lejano sobre el medio receptor, en todas las fases del proyecto, considerando sus posibles efectos sobre los recursos biológicos marinos (por ejemplo, plancton, peces, tortugas y mamíferos marinos, entre otros). También se evalúan los impactos potenciales del proyecto sobre actividades socioeconómicas como la pesca comercial, el transporte marítimo y otras actividades offshore, por ejemplo, las prospecciones sísmicas.

El Área de Operación (AO) queda definida como la ubicación del buque de perforación (tomada como el punto de modelación) y la zona de exclusión de 500 m alrededor de la embarcación. El Área de Influencia (AI) se define a partir de la localización del pozo modelada y un radio de 2.278 m alrededor de dicha ubicación (**Figura 1-4**). Esta distancia corresponde al mayor radio de afectación de los impactos evaluados, y está dado por el desplazamiento temporal del umbral auditivo (TTS, por sus siglas en inglés) debido al sonido submarino sobre los mamíferos marinos y, por lo tanto, se determinó como el límite de la AI. Cabe destacar que en esta área queda comprendida la extensión máxima de que se ve impactada por las descargas de perforación, la cual es de 770 m.

Se llevó a cabo una modelación de descargas de perforación con el fin de evaluar el impacto potencial sobre el medio receptor y el grado de dispersión de dichas descargas sobre el medio marino, el mismo se presenta en el **Anexo B** del EsIA.

También se realizó una modelación de derrames de hidrocarburos para evaluar el impacto potencial de un derrame subsuperficial de hidrocarburos sobre el medio receptor y determinar la probabilidad de que el hidrocarburo alcance la línea de costa (**Anexo C** del EsIA). Este estudio modeló dos escenarios: un derrame ocurrido durante la Temporada 1 (septiembre a febrero) y la Temporada 2 (marzo a agosto).

En el área de influencia existen diversos recursos marinos, costeros y terrestres (socioeconómicos) que podrían verse afectados por actividades rutinarias y contingentes. En el **Capítulo 2** del EsIA, que corresponde a la caracterización del medio receptor, se presenta una descripción de estos recursos, acompañado de mapas, tablas y diagramas. Se utilizó la bibliografía disponible para la elaboración de la caracterización del medio físico, químico, biológico y socioeconómico del área de estudio. Esto incluyó la elaboración de un informe especialista de medio biótico para la revisión, compilación y procesamiento de la información de campo existente en la zona, el cual se presenta en el **Anexo A** del EsIA.

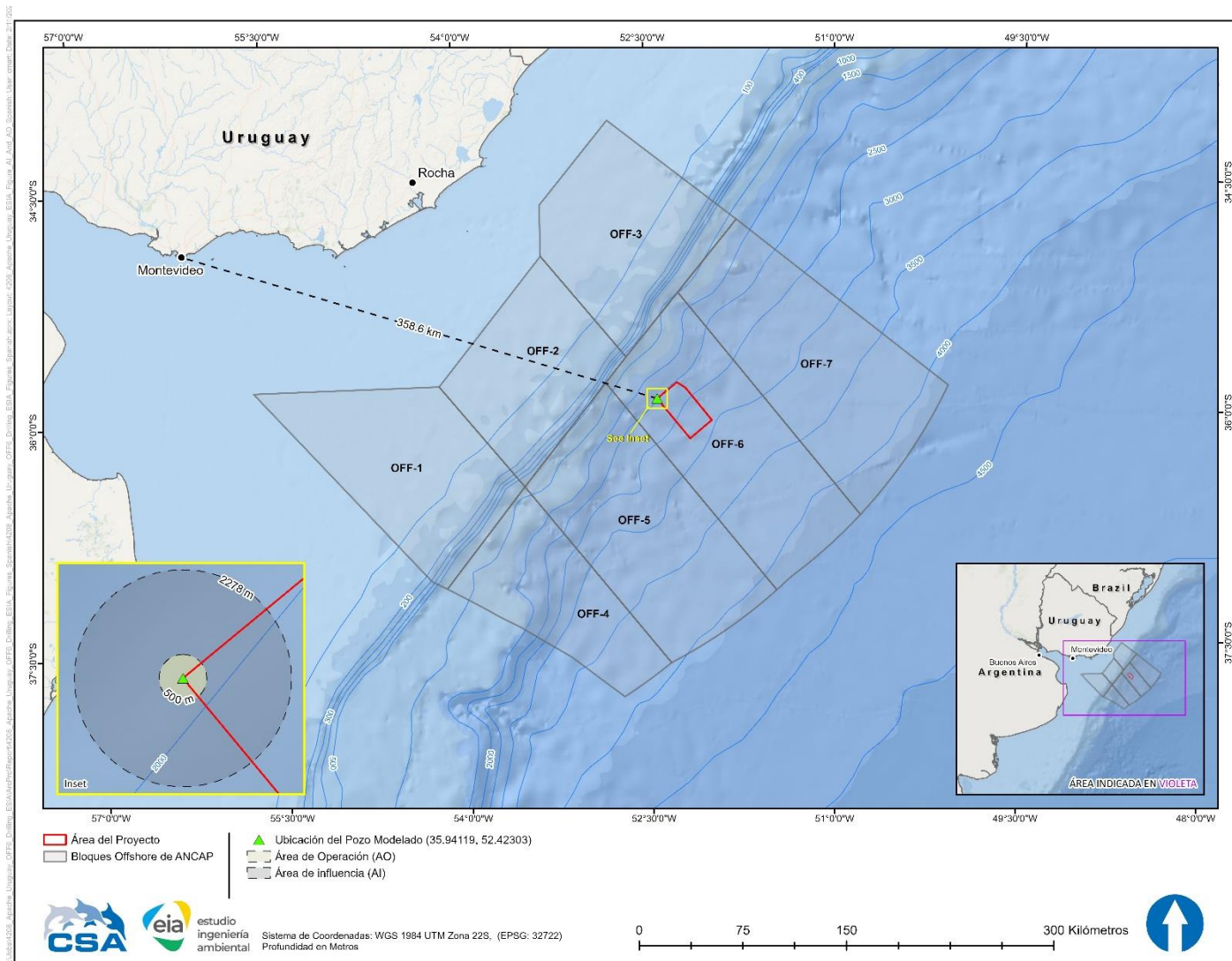


Figura 1-4: Ubicación del pozo modelada, Área de Operación (AO) y Área de Influencia (AI).

2 Marco Legal y de Referencia

2.1 MARCO LEGAL AMBIENTAL

2.1.1 General

1. Constitución de la República

El artículo 47 establece que la protección del medio ambiente es de interés general, estableciendo que las personas deben abstenerse de cualquier acto que cause el deterioro, destrucción o contaminación grave al medio ambiente.

2. Ley 17.283 de Protección del Medio Ambiente

El artículo 1 de la Ley de protección del medio ambiente, de 28 de noviembre de 2000, declara de interés general la protección del medio ambiente y la gestión adecuada de las sustancias tóxicas o peligrosas, y la conservación de la biodiversidad.

Establece los principios de política ambiental y los instrumentos de gestión ambiental e indica las competencias de las autoridades en las materias ambientales. Esta ley establece además algunos principios básicos para el control de la contaminación a través de la limitación de las emisiones de sustancias que puedan afectar a la calidad del aire, la capa de ozono o al cambio climático, así como también de sustancias químicas y de residuos.

3. Ley 16.466 de Evaluación de Impacto Ambiental, Decreto 349/005 reglamentario y Modificaciones

La Ley 16.466 de 19 de enero de 1994 estableció la obligatoriedad en Uruguay de realizar la Evaluación de Impacto Ambiental como procedimiento para la aceptación de una serie de actividades, construcciones u obras. Las Evaluaciones de Impacto Ambiental deben desarrollarse a través de un procedimiento y una aprobación por parte del Ministerio de Ambiente, donde se define si el proyecto es o no es ambientalmente viable.

El Decreto 349/05 reglamentario de los artículos 6 y 7 de la Ley 16.466, establece que esta aprobación toma la forma del otorgamiento de la AAP, que debe ser gestionada para todos los emprendimientos que se encuentran definidos en su artículo 2.

4. Ley 18.610 de Política Nacional de Aguas

La Ley 18.610 de 2 de octubre de 2009, establece los principios rectores de la Política Nacional de Aguas, dando cumplimiento al inciso seguido del artículo 47 de la Constitución de la República. La Política Nacional de Aguas comprende la gestión de los recursos hídricos, y de los servicios y usos vinculados al agua.

Esta ley establece que toda persona deberá abstenerse de provocar impactos ambientales negativos o nocivos en los recursos hídricos, adoptando las medidas de prevención y precaución necesarias. Se promoverá un uso eficiente del agua, así como la sustentabilidad ambiental de dicho uso, estableciéndose sanciones de carácter pecuniario y otras medidas complementarias a modo de incentivo.

5. Decreto-Ley 14.859 Código de Aguas y Decreto Reglamentario 226/025

El Código de Aguas, del 18 de diciembre de 1978, establece las normas básicas para la regulación, administración y control del uso de los recursos hídricos, incluyendo algunos principios básicos para el control de la contaminación hídrica a través de la limitación de los vertidos.

El Decreto 226/025 reglamentario de los artículos 144, 145, 146, 147 y 148 del Decreto-Ley 14.859, establece los estándares de calidad de agua ambiente y de vertidos.

6. Ley 19.829 de Gestión Integral de Residuos

El objetivo de la Ley 19.829 del 18 de setiembre de 2019 es la prevención y reducción de los impactos negativos asociados a la generación y la gestión de los residuos sólidos en todas las etapas, y el reconocimiento de la factibilidad de generar valor y empleo de buena calidad a partir de estos. Aplica a varios tipos de residuos, incluyendo aquellos derivados de las actividades industriales, comerciales, administrativas o de servicios.

7. Ley 17.220 de Desechos Peligrosos

En su artículo 1 prohíbe la introducción, en cualquier forma o bajo cualquier régimen, en las zonas sometidas a jurisdicción nacional, de cualquier tipo de desechos o residuos peligrosos, y define el régimen de sanciones ante eventuales incumplimientos.

8. Ley 17.852 sobre Prevención, Vigilancia y Corrección de la Contaminación Acústica

Promulgada el 10 de diciembre de 2004, esta Ley tiene por objeto la prevención, vigilancia y corrección de los eventos de contaminación acústica, con el fin de asegurar la debida protección de la población, otros seres vivos y el ambiente contra la exposición al ruido.

9. Ley 17.234 y Decreto 52/005 Sistema Nacional de Áreas Protegidas

Promulgada el 2 de febrero de 2000, esta ley declara de interés general la creación y gestión de un Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SNAP), como instrumento de aplicación de las políticas y planes nacionales de protección ambiental.

El Decreto 52/005, reglamentario de la Ley 17.234, establece objetivos de manejo según cada categoría de área protegida, y define el proceso administrativo para presentar una propuesta de área protegida y que sea incluida en el Sistema Nacional.

10. Ley 14.040 Creación de la Comisión Nacional de Patrimonio Histórico, Artístico y Cultural

Promulgada el 20 de octubre de 1972, la Ley 14.040 creó la Comisión Nacional de Patrimonio Histórico, Artístico y Cultural (CPCN). Esta Ley y sus Decretos Reglamentarios (536/972 y 273/997) establecen la normativa para la salvaguarda del patrimonio arqueológico.

11. Decreto 182/013 Reglamento de Residuos Sólidos Industriales y Residuos Asimilados

Este decreto reglamenta el artículo 21 de la Ley 17.283 debido a la necesidad de establecer una reglamentación para la gestión de los residuos sólidos industriales y asimilados. En el numeral 13 de su artículo 4 quedan comprendidos los residuos sólidos generados por las actividades portuarias.

12. Decreto 135/021 Reglamento de Calidad del Aire

El Decreto 135/021 del 4 de mayo de 2021 reglamenta el artículo 17 (calidad de aire) de la Ley 17.283. Este decreto tiene como objetivo la protección del ambiente a través de la prevención de la contaminación del aire. En él se establece los objetivos de calidad de aire y los valores máximos de emisión para fuentes fijas y móviles.

13. Resolución Ministerial 1152/2022, Ministerio del Ambiente

Esta RM del Ministerio del Ambiente, de fecha 12 de diciembre de 2022, aprueba la estrategia para la conservación de la diversidad biológica en el espacio marino de la República, propuesta por la Dirección Nacional de Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos (en adelante DINABISE).

El artículo 2 de esta resolución establece como sitios de particular relevancia para su conservación (**Figura 2-1**), que deben ser objeto de especial consideración en el marco del régimen de evaluación de impacto y autorizaciones ambientales, los siguientes:

- a) Banco Inglés.
- b) Isla e islote de Lobos y entorno sumergido.
- c) Restingas de Pez Limón.
- d) Pozo de Fango.
- e) Zona de moluscos.
- f) Área de cría permanente de merluza.
- g) Margen continental y talud, incluyendo cabeceras de cañones submarinos y montículos de corales.

Se propone la inclusión de los sitios "b", "f" y "g" como áreas marinas protegidas al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (en adelante SNAP). El sitio "b" ya ha sido incorporado al SNAP, mientras que el "g" está en proceso.

14. Decreto Nº 233/024, Área natural protegida "Isla e islote de lobos y su entorno sumergido"

Mediante este Decreto del 22 de agosto de 2024 se incorpora la Isla e Islote de lobos y su entorno sumergido al SNAP.

Entre otras prohibiciones se establece la prohibición de emisión o producción de niveles de ruido que afecten el paisaje sonoro natural y el uso del espacio aéreo, con fines recreativos o comerciales a una altura inferior a 500 m de la superficie del área.

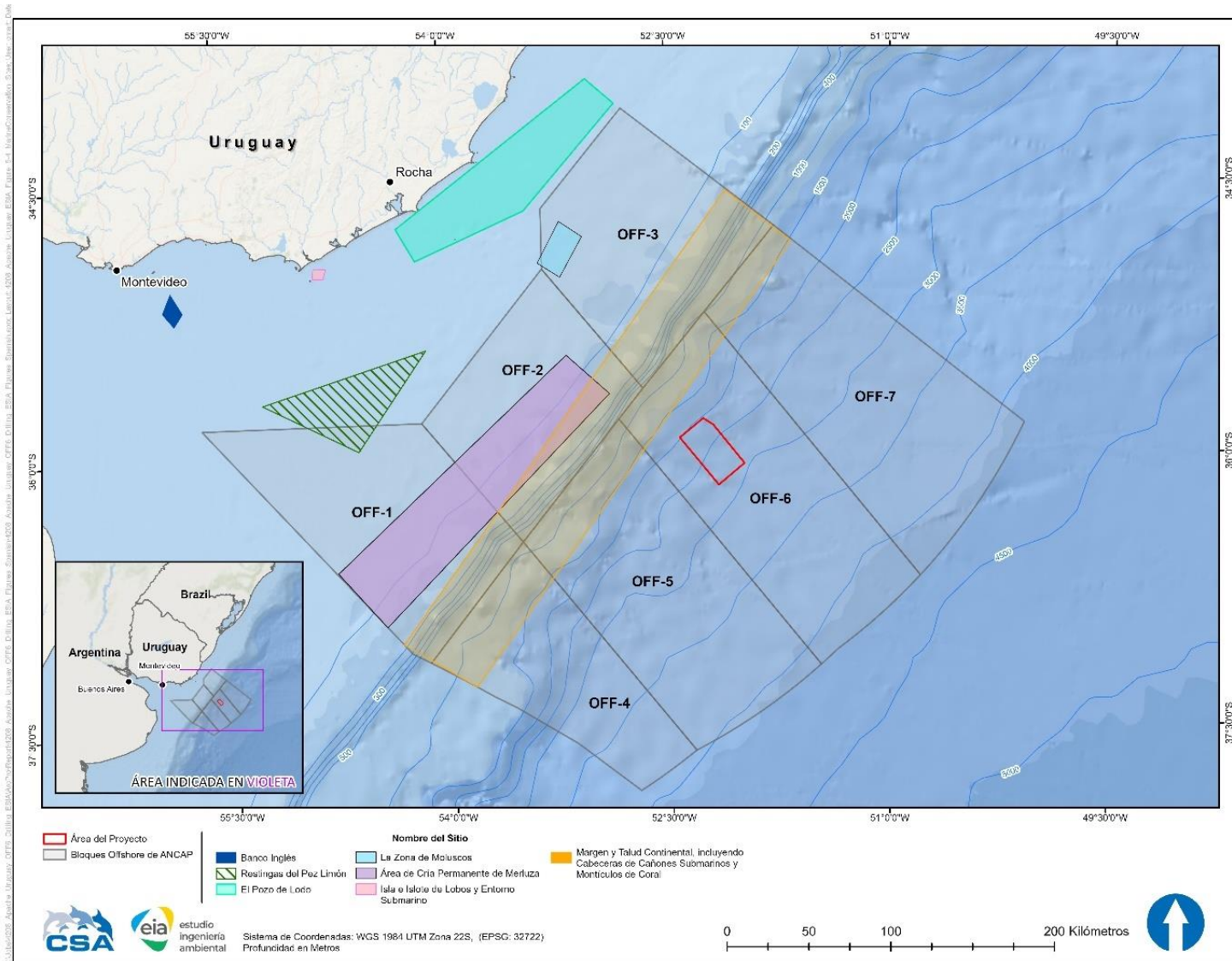


Figura 2-1: Sitios de particular relevancia para su conservación. Fuente: Modificado de RM 1152/2022.

2.1.2 Mamíferos Marinos

1. Ley 19.128 Declaratoria del Mar Territorial y la Zona Económica de la República como “Santuario de Ballenas y Delfines”

Promulgado el 13 de septiembre de 2013, en su artículo 1 declara al mar territorial y a la ZEE uruguaya un “Santuario de Ballenas y Delfines”, con el alcance que establece su artículo 2.

El artículo 2 prohíbe la persecución, caza, pesca, captura, transporte y desembarque de ballenas y delfines vivos (excepto en casos de interés científico y sanitario), así como la retención, agresión o molestia intencional que tenga como resultado la muerte de cualquier especie de ballena o delfín.

El artículo 3 encomienda al Poder Ejecutivo la promoción de la protección y conservación de las ballenas y delfines en forma compatible con las actividades de interés del país.

Si bien esta la Ley será considerada dentro del Plan de Gestión Ambiental de las operaciones del contratista y los subcontratistas, se destaca que la actividad de exploración de hidrocarburos como está definida no implica ninguna de las actividades o acciones consideradas en el artículo 2 (incluso la molestia intencional hacia las ballenas y delfines que conduzca a la muerte), y que es una actividad declarada de interés nacional por el Decreto 261/024 (sección 2.2.1). De acuerdo con lo cual, no se identifica una incompatibilidad entre esta norma y la actividad propuesta.

2. Ley 16.211 de Empresas Públicas

El artículo 23 de la Ley Nº 16.211, del 9 de octubre de 1991, (redacción dada por el artículo 212 de la Ley Nº 16.320), establece que el Instituto Nacional de Pesca tendrá a su cargo la conservación y preservación de los lobos, ballenas, delfines y demás mamíferos marinos y tendrá en esta materia los más amplios poderes de policía en todas las costas o islas del país y en las zonas de derecho exclusivo de pesca.

3. El Decreto 238/998 impide la caza ilegal de pinnípedos y cetáceos

Este decreto prohíbe todo acto de retención, agresión o molestia que conduzca a la muerte intencional de todas las especies de pinnípedos (focas, lobos y leones marinos) y de cetáceos (delfines, marsopas y ballenas), así como cualquier otra forma de cambio, destrucción, daño o contaminación de aquellas zonas que fueron sus áreas naturales de reproducción, de cría o asentamiento.

4. Decreto 261/002 Prohibición de perturbación en zona costera durante el período de concentración reproductiva de ballenas

Este decreto regula las actividades relacionadas con la observación y acercamiento a los ejemplares de diferentes especies de ballenas por parte de individuos, especialmente en la zona costera de los departamentos de Rocha y Maldonado.

2.1.3 Protección del mar

1. Leyes 16.688 y 19.012 Régimen de Prevención y Vigilancia en Aguas de Jurisdicción Nacional

Esta Ley establece un régimen de prevención y vigilancia ante la posible contaminación de las aguas de jurisdicción nacional u otros elementos de ese medio, surgida por agentes contaminantes provenientes de buques, aeronaves y dispositivos navales.

En su artículo 2 prohíbe a los buques, aeronaves y artefactos navales la descarga de hidrocarburos y sus mezclas fuera del régimen que autorice la reglamentación y, en general, incurrir en cualquier acción u omisión capaz de contaminar las aguas de jurisdicción nacional.

La Ley 19.012 del 23 de noviembre de 2012, modifica el Régimen de Prevención y Vigilancia en Aguas de Jurisdicción Nacional dando una nueva redacción a sus Artículos: 3, 4, 5, 6, 8 inciso 4º, 10, 12, 13, 15, 19 inciso 2º, 21 literal A).

2. Ley 13.833 Riqueza del Mar

La Ley de Pesca o Riqueza del Mar, del 23 de diciembre de 1969, establece en su artículo 12 la prohibición de verter en las aguas toda sustancia que en cualquier forma haga nociva su utilización o destruya su flora o fauna. La ley prohíbe específicamente la descarga de hidrocarburos, desperdicios radiactivos, residuos industriales y anilinas.

3. Ley 16.226

El artículo 67 de esta ley establece el monto máximo de las multas por infracciones marítimas, fluviales y portuarias, incluidos los derrames de hidrocarburos.

4. Ley 17.590 Protocolo sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra sucesos de contaminación por sustancias nocivas y potencialmente peligrosas

La Ley 17.590 aprueba el Protocolo de Cooperación, Preparación y Lucha contra sucesos de contaminación por sustancias nocivas y potencialmente peligrosas. En su artículo 4 determina que los aspectos técnicos vinculados a la contaminación marina y su protección serán reglamentados a través de las Disposiciones Marítimas (en adelante DM) de la de la Prefectura Naval Nacional (en adelante PRENA o PNN). El Protocolo insta a exigir a las empresas encargadas de instalaciones marítimas dispongan de planes de emergencia o medios similares para casos de contaminación marina en conformidad con los procedimientos que determine la Autoridad Nacional competente.

5. Decreto 711/971 Reglamento de la Ley de Riqueza del Mar (13.833)

El Decreto 711/971 y modificativos (Decreto 149/997) reglamenta diversos aspectos de la pesca y caza acuática, de empresas pesqueras, buques, pescadores, autorizaciones, permisos de pesca comercial y científica, controles sanitarios, declaraciones de veda, registro de pesca, prohibiciones, obligaciones y sanciones.

