



# Estudio de Impacto Ambiental de la perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 en CAN\_100

Capítulo IV - Descripción de Proyecto

Noviembre 2022

Proyecto No.: 0582679

<b>Document details</b>	
Título del documento	Estudio de Impacto Ambiental de la perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 en CAN_100
Subtítulo del documento	Capítulo IV - Descripción de Proyecto
Proyecto No.	0582679
Fecha	Noviembre 2022
Versión	3.0
Autores originales	Rocío Sánchez; María Álvarez, Juliana Ramos, Andrea Fernández Sanday, Juan Simonelli (Revisión).
Revisión actual	María Alvarez, Juliana Ramos, Stefania Worner, Andrea Fernández Sanday, Juan Simonelli
Nombre del cliente	EQUINOR ARGENTINA B.V. Sucursal Argentina

## CONTENTS

<b>4.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE PROYECTO</b>	<b>1</b>
4.1	Introducción	1
4.1.1	Alcance del Proyecto	1
4.1.2	Objetivo del Proyecto	3
4.2	Ubicación del Proyecto	4
4.3	Cronograma del Proyecto	9
4.4	Descripción de Proyecto	13
4.4.1	Principales características del buque típico de perforación	13
4.4.2	Sistema de posicionamiento dinámico y estabilización	14
4.4.3	Equipamiento e instalaciones generales	15
4.4.4	Modelo típico de buque de perforación	16
4.4.5	Vehículo de Operación remota	17
4.4.6	Selección del sistema de exploración	17
4.4.7	Mano de obra	18
4.4.8	Actividades del Proyecto	18
4.5	Uso de los recursos	2
4.5.1	Agua	2
4.5.2	Combustible	2
4.6	Residuos peligrosos y no peligrosos	2
4.7	Aguas residuales	3
4.7.1	Aguas de drenaje, de sentina y residuales aceitosas de los buques	3
4.8	Emisiones	4
4.8.1	Emisiones de gases de efecto invernadero	4
4.8.2	Emisiones de luz y calor	5
4.8.3	Ruido y vibración	5
4.9	Emisiones y descargas no previstas	6

### Lista de Anexos

- Anexo IV- A Muestreo de Fondo Marino en las Areas de Exploracion CAA7\_CAA4 y CCM2
- Anexo IV- B Especificaciones técnicas del modelo de buque de perforacion
- Anexo IV- C Hojas de Seguridad de Fluidos de Perforación
- Anexo IV- D Programa de Cierre y Abandono de Pozo

### Lista de Tablas

Tabla 4-1:	Coordenadas del Bloque CAN_100 y del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1	6
Tabla 4-2:	Cronograma para la perforación (EQN.MC.A.x-1)	11
Tabla 4-3:	Especificaciones generales del buque de perforación Stena DrillMAX	16
Tabla 4-4:	Personal estimado para el Proyecto	18
Tabla 4-5:	Diseño del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1	19
Tabla 4-6:	Resumen de la metodología de perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1	22
Tabla 4-7:	Densidad de los lodos y recortes de perforación	23
Tabla 4-8:	Volúmenes estimados de recortes de perforación	26
Tabla 4-9:	Clasificaciones químicas	29
Tabla 4-10:	Volúmenes de lechada de cemento	32

Tabla 4-11: Resumen de las especificaciones técnicas del buque de apoyo Modelo Damen 3300....	37
Tabla 4-12: Emisiones estimadas de las operaciones previstas .....	4

## Lista de Figuras

Figura 4-1: Ubicación del Bloque CAN_100 y el pozo Pozo EQN.MC.A.x-1 (Argerich-1) .....	2
Figura 4-2: Ubicación del Bloque CAN_100 y del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 .....	5
Figura 4-3: Área operativa del Proyecto .....	7
Figura 4-4: Cronograma general de actividades del Proyecto .....	10
Figura 4-5: Cronograma detallado de las actividades del Proyecto con la actividad de las embarcaciones desde la ubicación del pozo hasta Mar del Plata .....	10
Figura 4-6: Tiempo estimado vs. profundidad del pozo.....	12
Figura 4-7: Gráfico de un buque de perforación .....	14
Figura 4-8: Buque de perforación Stena DrillMAX.....	17
Figura 4-9: Diseño esquemático del pozo .....	20
Figura 4-10: Gráfico del tratamiento de los recortes de perforación con SBM.....	25
Figura 4-11: Toma del Perfil Sísmico Vertical desde un equipo de perforación marino .....	35
Figura 4-12: Buque de apoyo Damen 3300CD .....	37
Figura 4-13: Ubicación del puerto de Mar del Plata .....	39
Figura 4-14: Puerto de Mar del Plata .....	40
Figura 4-15: Aeropuerto de Mar del Plata.....	41
Figura 4-16: Helipuerto Stena DrillMAX.....	42
Figura 4-17: Ruta de navegación hacia/desde el puerto y ruta aérea hacia/desde el aeropuerto .....	43
Figura 4-18: Ejemplo de cabeza de pozo en posición .....	1

## Acrónimos y Abreviaturas

API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
BOP	Blowout preventer (preventor de surgencias no controladas)
CFD	Computational Fluid Dynamics (Dinámica de fluidos computacional)
CHARM	Chemical Hazard and Risk Management (Gestión de riesgos y peligros químicos)
DP	Dynamic position (Posicionamiento dinámico)
EPA	Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica)
EPP	Equipo de protección personal
GEI	Gases de efecto invernadero
HOCNF	Harmonised offshore chemical notification format (Modelo armonizado de notificación de productos químicos costa afuera)
IOGP	International Association of Oil and Gas Producers (Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas)
LWD	Logging while drilling (Registro durante la Perforación)
NADF	Non aqueous drilling fluids (Fluidos de Perforación No Acuosos)
NABF	Fluidos Base No Acuosos
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MDO	Marine Diesel Oil (Aceite Diésel Marino)
MGO	Maritime Gasoil (Gasoil o Gasóleo Marino)
MSL	Medium sea level (Nivel medio del mar)

OCNS	Offshore Chemical Notification Scheme (Esquema de notificación de productos químicos costa afuera)
OSPAR	Convención para Protección del Ambiente Marino en el Atlántico Nor Este
PLONOR	Pose Little or No Risk to the Environment (Poco o ningún riesgo para el ambiente)
REACH	Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals (Reglamento europeo de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias químicas)
ROC	Retention on Cuttings (Retención de fluido en los recortes)
ROV	Remotely Operated Vehicle (Vehículo operado a distancia)
SBM	Synthetic-oil Based Mud (Lodo de base sintética)
SCE	Solids Control Equipment (Equipo de control de sólidos)
SDS	Safety Data Sheet (Hoja de datos de seguridad)
TD	Total Depth (Profundidad total)
TOC	Total Organic Content (Contenido orgánico total)
VSP	Vertical seismic profile (Perfil sísmico vertical)
WBM	Water Based Mud (Lodos de Base de Agua)
WOW	Waiting on Weather (Espera por el clima)
WSOG	Well Specific Operating Guidelines (Lineamientos Operacionales Específicos del Pozo)
ZEE	Zona Económica Exclusiva
Name	Description

## 4. DESCRIPCIÓN DE PROYECTO

### 4.1 Introducción

Equinor tiene previsto perforar el pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 (también llamado Argerich-1) en el Bloque CAN\_100 en Argentina, situado en aguas profundas dentro de la jurisdicción nacional.

La compañía adquirió el Bloque CAN\_100 de YPF en octubre de 2019 y se comprometió a encargarse de la explotación. Tanto Equinor como YPF poseen actualmente un 35% de la licencia de exploración, mientras que Shell posee el 30% restante del Bloque.

En 2006, YPF adquirió sísmica 3D y en 2017 Spectrum adquirió la sísmica 2D en este Bloque. En base a la interpretación geológica de estos datos, se ha concluido que un importante reservorio de hidrocarburos podría encontrarse debajo del Bloque CAN\_100.

En este capítulo se presenta la descripción del Proyecto de perforación del pozo exploratorio 'EQN.MC.A.x-1' (en adelante, "el Proyecto"), que llevará a cabo Equinor.

El objetivo principal de este capítulo es describir las características del Proyecto que son relevantes para el Estudio de Impacto Ambiental, así como para el Plan de Gestión Ambiental (Capítulo VIII).

El capítulo incluye los siguientes elementos: Ubicación, descripción de las diferentes etapas del Proyecto, los procesos involucrados en cada una de ellas y las especificaciones técnicas del buque típico de perforación y del equipamiento, así como las características del personal involucrado, las emisiones atmosféricas, la gestión de fluidos y lodos de perforación y la gestión de las descargas de residuos, entre otros. La información del Proyecto para esta descripción ha sido facilitada por Equinor, así como de fuentes bibliográficas citadas a lo largo del capítulo.

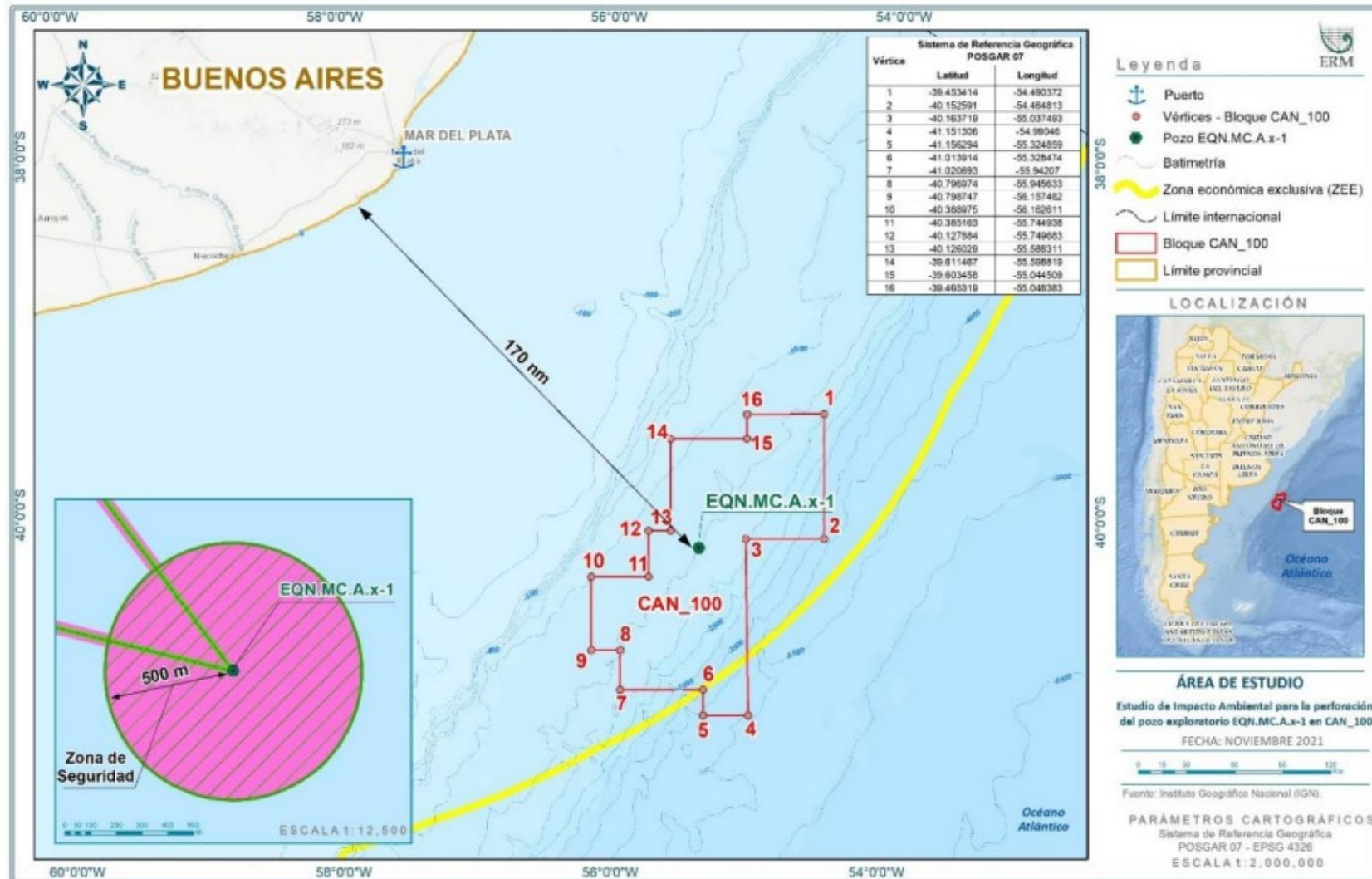
#### 4.1.1 Alcance del Proyecto

En el área del Proyecto ya se han realizado estudios sísmicos para determinar la posible presencia de reservorios que puedan contener petróleo. Los resultados de las mencionadas adquisiciones sísmicas ya han sido analizados e interpretados y, en base a estos resultados, se propone perforar un (1) pozo de exploración para seguir evaluando el prospecto más prometedor identificado en términos de posibles reservas. A su vez los antecedentes de exploración existentes en el área del proyecto se detallan en el Informe de Muestreo de fondo marino adjuntado como Anexo IV- A.

Para ello, este Proyecto incluye la movilización de las embarcaciones, la perforación del pozo exploratorio, la evaluación del pozo, el suministro y servicio al buque típico perforador, el taponamiento y el abandono del pozo exploratorio, además de la desmovilización de las embarcaciones. Se llevará a cabo en el Bloque CAN\_100, situado en la cuenca Argentina Norte, como se muestra en la Figura 4-1:



Figura 4-1: Ubicación del Bloque CAN\_100 y el pozo Pozo EQN.MC.A.x-1 (Argerich-1)



Fuente: ERM, 2021

La perforación del pozo exploratorio será realizada con un (1) buque de perforación, que será asistido por dos (2) buques de apoyo y se utilizará un helicóptero para los cambios de tripulación.

El buque típico de perforación llegará directamente a la ubicación del pozo en aguas federales y no visitará ningún puerto de Argentina.

Las mediciones de las propiedades de la formación se realizarán con herramientas de registro durante la perforación del pozo exploratorio (LWD<sup>1</sup> por sus siglas en inglés). Las secciones inferiores del pozo, donde podría encontrarse petróleo, se evaluarán mediante operaciones con cable eléctrico. Este Proyecto también incluirá estudios de perfiles sísmicos verticales (VSP<sup>2</sup> por sus siglas en inglés) a la profundidad total del pozo (TD<sup>3</sup> por sus siglas en inglés).

Una vez terminada esta operación, el pozo será sellado permanentemente con tapones de cemento, independientemente de si se encontró petróleo o gas. El buque típico de perforación partirá de Argentina directamente desde la ubicación del pozo.

El Proyecto no incluirá la realización de ninguna prueba de flujo del pozo, aún en caso de un descubrimiento.

#### 4.1.2 Objetivo del Proyecto

La Plataforma Continental de la República Argentina y sus cuencas se encuentran poco exploradas. En base a lo anterior, es necesario explorar e incrementar el conocimiento, para luego poder potencialmente tener producción en las áreas costa afuera. Equinor cuenta con la capacidad técnica y financiera para llevar a cabo estas actividades, aportando tecnología, equipos, métodos de trabajo eficientes y seguros, además de otras inversiones necesarias para lograr el desempeño ambiental.

La interpretación de los datos sísmicos señala que hace aproximadamente 90 millones de años, la franja costera se encontraba en la ubicación prevista del pozo EQN.MC.A.x-1. En ese entorno, la arena y las arcillas pueden haberse depositado formando lo que parece haber sido una playa.

En la ubicación propuesta para el pozo EQN.MC.A.x-1, se pretende perforar todos los sedimentos potenciales, hasta el posible yacimiento (4.050 metros por debajo de la superficie del agua). Esto es clave en términos de impacto positivo en cuanto a la generación de conocimiento, ya que este Proyecto representará la primera perforación exploratoria a través de formaciones del lecho rocoso con gran potencial para toda la región.

El objetivo de este Proyecto es determinar el potencial de los recursos de petróleo y gas a través de la información recogida en el pozo exploratorio. La perforación exploratoria es necesaria para determinar la presencia, la naturaleza y el volumen de los recursos potenciales de petróleo y gas dentro del Bloque CAN\_100. Este Bloque tiene el potencial de contener recursos hidrocarbúricos importantes y comercialmente significativos. Esto permitiría la incorporación de nuevas reservas y la producción de hidrocarburos, todo ello para lograr el abastecimiento y cumplir con el objetivo principal establecido en el artículo 3 de la Ley N.º 17.319 y en el artículo 1 de la Ley N.º 26.741 a fin de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con la producción de sus reservorios.

El crecimiento de la población y el incremento en el ingreso per cápita son los impulsores clave del crecimiento de la demanda de energía. Se predice que la población global llegue a los 9.6 mil millones para el año 2050 (UN DESA 2019)<sup>4</sup> y se prevé que la demanda de energía se incrementará en un 50% entre 2020 y 2050 (USEIA 2021)<sup>5</sup>.

---

<sup>1</sup> Logging-while-drilling

<sup>2</sup> Vertical seismic profile

<sup>3</sup> Total depth

<sup>4</sup> Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas (UN DESA). 2019. Se prevé que la población mundial alcance 9.700 millones de personas hasta 2050. Disponible en: < [WPP2019\\_10KeyFindings.pdf \(un.org\)](#) >

<sup>5</sup> Administración de Información Energética de Estados Unidos (USEIA). 2021. Perspectivas internacionales energéticas 2021 con predicciones hasta 2050. Disponible en: < [International Energy Outlook Full Narrative \(eia.gov\)](#) >



El informe “Perspectivas de Energía de Equinor 2021<sup>6</sup>” plantea 3 posibles escenarios respecto a la demanda futura de energía, Reforma, Rivalidad y Rebalanceo. Todos los escenarios reconocen que el mundo se encuentra en la cúspide de la transición energética. El escenario “Reforma” plantea una transición energética acelerada por las fuerzas de mercado pero no suficiente para alcanzar los objetivos climáticos, el escenario “Rivalidad” representa el escenario menos sustentable en donde la transición energética se ve obstaculizada por la falta de cooperación y alianzas y el escenario “Rebalanceo” muestra un camino de retroceso de emisiones en el cual se alcanza el objetivo del Acuerdo de París de reducir 2°C la temperatura global además de alcanzar otros objetivos de desarrollo sostenible de la ONU. Inclusive en el Escenario de Renovación mencionado, habrá una necesidad de nuevos suministros para cubrir la futura demanda de petróleo y gas. Dicho escenario exige una completa eliminación gradual de carbón, la mitad de la demanda de petróleo y un declive en la demanda de gas para el año 2050. A pesar de la reducción en la demanda de petróleo y gas, el suministro de los activos existentes no puede cubrir la brecha entre la oferta y la demanda, lo que requiere continuar con la exploración e inversión.

Este Proyecto podría permitir beneficios económicos significativos para la sociedad argentina si se encuentran reservas prospectivas de hidrocarburos. Las condiciones del contrato del área CAN\_100 incluyen el pago de una tasa en concepto de regalías y pago de impuestos para el Gobierno argentino. Además, la producción costa afuera generará actividad industrial y marítima en Mar del Plata y en el área circundante, la generación de empleos directos e indirectos, y el desarrollo de nuevas tecnologías y cadena de valor hasta la fecha inexistentes en la Argentina.

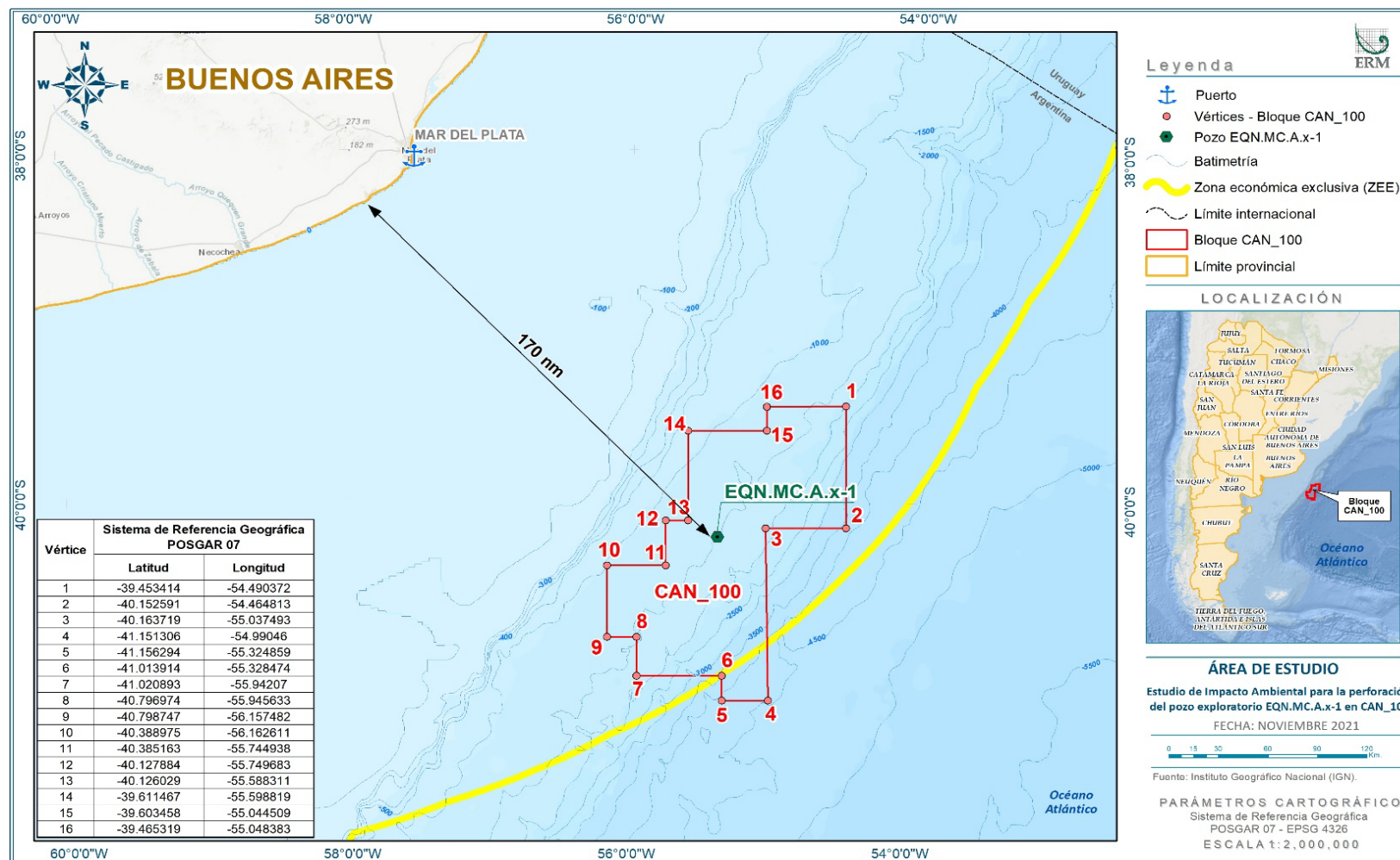
## 4.2 Ubicación del Proyecto

El Proyecto se ubica dentro del Bloque CAN\_100, que comprende un área de 15.000 km<sup>2</sup> y es el mayor Bloque de la Cuenca Argentina Norte. La ubicación del Bloque CAN\_100 y el pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 se muestran en la Figura 4-2, y sus coordenadas geográficas se presentan en la Tabla 4-1 a continuación:

---

<sup>6</sup> Perspectivas energéticas - perspectivas macro y de mercado a largo plazo - Disponible en [equinor.com](https://equinor.com)

Figura 4-2: Ubicación del Bloque CAN\_100 y del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1



Fuente: ERM, 2021

**Tabla 4-1: Coordenadas del Bloque CAN\_100 y del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1**

CAN_100 <sup>(*)</sup>	Sistema de referencia geográfica WGS-84 grados decimales	
Esq.	Y (ESTE)	X (NORTE)
1	-39.453414	-54.490372
2	-40.152591	-54.464813
3	-40.163719	-55.037493
4	-41.151306	-54.99046
5	-41.156294	-55.324859
6	-41.013914	-55.328474
7	-41.020893	-55.94207
8	-40.796974	-55.945633
9	-40.798747	-56.157482
10	-40.388975	-56.162611
11	-40.385163	-55.744938
12	-40.127884	-55.749683
13	-40.126029	-55.588311
14	-39.611467	-55.598819
15	-39.603458	-55.044509
16	-39.465319	-55.048383
POZO	Y (ESTE)	X (NORTE)
EQN.MC.A.x-1	-40.22055079	-55.37631314

Fuente: EQUINOR, 2021.

(\*) Las coordenadas del área de exploración y explotación CAN\_100 corresponden al polígono cuya medición fue presentada por YPF S.A. ante la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (Resol-2019-196-APN-SGE # MHA)

El área de operación del Proyecto, tal como se describe en el Capítulo V (Área de estudio y áreas de influencia), incluye:

La ubicación del pozo, que se sitúa en la Cuenca del Colorado, circunscrita en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Argentina, a unos 300 km de la costa más cercana de Argentina.

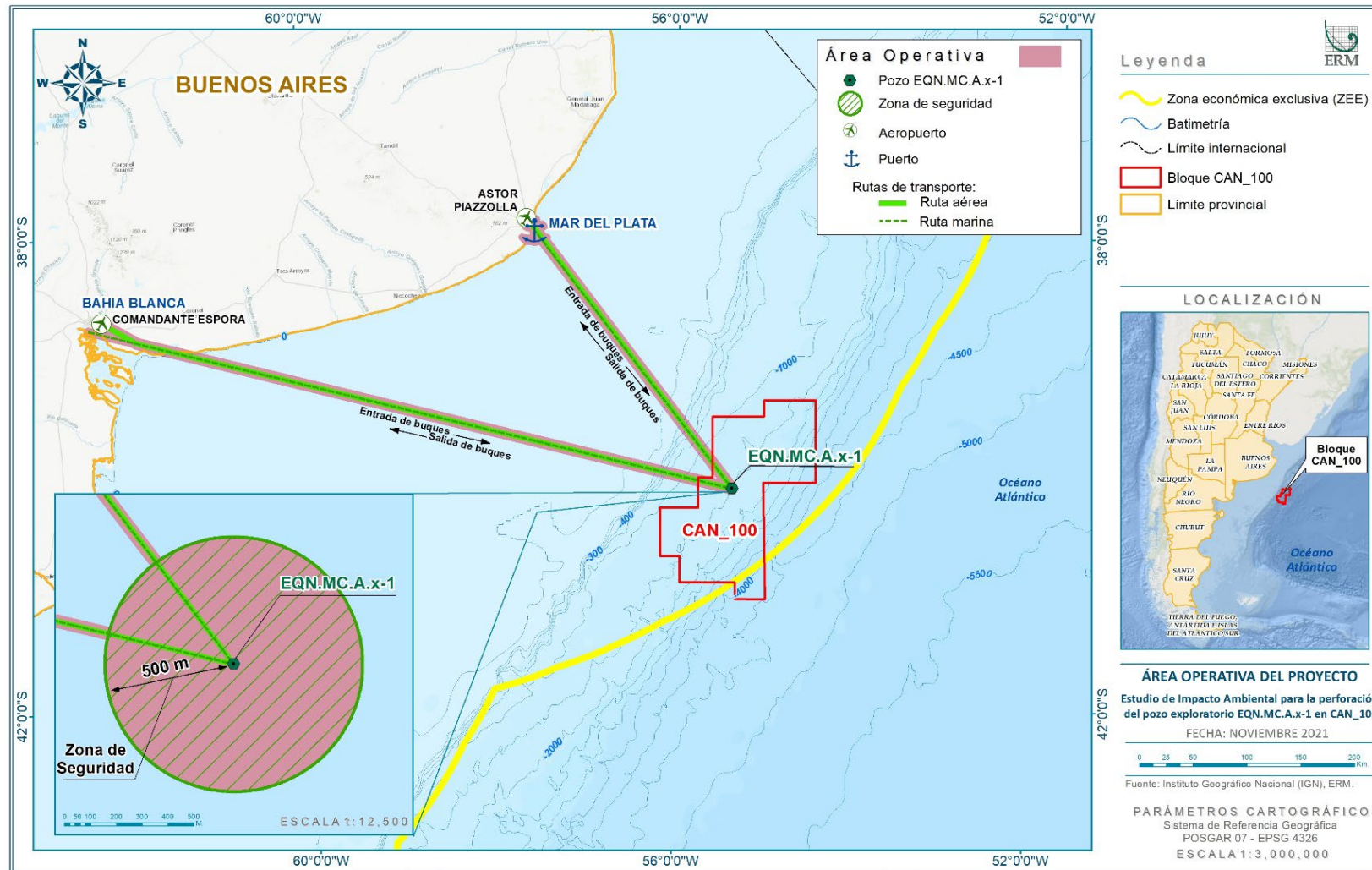
La zona de seguridad de 500 m de radio a partir de las coordenadas del pozo, que equivale a una superficie de 0,78 km<sup>2</sup>.

Las rutas de transporte; que incluyen las rutas marítimas desde la ubicación del pozo hasta los puertos alternativos, tales como Mar del Plata y Bahía Blanca, que serían utilizados por las embarcaciones de apoyo y la ruta aérea desde el pozo hasta el aeropuerto de Mar del Plata, para fines de intercambio de tripulación del buque.

Secciones de los puertos de apoyo logístico terrestre, que incluirán el sector comercial del puerto de Mar del Plata y también en el puerto de Bahía Blanca.