6. Decreto 436/980 Reglamento para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos y Otras Sustancias por la Operación de Buques

El Decreto Nº 436/980 del 19 de julio de 1980, aprueba el reglamento para prevenir la contaminación del mar por hidrocarburos y otras sustancias debido a las operaciones de los buques, de conformidad con las disposiciones del Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación por Hidrocarburos (convenio MARPOL) de la Organización Marítima Internacional (en adelante OMI). La jurisdicción de este reglamento comprende a los puertos, aguas jurisdiccionales de la República Oriental del Uruguay, incluyendo la ZEE.

Esta norma es aplicable a las operaciones de buques que incluyen: carga, descarga y abastecimiento de combustible cuando están amarrados en un muelle o una terminal mar adentro; la transferencia de hidrocarburos de un buque cisterna a otro, inclusive el caso de alijo de los transportadores de crudo de gran tamaño; descarga de hidrocarburos ocasionadas por los métodos utilizados para la limpieza

de los tanques y por las operaciones de deslastrado; descarga de residuos de hidrocarburos y de aguas oleosas procedentes de las sentinas.

7. Decreto 256/992 y modificativos

Aprueba el Reglamento de Organización y Funciones de la Prefectura Naval Nacional. En él se establece la misión de PRENA/NNP, incluido el desarrollo de la política de preservación del medio ambiente acuático, especialmente en la lucha contra la contaminación.

2.1.4 Convenios internacionales suscritos y ratificados

1. Convención para la protección de la fauna y de las bellezas escénicas naturales de los países de América

La Ley 13.776, promulgada el 17 de octubre de 1969, se adhiere al Convenio para la protección de la fauna y de las bellezas escénicas naturales de los países de América, depositado en la unión de Panamericana y suscrito el 20 de noviembre de 1940.

2. Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres

La Ley 16.062 del 6 de octubre de 1989, aprueba la adhesión a la Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres, firmada el 23 de junio de 1979 en Bonn, República Federal de Alemania.

3. Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación

La Ley 16.221, promulgada el 15 de octubre de 1991, aprueba el Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación.

En este Convenio se reconoce que cada Estado tiene derecho a prohibir la entrada o eliminación de desechos peligrosos y otros desechos ajenos a su territorio y que, en la medida en que sea compatible con un manejo ambientalmente racional y eficiente, los desechos peligrosos y otros desechos deben eliminarse en el Estado en que se hayan generado.

En su artículo 4 el convenio establece que los desechos derivados de las operaciones normales de los buques, cuya descarga esté regulada por otro instrumento internacional, quedarán excluidos del ámbito de aplicación del presente convenio.

4. Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB) y Decreto 487/993

La Ley 16.408, promulgada el 27 de agosto de 1993, aprueba el Convenio sobre la Diversidad Biológica, suscrito el 9 de junio de 1992, en ocasión de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, celebrada en Río de Janeiro (República Federativa del Brasil).

El Decreto 487/993 designa al entonces Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MVTOMA)/ Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) como autoridad competente y punto de contacto para la implementación y aplicación del Convenio sobre la Diversidad Biológica.

5. Acuerdo Marco sobre el Medio Ambiente del MERCOSUR

La Ley 17.712, promulgada el 27 de noviembre de 2003, aprueba el Acuerdo Marco sobre el Medio Ambiente del Mercado Común del Sur (MERCOSUR). El Acuerdo Ambiental del MERCOSUR es un

compromiso de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay para cooperar en la protección del medio ambiente, el uso sostenible de los recursos y la integración de consideraciones ambientales en la toma de decisiones, con el objetivo de lograr estándares ambientales más altos y una mejor calidad de vida.

6. Convención Interamericana para la Protección y Conservación de las Tortugas Marinas

La Ley 18.129, promulgada el 22 de mayo de 2007, aprueba la Convención Interamericana para la Protección y Conservación de las Tortugas Marinas.

7. Convenios relativos a la protección del mar

- **Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos (OILPOL):** La Ley 13.924, promulgada el 7 de diciembre de 1970, aprueba el Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación del Mar por Hidrocarburos (OILPOL), adoptado en 1954 y modificado en Londres el 13 de abril de 1962, por la Conferencia Internacional convocada al efecto.
- **Convenio y Protocolo sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y Otras Materias:** Es uno de los primeros convenios mundiales dedicados a proteger el medio marino de las actividades humanas y ha estado en vigor desde 1975. Con el fin de modernizar el Convenio y, eventualmente, sustituirlo, en 1996 se adoptó el Protocolo de Londres, que prohíbe todo vertido, con excepción de los desechos que pueden ser aceptables en la llamada "lista de descargas permitidas". El Protocolo entró en vigor el 24 de marzo de 2006 y fue adherido por Uruguay a través de la Ley 19.101, promulgada el 21 de junio de 2013.
- **Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques:** El Decreto-Ley 14.885, promulgado el 25 de abril de 1979, aprueba la adhesión al Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques, 73/78 (MARPOL). La Ley 15.955 ratifica el Protocolo de 1978 del Convenio MARPOL y aprueba las enmiendas relacionadas con el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques.
- **Acuerdo de Cooperación para Prevenir y Luchar Contra Incidentes de Contaminación del Medio Acuático Producidos por Hidrocarburos y Sustancias Perjudiciales:** La Ley 16.272, promulgada el 26 de junio de 1992, aprueba el Convenio de Cooperación entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina para prevenir y luchar contra incidentes de contaminación del medio acuático producidos por hidrocarburos y sustancias perjudiciales, suscrito en la ciudad de Buenos Aires, el 16 de septiembre de 1987.
- **Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos (OPRC 90):** La Ley 16.521, promulgada el 25 de julio de 1994, aprueba la adhesión al Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos (OPRC 90), adoptado en Londres el 30 de noviembre de 1990.
- **Convenio Internacional de Cooperación:** La Ley 16.817, promulgada el 11 de abril de 1994, aprueba el acuerdo sobre cooperación en materia ambiental entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, en un esfuerzo por fomentar la cooperación entre las partes para la protección y conservación del medio ambiente.
- **Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por Daños Causados por Contaminación de las Aguas de Mar por Hidrocarburos:** Mediante la Ley N° 16.820, Uruguay adhiere al Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por Daños Causados por Contaminación

de las Aguas de Mar por Hidrocarburos (Bruselas, 1969), en la enmienda de 1976 y 1992, y simultáneamente se adhiere al Convenio Internacional por el que se establece el Fondo Internacional de Indemnización de Hidrocarburos. Su artículo 4 prevé el pago por daños causados por contaminación y las medidas preventivas adoptadas, dondequiera que se tomen, para evitar o reducir al mínimo los daños.

- **Protocolo sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra Sucesos de Contaminación por Sustancias Nocivas y Potencialmente Peligrosas:** La Ley 17.590 aprueba el Protocolo sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra Sucesos de Contaminación por Sustancias Nocivas y Potencialmente Peligrosas. El artículo 4 determina que los aspectos técnicos relacionados con la contaminación marina y su prevención serán reglamentados a través de Disposiciones Marítimas (en adelante DM) de la PRENA/PNN. El Protocolo insta a exigir a las empresas encargadas de instalaciones marítimas a que dispongan de planes de emergencia o de medios similares para casos de contaminación marina, de conformidad con los procedimientos que determine la Autoridad Nacional competente.

2.2 MARCO LEGAL SUSTANTIVO

2.2.1 Hidrocarburos

1. Decreto-Ley 14.181 Minería – Hidrocarburos y Decreto Reglamentario 366/974

Promulgado el 29 de marzo de 1972, este decreto establece que ANCAP será el órgano competente para ejecutar todas las actividades y negocios y operaciones de la industria de hidrocarburos. Esta competencia comprende las actividades, negocios, operaciones y contrataciones, en todas sus modalidades, que esta entidad considere necesario realizar, en el extranjero, para el cumplimiento de sus cometidos.

El Decreto 366/974 del 9 de mayo de 1974, establece normas para la exploración de hidrocarburos y sustancias concomitantes, ubicadas en el territorio nacional, mar territorial, su lecho y subsuelo y la plataforma continental.

2. Decreto-Ley 15.242 Código de Minería, Decreto Reglamentario 110/982 y modificativos

El Decreto-Ley promulgado el 8 de enero de 1982 aprueba el Código de Minería, el cual, en su artículo 71, establece que ANCAP es el organismo competente para realizar la actividad minera correspondiente a la Clase I, referida en el artículo 7, tratándose de yacimientos de combustibles fósiles que incluyen petróleo, gas natural, hulla, lignito, turba, rocas pirobituminosas y arenas petrolíferas.

El artículo 72 establece que ANCAP podrá realizar una, varias o todas las fases de la actividad minera, mediante la contratación de terceros, en nombre de la entidad estatal, contratando a tales efectos a personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado, u organismos internacionales. La contratación puede adoptar cualquiera de las formas utilizables en la materia, incluso la que pone el riesgo a cargo del contratista. Sin embargo, en su artículo 73 establece que las bases de contratación deberán ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, el que también deberá aprobar el contrato a suscribirse como condición de su validez.

3. Decreto 111/019 Régimen para la Selección de Empresas Operadoras de Petróleo para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay (Ronda Uruguay Abierta)

El artículo 2 aprueba el régimen de presentación de ofertas para la adjudicación de contratos y para la selección de empresas de operaciones petroleras para la exploración y explotación de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay, Ronda Abierta Uruguay, incluyéndose las bases de la contratación y los modelos de contrato.

4. Decreto 261/024 Declaración de interés nacional de las actividades de exploración de hidrocarburos en áreas costa afuera de la República Oriental del Uruguay.

Promulgado el 30 de setiembre de 2024, con vigencia desde el 1 de enero de 2024, establece los beneficios fiscales que se otorgan a contratistas y subcontratistas para el desarrollo de las actividades de exploración de hidrocarburos comprendidas en los contratos celebrados con ANCAP, en el marco de la Ronda Uruguay Abierta (Decreto 111/019).

5. Resolución 232/023 y actualización por Resolución 274/023 del Poder Ejecutivo y del Ministerio de Industria, Energía y Minería

Mediante Resolución 232/023 del 15 de agosto de 2023, actualizada en la Resolución 274/023 del 29 de setiembre de 2023, se aprueba el contrato presentado por ANCAP para la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas *offshore* de Uruguay. Esto autoriza la suscripción del contrato entre ANCAP y APA para el Bloque OFF-6. El contrato comprometido entre ambas partes corresponde a la evaluación geológica del petróleo, la evaluación de recursos prospectivos, el licenciamiento de información y la perforación de un pozo exploratorio, de acuerdo a como se indica en el PEC.

2.2.2 Marítimo – Nacional

1. Ley 17.121 Armada Nacional – Servicio de Salvamento

Establece que es competencia de la Armada, a través de la PRENA/PNN, la coordinación y el control de la actividad de asistencia y salvamento de embarcaciones, artefactos navales o bienes deficientes en peligro o siniestrados en aguas de jurisdicción o soberanía nacional.

2. Ley 14.106 Presupuesto Nacional

El artículo 84 (dado por la redacción del artículo 92 de la Ley 14.106) establece que la coordinación y centralización de todos los planes, estudios, información e investigaciones que se realicen en relación con la Oceanografía, Hidrografía y Meteorología Marina se realizará a través del Comando General de la Armada.

Asimismo, establece que la Armada Nacional, a través del servicio competente, determinará cuáles publicaciones cartográficas y náuticas, nacionales o extranjeras, serán consideradas válidas para la navegación marítima en las aguas bajo jurisdicción de la República y puedan ser exigidas por los organismos de contralor correspondientes.

3. Decreto 490/988 Reglamento de Ayudas a la Navegación

El Decreto 490/988 aprueba el Reglamento de Ayudas a la Navegación, el cual dispone que el Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada (en adelante SOHMA) establecerá las políticas aplicables a las Ayudas a la Navegación.

4. Decreto 100/991 Reglamento de Uso de Espacios Acuáticos, Costeros y Portuarios

Aprueba el reglamento para el uso del espacio acuáticos, costeros y portuarios. En su artículo 118 faculta a la PRENA/PNN a aplicar multas por incumplimiento de las Disposiciones de la Dirección Registral y de Marina Mercante (en adelante DIRME).

En la **Tabla 2-1** se listan las Disposiciones Marítimas (en adelante DM) reglamentarias:

Tabla 2-1: Disposiciones marítimas (DM).

Norma	Contenido
DM 008, 1997	Dicta normas tendientes a la custodia y salvaguarda de los derechos y recursos de aguas jurisdiccionales, prohibiendo el vertido de sustancias nocivas en las aguas. Establece áreas para la descarga de residuos peligrosos. Se prohíbe, en general, el vertimiento de lastre o cualquier otro acto susceptible de tener efectos contaminantes en las aguas del Mar Territorial Uruguayo, con las excepciones previstas en el mismo.
DM 009, 1997	Puesta en conocimiento de las zonas de alijo y complemento de carga, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 28, inciso "h" del artículo 66 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo.
DM 018, 1984	Aprueba el Reglamento para la Prevención de Accidentes en el Mar.
DM 019, 1984	Pone en vigencia libros y certificados que se establecen en la DM para la prevención de la contaminación por los buques.
DM 028, 1986	Adopta el código de seguridad para naves de sustentación dinámica aprobado por la Resolución A.373 (X).
DM 039, 1988	Procedimientos para la detección de fuentes de contaminación en el medio marino.
DM 052, 1997	Informar a la PRENA/PNN por parte de los responsables de buques cuando ingresen en aguas nacionales en condiciones inseguras debido a deficiencias del buque.
DM 066, 1997	Establece pautas básicas de procedimientos de emergencia.
80 marcos alemanes, 2000	Disposición de residuos.
DM 85, 2002	Servicio de control y vigilancia de mercancías peligrosas.
DM 86, 2002	Prevención de la contaminación del medio marino.
DM 109, 2006	Directrices para el control y la gestión del agua de lastre de los buques.
DM 111, 2007	Prevención de la contaminación del medio marino.
DM 118, 2008	Adopta el Código de investigación de siniestros y sucesos marítimos adoptado por la asamblea de la OMI. Resolución N° A849 (20) y Resolución N° A884 (21).
DM 129, 2010	Criterios para la aplicación del Capítulo XI-2 del Acuerdo SOLAS 74, en su forma enmendada, y del Código para la Protección de los Buques e Instalaciones Portuarias (PBIP).
DM 134, 2011	Requisitos para brindar apoyo a las operaciones de transbordo de hidrocarburos en la ZEE uruguaya.
DM 136, 2012	Control de operaciones de Alije y/o complemento de carga. Dispone que todas las operaciones de entrega recepción y alije de hidrocarburos, GLP, GNL, así como sustancias peligrosas en aguas de jurisdicción nacional y en ZEE, deben ser supervisadas por la PRENA. Se excluyen operaciones de suministro de combustible a muro o de suministro bunker.
DM 142, 2012	Normas de seguridad para buques de apoyo o suministro en alta mar y buques especiales (PSV y SPS).
DM 149, 2014	Normas complementarias para la prevención de la contaminación en el medio marino.
DM 151, 2014	Pone en vigencia normas de Seguridad Operacional y de la Protección del Medio Ambiente, por directrices del Código IGS para buques y embarcaciones que realicen operaciones marítimas portuarias o costa afuera. La compañía fletadora o arrendaría deberá elaborar procedimientos e instrucciones de acuerdo al código IGS que involucren todas las operaciones del buque o embarcación. DIRME es quien aprueba los planes, realiza auditorias y otorga certificados de cumplimiento con una validez de 2 años. La misma DM establece las sanciones en caso de incumplimiento.
DM 155, 2015	Prohibición de pesca y fondeo en zonas de cables submarinos.

Norma	Contenido
DM 157, 2015	Normas complementarias para la prevención de la contaminación del medio marino.
DM 158, 2015	Normas para la habilitación y registro de empresas prestadoras de servicios para la prevención y el control de derrames de hidrocarburos y/o Sustancias Nocivas y Potencialmente Peligrosas (SNPP).
DM 167, 2017	Zonas de maniobra para el transbordo de hidrocarburos de buque a buque.
DM 170, 2018	Reglas enmendadas para prevenir la contaminación por las basuras provenientes de los buques que naveguen en aguas de jurisdicción nacional.
DM 173, 2021	Regulación de las operaciones STS en el Río Uruguay y el Río de la Plata. Habilitación, registro y actividad de empresas prestadoras de servicios de transbordo de hidrocarburos.

2.2.3 Marítimo – Convenios Internacionales suscritos y ratificados

1. Convención Constitutiva de la Organización Consultiva Marítima Intergubernamental

El Decreto-Ley 14.780 aprueba la adhesión a la Convención Constitutiva de la Organización Consultiva Marítima Intergubernamental, suscrita en Ginebra el 6 de marzo de 1948, y las enmiendas a los artículos 10, 16, 17, 18, 20, 28, 31 y 32, adoptadas durante el quinto período de sesiones extraordinarias de la Asamblea de la Organización en Londres, del 16 al 18 de octubre de 1974.

2. Convenio Internacional y Protocolo para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar

El Decreto-Ley 14.879 aprueba la adhesión al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar, firmado en Londres el 1º de noviembre de 1974, y al Protocolo, suscrito en Londres el 17 de febrero de 1978, relativo al mismos.

La Ley 17.504 promulgada el 18 de junio de 2002 aprueba el Protocolo de 1988, relativo al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS), 1974.

3. Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho al Mar

La Ley 16.287, promulgada el 29 de julio de 1992, aprueba la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, suscrita el 10 de diciembre de 1982, en Montego Bay (Jamaica). En su artículo 113 establece las facultades del Estado para proteger los cables del riesgo de rotura.

4. Protocolo de Buenos Aires sobre Jurisdicción Internacional

La Ley 17.721, promulgada el 24 de diciembre de 2003, aprueba el Protocolo de Buenos Aires sobre la Jurisdicción Internacional en Materia Contractual (aprobado en Buenos Aires, el 6 de abril de 1994).

2.2.4 Pesca y navegación

1. Ley 19.175 de Conservación, Investigación y Desarrollo Sostenible de los Recursos Hidrobiológicos y Ecosistemas, y Decreto 115/018

El artículo 1 declara de interés general la conservación, la investigación, el desarrollo sostenible y el aprovechamiento responsable de los recursos hidrobiológicos y de los ecosistemas que los contienen. Reconociendo a la pesca y la acuicultura como actividades que fortalecen la soberanía territorial y alimentaria de la nación.

El artículo 2 establece el objetivo de establecer un régimen legal de la pesca y la acuicultura con el fin de asegurar la conservación, el manejo, el desarrollo sostenible y el aprovechamiento responsable de los recursos hidrobiológicos y de los ecosistemas que los contienen.

El Decreto 115/018 reglamenta la Ley 19.175 con el objeto de especificar su aplicación y compatibilizarla con el desarrollo y la orientación de la política pesquera actual.

2.3 MARCO LEGAL LOCATIVO

1. Ley 17.033 Bienes del Estado – Recursos Naturales

Promulgada el 20 de noviembre de 1988, se refiere al Mar Territorial, a la ZEE uruguaya y la Plataforma Continental.

El artículo 4 define la extensión de la ZEE uruguaya, desde el límite exterior del mar territorial hasta una distancia de 200 millas marinas desde la línea de base establecida en el artículo 14 de la misma ley para medir el ancho del mar territorial. De acuerdo con el artículo 14, la línea de base se define en los Anexos I y II de esta ley.

El artículo 5 define que la República tiene derechos de soberanía en la ZEE uruguaya para los fines de exploración, explotación, conservación y administración de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos, de las aguas subyacentes al lecho, del lecho y subsuelo del mar, y con respecto a otras actividades con miras a la exploración y explotación económicas de la zona, tales como la producción de energía derivada del agua, las corrientes y los vientos.

2. Decreto-Ley 14.145 Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo

Promulgado el 25 de enero de 1974, aprueba el Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo, entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina. El artículo 49 del tratado obliga a las partes a prevenir la contaminación de las aguas.

El artículo 78 prohíbe el vertido de lastre y, en general, todo acto capaz de tener efectos contaminantes en la zona comprendida entre las siguientes líneas imaginarias:

- a) desde Punta del Este (República Oriental del Uruguay) hasta
- b) un punto de latitud 36°14' Sur, longitud 53°32' Oeste; de aquí hasta
- c) un punto de latitud 37°32' Sur, longitud 55°23' Oeste; de aquí hasta
- d) Punta Rasa del Cabo San Antonio (República Argentina) y finalmente, desde este punto hasta el inicial en Punta del Este.

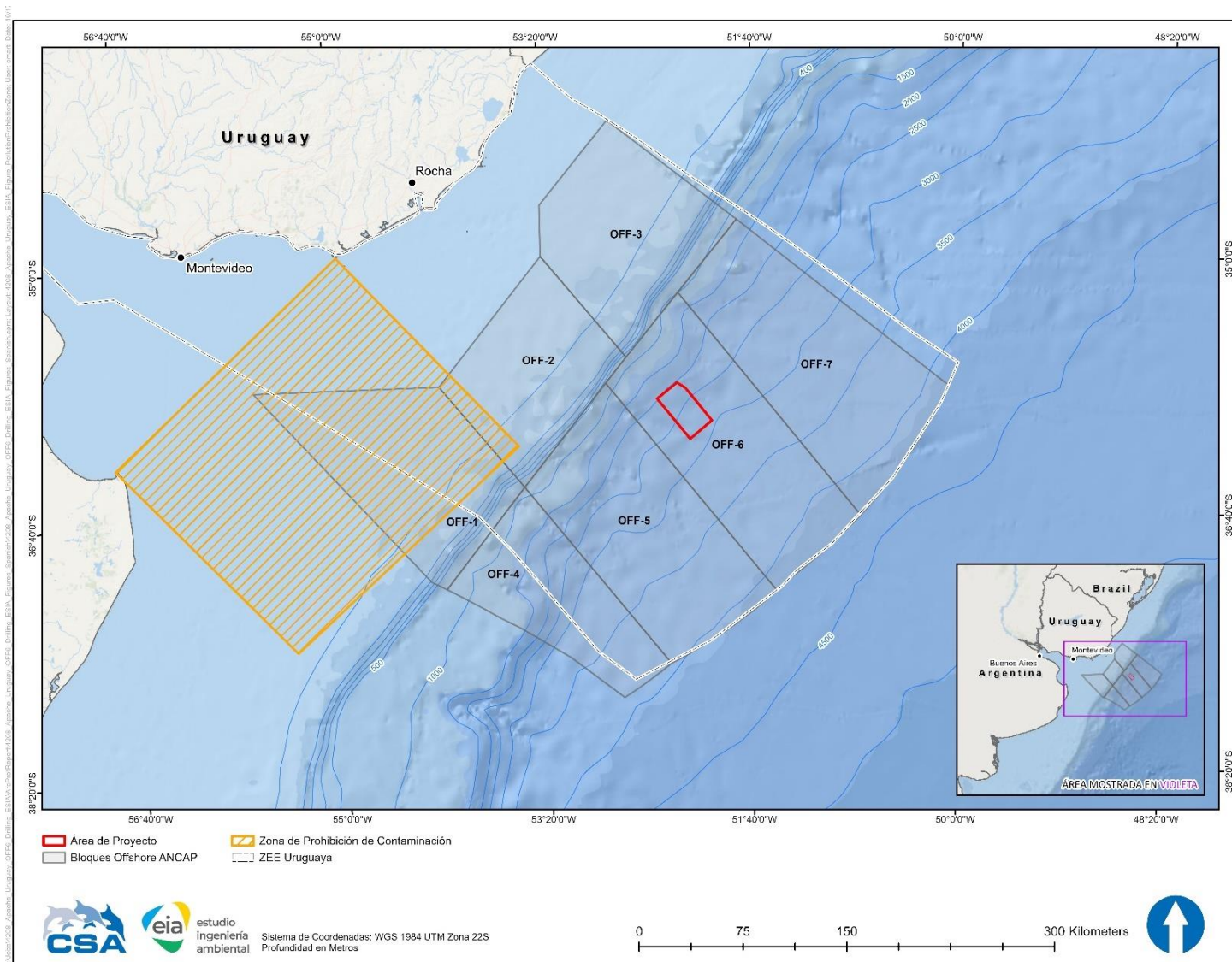


Figura 2-2: Zona de prohibición de acciones contaminantes.

3 Contexto de la exploración de hidrocarburos en Uruguay

3.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN SÍSMICA

Desde la década del 70, ANCAP ha realizado exploraciones con el objetivo de determinar la existencia de hidrocarburos en el territorio nacional a través de prospección sísmica y pozos exploratorios. Estas exploraciones se intensificaron a partir de 2002, comenzando posteriormente con los procesos de promoción para la exploración y prospección de hidrocarburos en las cuencas *offshore* de Uruguay, a través de los eventos de la Ronda Uruguay 2009, la Ronda Uruguay II 2011, la Ronda Uruguay III 2017 y actualmente a través de la Ronda Uruguay Abierta 2019.

La primera campaña de prospección sísmica contratada por ANCAP se llevó a cabo a principios de los años 70: un levantamiento de 5.267 km realizado por la empresa CGG, proveedora de estudios sísmicos. En los años 2007 y 2008, ANCAP y la empresa noruega Wavefield-Inseis (posteriormente adquirida por CGG Veritas) realizaron un levantamiento sísmico regional 2D de aproximadamente 7.000 km, complementado con otro de 2.800 km en la cuenca de Punta del Este.

Con la información obtenida, ANCAP definió bloques de licencias *offshore* para licitar, con el propósito de adjudicar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos. A partir de la Ronda Uruguay I en 2009, se otorgaron los derechos de exploración de dos de los bloques definidos a un consorcio formado por las empresas YPF, Petrobras y GALP Energía. La duración del contrato fue de 8 años, con compromisos incrementales para las actividades de exploración y explotación. Las empresas realizaron aproximadamente 2.000 km² de sísmica 3D para definir la ubicación de posibles prospectos. En la Ronda Uruguay II 2011 ocho bloques fueron adjudicados de a las empresas BP, BG, TOTAL y Tullow Oil. En 2017, ANCAP lanzó la Ronda Uruguay III, ofreciendo 17 áreas *offshore* de la ZEE uruguaya que no tenían contratos vigentes. No se recibieron ofertas y la empresa declaró desierta la licitación.

Entre los años 2012 y 2017, se realizaron estudios de sísmica 3D en múltiples campañas detalladas en la **Tabla 3-1**, con una superficie prospectada de 40.215 km² según se presenta en la **Figura 3-1**. Se destaca que del bloque *offshore* OFF-6 se prospectaron 1.075 km² en la campaña “BG12_3D BG Group”, 2.934 km² en la campaña “UR12_3D ANCAP-PGS” y 7.128 km² a través de la campaña “TO12_3D TOTAL”, resultando en un área de prospección equivalente aproximadamente a un 65 % del área total de los bloques. El área del presente proyecto se encuentra comprendida en la campaña denominada “TO12_3D TOTAL”.

Tabla 3-1: Campañas de prospección sísmica realizadas entre 2012 y 2017. Fuente: elaboración propia a partir de información proporcionada por ANCAP e información disponible en el sitio web¹.

Campaña	Buque	Características de adquisición	Año
YF13_3D YPF	WesternGeco (M/V <i>Geco Triton</i>)	2.082 km ²	2014
BG12_3D BG Group	Polarcus M/V <i>Polarcus Amani</i>	13.306 km ²	2013/2014
TO12_3D TOTAL	Economía occidental R/V <i>WG Tasman</i>	7.145 km ²	2013/2014
UR12_3D ANCAP-PGS	PGS M/V <i>Ramform Vanguard</i>)	15.600 km ²	2013/2014
TU17_3D Tullow Oil	Polarcus M/V <i>Polarcus Alima</i>	2.533 km ²	2017

¹ <https://www.ancap.com.uy>.

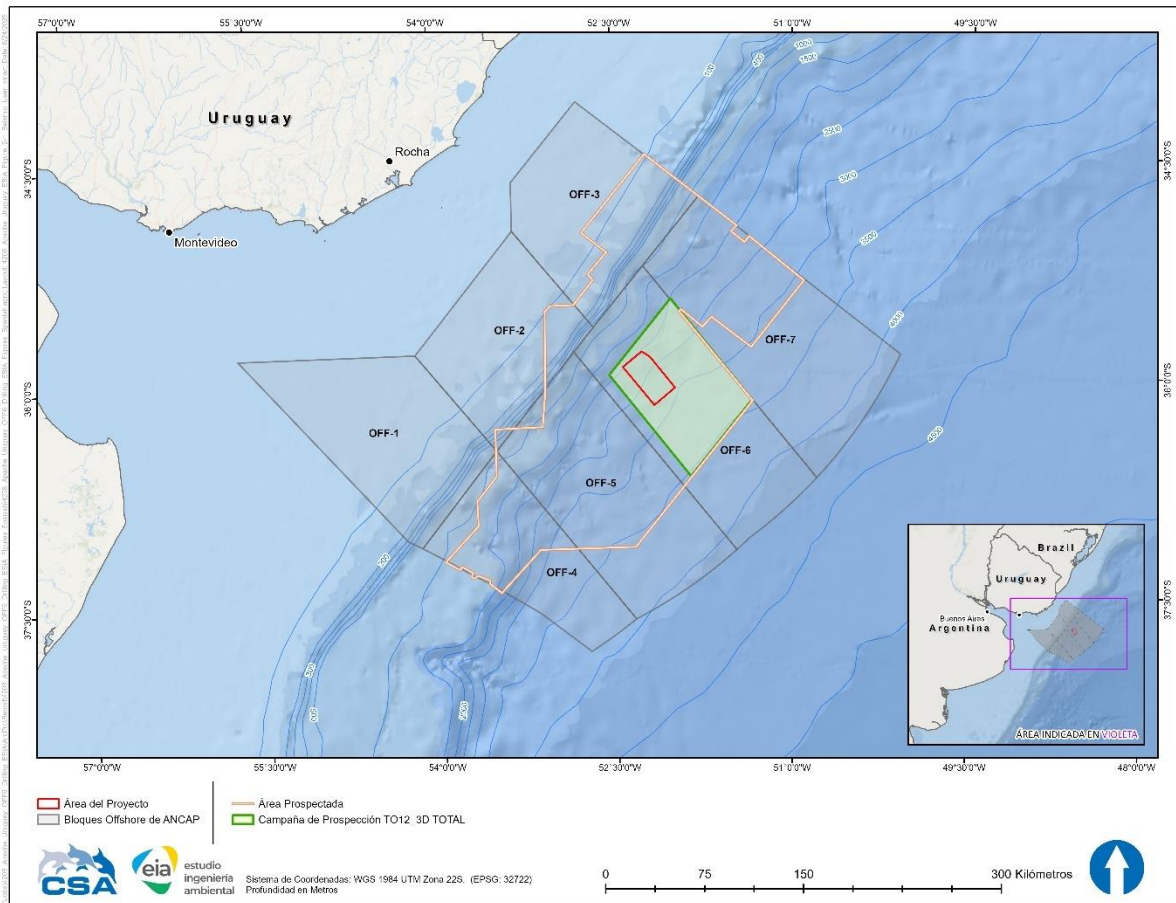


Figura 3-1: Área total de prospección sísmica de 2012 a 2017. Fuente: elaboración propia a partir de datos SIG tomados del sitio web de ANCAP.

3.2 ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA

Los antecedentes de exploración de hidrocarburos mediante pozos exploratorios en el territorio nacional remontan al año 1976 en el cual las empresas Esso y Chevron realizaron la perforación de dos pozos en la Cuenca de Punta del Este.

Más recientemente, a través de la adjudicación de bloques en la Ronda Uruguay II (2011), se realizó la perforación de un pozo en aguas profundas, que fue ejecutado por las empresas TOTAL, ExxonMobil y Statoil (TOTAL como operador del bloque). Dicho pozo fue realizado en el área correspondiente al definido anteriormente como bloque 14 que se encuentra comprendido en el área del actual Bloque OFF – 6. En su momento, la perforación del pozo constituyó un hito tecnológico por ser realizado en una zona con profundidad de 3.404 m de columna de agua. Aunque no se encontraron acumulaciones de hidrocarburos, el pozo permitió caracterizar un cuerpo de arenisca de alta porosidad de aproximadamente 135 m de espesor neto ubicado a más de 2.200 m bajo el lecho marino.

3.3 RONDA ABIERTA DE URUGUAY (2019)

El modelo actual de contratos de exploración-explotación es el aprobado en la Ronda Abierta Uruguay (Decreto 111/019), siendo el mismo que los “Contratos de Producción Compartida” ampliamente utilizados en la industria.

Los bloques *offshore* son adjudicados en su totalidad por ANCAP a diferentes empresas para la exploración de hidrocarburos, como se detalla a continuación:

- Bloque OFF-1: adjudicado a Challenger Energy Group (en adelante CEG), para la evaluación y modelación geológica y de recursos prospectivos del área, licenciamiento de la información y reprocesamiento de la información sísmica 2D existente. En 2024, CEG cede el 60 % del contrato en favor de Chevron Mexico Finance LLC – Sucursal Uruguay (en adelante Chevron), tomando Chevron el rol de operador de este bloque.
- Bloque OFF-2: adjudicado a BG International Limited (una empresa del grupo Shell, en adelante BG) para la evaluación de la geología del petróleo y los recursos prospectivos, la inversión y el modelado 3D gravimétrico y magnetométrico, y el licenciamiento de la información.
- Bloque OFF-3: adjudicado a CEG en 2024 para la evaluación de la geología del petróleo y los recursos prospectivos, y la concesión de licencias, reprocesamiento e interpretación de datos sísmicos 2D.
- Bloque OFF-4: adjudicado al consorcio formado por APA y BG, para la evaluación de la geología del petróleo y los recursos prospectivos; la inversión y modelado 3D gravimétrico y magnetométrico; el relevamiento sísmico 3D, procesamiento e interpretación de un área mínima de 2.500 km², y el licenciamiento de la información.
- Bloque OFF-5: adjudicado a la empresa YPF para la evaluación de la geología del petróleo y recursos prospectivos, la inversión y el modelado gravimétrico y magnetométrico 3D y el licenciamiento de información.
- Bloque OFF-6: adjudicado a APA para la evaluación de la geología de los recursos petroleros y prospectivos, la inversión y el modelado 3D gravimétrico y magnetométrico, el licenciamiento de información y la perforación de un pozo exploratorio.
- Bloque OFF-7: adjudicado a BG para la evaluación de la geología del petróleo y los recursos prospectivos; la inversión y el modelado 3D gravimétrico y magnetométrico y el licenciamiento de la información.

4 Aspectos generales de la perforación exploratoria

La perforación exploratoria es una fase de un proyecto de perforación, diseñada para evaluar el potencial de yacimientos minerales, y suele seguir a la adquisición de datos sísmicos.

Las unidades móviles de perforación *offshore* (en adelante MODU; por sus siglas en inglés) son tipos de embarcaciones o plataformas que se utilizan para la exploración y el aprovechamiento de recursos del subsuelo marino. Hay varias opciones de MODU para la realización de pozos de petróleo y gas en entornos como el del Bloque OFF-6, como puede ser un buque de perforación de posicionamiento dinámico (en adelante PD) o una plataforma de perforación semisumergible con PD. Estas embarcaciones son unidades marinas autopropulsadas de perforación, capaces de operar en aguas muy profundas. Se impulsan a sí mismos y dependen de los sistemas de PD para mantener el buque en su lugar durante la perforación. El sistema de PD se basa en propulsores controlados por una computadora a bordo, que monitorea constantemente los vientos y el oleaje para ajustar la potencia y dirección de los propulsores, de forma de compensar los movimientos de la embarcación (Rigzone, 2025). También se puede utilizar una plataforma semisumergible de perforación fondeada, se trata de embarcaciones flotantes sostenidas por grandes estructuras similares a pontones, que se sumergen bajo la superficie del mar. Estas unidades parcialmente sumergidas se mantienen en posición mediante 6 a 12 anclas dispuestas radialmente alrededor de la plataforma de perforación, con cabos que pueden alcanzar distancias de 3 km o más.

Como se detalla en la **Sección 5.3.1**, para la campaña de perforación exploratoria del Bloque OFF-6 se utilizará un buque de perforación de PD.

Una vez que la unidad móvil de perforación *offshore* está en el sitio, se despliega un vehículo operado a distancia (en adelante ROV; por sus siglas en inglés) para evaluar las condiciones del fondo marino antes de la perforación.

El proceso de perforación de un pozo consiste en perforar un tramo de pozo abierto -sección de pozo sin revestimiento- con un trépano (*drill bit*), incorporar una sección corta de tubería de pared gruesa (*drill collars*) que aporta peso y rigidez, y una tubería de pared más delgada (*drill pipe*) que se extiende hasta la superficie. La tubería de perforación permite la rotación de la barrena y actúa como conducto para el fluido de perforación (lodo), especialmente formulado para mantener el control de presión sobre la formación, lubricar el trépano y transportar los recortes (fragmentos de roca) fuera del pozo. Estos recortes pueden descargarse en el lecho marino o retornarse a la unidad de perforación para su tratamiento y disposición final. El tipo de disposición final depende del tipo de fluido que se esté usando según el grado de avance de la perforación.

Después de perforar una cierta sección del pozo, se recubre con una tubería de acero (*casing*) que se cementa en el lugar para estabilizar y aislar el pozo de las formaciones geológicas circundantes, evitando que el pozo colapse. La siguiente sección del pozo se perfora a través de esta sección de revestimiento ya instalada. El principal medio de control de la presión de la formación es la columna de fluido de perforación o lodo, cuya presión hidrostática contrarresta la presión de la formación.

Al perforar la sección superior del pozo, el lodo de perforación y los recortes de perforación asociados se descargan directamente desde el pozo al lecho marino, ya que aún no se encontrará instalado el *casing* ni el *riser* que permiten el retorno de los materiales al buque de perforación. Para la sección superior se utiliza agua de mar y un sistema de lodo a base de agua (WBM; por sus siglas en inglés) correspondiente a los tramos de pozo de 36 y 22 pulgadas.

A partir del diámetro de perforación de 22", se utilizará un fluido de perforación no acuoso (SBM; por sus siglas en inglés) para perforar los tramos inferiores del pozo, en lugar de lodo en base acuosa usado

en las secciones previas. Previo a este cambio, se instalará el conductor, el *casing* de superficie, el BOP y el *riser*, lo que permitirá el retorno de los materiales a la unidad de perforación. Durante la perforación de los tramos siguientes, en caso de que se pierda el control primario de presión, se activará la barrera secundaria (el BOP), que sellará el pozo al nivel del lecho marino, evitando la liberación accidental de hidrocarburos.

En las **Secciones 5.2 y 5.5** se encuentra una descripción detallada de las prácticas estándar de la industria para la perforación de pozos exploratorios.

5 Descripción del proyecto

5.1 Ubicación del proyecto y duración

Como ya se indicó en la **Sección 1.9**, la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas se prevé dentro de una zona de interés de 764 km² en el Bloque OFF-6, según se presenta en la **Figura 1-3**. Las coordenadas de los vértices del área de ubicación del pozo se listan en la **Tabla 1-1** de la **Sección 1.9**. Se prevé una duración estimada para la campaña de perforación exploratoria de 110 días, de los cuales 76 días corresponden con la actividad de perforación, y el resto a las actividades de movilización, implantación y desmovilización. El cronograma de las actividades de perforación de detalla en la **Tabla 5-1**.

Tabla 5-1: Cronograma estimado de perforación en el Bloque OFF-6.

Operación: perforación del pozo	Días ¹
Colocación de la tubería de revestimiento de 36"	1
Perforación del orificio de 32"	2
Colocación y cementación de la tubería de revestimiento de 28"	3
Perforación del orificio de 26"	3
Colocación y cementación de la tubería de revestimiento de 22"	4
Instalación y prueba de presión de equipo de prevención de surgencia (BOP)	8
Perforación del orificio de 22"	6
Colocación y cementación de la tubería de revestimiento de 17-7/8"	4
Perforación del orificio de 16-1/2"	12
Colocación y cementación de tubería de revestimiento de 14"	7
Perforación del orificio de 12-1/4"	8
Ejecución de registros de cableado necesario	8
Taponeado y abandono (procedimiento conocido como P&A por las siglas en inglés de <i>Plug and Abandon</i>)	10
Total de días	76

¹ El cronograma se basa en el progreso teórico del pozo; la duración real puede variar.

5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

5.2.1 Proceso de perforación y diseño del pozo

5.2.1.1 Evaluación de riesgo subsuperficial del sitio de perforación

Se llevará a cabo una evaluación de riesgos subsuperficiales antes del inicio de las operaciones de perforación para evaluar los posibles peligros de perforación poco profunda, la cual incluirá el análisis de datos sísmicos 3D previamente colectados en el área. Los peligros potenciales de la subsuperficie del fondo incluyen una topografía accidentada o empinada del fondo marino, gas a poca profundidad, presencia de hidratos de gas, flujo de agua poco profundo, fallas, inestabilidad del fondo marino y otros peligros potenciales geológicos. Los resultados de esta evaluación serán considerados durante la selección de la ubicación definitiva para la perforación.

5.2.1.2 Actividades previas a la operación

Se movilizará un buque de perforación a aguas uruguayas y se transferirán los materiales de los buques de apoyo al buque perforador. Después de la transferencia de suministros, el buque de perforación se posicionará en la ubicación potencial del pozo dentro del Bloque OFF-6 ,y se desplegará un vehículo operado a distancia (ROV) para realizar una evaluación del fondo marino de forma previa a la perforación.

Dado que se trata de un buque de perforación con posicionamiento dinámico, no se requerirá anclaje durante la fase de implantación o perforación. La posición del buque de perforación se determinará utilizando el sistema de posicionamiento global (GPS). Una vez establecida la posición, se desplegarán en el lecho marino cuatro o más balizas, que forman parte de un conjunto de transpondedores, dispuestas en un patrón predeterminado y a una distancia del pozo adecuada para la profundidad del agua (por ejemplo, un radio de 200 m alrededor del cabezal) (**Figura 5-1**). En el extremo del conjunto de transpondedores, se deposita un peso muerto (*clump weight*) sobre el fondo marino para mantener las balizas en posición (**Figura 5-1**). Los pesos muertos constituyen la única parte del conjunto de transpondedores que entra en contacto con el fondo marino y tienen aproximadamente 15 cm x 15 cm. La posición absoluta se recibe de manera continua desde el GPS Diferencial (DGPS) del buque, y el transceptor acústico del buque consulta regularmente a los transpondedores del fondo marino para determinar la posición relativa. La computadora de posicionamiento de la plataforma procesa estas entradas y ajusta la potencia y el ángulo de los propulsores (*thrusters*) para mantener la posición del buque de perforación.