El siguiente mapa muestra la delimitación del área operativa del Proyecto (Figura 4-3):

Figura 4-3: Área operativa del Proyecto





Con respecto a las actividades económicas y áreas de importancia para la conservación descritas en el Capítulo VI relativo a la línea de base ambiental y social, el Proyecto:

- No interferirá con otras actividades marítimas como la de los buques pesqueros, ya que el área del Proyecto se encuentra a aproximadamente 300 km de la costa y son escasas las embarcaciones de ultramar que podrían navegar en esta zona. El área donde se perforará el pozo tiene una baja densidad de tráfico marítimo. La actividad pesquera se desarrolla principalmente en torno al límite de la plataforma al oeste del área operativa del Proyecto, y el tráfico internacional hacia Uruguay sigue el límite de la Zona Económica Exclusiva (ZEE).
- Se encuentra en conocimiento que otros proyectos offshore planeados para la Cuenca Argentina Norte han sido actualizados y/o pospuestos debido a la pandemia de COVID-19 y al proceso del EsIA de cada uno. Al respecto, es dable mencionar que se han establecido comunicaciones con varios operadores en el área y se ha recopilado la siguiente información a saber:
  - 1) Tanto YPF como Shell tienen planes firmes para el relevamiento sísmico en los Bloques CAN\_102 y CAN\_107/109, respectivamente. Ambas empresas usarán el mismo buque sísmico (BGP Prospector) que Equinor usará para el relevamiento sísmico de los Bloques CAN\_100, 108 y 114. En virtud de lo mencionado, existe la posibilidad que el BGP Prospector navegue en el Q1 2023 al Bloque CAN\_102 a completar el programa de YPF (1 o 2 meses de duración) o al CAN\_107/109 para el programa de Shell. Mientras que el presente Proyecto sucederá durante el Q4 de 2023, por lo cual no se espera que exista simultaneidad con el proyecto de sísmica de los Bloques CAN\_107/109, el cual se encuentra a más de 70 km de distancia de la localización del pozo Argerich-1.
  - 2) Con respecto a los planes de Total, se anticipa que estos han sido retrasados de 1 a 2 años con respecto a su plan anterior de hacer relevamiento sísmico en Q1 2022, esto indica que su programa de relevamiento probablemente sucederá a inicios de 2024, de acuerdo con el programa de vinculación que Equinor lleva adelante. Independientemente de la fecha de su relevamiento, estas operaciones serán llevadas a cabo a una distancia mayor a los 200 km de la localización del pozo Argerich-1, siendo que Total es operador de los Bloques CAN\_111 y 113, los cuales no son adyacentes al Bloque CAN\_100.
  - 3) TGS ha indicado que sus planes de relevamiento de sísmica 3D multicliente en el norte, han sido pausados debido a que no recibió ningún interés de los operadores en el área.
  - 4) Finalmente, se puede consultar el mapa presentado en el apartado Contexto económico - "Actividad de hidrocarburos" del Capítulo VI sobre la línea de base ambiental y socioeconómica, que muestra las áreas de concesión de las mismas.
  - 5) Es dable mencionar que el proceso de comunicación, que Equinor lleva adelante a través del programa de vinculación con los distintos operadores del área, se mantendrá activo y actualizará el estado de situación de cada proyecto para coordinar y determinar las estrategias y consideraciones pertinentes para la adecuada ejecución del proyecto.
- Se situará cerca del Frente del Talud, un área marina de alto valor de conservación y del Área Clave de Biodiversidad (KBA<sup>7</sup> por sus siglas en inglés) Atlántico Sudoccidental-34. Cabe mencionar que, en esta evaluación, el área de influencia del Proyecto sólo incluye pequeñas porciones del área marina del Frente del Talud y no tendría ninguna interferencia prevista con el área del Atlántico Sudoccidental-34. Además, no hay Áreas Naturales Protegidas, sitios RAMSAR o cualquier área de importancia para la fauna marina dentro del área del Proyecto.

---

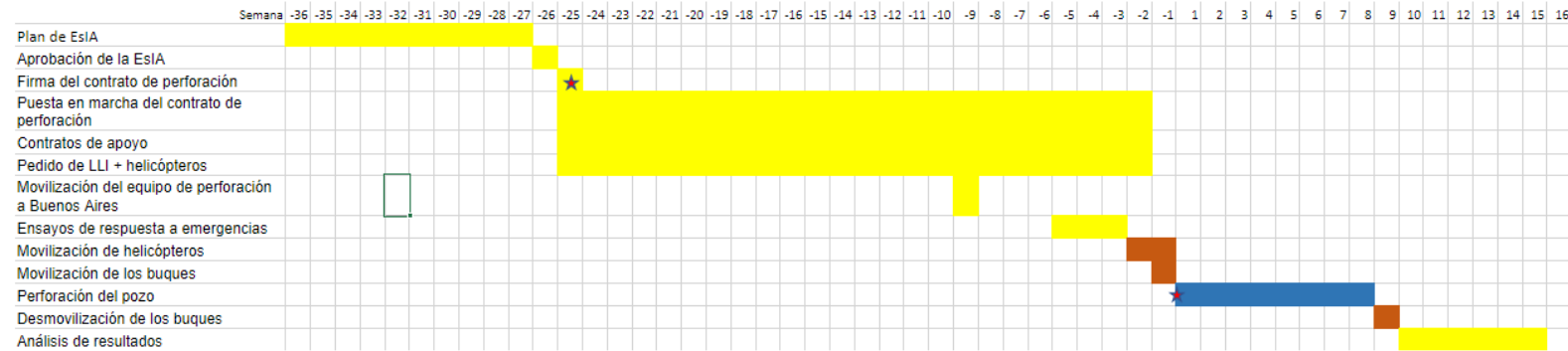
<sup>7</sup> Key Biodiversity Area



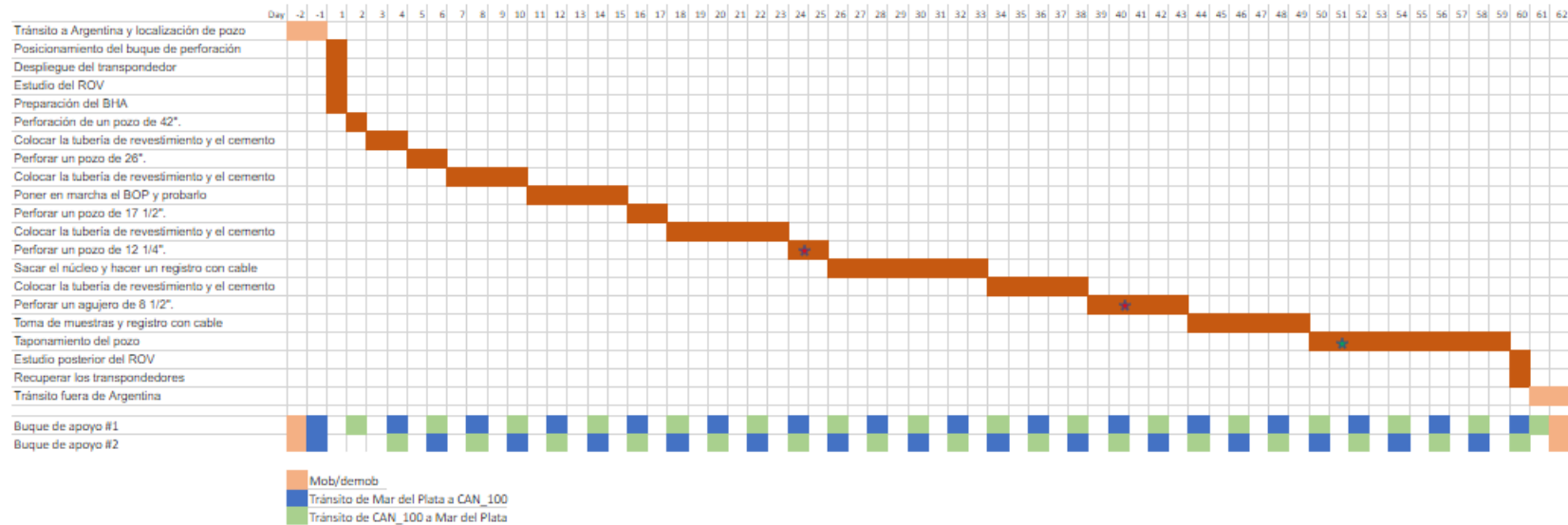
### 4.3 Cronograma del Proyecto

A continuación, se presenta el cronograma general de las actividades del Proyecto y los detalles de las actividades con la programación prevista de las embarcaciones de apoyo que van y vienen al puerto de Mar del Plata (Ver Figura 4-4 y Figura 4-5)

**Figura 4-4: Cronograma general de actividades del Proyecto**



**Figura 4-5: Cronograma detallado de las actividades del Proyecto con la actividad de las embarcaciones desde la ubicación del pozo hasta Mar del Plata**



Está previsto que la perforación del pozo exploratorio "EQN.MC.A.x-1" comience en el cuarto trimestre de 2023, pero la fecha exacta depende del proceso de obtención de permisos y de la disponibilidad del buque típico de perforación adecuado. Se prevé que la perforación del pozo dure unos 60 días. En la Tabla 4-2 se detallan los tiempos estimados para las diferentes secciones de perforación del pozo. Sin embargo, es importante mencionar que no existen riesgos operativos limitantes para llevar a cabo el Proyecto en cualquier momento del año. Así, considerando las condiciones de seguridad y salud, y bajo una perspectiva técnica, el Proyecto no está limitado a una temporada en particular. Esto hace referencia a que con base en las condiciones climáticas conocidas y esperadas en la zona donde será llevada a cabo la perforación del pozo, no se esperan condiciones que representen un reto o un riesgo para las actividades realizadas por un buque típico de perforación. En cuanto a otras actividades de exploración planificadas simultáneamente en la misma región, como se mencionó anteriormente no habrá otras actividades de perforación en la ZEE del norte de Argentina durante las operaciones planificadas, conforme al conocimiento de Equinor al momento de la elaboración de este estudio.

Cabe mencionar que, el cronograma propuesto sobre la perforación del pozo se elaboró tomando en cuenta la experiencia de varios pozos similares y relevantes en todo el mundo. Dicho plazo estimado es un estimado estadístico, que incluye como media en los 60 días posibles variaciones, incluyendo retrasos debidos al tiempo de espera provocado por las inclemencias del tiempo, falla de los equipos, el mantenimiento previsto, etc. Por lo tanto, el plazo real puede en ejecución ser más corto o más largo en función de variables como el tiempo, la cantidad y la naturaleza de las fallas de los equipos y el rendimiento del propio pozo, ya que un pozo seco necesitará menos registros y evaluaciones con cable y puede taponarse y abandonarse más rápidamente.

**Tabla 4-2: Cronograma para la perforación (EQN.MC.A.x-1)**

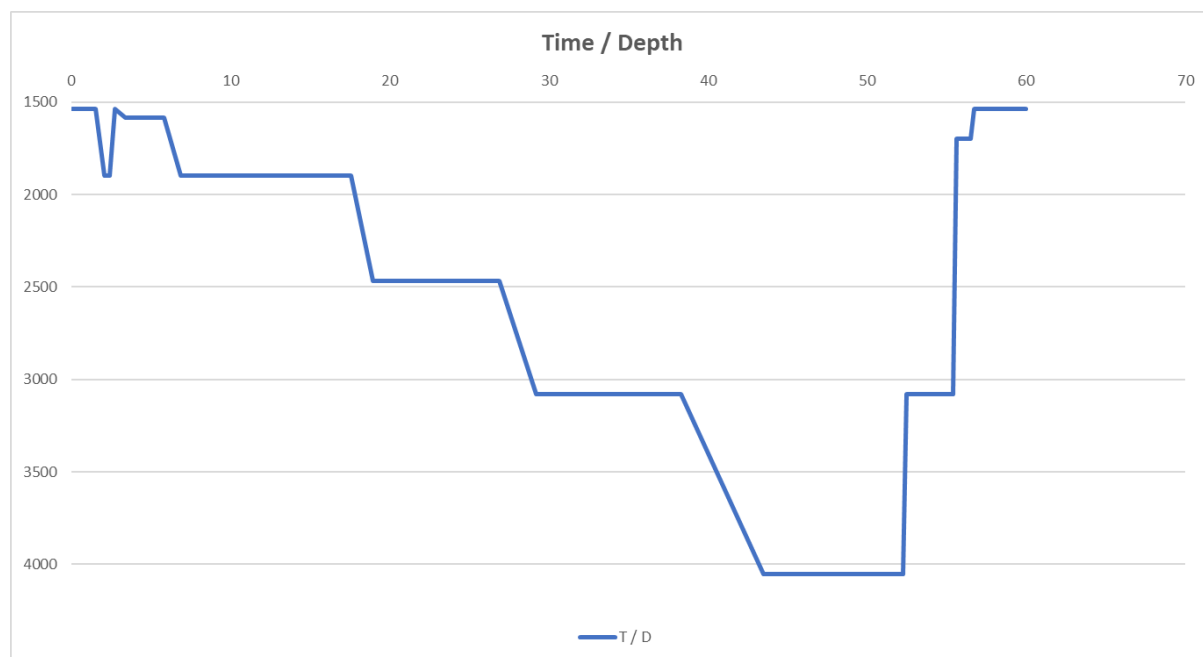
Sección		Actividad	Profundidad (m)	Tiempo (días)	Tiempo acumulado (días)
	Inicio		1536	0	0
	Antes de la perforación	Posicionamiento, despliegue del transpondedor, estudio con ROV, preparación del BHA	1536	1,53	1,53
42"	Tiempo de perforación	Perforación	1586	0,66	3,37
	Permanencia	Introducir la tubería de revestimiento y el cemento	1586	2,46	5,83
26"	Tiempo de perforación	Perforación	1900	1,05	6,88
	Permanencia	Introducir la tubería de revestimiento y el cemento	1900	10,7	17,58
17 1/2"	Tiempo de perforación	Perforación	2467	1,38	18,96
	Permanencia	Introducir la tubería de revestimiento y el cemento	2467	7,9	26,86
12 1/4"	Tiempo de perforación	Perforación	3079	2,36	29,22
	Permanencia	Registro con cable. Colocar el revestimiento y el cemento	3079	9,1	38,32
8 1/2"	Tiempo de perforación	Perforación	4050	5,16	43,48
	Permanencia	Núcleo de pozo y registros con cable eléctrico (wireline)	4050	7,1	50,58

Sección		Actividad	Profundidad (m)	Tiempo (días)	Tiempo acumulado (días)
Taponar y abandonar P&A	Cementación	Tapones de cemento x2 en agujero abierto	4050	1,7	52,28
	Cementación	Verificaciones	3080	0,2	52,48
	Permanencia	Tapones de cemento en la tubería de revestimiento + corte de la tubería de revestimiento, extracción de la tubería de revestimiento	3080	2,9	55,38
	OHTS	Tapones de cemento cerca de la superficie	1700	0,22	55,6
	Permanencia	Verificación de los tapones	1700	0,9	56,5
	Extraer BOP	Desconexión del BOP	1536	0,2	56,7
	Permanencia	Extraer el BOP y el tubo ascendente, estudio con ROV, recoger los transpondedores, salir del lugar	1536	3,3	60

Fuente: EQUINOR, 2021.

La Figura 4-6 correlaciona el cronograma de perforación del pozo con el aumento de la profundidad:

**Figura 4-6: Tiempo estimado vs. profundidad del pozo**



Fuente: Equinor, 2021.

Referencias: Time = tiempo; Depth = profundidad

## 4.4 Descripción de Proyecto

### 4.4.1 Principales características del buque típico de perforación

Se empleará un buque típico de perforación para las operaciones que serán realizadas a 1.536 m de profundidad dentro del Bloque CAN\_100.