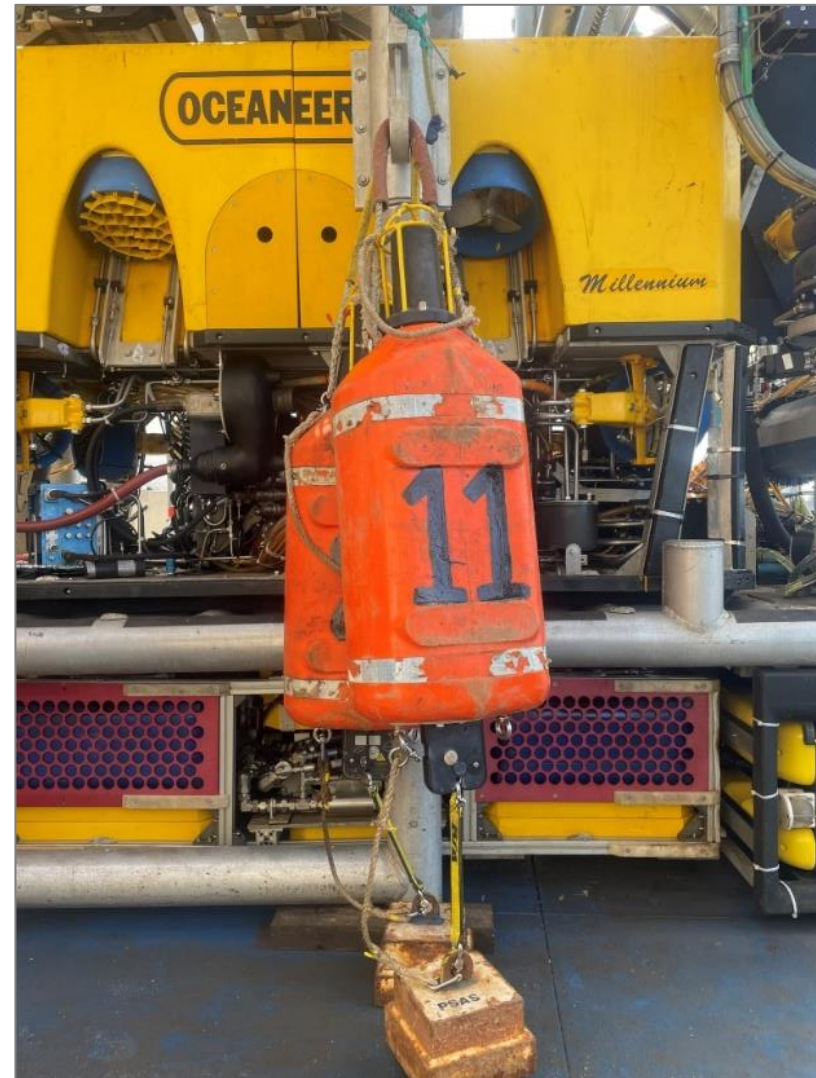
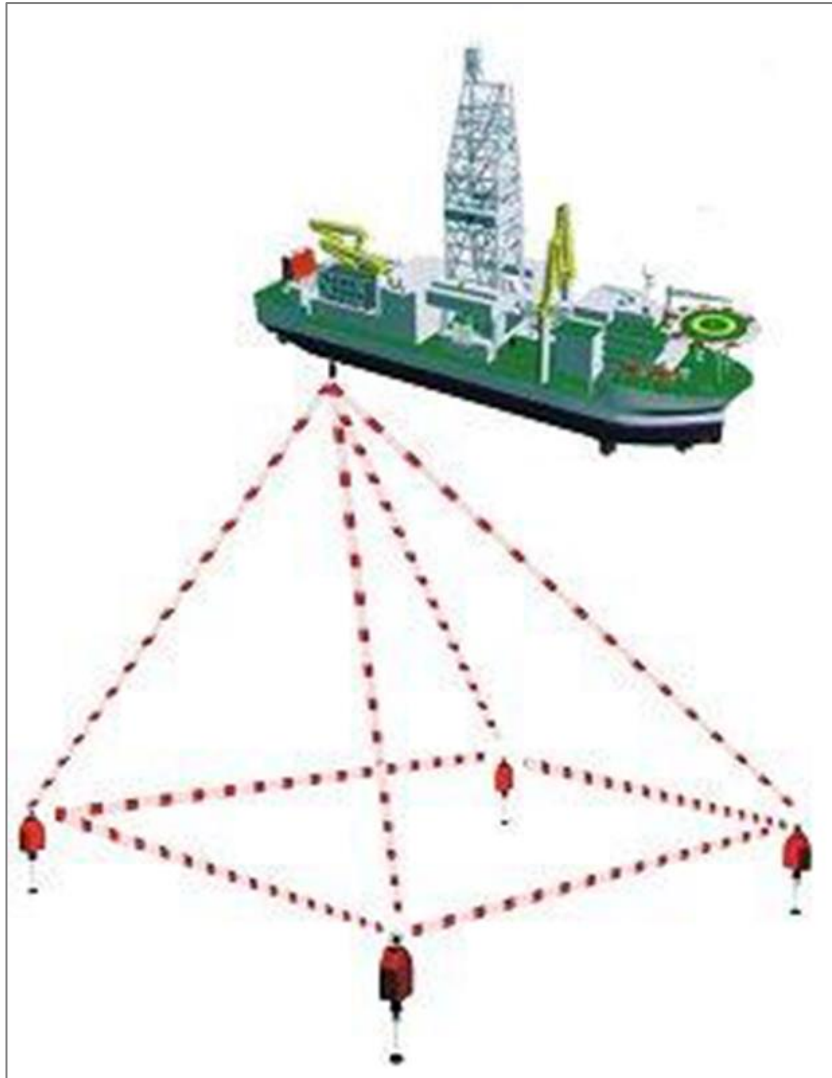


Figura 5-1: Barco de perforación de PD y balizas de posicionamiento (izquierda); conjunto transpondedor, incluyendo balizas de posicionamiento y pesos agrupados (derecha). Fuente: APA.

5.2.1.3 Etapas de perforación y diseño del pozo

La perforación comienza después de finalizado el estudio del fondo marino mediante el ROV y sus distintas etapas se detallan en la **Tabla 5-1** junto con la duración estimada de cada una. La **Figura 5-2** ilustra el esquema del diseño del pozo propuesto, incluyendo los diámetros y profundidad de cada sección, el fluido de perforación utilizado en cada etapa y el tipo de cemento del revestimiento. Se estima que en total las operaciones de perforación duren aproximadamente 76 días. Dependiendo de las condiciones encontradas durante la perforación o en el fondo del pozo, pueden ser necesarios días adicionales de perforación.

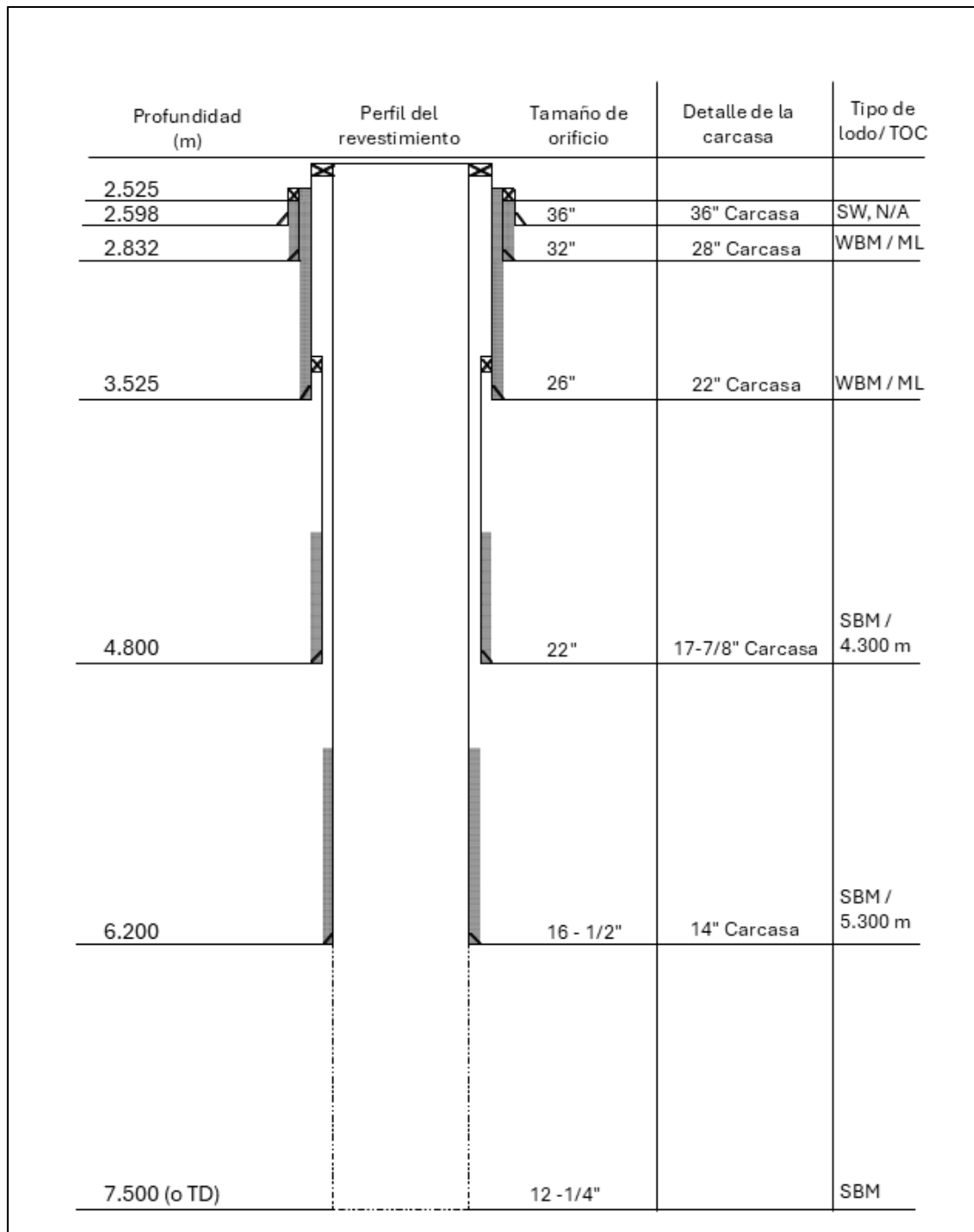


Figura 5-2: Esquema de perforación propuesta. TOC: Altura de cemento por las siglas en inglés de *Top Of Cement*; TD: Profundidad total por sus siglas en inglés de *Total Depth*. SBM: Lodos de base sintética; WBM: lodos de base acuosa; ML: superficie del fondo por sus siglas en inglés de *Mud Line*). Fuente: APA.

5.2.2 Fluidos y recortes de perforación

5.2.2.1 Introducción

Los fluidos de perforación (lodos de perforación) cumplen funciones importantes durante las operaciones de perforación, entre ellas:

- Lubricación de la broca y la tubería de perforación.
- Enfriamiento y limpieza de la broca.
- Mantenimiento de la estabilidad del pozo.
- Mantenimiento del equilibrio de presión entre la formación y el pozo.
- Remoción de los recortes de perforación del orificio mediante su transporte hacia la superficie.
- Mantenimiento de la suspensión de los recortes si se detiene la perforación.

Se elaborará un plan detallado de gestión de lodos y recortes antes del inicio de la perforación, el cual será incluido como parte del PGA-O de detalle que se presentará junto con la solicitud de AAO. El mismo resumirá cómo se manipularán, tratarán y dispondrán los fluidos y recortes de perforación para minimizar el impacto ambiental y garantizar el cumplimiento de los estándares de referencia. El plan describirá las operaciones de perforación (descripción general del programa de perforación, tipos de fluidos de perforación que se utilizarán, volúmenes estimados y otros); caracterizará las medidas de gestión de lodos y recortes; establecerá los procedimientos de manipulación, almacenamiento y transferencia; resumirá los métodos de transporte, tratamiento y disposición de residuos que se emplearán; identificará los requisitos de supervisión y notificación aplicables; y definirá las funciones, responsabilidades y requisitos de formación.

5.2.2.2 Composiciones típicas de los lodos de perforación

Como ya fuera mencionado, durante la actividad de perforación se utilizarán dos tipos de lodos de perforación: lodos de base acuosa (WBM), y lodos de base sintética (SBM). Los componentes típicos de los fluidos de perforación, a ser utilizados durante la perforación en el Bloque OFF-6, se presentan en la **Tabla 5-2**. Las Hojas Técnicas de Seguridad son específicas de cada producto y serán presentadas durante la tramitación de la AAO, una vez se haya seleccionado al proveedor.

Tabla 5-2: Componentes típicos del fluido de perforación.

Componentes de fluidos de perforación
Barita en polvo a granel (sulfato de bario)
Limo
Cloruro de calcio
Bentonita sódica (arcilla de montmorillonita sódica)
Soda cáustica (hidróxido de sodio)
Polímero de goma xántica
Lignito
Aceite base sintético o mineral de baja toxicidad
Emulsionante
Agente humectante
Modificador reológico
Agente controlador de pérdida de fluidos
Arcilla orgánica
Grafito cristalino
Carbonato de calcio

Componentes de fluidos de perforación
Material fibroso para controlar pérdidas durante la circulación (conocido como LCM ¹ fibroso)
Desespumante
Material suave para controlar pérdidas durante la circulación (conocido como LCM ¹ suave)

¹ LCM por sus siglas en inglés *Lost Circulation Material*.

En las **Tablas 5-3 a Tabla 5-5** se proporcionan los listados representativos del tipo y cantidad de materias primas para las formulaciones típicas de lodo utilizados como fluidos de perforación. Esta información representa las cantidades estimadas a utilizar, independientemente del origen del lodo, por lo que no corresponde necesariamente a las cantidades a transportar y a acopiar en Uruguay, en el marco del proyecto. Esto se debe a que es probable que la carga inicial de fluidos provenga de una planta de lodos ya operativa, por ejemplo en Brasil, y que la base en Uruguay sea utilizada únicamente para las cantidades que se requiera reponer durante la operativa.

Las cantidades exactas están sujetas a variaciones, en función de las condiciones del pozo, los requisitos del cronograma de perforación, la formación, las pérdidas, entre otras variables, por lo que sólo se conocerán una finalizada la actividad. Además, es posible que se requieran productos adicionales especiales (por ejemplo, productos utilizados para sellar las paredes en caso de pérdida de fluidos a la formación o eliminador de H₂S), en caso de ocurrir dificultades durante la perforación (por ejemplo, una tubería atascada o pérdida de circulación), o en función de las condiciones del sitio.

Tabla 5-3: Productos y cantidades típicas para el barrido de la tubería de revestimiento de 36" utilizando WBM.

Producto	Cantidad estimada (kg)
Barita API ¹	62.800
Bentonita	51.400
Desespumante	50
Lignito	300
Hidróxido de sodio	300
Polímero de goma xántica	300

¹ API = Instituto Americano del Petróleo; API por sus siglas en inglés.

Tabla 5-4: Productos y cantidades típicas para perforar las secciones de 28" y 22".

Producto	Cantidad estimada (kg)
Barita API ¹	3.200.000
Bentonita	191.000
Cloruro de Sodio (NaCl)	1.000.000
Lignito	6.300
Hidróxido de sodio	4.000
Polímero de goma xántica	2.000
Desespumante	1.300

¹ API = Instituto Americano del Petróleo; API por sus siglas en inglés.

Tabla 5-5: Productos y cantidades típicas para perforar desde la sección 22" hasta la profundidad total (TD) utilizando lodo SBM.

Producto	Cantidad estimada (kg)
Fluido base sintético	900.000
Barita API ¹	720.000

Producto	Cantidad estimada (kg)
Agua	480.000
Cloruro de calcio (CaCl)	180.000
Emulsionante	42.000
Limo	18.000
Arcilla orgánica	12.000
Agente humectante	12.000
Modificador reológico	6.000
Agente de control de pérdida de fluidos	4.500

¹ API = Instituto Americano del Petróleo; API por sus siglas en inglés.

El material SBM más probable a seleccionar sería el IO 16:18 (Internal Olefin C16-C18), un material olefínico intermedio, o un lodo en base oleosa de baja toxicidad. Se ha demostrado que estas opciones son biodegradadas más rápidamente que otros lodos en base oleosa, resultado en impactos menos significativos debido a la descarga de recortes de perforación en el fondo (Neff, 1987). A su vez, ambos constituyen sistemas utilizados de forma global, superan las pruebas de toxicidad LC50 de 96 horas con especies de camarones, y han sido utilizados ampliamente en recientes programas de perforación en aguas profundas. Ningún SBM (lodo base sintética) será descargado directamente al medio marino, dado que el sistema de tratamiento de recortes removerá la gran mayoría del SBM adherido durante el procesamiento en el buque previo a su descarga. No obstante, pequeñas cantidades de SBM adherido serán liberadas cuando los recortes ya tratados sean descargados.

5.2.2.3 Uso de lodos durante las operaciones de perforación

Durante el proceso de perforación, se utilizarán dos procedimientos distintos: 1) Abierto o sin riser (*riserless*): perforación de los pozos de 32" y 26" sin retorno a superficie (es decir, los lodos y recortes serán liberados en el pozo); y 2) Cerrado o con riser: perforación de las secciones restantes del pozo utilizando retorno a superficie, lo cual es posible mediante la instalación de un riser, que permite que los lodos de perforación retornen a la embarcación para su tratamiento y reutilización, en ambos casos los fluidos se bombean desde los tanques de almacenamiento de lodo del buque de perforación hacia el pozo por el centro de la tubería de perforación, a través de las boquillas de la broca.

Para la primera sección del pozo correspondiente a la perforación de 36" (inyección de la tubería de revestimiento de 36"), se realizarán barridos con agua de mar con bentonita de alta viscosidad para limpiar el orificio y evitar el hundimiento. Este fluido se descargará directamente en el lecho marino. Este mismo procedimiento será aplicado para las secciones de orificio de 32" con tubería de revestimiento de 28", y de orificio de 26" con tubería de revestimiento de 22", utilizando barridos de agua de mar con bentonita de alta viscosidad, o mediante el método de perforación de gradiente dual (DGD por las siglas en inglés de *Dual Gradient Drilling*) con lodos WBM; estos lodos de perforación, así como los recortes también serán descargados en el lecho marino.

A partir de este diámetro, para las secciones restantes del pozo y hasta alcanzar la profundidad total, se utiliza un sistema de lodo SBM (fluido oleoso sintético o mineral de baja toxicidad) y se modifica el procedimiento. En estas secciones, con el sistema de lodo SBM, los lodos y recortes de perforación se devuelven al buque de perforación a través de la instalación del riser. El fluido de perforación regresa a través del espacio anular del mismo y la tubería de revestimiento al sistema de lodo del buque de perforación, pasando a través de una línea de retorno al sistema de control de sólidos para su limpieza y reutilización (ver **Sección 5.2.2.4**).

Los lodos de perforación y los recortes llevados a la superficie mediante el riser se analizan continuamente para detectar hidrocarburos, así como para obtener información sobre los tipos de formación y las presiones encontradas. Las muestras también se conservarán para su análisis. Otros

datos, como cambios en el desempeño de la perforación o cambios en las propiedades del lodo, también se registrarán para ayudar en la interpretación del pozo. Se obtendrá información adicional sobre las condiciones del fondo del pozo utilizando sensores en la tubería de perforación para la medición durante la perforación (MWD por sus siglas en inglés) y el registro durante la perforación (LWD por sus siglas en inglés). Estos sensores registrarán las propiedades y características de la roca y del pozo.

Los volúmenes representativos de fluidos que se utilizarán para la perforación de cada sección del pozo se presentan en la **Tabla 5-6**. Los volúmenes exactos estarán sujetos a variaciones según las condiciones del pozo, los tiempos requeridos de perforación, la formación geológica, las pérdidas, entre otros factores, y se determinarán en el momento de la perforación. Al final de la campaña de perforación APA reportará las cantidades finalmente utilizadas de cada tipo de lodo.

Tabla 5-6: Sistema de gestión típica de fluidos de perforación¹.

Diámetro de la sección del pozo	Sistema de lodo	Volumen de lodo estimado (bbl) ²	Volumen de lodo estimado (m ³)	Operación
36"	Barrido de agua de mar y bentonita	500	79	Sin riser
32"	Barrido de agua de mar y bentonita	800	127	Sin riser
	WBM (16 ppg)	2.700	429	
26"	Barrido de agua de mar y bentonita	1.200	191	Sin riser
	WBM (16 ppg)	5.200	827	
22"	SBM	9.300	1.479	Con riser
16 1/2"	SBM	9.100	1.447	
12 1/4"	SBM	8.100	1.288	

¹ Los volúmenes se calculan utilizando el diámetro del orificio más el 10 % por posible erosión en las secciones de pozo sin revestimiento, salvo para la sección de 36", que se utiliza únicamente el diámetro del orificio. En el caso de las secciones de lodo sintético, el volumen representa los tanques de almacenamiento de lodo, el tubo ascendente, el pozo entubado y el pozo abierto.

² bbl = barril de yacimientos petrolíferos (42 galones estadounidenses o ~159 L); ppg = libras por galón.

5.2.2.4 Sistema de recuperación de lodos

Como ya fuera indicado, los fluidos de perforación se bombean desde el buque de perforación hacia el pozo por el centro de la tubería de perforación, a través de las boquillas de la broca. Durante la perforación de las últimas secciones y hasta la profundidad total, mediante el sistema de lodo SBM los lodos y recortes de perforación se devuelven al buque perforador mediante el riser, pasando a través de una línea de retorno al sistema de control de sólidos. El propósito del sistema de control de sólidos es eliminar los recortes, el limo y cualquier gas residual del circuito de lodo SBM para que el lodo de perforación pueda ser recirculado.

En el sistema de control de sólidos, los lodos arrastran los recortes de perforación hacia las cribas vibratorias dentro de una sucesión de zarandas en cascada. Las zarandas retienen las partículas de recortes más grandes arrastradas en el lodo y luego el lodo pasa a través de las cribas y desciende al tanque de lodo. Las partículas de arena más pequeñas y los limos se recuperan en las trampas de arena debajo de las zarandas. Si es necesario, el lodo de las trampas de arena se bombeará a través del desgasificador para la eliminación de gas y la centrifugadora para la eliminación de las partículas sólidas más pequeñas. El lodo recolectado se reacondicionará según sea necesario para ser recirculado hacia el pozo.

En la **Figura 5-3** se presenta un esquema del sistema de circulación de lodo de perforación.

Luego de pasar por el equipo de control de sólidos, los recortes de perforación con SBM residual adherido se descargan por la borda a través de una línea de descarga en la superficie del mar. Con lo cual, se descargan pequeñas cantidades de lodo residual con los recortes. Se tomará como umbral de referencia que los recortes no contengan en promedio más de un 6,9 % en peso de SBM adherido; este umbral se considera una práctica estándar de la industria y cumple con permisos para operadores de petróleo y gas que realizan perforaciones exploratorias en el Golfo de América.

En caso de encontrar volúmenes significativos de recortes con SBM residual muy por encima del promedio total del pozo del 6,9 %, estos recortes pueden ser retenidos a bordo del buque de perforación para reforzar su procesamiento a través del sistema de control de sólidos hasta que cumplan con los criterios de descarga. Si es necesario se utilizará equipamiento adicional de manejo de sólidos.

Perforaciones previas de similares características al presente proyecto, han demostrado la eficiencia de los sistemas de control de sólidos con SBM.

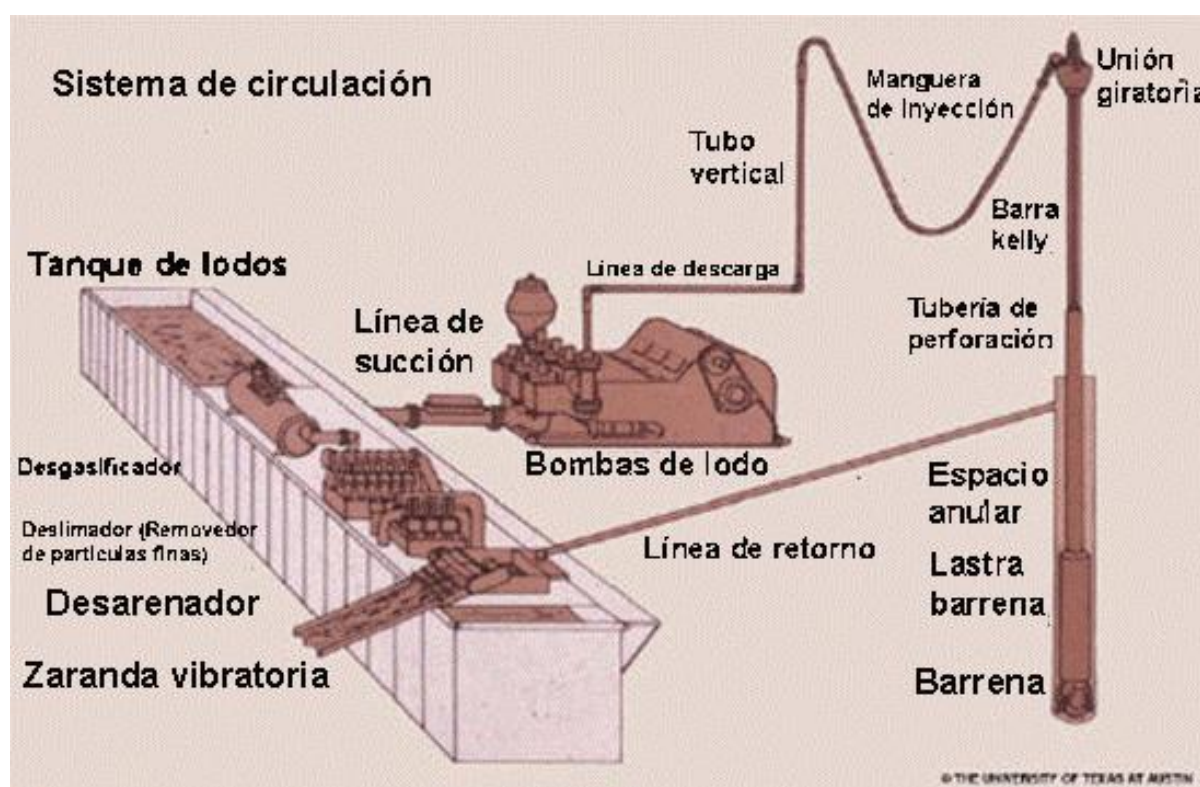


Figura 5-3: Sistema de circulación de lodo de perforación. Fuente: traducida de Khan et al. (2024).

5.2.2.5 Gestión y descarga de lodos y recortes

Durante las etapas iniciales de la perforación (*sin riser*) los lodos en base acuosa se descargarán al lecho marino. Estas descargas de WBM en el medio marino producen plumas visibles de sólidos que se mueven con las corrientes de fondo o cercanas al fondo, generando un efecto de dilución de los materiales con el agua de mar y se depositan en el fondo marino. Por lo general, el agua afectada por la pluma de turbidez puede extenderse entre unos pocos cientos de metros hasta varios kilómetros en el sentido de la corriente desde el punto de descarga, y persistir durante varias horas. Estudios disponibles han demostrado reducciones en la transparencia del agua a distancias entre unos pocos

cientos de metros hasta distancias de aproximadamente 2 km de la plataforma de perforación durante la descarga de lodos (Ayers et al., 1980a,b; Ray y Meek, 1980; Neff, 1987). En el caso de los vertidos que se producen en el pozo (es decir, en el fondo marino), los lodos y los recortes se acumulan en los sedimentos cercanos, aguas abajo del pozo, y su dispersión depende de la presencia y la velocidad de las corrientes del fondo o cercanas al fondo (IOGP, 2016). Como es de esperar, el espesor de los depósitos de WBM y recortes es mayor en las proximidades del pozo.

Durante la operación de perforación con SBM, como ya se indicó, solo se descargarán los recortes de perforación junto con pequeñas cantidades de fluido de perforación adherido, conocido como ROC por las siglas en inglés de *Residual Oil Cuttings*. Por lo general, el SBM residual se adhiere firmemente a las partículas de los recortes y no se espera que produzca una turbidez significativa en la columna de agua a medida que los recortes se hundan (Neff et al., 2000).

Los volúmenes de descarga estimados de lodos de perforación diferenciados por tipo y los volúmenes estimados de descarga de recortes de perforación se presentan en la **Tabla 5-7** y **Tabla 5-8**, respectivamente. Los volúmenes de descarga del SBM se basan en la cantidad máxima residual adherida a los recortes (ROC) del 6,9 %.

Se destaca que los volúmenes de descarga de WBM estimados no coinciden necesariamente con los volúmenes estimados a utilizar. Esto sucede por motivos operativos, principalmente debido a que la descarga final corresponde a una mezcla del WBM utilizado con agua de mar, generando un mayor volumen de lodo, de menor densidad que el WBM.

Los volúmenes de las descargas presentados en las **Tabla 5-7** y **Tabla 5-8** son volúmenes estimados actualizados, respecto a los valores que se presentaron en la Comunicación de Proyecto (ver **Sección 1.8**). Estos datos estimados se utilizan para realizar el modelado de la descarga de lodos y recortes de perforación (RPS, 2025a), para la evaluación de impactos. Luego de la finalización de las operaciones de perforación, las cantidades de fluidos utilizadas serán reportadas en el informe de abandono del pozo.

Tabla 5-7: Volúmenes estimados de descarga de lodos de perforación.

Diámetro de la sección del pozo	Sistema de lodo	Volumen de lodo estimado (m ³) ¹	Descarga de lodos de perforación
36"	Barrido de agua de mar y bentonita	79	Lecho marino
32"	Barrido de agua de mar y bentonita/ WBM	1.208	Lecho marino
26"	Barrido de agua de mar y bentonita/ WBM	1.987	Lecho marino
22"	SBM	26,7	Superficie marina (luego del tratamiento)
16 1/2"	SBM	16,3	
12 1/4"	SBM	8,2	

¹ Las descargas de la sección ascendente del SBM se calculan suponiendo una adhesión del fluido del 6,9 % en peso a los recortes (ROC). Ver en la Tabla 5-8 los volúmenes de recortes.

Tabla 5-8: Volúmenes estimados de recortes de perforación¹.

Diámetro de la sección del pozo	Sistema de lodo	Volumen de recortes (bbl) ²	Volumen de recortes (m ³)	Lugar de descarga
36"	Barrido de agua de mar y bentonita	300	47	Lecho marino
32"	Barrido de agua de mar y bentonita/ WBM	900	143	Lecho marino

Diámetro de la sección del pozo	Sistema de lodo	Volumen de recortes (bbl) ²	Volumen de recortes (m ³)	Lugar de descarga
26"	Barrido de agua de mar y bentonita/ WBM	1.900	290	Lecho marino
22"	SBM	2.500	387	Superficie marina (luego del tratamiento)
16 1/2"	SBM	1.500	236	
12 1/4"	SBM	800	120	

¹ Los volúmenes indicados se calculan utilizando el diámetro del orificio más un 10 % para diámetro de 32" y menores. Volúmenes de SBM son indicados en la tabla anterior.

5.2.3 Control del pozo

5.2.3.1 Introducción

APA y el contratista de perforación desarrollarán un plan de control del pozo antes de cualquier actividad de perforación. El plan es un conjunto detallado de procedimientos y estrategias para prevenir o responder a un flujo incontrolado de fluidos desde la formación durante las operaciones, incluida una descripción exhaustiva del sistema de control del pozo proyectado. El sistema de control de un pozo submarino está diseñado para mantener la integridad del pozo y evitar liberaciones incontroladas de hidrocarburos durante la perforación. El sistema proporciona medios mecánicos e hidráulicos para cerrar el pozo, hacer circular fluidos y administrar la presión tanto en condiciones de rutina como de emergencia. El plan de control del pozo describirá los procedimientos específicos del proyecto del Bloque OFF-6 que se utilizarán en caso de un incidente de control de pozo. Además del contar con un plan de control del pozo, APA y sus organizaciones de apoyo desarrollarán un Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (en adelante OSRP por sus siglas en inglés), que incluirá procedimientos e información para responder ante situaciones de pérdida accidental del control del pozo.

El objetivo principal de estos planes es establecer un proceso para responder y gestionar de manera segura las emergencias de control de pozos, este proceso contempla los siguientes aspectos:

- Proteger al personal en el sitio en caso de una emergencia de control del pozo.
- Minimizar los daños o lesiones mientras se moviliza el equipo y el personal adecuado.
- Definir la información crítica que se requiere para determinar el nivel de respuesta y las estrategias adecuadas.
- Organizar al personal y proporcionar directrices para sus funciones en la respuesta a emergencias y la gestión posterior.
- Preselección de capacidades y desarrollo de planes de movilización para el personal, equipo, materiales y servicios típicamente necesarios para la implementación de procedimientos de control del pozo.

El contratista de control del pozo también es el proveedor de la pila de taponado (sistema conocido en inglés como *capping stack*), el equipo de limpieza de escombros submarinos, el equipo de dispersantes submarinos y otros equipos de respuesta inicial. El *capping stack* está diseñado para controlar o frenar el flujo de hidrocarburo emergente de un pozo en el caso -improbable- de un evento significativo de pérdida de control del pozo.

5.2.3.2 Componentes principales

El sistema de control de pozos incluye los componentes principales que se listan a continuación y se describen luego:

1. Dispositivo de prevención de derrames (BOP; por sus siglas en inglés).
2. Paquete del *riser* inferior (LMRP; por sus siglas en inglés).
3. Sistemas de control
4. Sistema de estrangulamiento y eliminación (*choke and kill system*)

1. Dispositivo de prevención de derrames (BOP)

El equipo BOP es el núcleo del sistema de control de pozos submarinos (**Figura 5-4**). El BOP consiste en una serie de válvulas montadas en el cabezal del pozo para sellar, controlar y monitorear el mismo. Los componentes principales del BOP incluyen preventores anulares, preventores de tipo ariete, bloqueos de ariete (*ram locks*), y conectores del cabezal de pozo y del conjunto inferior del *riser* (en adelante LMRP por sus siglas en inglés *Lower Marine Riser Package*). Los elementos clave del conjunto BOP incluyen:

- Preventores anulares: proporcionan un sellado flexible alrededor de los diferentes tamaños tubulares; las unidades de perforación en aguas profundas suelen contar con dos preventores anulares para redundancia.
- Preventores de ariete: incluyen arietes de tubería fijos (*pipe rams*), arietes de poro variable (VBR por sus siglas en inglés *Variable Bore Rams*) y arietes de corte ciego (BSR por sus siglas en inglés *Blind Shear Rams*).
 - Los VBRs generalmente se prefieren para aplicaciones en aguas profundas ya que permiten adaptarse a múltiples diámetros exteriores de tuberías de perforación en las operaciones. Los arietes fijos se utilizan con menor frecuencia.
 - Los BSRs están diseñados para soportar presiones superiores a la presión máxima anticipada en el cabezal del pozo (MAWP por sus siglas en inglés *Maximum Anticipated Wellhead Pressure*) y pueden cortar tuberías de perforación o tubulares, sellando posteriormente el pozo.
 - Los arietes de cizalla (de corte) para revestimiento (CSR por sus siglas en inglés *Casing Shear Rams*) se utilizan para cortar tubulares más pesados, como las columnas de revestimiento. Estos arietes no sellan.
- Bloqueos de ariete (*ram locks*): aseguran mecánicamente los arietes en la posición cerrada incluso si se pierde la potencia hidráulica.
- Conectores del cabezal de pozo y del conjunto inferior del *riser* (LMRP): proporciona una conexión probada a presión entre los distintos componentes y el pozo.
- Sistema *deadman* que activa automáticamente los arietes de corte ciegos (BSR) en caso de pérdida simultánea del suministro hidráulico y del control de ambos módulos de control submarino (*subsea control pods*).
- Un sistema de corte automático que activa los BSR en caso de desconexión accidental del LMRP.
- Un sistema de autocorte (*autoshear*), que activa los BSR en caso de desconexión del LMRP.



Figura 5-4: Ejemplo de dispositivo BOP. Fuente: BOP Products (2024).

2. Paquete de *riser* inferior (LMRP)

El LMRP constituye la parte superior del conjunto BOP, que se conecta al *riser* marino. Alberga los siguientes sistemas:

- Conectores eléctricos, hidráulicos y de control.
- *Pods* de control primario y secundario, que reciben señales desde la plataforma y, mediante solenoides, dirigen fluido hidráulico para accionar las funciones del LMRP y del BOP.
- BOP anular.
- Adaptador de *riser* y junta flexible que interconectan el LMRP con el *riser* marino.
- Conector del LMRP que permite la conexión con el BOP inferior.
- Sistema de desconexión de emergencia (*Emergency Disconnect Sequence*), que permite la separación rápida en caso de deriva de la unidad o emergencia.

3. Sistemas de control

Los BOP submarinos modernos se operan a través de sistemas de control múltiple redundante (MUX), que transmiten señales eléctricas hacia los módulos hidráulicos ubicados en el conjunto BOP. El sistema de control incluye:

- Módulos de control primario y secundario, que garantizan la redundancia operativa y la dirección del fluido hidráulico a las funciones previstas.
- Sistemas de intervención mediante ROV: permiten a los vehículos operados remotamente accionar válvulas críticas en caso de falla del control desde superficie.
- Botellas acumuladoras que almacenan energía hidráulica para accionar el BOP. Estas botellas se ubican tanto en superficie como en el conjunto submarino.
- Líneas rígidas de conducción: suministran fluido hidráulico al equipo submarinos.
- Equipos submarinos de prueba y monitoreo: aseguran la integridad a través de pruebas de presión y funcionamiento.

4. Sistema de estrangulamiento (*choke and kill system*)

Este sistema permite regular la presión y mantener la circulación de fluidos durante los eventos de control de pozos, e incluye:

- Líneas de estrangulamiento, que corren paralelas al riser para recibir o bombear fluidos. Estas líneas proporcionan una vía para que los fluidos de perforación circulen hacia el pozo por debajo del conjunto BOP cerrado, facilitando las operaciones de control del pozo.
- Colector de estrangulamiento (*choke manifold*), permite el retorno controlado o la restricción de flujo proveniente de la línea de estrangulamiento.

5.2.3.3 Requisitos de aseguramiento y pruebas

Los requisitos de aseguramiento y pruebas incluyen lo siguiente:

1. El sistema BOP se somete a una inspección rigurosa enfocada en garantizar la integridad mecánica y la fiabilidad funcional, así como a pruebas de presión y funcionamiento en la superficie antes de su despliegue. Los resultados son verificados por expertos externos calificados. Una vez instalado en el fondo marino, el BOP se prueba a presión tras su instalación inicial sobre el cabezal del pozo y antes de continuar con la perforación. Las pruebas posteriores de presión y funcionamiento se realizan de acuerdo con los estándares de la industria, incluyendo las normas API.
2. Pruebas de intervención mediante ROV, las cuales verifican la capacidad de intervención remota sobre el conjunto BOP.
3. Verificación de los sistemas *deadman* y *autoshear*, con el objetivo de verificar el funcionamiento de cierre automático del pozo ante la pérdida de señales hidráulicas y eléctricas.

5.2.4 Monitoreo y registro del pozo

5.2.4.1 Monitoreo del pozo

En la perforación en aguas profundas, el mantenimiento de la integridad del pozo depende del monitoreo en tiempo real de los parámetros tanto del fondo de pozo como de superficie. Un equipo especializado de registro de lodos (*mud logging*) realiza la vigilancia continua de los datos de perforación, incluyendo los volúmenes del pozo, caudales, lecturas de gas y peso del lodo. Estas lecturas continuas permiten la detección temprana de anomalías como *kicks* (afluencias involuntarias)

de fluidos de la formación al pozo), y contribuyen a mantener el control del pozo, garantizando la seguridad, la eficiencia y la protección ambiental.

Los elementos principales del sistema de monitoreo del pozo incluyen:

- Unidad de registro de lodos: registra de forma continua los datos de presión, temperatura, densidad, contenido de gas del lodo y caudal de retorno.
- Sensores de flujo y volumen: detectan pequeños cambios en el flujo de retorno o en los niveles de los tanques de lodo de superficie, permitiendo identificar signos de afluencia o pérdida de fluido.
- Sensores de fondo de pozo (LWD/MWD): herramientas que proporcionan datos en tiempo real desde la proximidad de la broca, lo que permite la correlación con las lecturas de superficie para el análisis de tendencias.

El personal capacitado es fundamental para la eficacia del monitoreo del pozo. El personal capacitado incluye registradores de lodo (*mud loggers*) y perforadores (*drillers*) que verifican continuamente las tendencias de los datos.

Se realizarán simulacros de control del pozo para asegurar que el equipo interprete las señales de advertencia y responda rápidamente, mientras que los supervisores mantendrán una comunicación constante con los equipos de apoyo y los ingenieros en tierra para validar de las decisiones operativas.

5.2.4.2 Registro del pozo

Durante la campaña de perforación exploratoria del Bloque OFF-6, el personal de perforación monitorea los datos en tiempo real utilizando herramientas de fondo de pozo (registro durante la perforación) y proporciona descripciones de los fragmentos de roca (recortes) que llegan a la superficie a través del *riser*. Esto permite al equipo identificar las propiedades de las diferentes capas de roca, en particular aquellas que representan zonas objetivo para una evaluación más detallada. Este proceso de recopilación de datos de fondo de pozo una vez finalizada la perforación, se conoce como “perfilaje eléctrico” o “registro con cable” (*wireline logging*). Una vez interpretados los datos de registro, es posible determinar el rendimiento del yacimiento y su producción potencial.

El programa de registro puede incluir un estudio de perfilado sísmico vertical (VSP por sus siglas en inglés) del pozo exploratorio. Para esto se utiliza una fuente de aire que opera en un rango de frecuencia entre 10 y 1.600 Hz, que se controla desde la superficie. El receptor del VSP se coloca en el pozo a profundidades o ubicaciones específicas y detecta las señales de retorno de la fuente de aire. Esto genera una imagen 2D de alta resolución, brindando una mejor comprensión de la estructura del yacimiento, además de permitir una mejor extrapolación de la información del pozo fuera del pozo. En caso de realizarse un estudio de VSP, el mismo tendría una duración aproximada de 48 h.

5.2.5 Sistema de monitoreo meteorológico

El sistema de monitoreo meteorológico a bordo de la plataforma de perforación *offshore* proporciona datos ambientales en tiempo real para respaldar la seguridad de las operaciones, el control de estabilidad y la toma de decisiones en situaciones de emergencia, incluidas, entre otras, las operaciones seguras de perforación y de las grúas de cubierta. El sistema de monitoreo meteorológico respalda la respuesta ante emergencias y la planificación de evacuaciones durante eventos meteorológicos adversos y proporciona datos de entrada a los sistemas de posicionamiento dinámico para mantener la estabilidad del buque y la seguridad operacional.

Los componentes principales del sistema de monitoreo meteorológico incluyen:

- Sensores meteorológicos: mide parámetros clave como la velocidad y dirección del viento, la temperatura del aire, la humedad y la presión barométrica.
- Sensores oceanográficos: incluyen medición de la altura de ola, la velocidad y dirección de corrientes y la temperatura de la superficie del mar.
- Anemómetros y veletas: instalados para obtener un perfil de viento preciso.

Además de los componentes enumerados anteriormente, el sistema incluye una interfaz de control y adquisición de datos, que comprende:

- Una consola centralizada de monitoreo meteorológico ubicada en la sala de control o puente, que muestra datos en tiempo real y tendencias históricas.
- La coordinación de los sistemas de pronóstico meteoceánico y de posicionamiento dinámico para mantener la estabilidad de la plataforma y la seguridad operativa.

Adicionalmente, se utilizarán servicios de pronóstico meteorológico y monitoreo de corrientes de terceros para complementar el sistema mencionado previamente. Esta información complementaria apoya la toma de decisiones durante las operaciones marinas y las actividades de perforación.

5.2.6 Sistema de detección de gases

El sistema de detección de gases a bordo de una plataforma de perforación *offshore* monitorea continuamente la presencia de gases combustibles o tóxicos para prevenir incendios, explosiones o riesgos para la salud. Proporciona alertas tempranas ante fugas o acumulaciones de gas y puede activar automáticamente medidas de seguridad, como el corte de ventilación y la evacuación del personal.

Los tipos de gases detectados incluyen hidrocarburos (metano, propano, entre otros), sulfuro de hidrógeno (H₂S), monóxido de carbono (CO) y oxígeno (O₂). Los tipos de detectores de gas incluyen:

1. Detectores fijos: instalados estratégicamente en áreas de alto riesgo, como las zarandas vibratorias (*shale shakers*), fosas de lodo, piso de perforación, tomas de ventilación de alojamiento y salas de máquinas.
2. Detectores portátiles: asignados al personal para el monitoreo continuo o ingreso a espacios confinados, trabajos en caliente u otros.
3. Detectores de gas en el lodo: monitorean los fluidos de perforación de retorno para detectar hidrocarburos o H₂S en superficie.

El sistema incluye monitoreo continuo (24/7) con alarmas automáticas sonoras y visuales en las estaciones locales y en la sala de control, además de la integración con los sistemas de emergencia.

5.2.7 Sistema de control de incendios

El sistema de control de incendios a bordo de una plataforma de perforación *offshore* está diseñada para detectar, suprimir y prevenir la propagación del fuego en todas las áreas operativas y de alojamiento, garantizando la seguridad del personal y la protección de los activos. Está diseñado para evitar la escalada de incidentes, aislando las fuentes de combustible y controlando la ventilación. El sistema de control de incendios incluye:

1. Red de detección de incendios: incluye detectores de calor, humo y llamas conectados al panel central de control de fuego y gas (F y G).

2. Alarma y notificación: alarmas automáticas sonoras y visuales en las zonas afectadas y en las salas de control.
3. Puntos de activación manual (*Manual Call Points*): ubicados estratégicamente para permitir la activación manual de alarmas y sistemas de diluvio (*deluge*).
4. Sistemas fijos de extinción de incendios:
 - Sistemas de niebla de agua o rociadores para áreas de alojamiento y salas de control.
 - Sistemas de diluvio para áreas de alto riesgo.
 - Sistemas de espuma para almacenamiento de hidrocarburos y helipuerto.
 - Sistemas de CO₂ o agentes limpios para salas cerradas de maquinaria o equipos eléctricos.
5. Extintores portátiles: distribuidos por toda la plataforma para la actuación contra incendios localizados.
6. Bombas contra incendios y tuberías principales de emergencia: aseguran un suministro continuo de agua, con redundancia.

Se realizarán pruebas funcionales periódicas, calibración del sistema y ejercicios (eventos simulados o simulacros) para garantizar el estado de preparación del Sistema de Control de Incendios.

5.2.8 Abandono del pozo

El pozo se preparará para el abandono una vez realizadas las actividades de perforación, registro y evaluación de la formación. Después de las operaciones, el ROV se despliega para realizar un estudio del fondo marino de las condiciones posteriores a la perforación alrededor del sitio del pozo. Este estudio se incluirá entre los recaudos del informe de cierre, como documentación de los impactos asociados a los recortes de perforación y de la perforación sin *riser*.