El buque típico de perforación tendrá las siguientes especificaciones operativas:

- Sistema de posicionamiento dinámico (DP<sup>8</sup> por sus siglas en inglés) - El DP se utiliza para mantener la posición durante la perforación. Los propulsores y las hélices son controlados y encendidos automáticamente por el sistema DP. El sistema DP usa señales de GPS y señales de energía acústica transmitidas desde transpondedores colocados en el fondo marino, para mantener el buque de perforación en su posición. El buque de perforación tendrá un sistema de control totalmente redundante y generadores de energía de al menos 30MW.
- Torre de perforación o mástil: aloja el equipo de perforación utilizado para insertar y sacar la sarta de perforación del pozo, y para operar el equipo de perforación.
- Equipo de perforación - gancho de carga, malacate, mesa giratoria, sistema de propulsión superior, bombas de lodo, sarta de perforación, broca, entre otros.
- Control de lastre: se utiliza para mantener la estabilidad durante las operaciones de perforación. El agua de mar se introduce en tanques específicos o se descarga cuando se necesita estabilidad adicional (por ejemplo, durante las inclemencias del tiempo).
- Sistema de energía: normalmente se suministra a través de motores diésel y generadores de energía.
- Almacenamiento de productos petrolíferos a bordo - se trata de depósitos de combustible y depósitos de fluido base sintético para los lodos de perforación.
- Almacenamiento de materiales utilizados para la perforación - incluyen cemento a granel, barita a granel y fluidos para la perforación.
- Almacenamiento de otros materiales y equipos de perforación - estos incluyen salmuera y tubulares.
- Almacenamiento de equipos submarinos: incluye equipos de control de pozos (como BOP, desviadores y elevadores marinos).
- Alojamiento: normalmente hasta 200 personas a bordo.
- Instalaciones de gestión de residuos: incluye el tratamiento de los recortes de perforación para su descarga en costa afuera y el almacenamiento temporal de residuos para su traslado a tierra.
- Helipuerto - utilizado para el traslado de personal, con capacidad de reabastecimiento.
- Grúas - transferencia de suministros y equipos entre las embarcaciones de apoyo y el buque típico de perforación y movimiento de cargas en el buque de perforación.
- Equipo de emergencia y salvavidas - incluye botes salvavidas y balsas para la evacuación de emergencia.
- Agua - almacenamiento de agua potable y sistema de procesamiento de agua.

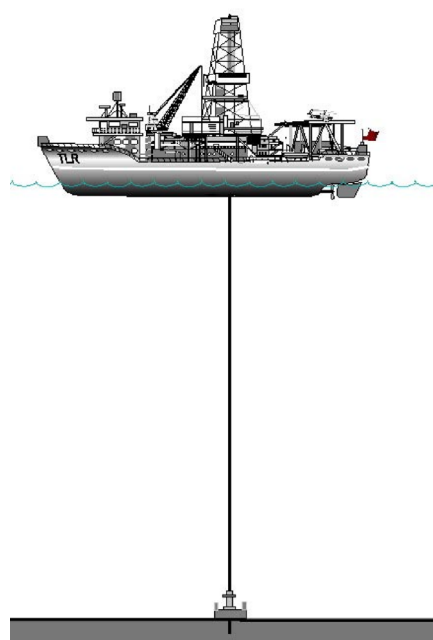
A continuación, se presenta un gráfico del buque típico de perforación (Figura 4-7):

---

<sup>8</sup> Dynamic position



**Figura 4-7: Gráfico de un buque de perforación**



Fuente: Equinor, 2017.

#### **4.4.2 Sistema de posicionamiento dinámico y estabilización**

El buque de perforación es capaz de operar en aguas profundas. Para ello, debe permanecer relativamente inmóvil sobre el agua durante largos periodos de tiempo. Este posicionamiento se realiza con un sistema de posicionamiento dinámico.

El buque de perforación utilizará señales de GPS, que le permitirán situarse en la posición exacta requerida. Una vez que el buque esté en el lugar, Equinor instalará transpondedores en el lecho marino que enviarán señales acústicas desde puntos fijos para permitir que el sistema de posicionamiento dinámico del equipo mantenga el buque de perforación en su lugar, sin importar las condiciones del mar y con un mayor grado de precisión que únicamente con un GPS. El sistema será de clase DP 2 como mínimo, y todos los sistemas de control y motores contarán con sistemas redundantes y de reserva.

Por otra parte, las operaciones de perforación costa afuera, que emplean un buque de perforación, utilizan los Lineamientos Operacionales Específicos del Pozo, conocidos como WSOG<sup>9</sup> por las siglas en inglés, para asegurar la posición del buque y reducir el riesgo de accidentes durante las operaciones de perforación. Los WSOG son específicos para cada pozo y son establecidos durante la etapa de planeación de las operaciones.

Estos contienen cuatro tipos de estatus (colores), asociados con acciones específicas que deben ser tomadas para cada estatus. Los colores son: verde (normal), azul (consultivo), amarillo y rojo.

Típicamente los WSOG incluyen límites para algunas de las variables operativas, como son, por ejemplo: huella dinámica del buque (cuanto se puede alejar de la cabeza del pozo horizontalmente), capacidad y % de utilización de los propulsores del buque, capacidad y utilización de los generadores eléctricos del buque, ángulo del tubo ascendente, ángulos de las juntas flexibles, movimientos del buque y condiciones climáticas (viento, oleaje, corrientes). Para cada buque, el comportamiento dinámico en las diferentes condiciones climáticas es conocido, dado que se utiliza un pronóstico del clima específico para la operación. En el caso de que el pronóstico del clima muestre que las variables climáticas se aproximarán a los límites definidos en el WSOG, el pozo será asegurado y el tubo

<sup>9</sup> Well Specific Operating Guidelines.

ascendente desconectado de una manera controlada y programada. Esta situación es una fuente bien conocida de retrasos en las operaciones costa afuera que cuenta con su propio acrónimo que es WOW<sup>10</sup> (por las siglas en inglés) que refiere a “Espera por el Clima”.

Los límites operativos definidos en el WSOG dependen del buque y sus capacidades, de la profundidad del pozo y de las condiciones climáticas. Es por esto, que esos límites sólo podrán ser definidos una vez que se conozca cuál es el buque de perforación y cuando será perforado el pozo.

#### 4.4.3 Equipamiento e instalaciones generales

El buque típico de perforación dispone de zonas de estancia para la tripulación, con capacidad para 160 a 200 personas a bordo. Todos dispondrán de camarotes designados en cabinas individuales o dobles, con ducha y servicios higiénicos privados. Los alojamientos incluirán: salas de ocio, biblioteca, gimnasio, comedor, salas de conferencias y oficinas.

El buque contará con todos los instrumentos reglamentarios, de la Organización Marítima Internacional (OMI) y de su clase, y además estará siempre conectado a través de Internet. El buque de perforación estará iluminado con las luces de navegación reglamentarias y de la OMI, que serán importantes para reducir el riesgo de colisiones por la noche. Las linternas (incluida la luz de advertencia para la aviación) y la iluminación de la plataforma son omnidireccionales y pueden verse a 30-60 km, dependiendo de la altura del observador, en una noche despejada. Además, las áreas de trabajo y la torre de perforación tendrán iluminación para permitir una operación segura en todas las áreas de trabajo durante la noche.

El buque de perforación utiliza únicamente combustible destilado, tales como Gasoil Marino (MGO<sup>11</sup> por sus siglas en inglés) y/o Aceite Diésel Marino (MDO<sup>12</sup> por sus siglas en inglés), para sus motores y generadores, el consumo de combustible variará en función, sobre todo, de las condiciones meteorológicas y de las corrientes marinas, y oscilará entre 30 y 60 toneladas diarias.

El buque de perforación estará equipado con generadores de más de 30 MW, instalados en dos o tres cuartos de motores. Estos generadores son la principal fuente de generación de calor. La carga durante las operaciones y el tiempo normales es inferior al 30% de la capacidad instalada. Durante vientos muy fuertes (p.e. fuerza de un huracán), el uso de los generadores puede llegar a ser del 80% durante breves periodos de tiempo. Durante las operaciones de perforación, los parámetros de perforación importantes se transmitirán en tiempo real a través de un enlace por satélite y podrán observarse a distancia en muchos lugares.

El buque de perforación dispondrá de equipos de perforación modernos diseñados para perforar hasta 12.000 metros de profundidad en aguas de hasta 3.000 metros, mucho más de lo que se requiere para este pozo de exploración. El buque dispondrá de una o dos torres de perforación, con un bloque móvil y una unidad superior central de más de 1.000 toneladas. Habrá al menos un preventor de surgencias no controladas (BOP<sup>13</sup> por sus siglas en inglés) de 15.000 psi de presión máxima de trabajo, con un ariete de cizallamiento doble que puede cortar cualquier Ensamble de fondo de pozo (BHA<sup>14</sup> por sus siglas en inglés) que pase por allí durante las operaciones con el yacimiento expuesto. El BOP se ajustará a la norma API-53, y tanto las pruebas de funcionamiento como las de presión seguirán el cronograma y la frecuencia de las pruebas API-53.

El buque de perforación estará certificado para garantizar la seguridad en todas las condiciones oceánicas y meteorológicas.

<sup>10</sup> Waiting on Weather

<sup>11</sup> Marine Gas Oil

<sup>12</sup> Marine Diesel Oil

<sup>13</sup> Blowout preventer

<sup>14</sup> Bottom hole assembly

#### 4.4.4 Modelo típico de buque de perforación

El buque de perforación "Stena DrillMAX se utiliza como ejemplo para este Proyecto. Para más información sobre sus especificaciones técnicas, se incorpora el material de referencia como Anexo IV-B al presente capítulo. Es importante mencionar que, dicho modelo se incluye como ejemplo en el presente estudio, dado que el modelo final del buque de perforación dependerá de la fecha exacta de inicio del Proyecto y de la disponibilidad comercial del buque de perforación. En ese sentido, Equinor estará en condiciones de iniciar el proceso de contratación de los buques una vez obtenida la licencia ambiental del Proyecto. Sin embargo, cabe mencionar que este tipo de buque de perforación es bastante estándar a nivel mundial, conservando las características principales con pequeñas diferencias técnicas. El modelo final y las especificaciones del buque perforador serán notificados al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en una etapa posterior, antes de la movilización.

A continuación, se describe el modelo mencionado anteriormente:

##### 4.4.4.1 Buque de perforación Stena DrillMAX

A continuación, se presentan las principales características de este modelo (Tabla 4-3) y una imagen del buque de perforación Stena DrillMAX (Figura 4-8):

**Tabla 4-3: Especificaciones generales del buque de perforación Stena DrillMAX**

INFORMACIÓN GENERAL	
Dimensiones	228 m (largo) x 42 m (ancho) x 19 m (profundidad de molde)
Velocidad de tránsito	Hasta 12 nudos
Alojamiento	180, expandible a 220
Helipuerto	Apto para EH-101 y S-92
GESTIÓN DE LA ENERGÍA	
Generación de energía del buque de perforación	6 motores diésel de 7,29 MW de potencia 6 alternadores de 7 MW Energía de emergencia: 6 x generadores de energía principal, cada uno de los cuales puede funcionar como generador de emergencia designado, con una potencia nominal de 7 MW.
Tipo de combustible:	MGO – Gasoil marino o MDO – Diésel marino
Consumo de combustible	Tránsito: 60 t/día; Reserva: 30-60 t/día dependiendo del clima; Perforación: 40-60 t/día dependiendo del clima.
MANTENIMIENTO DE LA ESTACIÓN - SISTEMAS DE PROPULSIÓN	
Sistema DP	Sí. Con 6 propulsores de velocidad variable, fijos, de 360°.
CAPACIDADES DE ALMACENAMIENTO	
Aceite combustible	10805,3 m <sup>3</sup>
Fluido base	490,3 m <sup>3</sup>
Salmuera	490,3 m <sup>3</sup>
Agua para perforación	4464,2 m <sup>3</sup>
Agua potable	2052,5 m <sup>3</sup>
Lodo líquido	Activo: 1068 m <sup>3</sup> Reserva: 1004,8 m <sup>3</sup> Total: 2072,8 m <sup>3</sup>
Cemento a granel	420 m <sup>3</sup>
Barita	315 m <sup>3</sup>
Bentonita	105 m <sup>3</sup>
Almacenamiento en sacos	250 toneladas

#### PROPIEDADES DE PERFORACIÓN RELEVANTES

Profundidad máxima de perforación	10.700 m *Con capacidad de construcción de soportes de desplazamiento
Profundidad máxima del agua	3000 m diseñado / 2,285 m equipado

Fuente: Especificaciones técnicas del Stena DrillMAX, 2018.

**Figura 4-8: Buque de perforación Stena DrillMAX**



Fuente: Especificaciones técnicas del Stena DrillMAX, 2018.

#### 4.4.5 Vehículo de Operación remota

El Vehículo de Operación remota (ROV<sup>15</sup> por sus siglas en inglés) a ser utilizado será un ROV clase III B o similar, que está definido como un "Vehículo de operación remota avanzado con capacidad de realizar tareas y de llevar cargas hasta de 200 kg", estos vehículos pueden llevar herramientas de operación hidráulica y/o eléctrica y están equipados con cámaras y luces.

El ROV a ser utilizado es operado desde la superficie por un operador especializado que controla el vehículo y sus funciones y recibe, en tiempo real, imágenes y video captados por las cámaras del ROV, estas imágenes y video pueden ser después transmitidas a cualquier locación.

Durante el relevamiento inicial del fondo marino en el área de perforación, de ser observados obstrucciones, vestigios arqueológicos, organismos sensibles u otros, la locación del pozo será cambiada a una locación alterna alejada de la obstrucción.

#### 4.4.6 Selección del sistema de exploración

Debido a las características del yacimiento a ser explorado (ubicación geográfica costa afuera, distancia de la costa y profundidad del lecho marino), la única alternativa viable para conseguir la información que se busca obtener del yacimiento es la perforación de un pozo exploratorio de aguas profundas, utilizando un buque de perforación que posea, como mínimo un sistema de posicionamiento dinámico DP2 y que cuente con la capacidad de perforar pozos en la profundidad de agua presente en la locación.

Se tiene en cuenta que existen otros métodos de obtener información del yacimiento (en este caso, los relevamientos sísmicos) que ya han sido utilizados, pero esos métodos no tienen la capacidad de proporcionar la información específica del yacimiento que un pozo exploratorio proporcionará y que es vital para decidir el futuro desarrollo, o no, del yacimiento.

Por lo expuesto anteriormente, se considera que no existen otras alternativas para conseguir los objetivos del proyecto.

<sup>15</sup> Remotely Operated Vehicle

#### 4.4.7 Mano de obra

La mano de obra estimada para el Proyecto se presenta en la Tabla 4-4 siguiente:

**Tabla 4-4: Personal estimado para el Proyecto**

Proyecto componente/actividad	Tipo de trabajadores	Número estimado de trabajadores
Buque de perforación	Tripulación del buque de perforación y contratistas	Normalmente, hasta 200 personas a bordo.
Base terrestre	Mano de obra	Se espera que la mano de obra total durante las operaciones incluya a 50-80 personas (parcial o totalmente).
Buques de apoyo	Tripulación	Tripulación típica de 12 personas por embarcación, 24 para los dos buques de apoyo.

Fuente: Equinor 2021

#### 4.4.8 Actividades del Proyecto

Las actividades del Proyecto incluyen la movilización del buque de perforación, la perforación del pozo, la evaluación del pozo, el suministro y el servicio al buque de perforación, el taponamiento y el abandono del pozo exploratorio y la desmovilización de las embarcaciones. A continuación, se presenta una descripción de cada una de las etapas del Proyecto.

##### 4.4.8.1 Movilización del buque de perforación

Una vez que se obtengan los permisos y las autorizaciones reglamentarias para el pozo, se contratará un buque típico de perforación. El buque llegará directamente a la ubicación del pozo desde aguas internacionales y no visitará ningún puerto de Argentina. Las embarcaciones de apoyo podrían llegar directamente a la ubicación del pozo desde aguas internacionales o a través del puerto de Mar del Plata. Esta información se definirá en etapas posteriores del Proyecto y se informará debidamente a las autoridades.

##### 4.4.8.2 Perforación del pozo exploratorio

Antes de la perforación del pozo, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

Se establecerá una zona de seguridad de 500 m alrededor del buque de perforación, la cual será una zona de exclusión marítima y otros buques sólo podrán entrar con permiso del buque de perforación.

Como se requiere un sistema DP para mantener la posición, se instalarán transpondedores acústicos en el lecho marino para ayudar al sistema de posicionamiento dinámico del buque de perforación. Los conjuntos de transpondedores se fijarán mediante pesos de amarre de hormigón situados en el lecho marino en las proximidades del pozo.

Se realizará un muestreo de base del fondo marino y una inspección visual de la ubicación del pozo (en un radio aproximado de 200 m desde la ubicación del pozo) con un vehículo operado a distancia (ROV) para confirmar que no hay riesgos de perforación presentes y detectar si hay receptores sensibles (corales, esponjas y otros miembros sensibles de las comunidades bentónicas, material paleontológico y/o arqueológico, naufragios, etc.) y/o características topográficas significativas, organismos sensibles y/u obstáculos, etc. La descripción del plan de seguimiento puede consultarse en el Capítulo VIII - Plan de Gestión Ambiental.

Una vez completadas estas acciones, se llevarán a cabo las operaciones de perforación.

La perforación del pozo exploratorio consiste en perforar las formaciones geológicas submarinas para alcanzar los posibles reservorios que contengan los hidrocarburos según las profundidades previstas.



Para ello, se utiliza una sarta de perforación compuesta por un tubo de perforación y una broca. El pozo se perfora mediante la rotación de la broca, que también está lastrada por la sarta de perforación.

El pozo se perforará por secciones, reduciendo gradualmente el tamaño del pozo con el aumento de la profundidad del mismo, como se ilustra en la Tabla 4-5. La planificación del pozo se basa en suposiciones y en la interpretación de los datos sísmicos, y algunos datos son inciertos, entre ellos la profundidad de las formaciones del subsuelo. A medida que se perfora el pozo, la profundidad de asentamiento previsto para las secciones de revestimiento puede modificarse a medida que se recopila y analiza la información durante la perforación del pozo exploratorio. Se prevé que la incertidumbre prevista sea normalmente inferior a 50 m. Si surgen problemas operativos, por ejemplo, que la formación sea más débil de lo previsto y provoca pérdidas de fluido, una de las secciones previstas puede dividirse en dos. Para permitir este posible escenario, habrá una sección de revestimiento de 7" disponible, con el fin de que la sección final del pozo termine con un agujero de 6" en lugar de un agujero de 8 ½". Como ya se ha mencionado, la perforación del pozo exploratorio durará aproximadamente 60 días.

**Tabla 4-5: Diseño del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1**

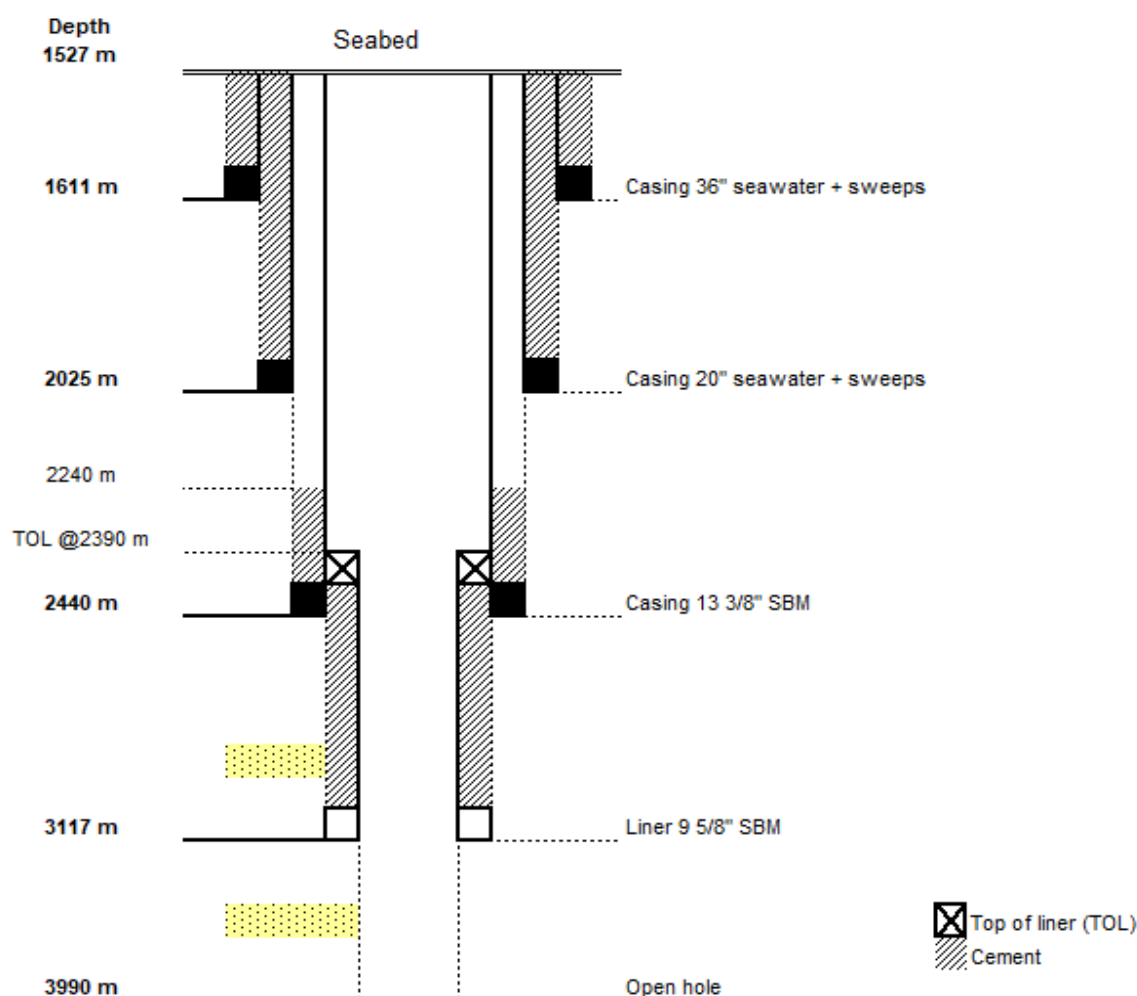
Sección del pozo	Perforación			Camisa o revestimiento		
Sección 1 Conductor	Tamaño de la perforación	42	pulgadas	Tamaño de la tubería de revestimiento	36	pulgadas
	Capacidad	893,8	l/m			
	Inicio	1527	M	Intervalo de revestimiento	1527 – 1611	m
	Fin	1611	M			
	Longitud de la sección	84	M			
Sección 2 Perforación en la superficie	Tamaño de la perforación	26	pulgadas	Tamaño de la tubería de revestimiento	20	pulgadas
	Capacidad	342,5	l/m			
	Inicio	1611	M	Intervalo de revestimiento	1527 – 2025	m
	Fin	2030	M			
	Longitud de la sección	419	M			
Sección 3 Perforación intermedia	Tamaño de la perforación	17,5	pulgadas	Tamaño de la tubería de revestimiento	13 3/8	pulgadas
	Capacidad	155,2	l/m			
	Inicio	2030	M	Intervalo de revestimiento	1527 – 2440	m
	Fin	2446	M			
	Longitud de la sección	416	M			
Sección 4 Perforación intermedia	Tamaño de la perforación	12,25	pulgadas	Tamaño de la camisa	9 5/8	pulgadas
	Capacidad	76,0	l/m			
	Inicio	2446	m	Intervalo de la camisa	2390 – 3117	m
	Fin	3118	m			
	Longitud de la sección	672	m			
Sección 5 Reservorio Sección	Tamaño de la perforación	8,5	pulgadas	Perforación abierta		
	Capacidad	36,6	l/m			
	Inicio	3117	m			
	Fin	3990	m			
	Longitud de la sección	872	m			

Fuente: Equinor

La perforación exploratoria se llevará a cabo en dos fases principales: una primera fase de perforación sin tubo ascendente, con retorno del fluido de perforación (agua de mar) al lecho marino, y una segunda fase cuando se haya instalado el tubo ascendente y el preventor de surgencias no controladas (BOP<sup>16</sup> por sus siglas en inglés), creando un circuito cerrado de vuelta al buque de perforación para el retorno de los fluidos de perforación. Durante la fase sin tubo ascendente, en la que se utilizará agua de mar como fluido de perforación, los recortes de perforación resultantes y el exceso de cemento se descargarán en el lecho marino. Durante la fase con tubo ascendente, se utilizarán lodos de base sintética (SBM<sup>17</sup> por sus siglas en inglés). Los recortes de perforación producidos en estas secciones más profundas se devolverán al buque de perforación para el tratamiento y separación de lodos. Los lodos se reciclarán para su posterior uso.

En la Figura 4-9 se muestra un esquema preliminar del diseño del pozo y del revestimiento, con los detalles del intervalo y del revestimiento para cada sección del pozo.

**Figura 4-9: Diseño esquemático del pozo**



En este diagrama: Seabed – Fondo marino, Depth – Profundidad, Casing – Tubería de revestimiento, Seawater – agua de mar, sweeps – barridos, SBM – Lodo base sintética, Top of Liner – Tope del liner, Cement – Cemento

Fuente: Equinor

Leyenda: seabed = lecho marino; Liner = Revestimiento interno; Casing = camisa; Open hole = agujero abierto; top of liner = parte superior del revestimiento; Cement = cemento; Depth = profundidad; seawater + sweeps = agua de mar + barridos

<sup>16</sup> Blowout preventer

<sup>17</sup> Synthetic-based mud

### *Primera Fase (Sin tubo ascendente)*

Inicialmente, la plataforma bajará la sarta de perforación y comenzará a perforar. El fondo marino se encuentra a 1.527 metros bajo el nivel medio del mar. La boca del pozo se perforará con agua de mar y barridos de alta viscosidad, consistentes en agua de mar viscosificada mediante la adición de arcilla bentonita (WBM<sup>18</sup> por sus siglas en inglés) hasta unos 84 m por debajo del lecho marino con un orificio de 42" de diámetro. Al alcanzar la profundidad total (TD) de la sección, de aproximadamente 1.611 m, el contenido del pozo se desplazará ayudado por el fluido de perforación. El tubo ascendente no estará conectado a la sarta de perforación en esta fase, por lo que no habrá forma de transportar los recortes de perforación y el lodo de perforación al buque de perforación, por lo que estos saldrán del agujero y se depositarán directamente en el lecho marino.

Se instalará un revestimiento de acero de 36" (revestimiento conductor) desde el fondo del mar. A continuación, se cementará el revestimiento conductor en su lugar como barrera de seguridad. Es posible que se descargue algo de cemento en el fondo del mar, como resultado de las operaciones de cementación de la tubería. A continuación, se instalará una carcasa de cabezal de pozo submarino de baja presión para proporcionar más control y estabilidad.

Después de la cementación, se perforará un pozo de superficie de 26" sin tubo ascendente utilizando agua de mar y barridos de alta viscosidad, durante los cuales, los recortes y los lodos se descargarán directamente en el lecho marino. En esta sección, la profundidad total será de unos 2.025 m. Se colocará una tubería de revestimiento de menor diámetro (20"), una tubería de revestimiento de superficie, con cabezal de pozo submarino de alta presión, y se cementará en el lugar. Una vez más, es probable que se descargue algo de cemento en el lecho marino por desborde de las operaciones de cementación del revestimiento de superficie.

### *Segunda Fase (Con tubo ascendente)*

A continuación, se instalará un preventor de surgencias no controladas (BOP<sup>19</sup> por sus siglas en inglés) en la parte superior del cabezal del pozo submarino y se bajará el tubo ascendente desde el buque de perforación hasta el BOP. El tubo ascendente proporcionará un circuito cerrado para llevar los fluidos y los recortes de perforación al buque de perforación, para su posterior reutilización y limpieza mientras se perforan las secciones inferiores del pozo con lodo de base sintética (SBM<sup>20</sup> por sus siglas en inglés). Tras la limpieza y el secado, los recortes de perforación se verterán en el mar.

La siguiente sección será un pozo de 17½". Esta sección se perforará hasta la profundidad total prevista (2.440 m) con el sistema de SBM. A continuación, se colocará una tubería de revestimiento de 13⅝" hasta el fondo y se cementará en el lugar.

Se perforará luego una sección de 12¼" con el sistema de SBM hasta la TD de la sección prevista (3.117 m). Luego se colocará una tubería de revestimiento de 9⅝" y se cementará en el lugar.

Por último, se perforará una sección de 8½" hasta la TD del pozo (3.990 m) con el sistema de SBM, en esta última sección no se colocará tubería de revestimiento.

### *Gestión de fluidos y lodos de perforación*

#### **Fluidos de perforación**

Los fluidos de perforación se utilizarán durante las operaciones de perforación para:

- Controlar las presiones de la formación.
- Crear una presión hidrostática para mantener el sobrepeso a la presión del yacimiento y evitar surgencias no controladas.

<sup>18</sup> Water Based Mud

<sup>19</sup> Blowout preventer

<sup>20</sup> Synthetic-oil Based Mud

- Aumentar el ensamblaje (lubricación, refrigeración y soporte).
- Sellar formaciones estabilidad del pozo mediante el peso del lodo y la inhibición química.
- Transportar los recortes de perforación fuera del pozo.
- Mantener la broca y permeables para evitar la invasión de la formación.

Los fluidos de perforación serán seleccionados mediante la evaluación de las características técnicas, de seguridad y ambientales de cada fluido en relación con el diseño del pozo y las condiciones del lugar. Los fluidos de perforación incluyen varias mezclas y se conocen en general como lodos de perforación. La composición del fluido de perforación se decidirá en una fase temprana del proceso de planificación.

La Tabla 4-6 muestra una descripción general de cada sección del pozo, el tipo de lodo de perforación que se utilizará y el lugar de descarga de los recortes de perforación.

**Tabla 4-6: Resumen de la metodología de perforación del pozo exploratorio  
EQN.MC.A.x-1**

Tamaño del agujero	Ubicación de la descarga de recortes	Tipo de fluido en la sección de perforación
42"	Lecho marino (sin tubo ascendente)	Agua de mar con barridos de alta viscosidad (WBM)
26"	Lecho marino (sin tubo ascendente)	Agua de mar con barridos de alta viscosidad (WBM)
17½"	Superficie del mar después de ser tratados en el buque de perforación	Lodos de base sintética (SBM)
12¼"	Superficie del mar después de ser tratados en el buque de perforación	Lodos de base sintética (SBM)
8½"	Superficie del mar después de ser tratados en el buque de perforación	Lodos de base sintética (SBM)

Fuente: Equinor, 2021

Las secciones superiores del pozo, que se perforan sin tubo ascendente (42" y 26") se perforarán con agua de mar y barridos (WBM). Los barridos de alta viscosidad se componen de aproximadamente un 90% de agua de mar y el 10% restante es bentonita, que es una arcilla de ocurrencia natural en el ambiente sin efectos nocivos, tóxicos o bioacumulables. Algunos aditivos que podrían ser usados son: cloruro de sodio, cloruro de potasio, polímeros de celulosa, goma guar, barita y carbonato de calcio. Sin embargo, para este Proyecto solo se utilizará bentonita.