Existen dos tipos generales de procedimientos de abandono que pueden utilizarse, dependiendo de los resultados del proceso de evaluación de la formación. En caso de pozo seco, se taponará y abandonará, aislando las formaciones del pozo. Si existen indicios de presencia de hidrocarburos, el pozo podría abandonarse temporalmente de manera de permitir más pruebas y evaluaciones a futuro. Para el abandono permanente, se realizará un taponamiento mediante tapones de cemento para evitar el flujo de hidrocarburos o fluidos de formación hacia la superficie del fondo marino. En cualquier caso, el procedimiento definitivo de abandono se define durante las últimas etapas de las operaciones de perforación.

Si bien el procedimiento de abandono del pozo se diseñará específicamente después de la perforación y evaluación del pozo, el procedimiento general de taponamiento y abandono consiste en los siguientes pasos:

1. Si se encuentran hidrocarburos móviles en la última sección de pozo abierto, se coloca un tapón de cemento para aislar esas formaciones con hidrocarburos móviles del pozo.
2. La zapata del revestimiento más profundo (parte inferior del tubo) se taponará con una barrera mecánica (tapón), y se inyectará cemento a través de ella para aislar la zapata del revestimiento respecto a la formación.
3. La barrera mecánica y el conjunto del pozo se someterán a una prueba de presión desde la parte superior.
4. El pozo se someterá a una prueba de *inflow* (prueba negativa) para simular la pérdida de presión por el desplazamiento del fluido de perforación con agua de mar. Se genera una pérdida de presión equivalente y se monitorea que no se observen flujos desde la formación y que la integridad del pozo se mantenga.

5. El fluido del pozo será desplazado por agua de mar desde la profundidad planificada.
6. Se colocará el tapón de cemento superficial en el pozo.
7. Se desacoplará el BOP del cabezal del pozo y se recuperará a superficie.
8. El ROV instalará una tapa de abandono (cubierta de protección de escombros) sobre el cabezal del pozo.
9. Se realizará una inspección posterior a la perforación con el ROV para limpiar el fondo marino de cualquier residuo, en caso de encontrarse.
10. Concluidas las operaciones de abandono, la plataforma se desmovilizará.

Los procedimientos se ajustarán a las buenas prácticas de la industria, garantizando la protección ambiental y la seguridad.

5.3 EMBARCACIONES Y NAVEGACIÓN

En el momento de la presentación de este informe, aún no se han determinado los contratistas del buque perforador y de apoyo. Sin embargo, se presentan a continuación las características típicas de estas embarcaciones y se describe su participación en la campaña. A los efectos de este documento, se incluyen las especificaciones técnicas del buque de perforación DP Valaris DS-17 (**Anexo A**) y el buque de apoyo *Harvey Champion* (**Anexo B**).

5.3.1 Descripción del buque de perforación

Se utilizará un buque de perforación de aguas profundas con posicionamiento para las operaciones de perforación en el Bloque OFF-6, se ha tomado como buque indicativo para el proyecto el Valaris DS-17. La **Figura 5-5** proporciona una ilustración del tipo de buque de perforación en aguas profundas que se utilizará en el proyecto. Las especificaciones generales indicativas se describen en la **Tabla 5-9** y en el **Anexo A**. El personal involucrado en las operaciones se detalla en la **Sección 5.3.4**.



Figura 5-5: Buque de perforación indicativo con DP (DP Valaris-17).

Tabla 5-9: Especificaciones generales del buque de perforación indicativo de posicionamiento dinámico que se utilizará en el Bloque OFF-6 (DP Valaris-17).

Información general	
Tipo de plataforma	Buque de perforación con posicionamiento dinámico
Diseño	Gusto MSC P10.000
Astillero de construcción	Hyundai Heavy Industries
Año de construcción	2014
Clasificación	American Bureau of Shipping (ABS)
Bandera	Islas Marshall
Mantenimiento de la estación	DP Clase 3
Profundidad máxima del agua	3.658 m
Profundidad máxima de perforación	12.192 m
Helipuerto	Diseñado para Sikorsky S92 o equivalente
Capacidades	
Lodo líquido	20.265 bbls (3.221 m ³)
Agua de perforación	18.602 bbls (2.957 m ³)
Agua potable	8.839 bbls (1.405 m ³)
Combustible (Diesel Fuel Oil)	47.605 bbls (7.569 m ³)
Cemento a granel/barita	456 m ³ / 456 m ³
Aceite sintético base	7.206 bbls (1.146 m ³)
Salmuera/ <i>completion fluid</i>	7.916 bbls (1.259 m ³)
Dimensiones/Carga	
Eslora	229,2 m
Manga	36,0 m
Piscina lunar (<i>Moonpool</i>)	22,4 m x 12,8 m
Calado de operación	11,0 m
Carga variable de cubierta	20.000 t

bbl = Barril de yacimiento petrolíferos (42 galones estadounidenses o ~ 159 L)

5.3.2 Descripción de los buques de apoyo

Se contará con hasta cuatro buques de apoyo (conocidos como PSV por sus siglas en inglés *Production Supply Vessels*) que apoyarán al buque de perforación antes, durante y después del proceso de perforación. Los PSV operarán como conectores entre el buque de perforación y la base logística en la zona portuaria. Estarán a cargo de descargar del buque perforador, el exceso de materiales y desechos de perforación, para llevarlos a las instalaciones de la base portuaria para su reutilización o disposición final. Estos buques de apoyo se encontrarán en el sitio de perforación, esperando en el puerto o en tránsito hacia y desde el buque de perforación y la base en tierra para suministros y equipos adicionales según sea necesario.

Para una ejecución segura de las operaciones de perforación se requerirá de una zona de exclusión de seguridad alrededor del buque de perforación, la cual será asegurada por los PSV. Es habitual una zona de exclusión de 500 m. Sin embargo, el área exacta de exclusión se determinará una vez que se seleccione el buque específico y se formalice el contrato. Las capacidades de comunicación de los PSV incluyen radios marinas de muy alta frecuencia (radios VHF) y teléfonos satelitales para su comunicación con las embarcaciones que circulen en la zona. Este requisito del establecimiento de

una zona de exclusión se comunicará frecuentemente a todos los buques que se encuentren en las proximidades de las operaciones de perforación (es decir, buques de pesca comercial y de transporte).

Como ya se indicó, dado que, no se han seleccionado los PSV específicos para las operaciones de perforación del presente proyecto, se proporcionan características de un buque de referencia. En la **Figura 5-6** se proporciona una ilustración de un buque indicativo, y en la **Tabla 5-10** (y el **Anexo B**) se encuentran las especificaciones.



Figura 5-6: Buque de apoyo indicativo (*Harvey Champion*).

Tabla 5-10: Especificaciones generales del buque de apoyo indicativo (*Harvey Champion*).

Descripción	Especificaciones
Posicionamiento	Posicionamiento dinámico 2
Espacio de cubierta	984,1 m ²
Tonelaje de peso muerto (DWT)	5.466,3 t
Calado (máximo/mínimo)	6,09 m/ 3,35 m
Capacidad de almacenamiento de lodo líquido	19.480 bbls (3.907 m ³)
Capacidad de almacenamiento de combustible	913,8 m ³
Capacidad de almacenamiento de graneles secos	406,3 m ³
Personal a bordo	46 (máx.)
Kit de respuesta ante derrame de hidrocarburos	Sí
Respuesta ante hombre al agua	Sí

DWT = Tonelaje de peso muerto; bbl = Barriles de yacimientos petrolíferos (~ 159 L).

5.3.3 Logística marítima

5.3.3.1 Operaciones generales

La comunicación con los buques pesqueros y la navegación comercial se realizará de acuerdo con el reglamento náutico vigente, incluida la comunicación por radio, en español e inglés. El Plan de

Comunicación de la campaña de perforación se ajustará a los requerimientos de ANCAP y de las autoridades de navegación y portuarias.

El buque de perforación permanecerá dentro del área operativa durante todo el período de ejecución de la campaña de perforación exploratoria, excepto en los casos en que se requiera mantenimiento. El buque perforador se reabastecerá en alta mar utilizando los buques de apoyo que proporcionan combustible, fluidos de perforación, alimentos y otros servicios necesarios. Estas actividades se regirán de conformidad con lo establecido en el PGA-O que se elaborará para el proyecto y las medidas de seguridad previstas en los procedimientos operativos de la embarcación de perforación y contempladas por las Disposiciones Marítimas vigentes.

Durante la ejecución del proyecto se utilizará el Puerto de Montevideo para el apoyo logístico, los buques de apoyo viajarán al mismo para repostar, abastecerse y realizar cambios de tripulación. En condiciones normales, se espera que entre 2 y 3 buques de apoyo ingresen al puerto por semana, según sea necesario, para carga de combustibles y provisiones para reabastecer al buque perforador. Se seguirán los protocolos de la OMI y de la Administración Nacional de Puertos (en adelante ANP).

Para la ejecución de tareas en el buque de perforación, el personal a bordo trabajará en turnos de día y noche (generalmente 12 h cada uno) con una rotación estándar de 4 a 6 semanas de trabajo y de 4 a 6 semanas de descanso. El método para llevar a cabo los cambios de tripulación se definirá a medida que avance el proyecto; sin embargo, se prevé que puedan realizarse a través de un buque de apoyo o con el apoyo de un helicóptero.

5.3.3.2 Rutas de transporte

El *offshore* uruguayo no cuenta con limitaciones para la navegación ni corredores de navegación obligatorios. Sin embargo, se identifican corredores preferenciales de navegación mediante el análisis de datos de la densidad del tráfico marítimo (información obtenida de Marine Traffic), que se ilustran en la **Figura 5-7**, en relación a área del proyecto. Los detalles de la ubicación definida se encuentran en la **Sección 1.9**.

Dado que, el proyecto no tendrá limitaciones para definir las trayectorias de navegación durante su operación, en la medida de lo posible se evitará interferir en la navegación habitual en los corredores preferenciales. Se espera que los impactos de campo cercano se limiten a un área operativa central (**Tabla 1-1** y **Figura 1-3**).

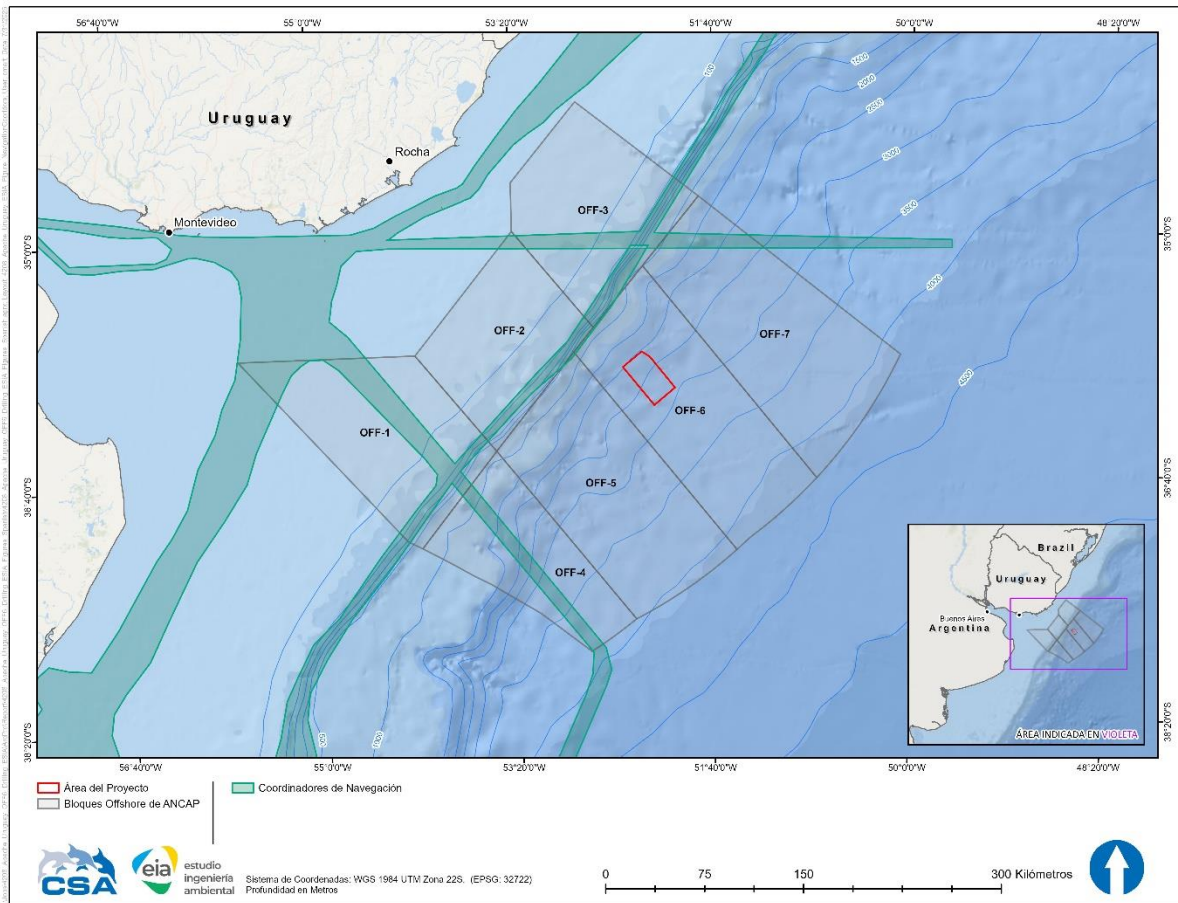


Figura 5-7: Corredores preferenciales de navegación. Fuente: modificado de Marine Traffic (2023).

5.3.4 Personal de perforación y apoyo

El tipo de buque de perforación previsto para este proyecto tiene una capacidad de alojamiento de aproximadamente 200 personas. Sin embargo, se estima un requerimiento de personal para las operaciones de perforación de aproximadamente 100 empleados, con 10 representantes de APA, y entre 30 y 50 de empresas contratistas, dependiendo de la fase operativa (Tabla 5-9). Se trabajarán turnos diurnos y nocturnos (12 horas cada uno), con turnos rotativos de personal generalmente cada 4-6 semanas, práctica habitual en la industria. En general, el operador del buque de perforación tomará las decisiones finales sobre las rotaciones de turnos en el momento de las operaciones.

Cada buque de apoyo tiene una capacidad máxima aproximada de 46 personas.

Por otro lado, si se realizan operaciones sísmicas, incluido el posible perfil sísmico vertical (VSP) del pozo, se contará además con personal capacitado para monitorear la fauna marina.

Tabla 5-11: Cantidad aproximada de personal en el buque de perforación.

Personal	Cantidad
Personal del contratista de la perforación	100
Personal de contratistas tercerizados	30 - 50
Representantes de APA	10

5.3.5 Contingencias y emergencias

En cumplimiento de la normativa internacional, cada embarcación contará con un Plan de Respuesta ante Contingencias, o similar, con procedimientos y planes específicos para las embarcaciones y tripulaciones que participan en la ejecución de la campaña de perforación. Los procedimientos y planes detallados, específicos para cada contingencia, estarán disponibles antes del inicio de las actividades.

Los principales escenarios de contingencia esperados son:

- Derrames de hidrocarburos o productos químicos peligrosos.
- Incendio a bordo/explosiones.
- Emergencia médica.

Otros escenarios a considerar comprenden:

- Colisión con un barco o varamiento.
- Eventos climáticos extremos.
- Fatalidad.
- Emergencia de agua (como pérdida de propulsión o mecanismo de dirección).
- Rescate o recuperación de emergencia.
- Hombre al agua.
- Hombre perdido, operación de búsqueda y rescate.

Para la prevención y respuesta ante contingencias se prevé:

- Implementar buenas prácticas ambientales y considerarán las mejores tecnologías disponibles, en todas las etapas.
- Realizar un Análisis de Riesgos y contar con una Matriz de Operaciones Permitidas (MOPO).
- Contar con procedimientos claros para las actividades operativas estándar de los buques con el fin de prevenir contingencias y de actuación en caso de ocurrencia.
- Contar con los elementos necesarios para el correcto desempeño de las actividades estándar ante contingencias, de acuerdo con los procedimientos establecidos para ambos casos.
- Se capacitará a todo el personal involucrado en el proyecto sobre los planes de gestión ambiental aplicables y el plan de prevención y respuesta a derrames.
- Todos los miembros de la tripulación serán informados claramente de sus funciones y responsabilidades ante emergencias y recibirán la formación adecuada para desempeñar sus funciones en caso de ocurrencia.
- Un representante de Medio Ambiente, Salud y Seguridad (EHS) estará presente en todas las actividades del proyecto, capacitando al personal y manteniendo actualizados los controles y registros.

5.4 BASE DE APOYO EN TIERRA

5.4.1 Logística portuaria

Para el apoyo logístico de los buques de apoyo involucrados en el proyecto, así como para la coordinación logística general, se utilizarán los servicios del Puerto de Montevideo, en consonancia con todos los protocolos de la OMI así como los de la ANP.

Se requerirán servicios de amarre, aprovisionamiento, descarga de residuos sólidos y eventualmente descarga de agua de sentina que no hayan cumplido con las especificaciones para su descarga en alta mar. El apoyo logístico en tierra para el embarque y desembarque de la tripulación, así como el traslado de suministros, se brindará principalmente a través del Puerto de Montevideo. En condiciones normales durante las operaciones que requieren mayor frecuencia (inicio y finalización del proyecto), se espera que entre 2 y 3 buques de apoyo ingresen al puerto por semana para reabastecer al buque de perforación.

También se requerirá de una zona específica en el Puerto de Montevideo para la instalación de una unidad temporaria de acopio y gestión de lodos de perforación y cemento, que incluye las siguientes áreas:

- Área de almacenamiento y mezcla de lodos.
- Área de almacenamiento y mezcla de cemento.
- Área de acopio de graneles.

En el marco de este proyecto, el titular solicitó a la ANP proporcionar un área de 8.000 m² cercana a zonas de muelle, para la instalación de una unidad de almacenamiento y gestión de fluidos de perforación y cemento. Adicionalmente, se solicitó un área adicional de acopio de 5.000 m² en zonas que no requieren estar cercanas a muelles, así como zonas de almacenamiento en galpones y zonas cubiertas. Al momento las áreas solicitadas no han sido adjudicadas.

5.4.2 Unidades de acopio y gestión de lodos y cemento

Como parte del apoyo requerido para las operaciones de perforación *offshore*, se debe movilizar, instalar y disponer de un cierto nivel de infraestructura en tierra para la preparación de los lodos de perforación y cemento, y para el almacenamiento de materiales a granel (materias primas y productos).

Dado que esta infraestructura actualmente no existe dentro de las instalaciones portuarias, empresas especializadas (APA, o subcontratos de APA) llevarán a cabo su instalación y operación, antes del inicio de las operaciones de perforación. Una vez finalizadas las operaciones, se desmontará la infraestructura, devolviendo el área a su condición original, o lo más parecido a esta.

El diseño final, el equipamiento y la configuración de este base de apoyo en tierra están sujetos a las áreas dentro del puerto que finalmente se asignen al proyecto, así como también a disposiciones técnicas finales de los subcontratistas.

5.4.2.1 Unidades de lodos de perforación

La infraestructura a instalar se podrá emplear tanto para la preparación y almacenamiento de WBM como de SBM. Habitualmente se separa temporalmente la preparación de lodos WBS de la de SBM, de forma de evitar la contaminación cruzada.

Incluirá áreas de almacenamiento para los materiales secos a granel requeridos (barita, bentonita, entre otros), y para materiales paletizados en sacos (*Big Bags*). Los recipientes de almacenamiento de materiales secos a granel (silos) consisten en tanques verticales de 2.000 ft³ (57 m³), habituales en servicios de la industria petrolera y diseñados según los estándares de la industria.

El agua dulce de calidad adecuada se obtendrá mediante un proveedor local o mediante la red de suministro del puerto. Esta agua no es almacenada en los tanques de almacenamiento, sino que será

suministrada directamente a través de la red, o en camiones cisterna, según necesidad. El aceite base para el SBM se almacenará en tanques de transporte específicos.

Se prevé que la capacidad de la infraestructura sea en total de aproximadamente 5.000 bbl (795 m³) de almacenamiento de fluidos líquidos, más un tanque de mezcla de aproximadamente 400 bbl (64 m³) de capacidad. La preparación es por lotes en el tanque de mezcla, donde se añaden y mezclan las materias primas hasta formar el lodo, que luego se transfiere al tanque de almacenamiento previamente definido. Los tanques de almacenamiento y de mezcla consisten en tanques horizontales en forma de contenedor de 500 bbl (79 m³), conectados mediante una combinación de tuberías rígidas de acero y tuberías flexibles. Se utilizarán diversas válvulas y sensores de nivel para mantener el control de los volúmenes y transferir fluidos cuando se requiera. Los tanques de almacenamiento de fluidos líquidos pueden utilizarse para diversos tipos de fluidos, como WBM, SBM o aceite base. Por lo general, solo se utilizan para almacenar WBM o SBM.

En la **Figura 5-8** se presenta el diseño conceptual de la infraestructura para la preparación y almacenamiento de los lodos de perforación. El diseño y la disposición exacta se determinará una vez que APA haya adjudicado el contrato y se finalice el diseño. Es probable que APA cargue los volúmenes iniciales de WBM y SBM desde el punto de origen del buque de perforación, y no desde Uruguay, y que la infraestructura terrestre uruguaya se utilice únicamente para cantidades menores de fluido (<5.000 bbl) para reposición.

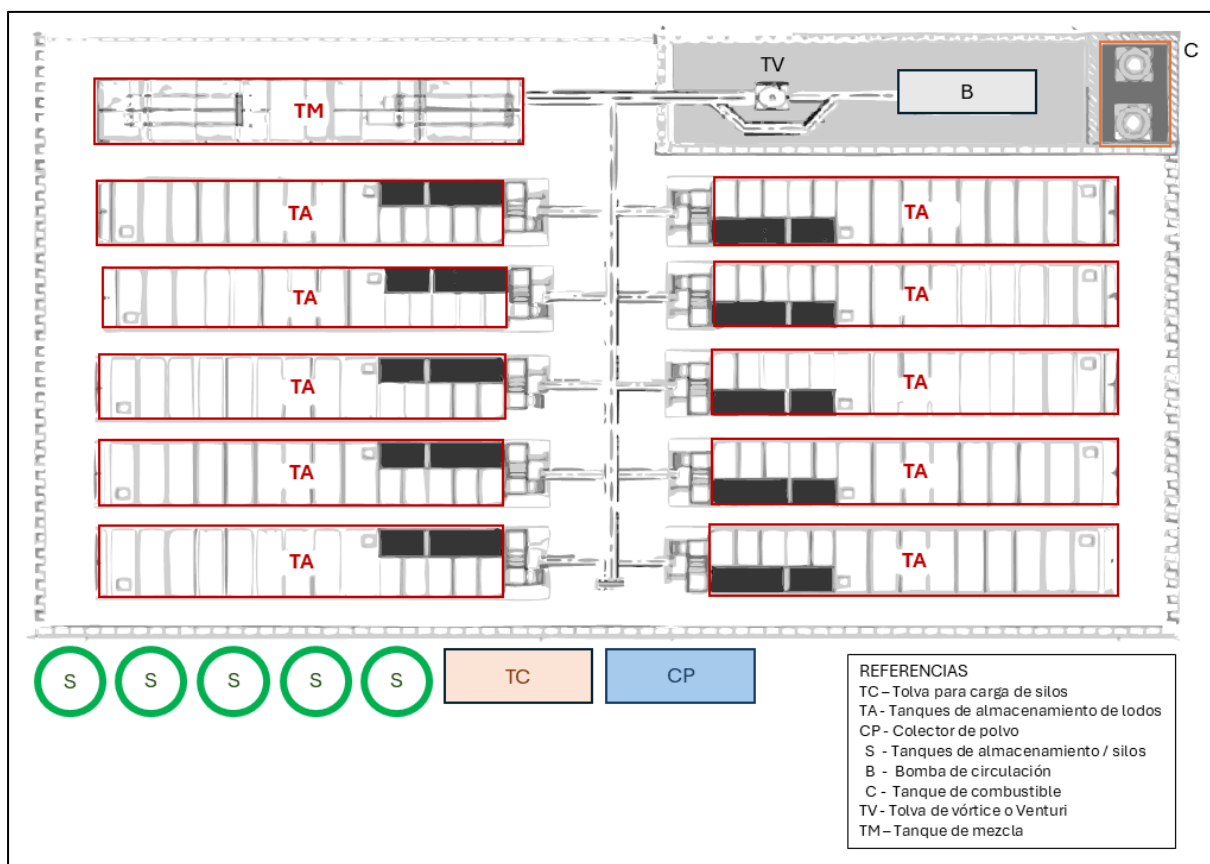


Figura 5-8: Diseño teórico de la infraestructura de fluidos de perforación (vista en planta).

Las características de la unidad de lodos, sus componentes principales y capacidades estimadas son:

- 35 m x 25 m (875 m²) de área de ocupación total, aproximada y sujeta a ajustes.
- 10 tanques horizontales de 500 bbl (4.550 kg/m²).

- Tanque de mezcla de dos secciones, de aproximadamente 400 bbl de capacidad (4.000 kg/m²).
- 5 silos de almacenamiento de graneles secos (2.000 ft³ cada uno; 10.000 ft³ de capacidad total (9.600 kg/m²).
- Tolva de corte en plataforma móvil (780 kg/m²).
- Colector de polvo.
- Secador de aire (500 kg/m²).
- Bomba de circulación.
- Tolva de mezcla.
- Compresores de aire, generadores diésel, distribución eléctrica, tanque de combustible diésel.
- Equipos de seguridad.
- Contención secundaria mediante muro perimetral y revestimiento impermeable (geomembrana, por ejemplo) en la superficie a colocar los tanques.
- Área de trabajo techada (cubierta), excluyendo los tanques de almacenamiento.

El diseño presentado es ilustrativo, por lo que puede ser ajustado para satisfacer la demanda del Proyecto, según defina el subcontratista.

5.4.2.2 Unidades de cemento

Como ya se indicó, se requiere infraestructura en tierra para la preparación y el almacenamiento de cemento a granel. La infraestructura proporcionará instalaciones de almacenamiento para los materiales secos a granel necesarios (cemento y otros) y materiales paletizados en sacos. La capacidad de diseño de la infraestructura es de aproximadamente 10.000 ft³ (283 m³) de almacenamiento de material seco a granel. Los recipientes de almacenamiento y mezcla están compuestos por tanques verticales a granel de 2.000 ft³ (57 m³) habituales en servicios petroleros y diseñados según los estándares de la industria. Se utilizarán válvulas para mantener el control de los volúmenes y transferir el cemento cuando se requiera.

En la **Figura 5-9** se presenta el diseño indicativo de la infraestructura para la preparación y almacenamiento de cemento. Nuevamente, la definición exacta de la infraestructura se determinará una vez que APA adjudique el contrato de servicios de cementación.

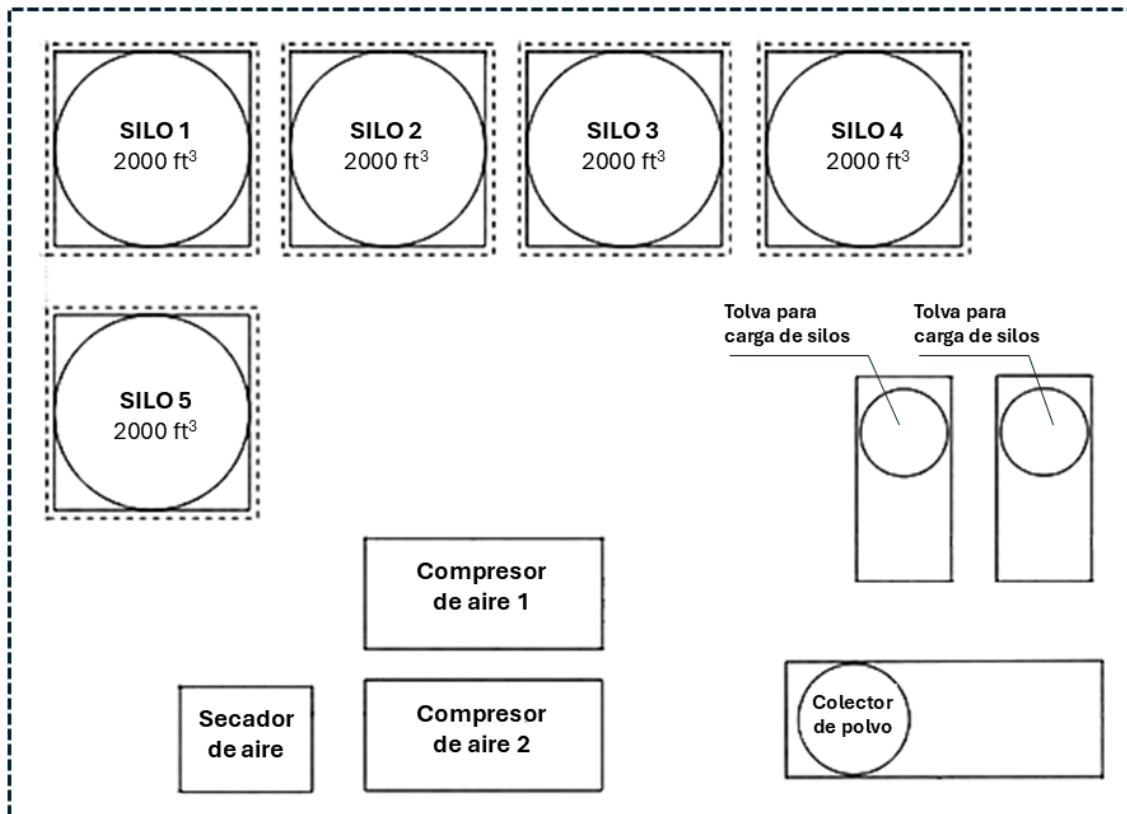


Figura 5-9: Diseño indicativo de infraestructura a granel de cemento (vista en planta).

Las características de la unidad de cemento, sus componentes principales y capacidades estimadas son:

- 20 m x 15 m (300 m²) de área de ocupación, aproximada y sujeta a ajustes.
- 5 silos de almacenamiento de materiales secos (2.000 ft³ cada uno; 10.000 ft³ totales) (6.910 kg/m²).
- Tolva de corte en plataforma móvil (780 kg/m²).
- Colector de polvo.
- Secador de aire (500 kg/m²).
- Compresores de aire, generadores diésel, distribución eléctrica, tanque de combustible diésel.
- Equipos de seguridad.
- Área de trabajo cubierta con techo, excluyendo los tanques de almacenamiento.

5.4.3 Oficinas y logística aérea

Se establecerá una oficina de proyecto en territorio uruguayo, probablemente en el departamento de Montevideo o cercanías, para el personal de ingeniería y los especialistas técnicos de las empresas de servicios tercerizados durante la campaña de perforación.

A su vez, se establecerá un área de operaciones en el aeropuerto o helipuerto local designado, para apoyar las operaciones de helicópteros, mantenimiento, reabastecimiento de combustible, hangar y otros servicios. Al momento se evalúan como alternativas para la base logística aérea el aeropuerto de Carrasco y el de Laguna del Sauce. Se estiman aproximadamente 5 a 6 vuelos de ida y vuelta en helicóptero por semana, sujeto a las especificaciones finales del helicóptero, como capacidad de

carga, y requisitos de cambio de tripulación a bordo del buque de perforación. Los vuelos de cambio de tripulación dependerán del avance del programa de perforación y las limitaciones logísticas. Los cambios de tripulación de los buques de apoyo, o PSV, tendrán lugar a través del Puerto de Montevideo.

5.4.4 Personal en tierra

El personal en tierra dentro del Puerto de Montevideo estará conformado por representantes de APA, contratistas directos y sus subcontratistas, que participarán en diversas operaciones dentro del puerto (actividades en muelle, áreas de acopio a granel y zonas de almacenamiento, depósitos, entre otros). El nivel de actividad y, por lo tanto, la cantidad de personal varía según la planificación de trabajo diaria y la etapa que se encuentre la actividad.

En la **Tabla 5-12** se presenta una estimación de la cantidad aproximada del personal que se encontrará trabajando en simultáneo, sin considerar diferencias entre turnos diurno o nocturno.

Tabla 5-12: Cantidad aproximada del personal de APA y contratado involucrado en las operaciones de la base de apoyo en tierra.

Asociación de Personal	Cantidad de personal
Representantes de APA	2
Personal del contratista (incluidos operadores de equipamiento)	10
Personal de la unidad de lodos (contratista tercerizado)	4
Personal de la unidad de cemento (contratista tercerizado)	4

5.5 COMPARACIÓN CON LAS MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

5.5.1 Introducción

APA diseña y ejecuta todas las operaciones de perforación en aguas profundas bajo un marco basado en la seguridad, la gestión ambiental responsable y la integridad técnica. El proceso de realización de pozos de la compañía está diseñado para superar las expectativas regulatorias y alinearse con los estándares internacionales, como los requisitos del Instituto Americano del Petróleo y la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental de los Estados Unidos (BSEE). Todos los aspectos de la planificación, el diseño y la ejecución están dirigidos a prevenir la pérdida de control del pozo, proteger al personal y utilizar medidas de mitigación aprobadas, diseñadas para reducir los impactos ambientales, al tiempo que se garantiza la integridad a largo plazo del pozo y del ecosistema circundante.

La filosofía rectora es que ningún objetivo comercial tiene prioridad sobre la seguridad o la protección del ambiente, y que la integridad de la barrera y la garantía del control del pozo son fundamentales en cada etapa del ciclo de vida del pozo, desde el diseño y perforación hasta la suspensión y abandono.

5.5.2 Prácticas clave para operaciones seguras y responsables en aguas profundas

1. Diseño de ingeniería y planificación previa a la perforación

- Los pozos están diseñados utilizando criterios conservadores de revestimiento, cementación y modelado de presión para mantener la integridad del pozo en casos de carga anticipados.
- Los estudios previos a la perforación evalúan la presión de poro, los gradientes de fractura, las condiciones meteorológicas y oceánicas, y los riesgos asociados a la geomorfología del fondo marino, con el fin de identificar y mitigar los posibles riesgos geotécnicos y operativos.

- El diseño del *casing* incorpora barreras independientes, gestión de la presión anular, pruebas y verificación por parte de profesionales externos calificados para garantizar la confiabilidad estructural.

2. Principios de las barreras y gestión de la integridad del pozo

- Cada ruta de flujo activa, pozo o anillo, debe mantener dos barreras en todo momento. Estas barreras están diseñadas, verificadas y documentadas para evitar el flujo incontrolado de fluidos desde la formación.
- Las barreras se clasifican como primarias (por ejemplo, fluidos de perforación hidrostáticos, revestimiento cementado) y secundarias (como son los BOP). Cada una se verifica de manera independiente y se diseña para soportar las cargas previstas.
- Antes de las operaciones, se desarrollan planes detallados de análisis y verificación de barreras, lo que garantiza el cumplimiento de la política global de barreras de APA.

3. Sistemas y prácticas de control de pozos

- Los sistemas BOP están configurados y probados para superar las presiones superficiales máximas previstas y cumplen totalmente con la norma API 53.
- Las torres BOP *offshore* incluyen arietes de corte y sellado, arietes de tubería y dispositivos de prevención anular, así como sistemas de control hidráulico independientes con fuentes de energía redundantes y capacidad de cierre de emergencia.
- Se realiza monitoreo en tiempo real, pruebas de circulación lenta y ejercicios de control (simulacros) de manera regular para validar la preparación del equipo de control de pozos, y las cuadrillas de perforación mantienen un seguimiento activo del estado del pozo.
- En caso de un *kick* o entrada de fluido, se implementan procedimientos de cierre inmediato y *kill* para estabilizar el pozo, minimizando al mismo tiempo el estrés sobre la integridad de la formación.

En la **Sección 5.2.3** se encuentra la descripción detallada de las prácticas y el sistema de control del pozo.

4. Prueba, verificación e inspección de equipos:

- Todos los equipos críticos, incluidos los BOP, las líneas auxiliares de los *riser*, cabezales de pozo, los sistemas de cementación y las cápsulas de control, se someten a estrictas pruebas de presión, función e integridad antes y durante las operaciones, y son verificados por un tercero.
- Las pruebas de presión del *casing* y el revestimiento verifican la integridad del pozo para garantizar el cumplimiento de los requisitos de diseño internos.
- El mantenimiento preventivo y los programas de garantía de calidad de terceros garantizan que todos los sistemas de control del pozo estén listos para su activación.
- Protecciones ambientales y de seguridad
- Las operaciones se rigen por las pautas de gestión ambiental y de seguridad de APA y sus contratistas, lo que garantiza la identificación estructurada de riesgos, la preparación para emergencias y el cumplimiento de la gestión de residuos.

- Los fluidos de perforación se seleccionan y gestionan para cumplir con los requisitos de la autorización ambiental.
- Existen planes de contingencia para eventos contingentes importantes (pérdida de control del pozo, incendios, derrames, emergencias médicas, entre otros), con protocolos definidos de comunicación, evacuación y respuesta.

5. Competencia, capacitación y supervisión

- Todo el personal de APA y sus contratistas que cuente con funciones de control del pozo debe tener certificaciones válidas del Foro Internacional de Control de Pozos (IWCF), la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC), WellSharp o equivalentes, apropiadas para sus funciones.
- Los simulacros, simulaciones y auditorías en curso refuerzan una cultura de vigilancia, empoderamiento y responsabilidad. El personal está autorizado a suspender las operaciones de inmediato si surgen problemas ambientales o de seguridad.
- La verificación independiente de ingeniería y los procesos de gestión de cambios rigen las modificaciones de diseño o procedimientos, garantizando que las evaluaciones de riesgos y las medidas de mitigación estén completamente documentadas y aprobadas antes de su implementación.

5.5.3 Conclusión

El enfoque de APA para las perforaciones en aguas profundas integra un diseño de ingeniería robusto, un control operativo riguroso y un compromiso firme con la salud, la seguridad y la gestión ambiental. Mediante la combinación de rigor técnico, barreras redundantes y capacitación continua, APA garantiza que los riesgos para el personal, los activos y el ambiente se minimicen, manteniendo al mismo tiempo los estándares operativos más exigentes.

Esta metodología estructurada, basada en barreras, no solo se alinea con las mejores prácticas internacionales, sino que también demuestra el enfoque proactivo de APA en el desarrollo responsable de las energías *offshore*.

6 Análisis de riesgo de derrame

6.1 INTRODUCCIÓN

En las siguientes secciones se define un potencial escenario de pérdida de control del pozo, la frecuencia histórica y la probabilidad de que suceda este tipo de eventos en la exploración de hidrocarburos *offshore*. Además, se exponen las medidas preventivas y reactivas que APA deberá tomar.

Cabe destacar que, en el transcurso de sus operaciones en aguas profundas a nivel mundial, APA nunca ha tenido un evento de pérdida de control del pozo que haya resultado en la liberación de hidrocarburos a la superficie del mar.

6.2 FRECUENCIA HISTÓRICA DE PÉRDIDA DE CONTROL DE POZOS EN PROYECTOS DE EXPLORACIÓN OFFSHORE

Los eventos de pérdida de control del pozo durante las operaciones de perforación en alta mar se reconocen como incidentes de muy baja probabilidad, pero de altas consecuencias. Décadas de datos

recopilados por la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (en adelante IOGP, por sus siglas en inglés) y otros estudios de la industria proporcionan una base estadística sólida para estimar su probabilidad (IOGP, 2019). A lo largo de la actividad global de perforación *offshore*, la frecuencia de un evento de pérdida de control de pozos se ha observado en el rango de 1 evento por varios miles de pozos de exploración perforados. Más específicamente, los pozos exploratorios, que por naturaleza son las primeras perforaciones en cuencas no exploradas, presentan un riesgo relativo ligeramente mayor en comparación con los pozos de desarrollo, aunque la probabilidad absoluta sigue siendo muy baja.

6.3 PROBABILIDAD ESPERADA DE PÉRDIDA DE CONTROL PARA POZOS EXPLORATORIOS

En base a los datos de frecuencia agregados y los meta análisis posteriores de las operaciones *offshore*, la probabilidad esperada de un evento de pérdida de control del pozo durante la ejecución de un pozo de exploración *offshore* es del orden de 10^{-3} a 10^{-4} por pozo perforado (IOGP, 2019). Si bien esta probabilidad es muy pequeña, las evaluaciones de riesgo previas a la perforación para las campañas de exploración incorporan rutinariamente esta probabilidad en la planificación de contingencia, la preparación para la respuesta de emergencia y el establecimiento de seguros. En este caso el seguro se establecerá en concordancia con los términos establecidos en el Acuerdo de Producción Compartida (PSC por sus siglas en inglés) con ANCAP. El registro histórico demuestra que, si bien la probabilidad de ocurrencia es muy baja, las consecuencias pueden ser graves, de ahí el énfasis en las barreras preventivas, la capacitación en control de los pozos y la planificación de emergencias basada en diferentes escenarios. Para los operadores, esto significa que, aunque la expectativa estadística de un evento de pérdida de control sea poco probable, siempre debe considerarse como un riesgo plausible al planificar actividades de exploración en alta.

6.4 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LA PÉRDIDA DE CONTROL DEL POZO

Las siguientes medidas representan prácticas habituales de APA, muchas de las cuales se ven reforzadas por marcos regulatorios y estándares internacionales. Abordan factores técnicos y organizativos, con énfasis en la integridad del diseño, la confiabilidad del equipo y el desempeño humano. Cuando se implementan en conjunto, estas medidas reducen significativamente la probabilidad de un incidente de control de pozos y brindan confianza en que las operaciones se pueden realizar de manera segura y responsable.

1. Planificación y diseño del pozo

- Aplicar criterios conservadores de diseño de revestimiento y cementación para mantener la integridad del pozo en posibles casos de carga.
- Realizar un análisis detallado de la presión de los poros y el gradiente de fractura para orientar los puntos de colocación de revestimiento y el plan de densidad de lodo.
- Asegurar la instalación de un mínimo de dos (2) barreras independientes que previenen eventos no intencionales de pérdida de control del pozo durante todas las fases de construcción.

2. Equipamiento y tecnología

- Utilizar dispositivos BOP modernos y rigurosamente probados, con sistemas de control redundantes.
- Garantizar el mantenimiento, la inspección y las pruebas de funcionamiento adecuados de todos los equipos de control de pozos antes y durante las operaciones.

- Emplear herramientas de monitoreo en tiempo real para detectar signos de afluencia o inestabilidad del pozo.

Ver **Sección 5.2.3** para más información sobre el sistema BOP.

3. Controles operativos

- Implementar procedimientos de control de pozo, incluidos simulacros de detección de *kick* (entrada de fluido) y gestión de líneas de *choke/kill* (línea de control y de inyección para taponamiento).
- Mantener el registro continuo de lodo y el monitoreo de los parámetros de perforación.
- Establecer protocolos claros para la suspensión de operaciones si se acercan a los umbrales críticos de seguridad.

4. Factores humanos y formación

- Requerir certificación de control de pozos y capacitación basada en simuladores para el personal de perforación de línea directa.
- Fomentar una cultura de seguridad que permita a las cuadrillas detener las operaciones si se identifican riesgos inesperados.
- Realizar análisis de riesgos previos al trabajo e informes de seguridad para garantizar el conocimiento de los posibles desencadenantes y respuestas.

5. Gobernanza y supervisión

- Cumplir con los requisitos reglamentarios de la U.S. BSEE de Estados Unidos para la preparación para el control de pozos.
- Llevar a cabo auditorías independientes de terceros sobre el diseño de pozos.
- Documentar las lecciones aprendidas de operaciones anteriores e incorporarlas a la planificación futura de pozos.

6.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE DERRAME EN CASO DE CONTINGENCIA

Existen varias metodologías que se pueden utilizar para calcular el caudal de salida contingente de un pozo no controlado. APA ha elegido la metodología conocida como el caso del peor escenario de descarga (WCD por las siglas en inglés de *Worst Case Discharge*) definida por BOEM para el Golfo de América. El objetivo de realizar esta estimación es proporcionar los insumos adecuados para la modelación de dispersión de hidrocarburos que se realiza en el EsIA.

El caso del peor escenario de descarga, supone que cuando la formación comienza a alimentar de fluidos y gas al pozo, no hay restricciones físicas para disminuir el flujo de los mismos. La única restricción contra la presión de la formación es la presión hidrostática de la columna de agua de mar desde la superficie del océano hasta el fondo marino. Esta metodología de cálculo resulta en el mayor volumen posible de hidrocarburos que se liberan inintencionalmente del pozo.