Es importante aclarar que, la composición final del lodo base agua será determinada cuando se lleve a cabo la planeación detallada del pozo y una vez que los proveedores hayan sido seleccionados.

Detrás de las dos primeras secciones, hay un mayor potencial de desafíos técnicos durante la perforación, y se utilizará un sistema de perforación de SBM para las secciones restantes del pozo. El uso de SBM proporciona una mejora significativa en la estabilidad del pozo, además de proporcionar una mejor lubricación y estabilidad a través de amplias variaciones de temperatura.

El principal componente de los fluidos de perforación con base sintética son los fluidos bases sintéticos del grupo III. Los fluidos de este grupo tienen un muy bajo contenido de aromáticos, siendo compuestos por hidrocarburos sintéticos (tales como ésteres, Olefinas internas, poli alfa olefinas, alfa olefina lineal y parafinas sintéticas) o aceites minerales altamente procesados, cuyo contenido de hidrocarburos aromáticos policíclicos en peso es menor a 0,001% y el contenido de aromáticos totales es menor al 0,5%.

Además del fluido base sintético del grupo III, el lodo de perforación podrá tener los siguientes componentes:

- Emulsificantes (surfactantes)
- Cal para control de la alcalinidad
- Viscosificantes (arcillas organofílicas)
- Sal ( $\text{CaCl}_2$ ) (Inhibidor de arcillas)
- Barita (Sulfato de Bario) (Control de densidad del lodo)
- Carbonato de Calcio (Agente de control de pérdida de fluidos)

La composición exacta de los fluidos de perforación se determinará durante la planeación detallada del pozo y una vez que los proveedores hayan sido seleccionados. Sólo se utilizarán productos químicos que tienen una clasificación E o D en el sistema de Gestión de Riesgos y Peligros Químicos (CHARM<sup>21</sup> por sus siglas en inglés). En el apartado “Selección de productos químicos” del presente capítulo se encuentra desarrollada más información respecto a dicho sistema. Es dable mencionar que en ningún momento se harán descarga de fluidos de perforación (lodos) con base sintética al mar.

El buque típico de perforación está equipado con un sistema de manejo de lodos, que incluye sistemas de mezcla, circulación, control de sólidos y almacenamiento. Asimismo, llevará a bordo bombas de lodo, tanques de almacenamiento, tolva de lodo, desgasificadores y zarandas vibratorias.

Los SBM empleados retornan con recortes de perforación y son bombeados al equipo de control de sólidos (SCE<sup>22</sup> por sus siglas en inglés) del buque de perforación, donde se separan los recortes de perforación antes de bombear el lodo de vuelta a las piletas de lodos, listos para su reutilización.

Los recortes de perforación impregnados con lodos sintéticos serán tratados (centrifugados y secados) y descargados por la parte inferior del buque de perforación, de acuerdo con los requerimientos de retención máxima del 6,9% de fluido base sintética en los recortes.

Los fluidos de perforación de los SBM que no pueden ser reutilizados (es decir, que no cumplen con las propiedades requeridas de fluidos de perforación o se mezclan en volúmenes superiores a los requeridos) se recuperan de las fosas de lodo y se envían a la base logística terrestre para su procesamiento, reciclaje y/o se venden de nuevo al proveedor. Las piletas de lodo y los equipos/infraestructuras asociadas se limpian cuando los SBM ya no son necesarios, y los residuos se envían a tierra para su disposición.

La cantidad estimada de ambos lodos de perforación es de: 380 m<sup>3</sup> (WBM) en el pozo con retorno al lecho marino, y de 320 m<sup>3</sup> (SBM) en el pozo con retorno de recortes al buque de perforación.

La densidad del lodo y los recortes de perforación se presentan en la Tabla 4-7 siguiente:

**Tabla 4-7: Densidad de los lodos y recortes de perforación**

Liberación	Unidad	Densidad
Recortes de perforación	kg/m <sup>3</sup> o especificado de otra manera	2.5 S.G.
Fluidos de perforación a base de agua de mar (WBM)	kg/m <sup>3</sup> o especificado de otra manera	Secciones 1 y 2: 1.05, 1.1 S.G.
SBM	kg/m <sup>3</sup> o especificado de otra manera	Sección 3: 1.1 S.G. Sección 4: 1.1 S.G. Sección 5: 1.1 S.G.

Fuente: Equinor, 2021

<sup>21</sup> Chemical Hazard and Risk Management

<sup>22</sup> Solids Control Equipment



## Sistema de circulación de lodos y transporte de recortes de perforación

Este sistema permite la circulación de los lodos de perforación y el transporte de los recortes de perforación, generados durante las actividades de perforación de las tres últimas secciones en el pozo hasta los equipos del buque de perforación, para el control de sólidos y el sistema de tratamiento de fluidos. El objetivo es dirigir los fluidos de perforación desde el pozo de lodos a través de la tubería de perforación hasta la broca y desde allí, mediante un bombeo continuo, transportar a la superficie todos los recortes de perforación generados por la broca a través del espacio anular entre el pozo y la sarta de perforación. Este sistema incluye la bomba de lodo, las bombas centrífugas, los amortiguadores de pulsaciones y las válvulas de seguridad, las tuberías de circulación en superficie y los sistemas de lubricación/refrigeración de las bombas.

## Sistema de control de sólidos de perforación

El sistema de control de sólidos de perforación está compuesto por zarandas vibratorias (también conocidos como separador de lodos), un sistema de limpieza de lodos compuesto por un desgasificador, una unidad de corte de lodos a baja presión, un agitador de lodos y una centrifugadora para eliminar los sólidos coloidales y finos. El sistema de control de sólidos de perforación comienza con la entrada de los lodos de perforación en los sistemas de control de sólidos para separar el fluido de los recortes de perforación más grandes. En el caso de que el fluido contenga gas, se llevará primero al desgasificador y después al hidrociclón o a la centrifugadora.

Posteriormente, el fluido se lleva al hidrociclón, que consta de un desarenador, donde se elimina la arena del fluido, y luego a un destilador, donde se eliminan el limo y la arcilla. Por último, el fluido se envía a la centrifugadora, donde se eliminan las partículas más finas y se almacena en un contenedor donde es tratado y reciclado. A continuación, los fluidos tratados se mandan a la pileta de lodos (depósito de lodos de perforación activos) para incorporarlos de nuevo al circuito y bombearlos otra vez al pozo.

## Tratamiento de recortes de perforación y lodos

La primera fase consiste en la perforación del pozo exploratorio abierto (perforación sin tubo ascendente), en la que los recortes, incluidos los fluidos de perforación adheridos, se vierten directamente en el lecho marino. El volumen de material descargado directamente se estima en aproximadamente 262 m<sup>3</sup>. Estos recortes no estarán impregnados con ningún tipo de hidrocarburo. La formación de montículos y la dispersión de los recortes alrededor del pozo dependerán de la presencia de corrientes y del efecto de dispersión en el fondo marino. Todos los demás recortes producidos en la sección de 17 ½" ascenderán a través del tubo ascendente hasta el buque de perforación, donde serán tratados y posteriormente se verterán al mar.

Los recortes de perforación generados durante las actividades de perforación más profundas, cuando se fija el tubo ascendente, se llevarán al buque de perforación para su tratamiento, aplicándoles las siguientes medidas de gestión:

Las medidas de gestión abarcan el ascenso de los recortes de perforación a través del espacio anular hasta la superficie, donde se eliminará la cantidad de fluido residual impregnado y la posterior descarga de los recortes tratados directamente en el mar. La descarga de los recortes impregnados con lodos de base sintética sólo se producirá después de su tratamiento a través de los sistemas de limpieza de recortes a bordo (zarandas, centrifugadoras y secadores). La tecnología moderna para el tratamiento de los recortes de perforación permite reducir la retención de fluidos, conocida como retención en los recortes (ROC<sup>23</sup> por sus siglas en inglés), a un nivel mínimo para mantener la integridad ambiental de las operaciones en aguas profundas. El Proyecto utilizará el valor de ROC sugerido por la IOGP (2016)<sup>24</sup> y adoptado por las autoridades de muchos países, tales como la Agencia de Protección del

<sup>23</sup> Retention on Cuttings

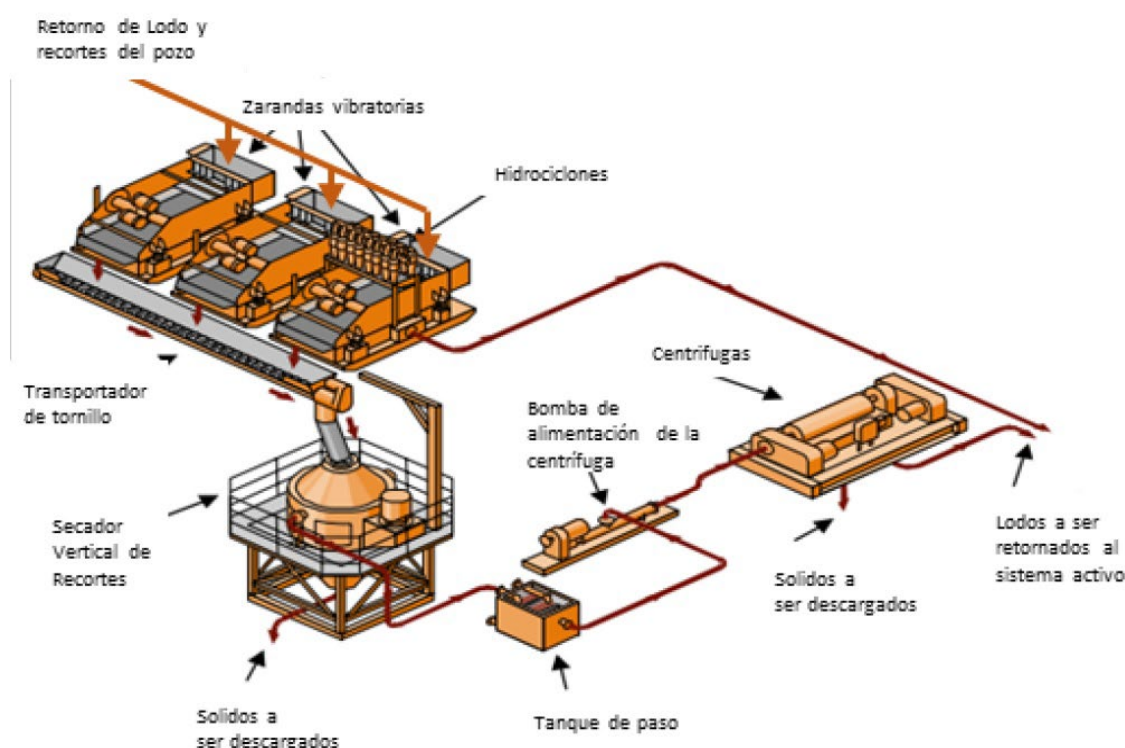
<sup>24</sup> IOGP. (2016). Environmental fate and effects of ocean discharge of drill cuttings and associated drilling fluids from offshore oil and gas operations. 1st ed. UK: International Association of Oil & Gas Producers, page 144.

Ambiente de los Estados Unidos (US EPA), el cual fue aplicado en el Golfo de México, siguiendo los estándares *40 CFR Parte 435*<sup>25</sup> publicados en 1979, su actualización de 2016, como también su actualización de 2021<sup>26</sup>. Los mismos indican un promedio por pozo de 6,9% de fluidos sintéticos en los recortes de perforación. Estas trazas de fluido de base sintético, una vez depositados en el lecho marino, se degradarán con el tiempo y podrán entrar en el agua de los poros de los sedimentos o disolverse en la columna de agua.

El sistema de tratamiento de los recortes de perforación (control de los sólidos) en el buque de perforación, cuenta con separadores de lodos, centrifugadoras y secadores de alta calidad para conseguir la máxima separación entre los líquidos y los sólidos, descargando los sólidos con niveles mínimos de SBM. La siguiente Figura 4-10 presenta un gráfico sobre el sistema de tratamiento de los recortes de perforación.

A continuación, se describe brevemente el equipamiento para el control de los recortes:

**Figura 4-10: Gráfico del tratamiento de los recortes de perforación con SBM**



Fuente: IOGP 2003

El proceso de tratamiento comienza con la primera fase de la separación de los Fluidos de Perforación No Acuosos (NADF<sup>27</sup> por sus siglas en inglés) de los recortes de perforación. La misma se basa en la separación de compuestos por la diferencia en el tamaño de las partículas. Las partículas de los fluidos de perforación son del tamaño de una arcilla, mientras que la mayoría de los recortes de perforación son partículas más gruesas. Las zarandas vibratorias retienen y remueven las partículas más gruesas, del tamaño de arenas o gravillas. Este equipamiento utiliza la gravedad en combinación con movimientos vibratorios elípticos o lineales para separar los recortes del lodo. Si los fluidos contienen gran cantidad de recortes de tamaño de una arcilla, pueden ser tratados pasándolos a través de hidrociclones o centrifugas de decantación, en las que las partículas más finas son removidas.

<sup>25</sup> Oil & Gas UK. (2016). Environmental Report 2016. [Online] Available from: <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2016/11/Environment-Report-2016-Oil-Gas-UK.pdf>. Y USEPA 40 CFR Parte 435, 1979 actualizada en 2016

<sup>26</sup> [Environmental effects and regulation of offshore drill cuttings discharges | IOGP Publications library](#)

<sup>27</sup> Non aqueous drilling fluids

Los recortes procedentes de las zarandas vibratorias requieren un tratamiento adicional para remover los Fluidos de Base No Acuosa (NABF<sup>28</sup> por sus siglas en inglés) de los recortes. Debido a las regulaciones ambientales de varios países del mundo y al altísimo costo de los NABF, se hacen todos los esfuerzos para remover la mayor cantidad de NABF de los recortes de perforación, para luego ser recuperados y reincorporados al sistema activo de lodos.

Aquellos recortes de perforación impregnados con más del 5% por peso de fluidos base no acuosa tienden a agregarse juntos, por lo que requieren de una segunda etapa de separación.

La segunda etapa de separación involucra el uso de Secadoras Centrífugas Verticales que someten a los recortes a grandes fuerzas centrífugas, removiendo una gran cantidad del NABF. En referencia a ello, Bradford y otros. (1999) presentaron datos del contenido de NABF en múltiples muestras provenientes de 6 pozos y mostraron que el uso de los secadores centrífugos redujo el promedio (de un pozo) del contenido de NABF de los recortes que salían de las zarandas vibratorias. La reducción demostrada fue de entre 7% y 14% de reducción en el ROC (Retención de Fluido en los Recortes).

La eficiencia de la remoción del NABF de los recortes depende de factores tales como: La configuración del equipo de control de sólidos, parámetros operacionales tales como la velocidad de penetración, tipo de formación geológica y distintos tipos de configuraciones del conjunto de fondo de pozo.

Finalmente, los lodos a ser descartados continúan su trayecto por el SCE al tanque de paso para luego posteriormente ser volcados al mar.

La gestión de los recortes de perforación será realizada por un tercero especializado con experiencia comprobada en la prestación de este servicio.

La Tabla 4-8 muestra una descripción general para cada sección del pozo, el tipo de lodo de perforación que se utilizará y su correspondiente volumen de recortes.

**Tabla 4-8: Volúmenes estimados de recortes de perforación**

Sección y diámetro interior	Lodos	Recortes de perforación						Punto de descarga
		Tapones l/m	Longitud perforada m	Volumen m <sup>3</sup>	Exceso %	Volumen con exceso	%Fluido base adherido a los recortes	
<b>42 pulgadas</b>	Agua de mar	894	84	75	20	90	0	Lecho marino
<b>26 pulgadas</b>	Agua de mar	343	419	144	20	172	0	Lecho marino
<b>Total con/sin tubo elevador</b>			<b>503</b>	<b>219</b>		<b>262</b>		
<b>17,5 pulgadas</b>	SBM	155	416	64	10	70	Max 6,9%	Superficie del mar
<b>12,25 pulgadas</b>	SBM	76	672	52	10	57	Max 6,9%	Superficie del mar
<b>8,5 pulgadas</b>	SBM	37	872	32	10	35	Max 6,9%	Superficie del mar

Fuente: Equinor, 2021.

## Equipo de control geológico

El contratista de registro de lodos realizará, a petición de Equinor, los servicios de registro de lodos utilizados. Estos servicios recogerán, analizarán, almacenarán y comunicarán todos los datos e

<sup>28</sup> Non-aqueous base fluid

información operativos y geológicos pertinentes para la operación del pozo. El contratista de registro de lodos supervisará y analizará los parámetros medidos para la interpretación geológica y mantendrá una vigilancia continua del proceso de perforación con vistas al control del pozo.

Los servicios de la empresa de registro de lodos incluyen:

Apoyo en la vigilancia de la operación del pozo, interpretación geológica, eficiencia de la perforación, predicción de la presión de los poros y cualquier otro tema relevante.

Recomendación técnica para la selección, colocación y funcionamiento de todos los equipos y sensores.

Recolección de datos, vigilancia, notificación y análisis de incidentes significativos durante el proceso de perforación.

Equipos y programas informáticos para la transmisión de datos.

Equipos y programas informáticos para la visualización de los datos de perforación en el sitio de perforación, en el Centro de Operaciones de Equinor y en las instalaciones de Equinor.

Suministro de productos químicos para pruebas geológicas con documentación aprobada e instalaciones de almacenamiento.

Detección de vertidos y derrames involuntarios de productos químicos de perforación.

Toma de muestras de recortes de perforación, incluido el embalaje necesario.

### **Recortes de perforación**

El muestreo de recortes se realizará en todas las secciones con retornos a la plataforma. Un contenedor (5 kg) se destinará al almacenamiento, para ponerlo a disposición de los socios y las autoridades, y una bolsa (0,5 kg) se destinará al análisis bioestratigráfico después de los trabajos en el pozo y a las muestras puntuales (lavadas y expuestas en una bandeja para el análisis en el pozo).

Los contenedores y las bolsas con los recortes se empaquetarán adecuadamente y se enviarán a un laboratorio terrestre para su posterior almacenamiento y análisis.

En cada intervalo, un geólogo del área del pozo describirá las muestras y realizará los análisis necesarios, como por ejemplo las mediciones calcimétricas y la espectrometría. Por otra parte la cromatografía sobre el gas recogido se realizará en tiempo real a través del sistema de monitorización de gases (descrito con más detalle más adelante), además del cromatógrafo que se colocará en el sitio del pozo, se recogerán muestras de gas a intervalos específicos y en zonas de interés, las cuales se analizarán después del pozo en instalaciones terrestres junto con otros análisis geoquímicos. Por último se comprobará la fluorescencia y se describirá en el sitio del pozo en caso de que sea necesario.

### **Volumen de las fosas**

Todos los depósitos se controlarán de forma independiente, donde se medirá el nivel de líquido en los tanques. De esta manera el volumen del pozo se obtendrá del sistema del equipo de perforación y se transferirá a la base de datos del contratista.

### **Monitorización del flujo de retorno**

Se implementará la supervisión automatizada del flujo de retorno, las mediciones de bombeo y retornos, y el control del volumen de viajes acumulados para todas las operaciones.

### **Profundidad**

El sistema de profundidad calculará en todo momento la profundidad de la broca y reconocerá la dirección de desplazamiento del gancho. El sistema de profundidad calculará siempre la profundidad durante el funcionamiento de la tubería de revestimiento, la camisa u otros tubulares.

### **Pulsaciones de la bomba/flujo de lodos**

La frecuencia de bombeo se mostrará por separado para cada bomba y para todas las bombas combinadas. Asimismo, se podrá visualizar el volumen bombeado y el tiempo de circulación para cualquier periodo. Esto incluye las bombas de lodos, las bombas de cemento y cualquier otra bomba solicitada por Equinor.

### **Equipo estándar de monitoreo de gas**

Los siguientes procedimientos operativos están diseñados para garantizar la calidad y proporcionar la mejor extracción posible y análisis continuos de hidrocarburos de los lodos durante la perforación.

- Medición cuantitativa del gas total.
- Análisis cuantitativo de los componentes C1 - C5 con discriminación de los isómeros C4 y C5.

Las extracciones de gas serán de un volumen constante o mediante otro tipo de medición directa de lodos que no se vea afectada por la variación del nivel de lodos en el punto de muestreo.

### **Rotación de la sarta de perforación y de la broca**

Se dispondrá de un medidor de vueltas acumuladas de la sarta de perforación acumulada. Tanto las RPM de la sarta como las de la broca serán grabadas y almacenadas.

### **Selección de productos químicos**

Debido a que el presente estudio se prepara antes de la planificación de los pozos o del diseño del plan de perforación, todavía no se ha determinado la información relativa a los productos químicos necesarios para la perforación ni se han identificado las alternativas.

La selección de productos químicos se basará en el Sistema de Notificación de Productos Químicos Costa Afuera. Este sistema y el proceso de Equinor (SF 601.01 - Gestión de Productos Químicos, que es un documento del sistema de gestión de Equinor, que se usa a nivel corporativo para decidir qué productos de los proveedores son incluidos en la lista de productos que pueden ser utilizados por las locaciones de Equinor en el mundo) proporcionan un marco y un registro actualizado que clasifica el desempeño ambiental de los productos químicos utilizados en las actividades petroleras costa afuera y descargados al ambiente. La selección de productos químicos estará guiada por estos dos procesos para garantizar que los impactos ambientales y los riesgos asociados al uso de productos químicos se gestionen a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible y aceptable.

El Sistema de Notificación de Productos Químicos Costa Afuera utiliza el Sistema Armonizado de Control Obligatorio de los Convenios de Oslo y París (1998) (OSPAR) para gestionar el uso y el vertido de productos químicos. El Sistema Armonizado de Control Obligatorio se introdujo con el fin de unificar las normas relativas al uso y la reducción de los vertidos de productos químicos costa afuera en todos los países que firmaron los Convenios de Oslo y París (1998). El objetivo del Sistema Armonizado de Control Obligatorio es proteger al ambiente marino identificando los productos químicos utilizados en las operaciones de petróleo y gas costa afuera con potencial de ocasionar un impacto ambiental adverso, y restringir su uso y descarga en el mar. Las recomendaciones correspondientes proporcionan orientación sobre cómo comparar el impacto ambiental potencial de los distintos productos químicos para seleccionar preferentemente los que tienen un bajo potencial de impacto, cumpliendo al mismo tiempo otros requerimientos, por ejemplo, de carácter técnico, de salud, seguridad y medio ambiente y de disponibilidad. Esto implica la generación de un conjunto de datos ambientales (es decir, potencial de toxicidad, persistencia y bioacumulación) y su evaluación mediante criterios de preselección y una herramienta de apoyo a la decisión, denominada Modelo de Evaluación de Peligros Químicos y Gestión de Riesgos.

El modelo de Gestión de Riesgos y Peligros Químicos (CHARM<sup>29</sup> por sus siglas en inglés) se emplea para determinar el Coeficiente de Peligrosidad (HQ<sup>30</sup> por sus siglas en inglés), que luego se utiliza para clasificar los productos químicos en grupos, vinculados a su clasificación de peligrosidad prevista. Si el producto químico que se propone utilizar está clasificado como menos peligroso según el esquema OCNS (es decir, C, D o E, oro o plata), el producto químico se considera aceptable para su uso y vertido.

En los casos en los que la clasificación de Evaluación de Peligros Químicos y Gestión de Riesgos no sea susceptible o aplicable (por ejemplo, para las sustancias inorgánicas), el centro químico interno de Equinor, localizado en Noruega, realizará evaluaciones equivalentes de acuerdo con las guías del Plan de Notificación de Sustancias Químicas Costa Afuera.<sup>31</sup>

Los datos ambientales especificados en el formato de notificación armonizado de sustancias químicas costa afuera (HOCNF<sup>32</sup> por sus siglas en inglés), o su equivalente, por ejemplo, según el formato europeo de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias químicas (REACH<sup>33</sup> por sus siglas en inglés), serán proporcionados por el proveedor y se utilizarán como base para la evaluación.

El proceso de selección incluye la clasificación de los productos químicos según las categorías de la Tabla 4-9. En el Proyecto de perforación del pozo EQN.MC.A.x-1 sólo se utilizarán los productos químicos indicados en verde ("Productos químicos aprobados para su uso") en la tabla a continuación:

**Tabla 4-9: Clasificaciones químicas**

Categoría	Descripción	Aprobación de uso
Productos químicos aprobados para su uso	Registrados por la OCNS - clasificados como Oro o Plata (CHARM*), o E o D (#sinCHARM), sin advertencia de sustitución o advertencia del producto	Todos los productos químicos, categorías Oro/Plata/D/E y de bajo o nulo riesgo para el ambiente (PLONOR) serán aprobados sin ninguna evaluación adicional.
	No están registrados en la OCNS, pero están fabricados íntegramente con productos químicos PLONOR	
Los productos químicos no se aprueban automáticamente para su uso, pero pueden aprobarse con una evaluación y justificación por escrito	Productos químicos no registrados en la OCNS o PLONOR	En el caso de los productos no registrados, se realizará una pseudo evaluación de la OCNS utilizando la metodología de la OCNS para los productos que no integran la CHARM, empleando los datos disponibles sobre toxicidad, biodegradación y bioacumulación de todo el producto o de sus componentes. Si se obtiene una D o una E, no se requiere ninguna otra evaluación. Si existe una advertencia de sustitución o del producto, o no se puede conseguir una D o E, se realizará lo siguiente:
	Los datos ambientales disponibles se proporcionan demostrando "Oro" o "Plata" de la OCNS, o "E" o "D" del CHARMs, pero hay una advertencia de la sustitución o una advertencia del producto	
	Cociente de peligrosidad OCNS blanco, azul, naranja, púrpura, A, B, C o tienen advertencia de sustitución/producto, o los que no están en la Lista Clasificada de Sustancias Químicas Notificadas de la OCNS	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- investigación de posibles alternativas, con preferencia por las opciones que figuran en la Lista Clasificada de Productos Químicos Notificados de la</li> </ul>

<sup>29</sup> Chemical Hazard and Risk Management

<sup>30</sup> Hazard Quotient

<sup>31</sup> Disponible en : <https://www.cefes.co.uk/cefes-data-hub/offshore-chemical-notification-scheme/hazard-assessment-process/>

<sup>32</sup> Harmonised Offshore Chemical Notification Format

<sup>33</sup> Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals



Categoría	Descripción	Aprobación de uso
		<p>OCNS (Oro, Plata, o son del Grupo E o D sin sustitución o advertencia del producto).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- investigación de posibles alternativas, con preferencia por las opciones que figuran en la Lista Clasificada de Productos Químicos Notificados de la OCNS (Oro, Plata, o son del Grupo E o D sin sustitución o advertencia del producto)</li> <li>- una evaluación adicional por escrito relativa a los riesgos (por ejemplo, evaluación de alternativas documentadas, medidas de control adicionales, requisitos técnicos) del producto químico seleccionado, con el consentimiento del Líder de HSE y del Director de perforación, en el sentido de que el riesgo ambiental es aceptable y ALARP</li> </ul>
Productos químicos no aprobados para su uso	<p>Registrados por la OCNS y no clasificados como "Oro" o "Plata" (o E o D) que tienen advertencias de sustitución sin justificación de uso</p> <p>Siempre que los datos de las pruebas indiquen que los productos químicos no tienen la categoría OCNS Oro o Plata, o E o D, y/o tienen una advertencia de sustitución sin demostración aprobada de la justificación del uso</p> <p>Lista de prohibición de sustancias químicas (TR 1668 de Equinor Australia B.V.), incluidas las definidas como persistentes (o muy persistentes) o bioacumulativas (o muy bioacumulativas) en TR1011</p>	No se utilizarán productos químicos de esta categoría

\*CHARM = sustancias químicas con una clasificación por bandas de colores según el modelo CHARM (Gestión de riesgos y peligros químicos)

#SinCHARM = sustancias químicas no aplicables al modelo CHARM (sustancias inorgánicas, fluidos hidráulicos) tienen asignada una agrupación OCNS, A– E

^PLONOR = (Lista de los Convenios de Oslo y París de 1998) sustancias que se consideran de escaso o nulo riesgo para el ambiente

†SDS = Ficha de Datos de Seguridad

<CAS = Servicio de Resúmenes Químicos.

Basándose en la experiencia previa de perforación del Operador, se prevé que se necesiten las siguientes categorías de productos químicos durante el Proyecto. Obsérvese que no todos estos tipos de productos químicos estarían destinados a entrar en contacto con el entorno marino.

fluidos de perforación, incluidos los fluidos de barrido y de desplazamiento

fluidos de acondicionamiento de pozos

fluidos de preventores de surgencias no controladas

lechada de cemento  
combustible  
aceite y lubricantes hidráulicos  
sistemas de extinción de incendios  
fluidos de limpieza  
biocidas

Se dispondrá de una hoja de datos de seguridad (SDS<sup>34</sup> por sus siglas en inglés) para los productos químicos a bordo del buque de perforación. Al respecto, pueden encontrarse las Hojas de seguridad de los mencionados productos adjuntadas en el Anexo IV C del presente capítulo.

### *Operaciones de cementación*

Una vez colocada la tubería de revestimiento, se bombeará una lechada de cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la boca del pozo para asegurar la tubería de revestimiento y aislar el pozo. El cemento también se utilizará para colocar los tapones de abandono al finalizar la perforación.

Los productos químicos para la cementación se seleccionarán de acuerdo con los criterios descritos en la sección anterior.

La OSPAR (La Convención para Protección del Ambiente Marino en el Atlántico Nor Este) ha regulado que cada una de las sustancias en las lechadas de cemento deben ser evaluadas utilizando un protocolo CHARM. Si cada componente de un producto se encuentra en la lista de materiales llamada PLONOR, entonces está liberado para su uso en el ambiente marino. Las sustancias que no se encuentren en esta lista necesitan pasar el proceso de evaluación de OSPAR antes de ser usadas.