El WCD se calculó utilizando el conjunto de modelos integrados de yacimientos de Petroleum Experts (Material Balance, MBAL; Production and Systems Performance, PROSPER; General Allocation Package, GAP). Las propiedades estimadas de la formación y de los fluidos se incorporaron en un modelo del yacimiento de celda única y en un modelo del pozo (análisis nodal). El modelo del pozo también incluye la definición de la trayectoria del flujo desde la sección del reservorio en hueco

abierto, a través del revestimiento (*casing*), hasta el lecho marino. Utilizando los modelos de yacimiento y de pozo, se ejecutó una simulación de agotamiento del yacimiento de 30 días, utilizando únicamente la presión hidrostática en el lecho marino como restricción. Los resultados de este modelo incluyen caudales, volúmenes de producción acumulativos y perfiles de presión a lo largo de todo el pozo.

APA considera muy poco probable que un escenario de pérdida de control del pozo ocurra durante la campaña de perforación. No obstante, como operador prudente que utiliza las mejores prácticas, en el caso de una pérdida de control del pozo, la respuesta inicial al derrame se diseñará basado en este caudal estimado del peor de los casos de descarga, hasta el momento en que se verifiquen las condiciones reales del flujo.

6.6 MEDIDAS DE RESPUESTA EN CASO DE PÉRDIDA DE CONTROL DEL POZO

Incluso con sistemas preventivos robustos, las operaciones de perforación *offshore* deben estar preparadas para afrontar el escenario muy poco probable, de una pérdida de control del pozo, incluido un potencial derrame. Las medidas reactivas están diseñadas para contener rápidamente el incidente, proteger al personal, minimizar el impacto ambiental y restaurar el control del pozo de la manera más eficiente y segura posible. Estas medidas dependen de una combinación de equipos especializados, equipos de respuesta ante emergencias capacitados y procedimientos ante contingencias bien definidos.

A continuación se listan las medidas principales de respuesta empleadas por APA para mitigar los impactos de estos potenciales eventos:

1. Acción inmediata para el control del pozo o fuente:

- Activar los sistemas de prevención (BOP) y los procedimientos de cierre asociados para aislar el pozo.
- Iniciar operaciones de control (*kill operations*) utilizando lodo de perforación para restablecer el control hidrostático.
- Aplicar la planificación del pozo de alivio y, si es necesario, iniciar las operaciones de perforación de este pozo.

2. Contención e intervención:

- Desplegar la unidad de cierre (*capping stack*) para sellar un escape incontrolado en el BOP/cabezal del pozo.
- Movilizar los recursos de contención del pozo y los medios regionales de asistencia mutua para realizar una intervención submarina especializada.
- Ejecutar la aplicación de dispersantes submarinos, en coordinación con la aprobación regulatoria, para minimizar los impactos de derrames superficiales.

3. Respuesta ambiental y a derrames:

- Activar los planes de respuesta ante derrames de hidrocarburos, incluyendo el despliegue de barreras de contención en superficie, recolección mecánica (*skimming*), aplicación de dispersantes y, si es necesario, estrategias de quema controlada en la superficie del mar, en coordinación con la aprobación regulatoria.

- Realizar el monitoreo ambiental para evaluar los impactos sobre la calidad del agua y los ecosistemas sensibles.
- Coordinar con los organismos gubernamentales, autoridades regulatorias y partes interesadas locales para garantizar la transparencia y la coherencia en las acciones de respuesta.

4. Respuesta a emergencias y gestión de crisis:

- Proteger al personal a través de procedimientos de evacuación inmediata o reunión, según sea necesario.
- Activar el Sistema de Comando de Incidentes y el Equipo de Gestión de Incidentes de APA.
- Mantener una comunicación clara y continua con los reguladores, las partes interesadas y la comunidad durante toda la respuesta.

5. Recuperación y aprendizaje posteriores al incidente:

- Realizar investigaciones exhaustivas de la causa raíz para identificar a los factores técnicos, operativos u organizacionales.
- Implementar acciones correctivas y compartir las lecciones aprendidas.
- Revisar y actualizar los planes de contingencia de control de pozos para integrar mejoras para operaciones futuras.

En su conjunto, estas medidas de respuesta forman un marco integral para garantizar que, si ocurre un evento de pérdida de control de pozo, el incidente se pueda estabilizar rápidamente, minimizando el daño ambiental, y restaurando las operaciones normales. Si bien la probabilidad de tales eventos sigue siendo muy baja, la capacidad de responder de manera efectiva es un componente crítico de la exploración *offshore* responsable. Al mantener acceso a equipamiento especializado, equipos de respuesta entrenados y una interacción transparente con los reguladores y las partes interesadas, APA demuestra capacidad de respuesta y refuerza la confianza en que, incluso en el peor de los casos, los riesgos se gestionan de manera estructurada y responsable.

7 Aspectos ambientales

Los aspectos ambientales identificados para cada fase del proyecto se presentan en la **Tabla 7-1**. Los aspectos ambientales representan cualquier actividad relacionada con el proyecto que pueda producir impactos ambientales o sociales, pudiendo afectar factores ambientales en el área del proyecto. Las actividades y aspectos ambientales se distinguen según se desarrollen en fase de proyecto (P), implantación (I), operación (O) y abandono (A). A su vez, en fase de operación de la campaña de perforación exploratoria se distinguen las actividades que se espera ocurran normalmente como las actividades rutinarias (O-R), ocasionales (O-O), contingentes (O-C), portuarias (O-P), y portuarias contingentes (O-P-C).

Tabla 7-1: Identificación de aspectos ambientales.

Fase	Actividad	Aspecto ambiental
P	Planificación del proyecto de exploración de hidrocarburos	Difusión pública de información del proyecto
I	Movilización del buque de perforación y buques de apoyo	Transporte de aguas de lastre
I	Implantación del buque de perforación	Presencia física del buque de perforación y su zona de exclusión durante la implantación
		Implantación del buque en el sitio de perforación
Actividades rutinarias offshore		
O-R	Actividad general	Presencia física del buque de perforación y su zona de exclusión durante la perforación
O-R	Actividad general	Utilización de fuentes lumínicas por el buque perforador
O-R	Actividades de perforación	Emisiones sonoras submarinas por la actividad de perforación
O-R	Actividades de perforación	Descarga de lodos y recortes de perforación
O-R	Cementación del pozo	Descarga de cemento en el subsuelo
O-R	Operación de buque de perforación y de apoyo	Emisiones al aire
O-R	Operación de buque de perforación y de apoyo	Descarga de efluentes del tratamiento de aguas grises y negras
O-R	Operación de buque de perforación y de apoyo	Descarga de pluviales de cubierta, aguas de sentina tratadas y otras aguas de servicios del buque
O-R	Operación de buque de perforación y de apoyo	Demanda de servicios e instalaciones portuarias por parte de los buques de apoyo
O-R	Generación de residuos sólidos asimilables a domésticos	Gestión de residuos sólidos no peligrosos
O-R	Generación de residuos peligrosos	Gestión de residuos peligrosos
O-R	Navegación de buques de apoyo	Tráfico marítimo
O-R	Uso de helicópteros para el cambio de tripulación	Emisiones sonoras por tráfico aéreo
Actividades ocasionales offshore		
O-O	Operación de fuentes sonoras (VSP)	Generación de emisiones sonoras submarinas por operación de fuentes sonoras

Fase	Actividad	Aspecto ambiental
O-O	Descarga de cementos a granel	Descarga de cementos a granel
Contingencias offshore		
O-C	Generación de residuos sólidos asimilables a domésticos	Pérdida accidental de residuos sólidos no peligrosos
O-C	Generación de residuos peligrosos	Pérdida accidental de residuos peligrosos
O-C	Suministro de combustible al buque de perforación en altamar	Derrame de combustible en agua
O-C	Suministro de fluidos de perforación en altamar	Derrame de fluidos de perforación en agua
O-C	Manipulación de cementos	Derrame de cementos
O-C	Pérdida de control del pozo	Fuga de hidrocarburos livianos por pérdida de control del pozo
Desmovilización y abandono		
A	Desmovilización del buque de perforación	Presencia física del buque de perforación y su zona de exclusión durante el abandono
A	Desmovilización del buque de perforación	Extracción de equipamiento de fondo
A	Abandono del pozo	Cierre permanente del pozo
Actividades rutinarias onshore		
O – P - R	Actividades portuarias	Transporte de graneles sólidos
O – P - R	Actividades portuarias	Presencia física de instalaciones onshore
Contingencias onshore		
O – P - C	Actividades portuarias	Emisiones de material particulado durante operaciones de trasvase
O – P - C	Actividades portuarias	Derrame de fluidos de perforación (accidental)

En el **Capítulo 4** del EsIA se presenta el detalle sobre los aspectos ambientales identificados en la **Tabla 7-1**. Utilizando una matriz de interacción, los aspectos ambientales listados anteriormente se relacionan con factores ambientales o recursos del medio receptor con los que pueden interactuar, con el fin de identificar impactos potenciales. A los impactos identificados se les asigna un valor para determinar su significancia preliminar, como se detalla en el **Capítulo 4 (Tabla 4-5)**.

El **Capítulo 5** del EsIA proporciona información detallada sobre los impactos ambientales potenciales identificados y el **Capítulo 6** resume la significancia preliminar de los impactos, describe las medidas de mitigación para reducir los impactos y proporciona la significancia residual de los impactos. Se destaca del EsIA que las actividades de perforación exploratoria propuestas en este documento se consideran admisibles en el medio ambiente receptor en base a la identificación de los potenciales impactos ambientales y el desarrollo de planes para su mitigación, gestión o compensación.

8 Referencias

- Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland (ANCAP). (2018). Manual de Operaciones de Exploración Offshore Uruguay. Pág. 137.
<https://www.ancap.com.uy/innovaportal/file/2710/1/manual-de-operaciones-de-exploracion-offshore-uruguay-rev3.pdf>.
- Ayers, R.C., Jr., Sauer, T.C., Jr., Meek, R.P., Bowers, G. (1980a). An environmental study to assess the impact of drilling discharges in the Mid-Atlantic. I. Quantity and fate of discharges. In: Symposium on Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings, 382-418. Courtesy Associates, Washington, D.C.
- Ayers, R.C., Jr., Sauer, T.C., Jr., Meek, R.P., Bowers, G. (1980b). An environmental study to assess the impact of drilling fluids on water quality parameters during high rate, high volume discharges to the ocean. In: Symposium on Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings, 351-381. Courtesy Associates, Washington, D.C.
- Collecte Localisation Satellites Group (CLS Brasil). (2026). Oil Spill Modeling: Environmental Impact Study for APA Uruguay OFF-6 Exploration Well.
- CSA Ocean Sciences Inc (CSA) t Estudio Ingeniería Ambiental (EIA). (2025). Comunicación de Proyecto, Campaña de Perforación Exploratoria, Bloque OFF-6, Zona Económica Exclusiva uruguaya. Agosto 2025. 98 pp.
- Drilling Contractor. (2025). Drilling Contractor, Official Magazine of the International Association of Drilling Contractors (IADC). <https://drillingcontractor.org/dual-bops-when-one-just-isnt-enough-10663>.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). (2016). Environmental fates and effects of ocean discharge of drill cuttings and associated drilling fluids from offshore oil and gas operations. IOGP Report 543. March 2016. IOGP, London. 144 pp.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) (2019). Risk Assessment Data Directory: Blowout Frequencies. IOGP Report 434-02. IOGP, London. 28 pp.
<https://www.iogp.org/bookstore/product/risk-assessment-data-directory-blowout-frequencies/>.
- Khan, A., Shadid, A., Muhammad, Z. (2024). Sustainable drilling fluid design; utilizing waste biomass as drilling fluid additive. International Petroleum Technology Conference. Paper IPTC-24133-MS.
<http://dx.doi.org/10.2523/IPTC-24133-MS>.
- Marine Traffic. (2023). Ships Database and Vessels List with Live Maps and Particulars.
<https://www.marinetraffic.com/vessels?page=1&flag=UY&type=8>.
- Marine Traffic. (2025a). Valaris DS 17.
https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:713821/mmsi:538004645/imo:9646950/vessel:VALARIS_DS_17.
- Marine Traffic. (2025b). Harvey Champion.
https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:427980/mmsi:366840000/imo:9581289/vessel:HARVEY_CHAMPION.

- Marine Traffic. (2025c). Ships Database and Vessels List with Live Maps and Particulars. <https://www.marinetraffic.org/vessels?page=1&flag=UY&type=8>.
- Neff, J.M. (1987). Biological effects of drilling fluids, drill cuttings, and produced waters. In: Boesch, D.F., Rabalais, N.N., e (Eds.), Long-term Effects of Offshore Oil and Gas Development, 469-538. Elsevier Applied Science Publishers, London.
- Neff, J.M., McKelvies, S., Ayers, R.C., Jr. (2000). Environmental impacts of synthetic based drilling fluids. Report prepared for MMS by Robert Ayers & Associates, Inc. August 2000. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 2000-064. 118 pp.
- Ray, J.P., Meek, R.P. 1980. Water column characterization of drilling fluids dispersion from an offshore exploratory well on Tanner Bank. In: Symposium on Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings, pp. 223-258. Courtesy Associates, Washington, D.C.
- RPS group. (2025). 100-WTR-T44625 CSA Apache Uruguay Offshore Drilling: Drilling Discharges Modeling Study, Block OFF-6 Exploratory Well, Offshore Uruguay. CSA Apache Version 3. October 7, 2025. South Kingston, RI: RPS Ocean Science. 35 pp.
- Rigzone. (2025). Training. How does a drillship work? https://www.rigzone.com/training/insight?insight_id=306&c_id=.

Campaña de perforación exploratoria

Anexo A

Ficha técnica del buque de perforación indicativo: Valaris DS-17.



Página intencionalmente en blanco
para impresión en doble faz.



VALARIS DS-17

GustoMSC P10,000 Drillship • Year in Service: 2014

DESIGN

Design
GustoMSC P10,000

Shipyard Delivery
2014

Shipyard
Hyundai Heavy Industries

Classification Agency
ABS

Flag State
Marshall Islands

Drilling Systems
NOV

Subsea Systems
Cameron

PROPULSION & POWER

DP Class
DPS-3

Main Engines
(6) Himsen 8,000 kW

Emergency Power
1,500 kW

Thrusters
(6) 5,000 kW azimuth type,
self-retracting canister

DRILLING EQUIPMENT

Derrick
Combined: 2,000 T
Main: 1,250 T
Aux: 750 T

Rotary Table
Main: 75 1/2", 1,250 st
Aux: 60 1/2", 1,000 st

Top Drives
Main: NOV AC 1,250 st
Aux: NOV AC 750 st

Motion Compensator
Incorporated in with Active Heave Drawworks

Drawworks
Main: 1,250 st, 9,000 hp active heave
Aux: 750 st, 5,750 hp active heave

Iron Roughnecks
(2) 3 1/2" - 20"

GENERAL SPECIFICATIONS

Length Overall
752ft

Breadth
118.1ft

Depth at Side
59.6ft

Draft (Max. Operating)
36.1ft

Displacement
69,900 MT

Rated Max. Water Depth
12,000ft

Moonpool, Opening at Baseline
73.5ft x 42ft

Max. Drilling Depth
40,000ft

Variable Deck Load
20,000

Heliport
Sikorsky S-92 or equiv.

Accommodations
210 persons

Changes / modifications to the above listed equipment could occur.

Maximum Water Depth denotes the designed rating, pending site specific assessment.

Should you have specific questions, please contact the Marketing Department at: marketing@valaris.com



VALARIS DS-17



■ CAPACITIES

Diesel Fuel Oil
47,605 bbl

Drillwater
18,602 bbl

Liquid Mud
20,265 bbl

Bulk Storage
Barite: 456 m3
Cement: 456 m3

Fresh Water
8,839 bbl

Base Oil
7,206 bbl

Brine/Completion Fluid
7,916 bbl

■ WELL CONTROL & MUD SYSTEM

Mud Pumps
(5) 14-P-220, 2,200 hp

Mud System Pressure
7,500 psi

Shale Shakers
(8) Brandt VSM-300

BOP Stack #1
(2) 10,000 psi Annulars,
7 ram 15,000 psi BOP

BOP Stack #2
(2) 10,000 psi Annulars,
7 ram 15,000 psi BOP

Control System
CIW Mark-3 multiplex

Diverter
72" 500 psi

Choke Manifold
15,000 psi working pressure, H₂S rated,
(2) auto and (2) manual choke design

■ RISER SYSTEMS

Riser
Cameron "Load King" 3.5m lbs,
21¼" OD, 1" wall thickness x 75 ft
joints integrated support ring

Riser Tensioning
(16) 250,000 lbs each,
4,000,000 lbs total

Riser Length
12,000 ft – below deck storage

Riser Handling
(2) riser gantry cranes (below deck)
fully redundant; (1) 47 MT riser
catwalk machine with tailing arm
(1) riser elevation system from bay
to deck

■ HANDLING SYSTEMS

Cranes
To Co (3) 100 MT; (1) 165 MT AHC,
maximum 12,000 ft. water depth;
(1) 20 MT (poop deck crane) me

Tubular Handling
Dual Hydraracker, extended reach
(column type) 3½" to 14"

BOP Handling
(2) 270 MT overhead gantry
cranes with 600 MT BOP trolley,
provides full access to both
BOP storage areas

Xmas Tree Handling
(2) 15 MT overhead gantry cranes
(2) 120 MT Xmas tree skids

Additional
(1) Riser Hang Off cart 1,000 MT /
Xmas tree trolley 120 MT

■ LIFESAVING SYSTEMS

Lifeboats
(6) 70 persons

Rescue Boat
(1) 6 persons

REVISED 7/2019

Changes / modifications to the above listed equipment could occur.

Maximum Water Depth denotes the designed rating, pending site specific assessment.

Should you have specific questions, please contact the Marketing Department at: marketing@valaris.com

Campaña de perforación exploratoria

Anexo B

Ficha técnica de los buques de apoyo indicativos: Harvey Champion



Página intencionalmente en blanco
para impresión en doble faz.



310' Class DPS-2 PSV DWT 5,378

HARVEY CHAMPION



DIMENSIONS & DOCUMENTATIONS

Length Overall:	310 ft	94.5 m	Beam:	64 ft	19.5 m	Depth:	24.6 ft	7.5 m
GRT (ITC):	3,912		Net:	1,173		Max Draft:	19.96 ft	6.09 m
Classification:	ABS		Flag:	US		Min Draft:	11.00 ft	3.35 m
Classification ID:	12219947		O.N.	1230061		Year Built:	2012	
IMO:	9581289							
Notations:	†A1, FIFI 1, Offshore Support Vessel, E, †AMS, †ACCU, †DPS 2, NBLES, ENVIRO+, GP							
Certifications	Subchapter I, Subchapter L, SOLAS							

PERFORMANCE

Maximum Speed:	11.50 knots	Fuel Consumption:	164 gal/hr	620.6 l/hr
Cruising Speed:	10.00 knots	Fuel Consumption:	147 gal/hr	556.2 l/hr

MACHINERY

Main Generators:	4 x Cummins QSK60DM 16 Tier II	Total Rating:	7,300 kW
Main Propulsion:	2 x Schottel SRP-2020 Fix Pitch Azimuthing Propellers in Nozzle	Total Horsepower:	6,700 BHP
Bow Thrusters:	2 x Schottel STT4 Fixed Pitch	Total Horsepower:	3,164 BHP
Power Generation:	690V/60Hz/3Phase		

CAPACITIES & DISCHARGE RATES

Deadweight:	5,378 Lt	5,466.3 Mt	Cargo Deck Area:	192.5 ft x 55.0 ft	10,588 ft ²
Deck Cargo:	3,650 Lt	3,709.6 Mt		58.7 m x 16.8 m	984.1 m ²
Deck Strength:	1,080 lbs/ft ²	5.3 t/m ²			
Drill/Rig Water:	602,298 USG	2,279.9 m ³	Discharge Rate:	750 GPM	170.3 m ³ /hr
Liquid Mud:	19,480 Bbls	3,097.1 m ³	Discharge Rate:	1,000 Bbl/hr	159.0 m ³ /hr
Fuel:	241,408 USG	913.8 m ³	Discharge Rate:	750 GPM	170.3 m ³ /hr
Methanol:	1,686 bbls	268.1 m ³	Discharge Rate:	700 GPM	159.0 m ³ /hr
Dry Bulk:	14,350 ft ³	406.3 m ³	Discharge Rate:	80 psi	6 bar
Potable Water:	16,730 USG	63.3 m ³			

Fire Monitor: 2 x 5,284 GPM 1,200.1 m³/hr

ELECTRONICS

Converteam Duplex C Series, Furuno GPS Naviagtor 150 / 2 X RS232/RS485, 3 x RS232/RS485, 1 x Cyscan RS232/RS422 : 1 x Acoustic Interface: 1 x Radscan, Converteam, Lilly & Gillie MK2000, 2 x Furuno FAR2137-12 S band / Furuno FAR2117 X band, Furuno FE700, Furuno DS-80, Furuno RC1800T, Furuno FS-2571-C / Furuno FS-1503, Furuno FELCOM 15STD-C, Furuno FNX-700P, Furuno IC-307, Wave Call 3000, Global Synergies

ACCOMMODATIONS

17 air conditioned/heated staterooms for 46 person(s) berthing total. The rooms are configured as follows:
2 air conditioned staterooms for 1 person(s) berthing each. 8 air conditioned staterooms for 2 person(s) berthing each.
7 air conditioned staterooms for 4 person(s) berthing each.
1 x Lounge

SPECIAL FEATURES

Windlass:	Coastal Machinery 2W15031-136-00 40 hp Electric Motor	Fast Rescue Craft:	1 Viking with 40 hp Motor
Liferafts:	4 X 25 Man USCG and SOLAS Approved	Anchor / Chain:	2 X 7000 lb. Danforth / 2" X 900'
Computerized Tank Level Indicator System		Computerized Cargo Discharge System	
Computerized Vessel Stability Program		Fuel Management Program	
Liquid Mud Pipe Stripping System		Ergonomically Designed Pilothouse	
		Real Time Video on Main Deck	

NOTICE: The information contained herein is provided solely for the convenience of reference, and Harvey Gulf International Marine does not warrant the accuracy or completeness of the data listed above, which may vary from the current condition of the vessel or equipment. Harvey Gulf International Marine accepts no liability for the content of this document or for the consequences of any actions taken on the basis of the information provided, unless that information is subsequently confirmed in writing by an authorized representative.

www.harveygulf.com

CORPORATE OFFICE: 701 Poydras St., Suite 3700, New Orleans, LA 70139 Phone: 504.348.2466

Página intencionalmente en blanco
para impresión en doble faz.