La composición de la lechada de cemento a ser usada en las secciones superiores del pozo en general podrá contener algunos de los siguientes componentes:

- Cemento Portland
- Bentonita
- Antiespumante
- Dispersante
- Control de pérdida de fluido
- Extendedor
- Acelerador
- Retardador
- Cemento Portland: Este material es la base de la lechada de cemento, el cemento más utilizado es el cemento API Tipo G, que se encuentra en la lista de materiales PLONOR.
- Antiespumante: Compuesto de materiales tipo aceite vegetal que cumplen con los requisitos ambientales. Sólo serán usados antiespumantes cuyos componentes se encuentren en la lista PLONOR.
- Dispersante: Estos materiales son usados para reducir la viscosidad de la lechada de cemento y permitir su mezcla y bombeo, se utiliza un dispersante hecho enteramente de materiales que se encuentran en la lista PLONOR.

---

<sup>34</sup> Safety Data Sheet

- Controlador de Pérdida de Fluido: Estos materiales pueden ser polvos (se mezclan en seco con el cemento) o líquidos (se mezclan con el agua de mezcla) y están elaborados con materiales de la lista PLONOR.
- Extendedores: Estos son aditivos usados para reducir la densidad de la lechada de cemento, típicamente se usan microesferas cerámicas o de vidrio, bentonita o silicatos de sodio, todos estos materiales están en la lista PLONOR.
- Acelerador y Retardador: Regularmente se usan Cloruro de Calcio como acelerador y Lignosulfonatos como retardadores que son componentes que se encuentran en la lista PLONOR.

Al respecto, pueden encontrarse las Hojas de seguridad de los mencionados productos adjuntadas en el Anexo IV C del presente capítulo.

En las secciones iniciales del pozo sin tubo ascendente (las sartas de revestimiento conductor y de superficie), se suele bombear un fluido espaciador antes del cemento, que se bombea hacia abajo en la sarta de perforación y hacia arriba en la parte exterior del revestimiento, descargándose el cemento (y el fluido espaciador) en el lecho marino en las secciones sin tubo ascendente. En las operaciones de encamisado con el tubo ascendente instalado, la interfaz cemento/fluidos de perforación vuelve a subir por el tubo ascendente hasta el buque de perforación. El cemento a granel no utilizado, los aditivos de cementación y todo el cemento seco sobrante se devolverá a la costa para su futura reutilización o se eliminarán en una instalación autorizada.

De acuerdo con las mejores prácticas internacionales y para garantizar la integridad y seguridad del pozo, se utilizará entre un 150% y un 300% de exceso de cemento cuando se bombee para las obras de revestimiento del tubo conductor y de la superficie para tener en cuenta las pérdidas y las condiciones de sobredimensionamiento del pozo y así garantizar un buen sellado. El revestimiento intermedio y las tuberías de revestimiento tienen un exceso del 10 al 50%. La cantidad estimada de cemento que se vierte al ambiente es de 24 m<sup>3</sup> en el lecho marino y de 3 m<sup>3</sup> en el buque de perforación al lavar las tuberías y el equipo.

**Tabla 4-10: Volúmenes de lechada de cemento**

Sección	Lechada	Longitud m	Volumen m <sup>3</sup>	Exceso %	Volumen c/ exceso m <sup>3</sup>	Exceso de volumen (si hay agujero de medición) m <sup>3</sup>
36"	de relleno	45	11	300%	43	32
	de fondo	45	13	300%	54	40
20"	de relleno	362	51	150%	127	76
	de fondo	100	21	150%	53	32
<b>Total (sin tubo ascendente)</b>			<b>96</b>		<b>276</b>	<b>180</b>
13 3/8"	de fondo	300	22	50%	34	
9 5/8"	de fondo	300	10	50%	15	
PnA	8 1/2" OH	872	32	10%	35	
	Tapones de 9 5/8"	100	4	0%	4	
	Tapones de 13 3/8"	100	8	0%	8	
	Tapón OHTS	100	18	0%	18	
<b>Total</b>			<b>95,5</b>		<b>115</b>	

Fuente: Equinor, 2021.

La preparación de la lechada de cemento se realiza en un tanque de circulación y el bombeo de la lechada se efectúa mediante tuberías y unidades de alta presión con bombas hidráulicas de gran potencia. Una vez colocada la lechada a la profundidad correcta, hay que esperar el periodo de fraguado por varias horas.

El cemento sobrante al final de las operaciones se transportará a la costa para su reciclaje o para ser dispuesto por un tercero autorizado con las certificaciones ambientales necesarias para llevar a cabo esta actividad.

### *Prevención de surgencias no controladas*

#### **Control del pozo**

El principal sistema de control del pozo es el propio lodo de perforación; su densidad permite mantener la estabilidad del pozo y evita que fluyan los fluidos presentes en las formaciones geológicas. El pozo también cuenta con un BOP, que se utiliza como método de seguridad secundario, permitiendo cerrar y controlar el pozo, evitando que los fluidos del pozo lleguen al ambiente y/o a los trabajadores del buque de perforación. El BOP es capaz de cerrar el espacio anular (espacio entre la sarta de perforación y las paredes del pozo) y también puede cortar el tubo de perforación o BHA y sellar el pozo (aríetes ciegos).

El buque de perforación dispondrá de un BOP capaz de soportar una presión de 15.000 psi, que es superior a la máxima presión prevista en el pozo. En el evento de una emergencia, el BOP puede controlarse tanto desde el piso de perforación como desde la cabina de control del buque de perforación, e incluso a distancia. El BOP será probado durante las operaciones a intervalos regulares.

En el buque de perforación habrá controles adicionales, como conectores hidráulicos, válvulas de seguridad para eliminar exceso de presión, sistema de vigilancia submarina (ROV), desviadores, detectores de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en el ambiente durante las operaciones, entre otros.

#### **Conexión del tubo ascendente al BOP**

Existen dos puntos de conexión para un BOP submarino, que pueden encontrarse entre el BOP y la cabeza del pozo o entre la parte inferior del BOP (donde se localizan los aríetes principales del BOP, incluyendo los dos aríetes de corte) y el LMRP (Paquete Marino Inferior del Tubo Ascendente por sus siglas en inglés) que contiene dos preventores anulares, las conexiones hidráulicas, la junta flexible, las líneas de ahogar y matar al pozo y los umbilicales de control.

Todas estas conexiones cumplen con lo establecido en la Práctica Recomendada 16Q de la API - ISO 13624-1 "Diseño y operación de sistema de riser en perforación marina".

Todas las pruebas operacionales que se llevan a cabo después de cada conexión y durante las operaciones, serán llevadas a cabo de acuerdo con la Práctica Recomendada API 53 "Práctica recomendada para los equipos de prevención de surgencias en perforación de pozos".

Durante la planificación de las operaciones, se prepara un WSOG (Lineamientos Operacionales Específicos del Pozo) que toman en consideración a todos los componentes del sistema y definen los límites operacionales.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis del tubo ascendente, específico para el pozo, para verificar la integridad de la cabeza del pozo y del tubo ascendente, incluyendo la definición del "punto débil" del sistema.

La presión máxima en la cabeza del pozo y en el BOP ha sido calculada en 332 bar (4815 psi) usando el escenario más conservador que considera que el yacimiento sea de gas. Los escenarios que consideran que el yacimiento se encuentre lleno de petróleo o agua resultan en presiones menores.

El BOP será probado después de cada conexión y durante las operaciones, todas las pruebas serán llevadas a cabo de acuerdo con la Práctica Recomendada API 53 "Práctica recomendada para los equipos de prevención de surgencias en perforación de pozos".

De acuerdo con el API RP 53, el BOP será probado a intervalos regulares, se llevarán a cabo los siguientes tipos de pruebas:

Prueba funcional de los elementos del sistema, incluyendo todos los paneles de control del BOP (generalmente cada semana, pero esto puede variar dependiendo de las condiciones de operación y de las operaciones mismas).

Pruebas de presión de los componentes de control de pozo del BOP, primero en baja presión y después en alta presión, por cada prueba la presión debe ser contenida por 5 minutos. Las pruebas de presión deberán llevarse a cabo como sigue:

- En superficie antes de bajar el BOP y al instalarlo en la cabeza de pozo.
- Después de cada desconexión o reparación de cualquier elemento de presión, líneas de ahorcamiento, *manifold* de ahorcamiento o ensamble de cabeza de pozo.
- Por lo menos cada 21 días.
- Considerando que la configuración del BOP no será conocida hasta el momento en que se contrate el buque de perforación, una vez que esta sea conocida, se elaborará un plan específico de pruebas para el BOP en cumplimiento con la Práctica Recomendada API 53.

Asimismo, se establece que en caso de falla en el BOP o en sus sistemas de control detectadas durante las pruebas periódicas o en cualquier otro momento, las operaciones de perforación serán suspendidas siguiendo un procedimiento que asegure la seguridad del pozo y no reanudarán hasta que el BOP y sus componentes hayan sido reparados y probados. Esta eventualidad puede incluir el sacar el BOP a la superficie para mantenimiento y reparaciones.

#### 4.4.8.3 Evaluación del pozo

##### Registro durante la perforación

Todas las secciones del pozo se evaluarán mediante técnicas de Registro del pozo durante la perforación (LWD<sup>35</sup> por sus siglas en inglés).

Los registros del pozo consisten en mediciones utilizadas para establecer la presencia y obtener información de hidrocarburos, tipos de formación y presiones en el pozo. Esto se hará durante la perforación, utilizando equipos y herramientas integrados en la sarta de perforación.

De descubrir que la sección 12 1/4" (311 mm) contiene hidrocarburos, se tomarán muestras de núcleos de la formación para obtener una mejor caracterización del depósito. Puede decidirse a tomar núcleos o testigos laterales (muestras de pared), los cuales serán obtenidos con una herramienta de núcleos de pared rotativos operada con cable eléctrico (wireline). Estas muestras se enviarán a un laboratorio para su análisis; por ejemplo, petrografía, datación, geoquímica y presencia de hidrocarburos, porosidad, proporción de vacíos, presión de poros, conductividad y permeabilidad, entre otros.

Se llevarán a cabo registros adicionales con cable eléctrico en las dos últimas secciones del pozo, donde podría encontrarse petróleo. La evaluación con cable se llevará a cabo para determinar las propiedades de las rocas y los fluidos de las áreas previstas. Se utiliza un cable eléctrico para bajar las herramientas al interior del pozo y transmitir los datos. Se puede realizar un conjunto de registros estándar con cable, como rayos gamma, densidad de neutrones, resistividad, sísmico, adquisición de presiones y muestras de fluidos, perfil sísmico vertical (VSP) y extracción de núcleos laterales.

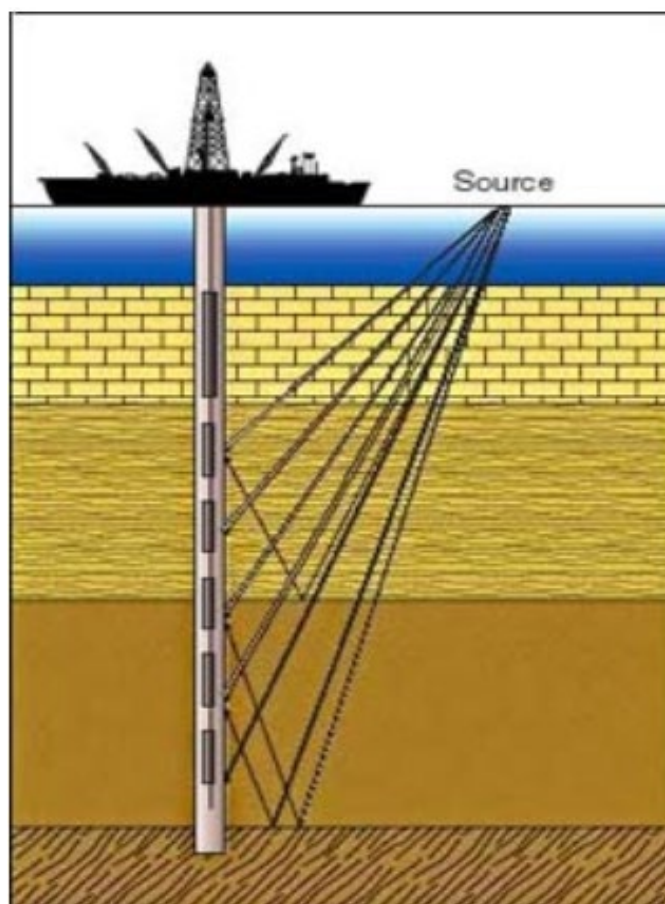
---

<sup>35</sup> Logging While Drilling

### Perfiles sísmicos verticales

La elaboración de perfiles sísmicos verticales (VSP<sup>36</sup> por sus siglas en inglés) suele realizarse durante un corto periodo de tiempo al finalizar la perforación del pozo exploratorio como parte del plan de evaluación del mismo. Las medidas sísmicas se adquieren para correlacionar los datos sísmicos de superficie con los pozos verticales mediante geófonos en el interior del pozo y una fuente de sonido suspendida desde el buque de perforación o desde una embarcación de apoyo. Los conjuntos de fuentes sonoras de perfilado sísmico vertical suelen ser más pequeños (menor número de cañones de aire y de menor tamaño) que los utilizados en los estudios sísmicos marinos convencionales. El conjunto de fuentes de perfilado sísmico vertical comprenderá hasta tres cañones de aire con un volumen total máximo de 750 pulgadas cúbicas. Se situará a unos 5-10 m por debajo de la superficie del agua. Se espera que las operaciones de perfilado sísmico vertical duren entre 4 y 8 horas, con 7-9 disparos en sucesión rápida (5-10 segundos entre disparos); con descansos de 5 a 10 minutos entre niveles. En un período de 24 horas pueden efectuarse un total de 460 disparos. Esta evaluación adicional puede producir imágenes sísmicas con mayor detalle que las obtenidas durante los estudios sísmicos de superficie anteriores. A modo de ilustración, se presenta a continuación el equipamiento típico que suele utilizarse para este tipo de proyectos, no obstante, es dable mencionar que el arreglo de fuente y los receptores para el presente proyecto son determinados en instancias más avanzadas del proyecto (Figura 4-11):

**Figura 4-11: Toma del Perfil Sísmico Vertical desde un equipo de perforación marino**



En esta figura: source = fuente

Fuente: Equinor, 2022

<sup>36</sup> Vertical seismic profiling



En este estudio, se aplicará un procedimiento de arranque suave, de acuerdo con las directrices para minimizar el riesgo de lesiones y perturbaciones en los mamíferos marinos de los estudios sísmicos, de acuerdo con el Comité Conjunto de Conservación de la Naturaleza (JNNCC<sup>37</sup>, 2010). Esta medida consiste en un aumento lento de la potencia desde un arranque de baja energía hasta la máxima potencia, durante al menos 20 minutos, para dar tiempo a que la fauna marina abandone los alrededores.

No habrá pruebas de flujo de la formación (pruebas de pozos).

#### 4.4.8.4 Suministro y servicio

##### *Embarcaciones de suministro costa afuera*

Se contratarán dos embarcaciones de apoyo costa afuera de posicionamiento dinámico para apoyar las actividades del Proyecto. Las embarcaciones de apoyo (buques de suministro) se contratarán con proveedores externos para que presten apoyo en el transporte de equipos, suministros y personal.

La flota será dimensionada y seleccionada para asegurar que puedan cumplir eficientemente las siguientes funciones:

- Mercancía general: suministro de alimentos, combustible diésel para uso marítimo, graneles en general, fluidos de perforación y materiales de perforación.
- Eliminación de residuos en general.
- Respuesta a emergencias y derrames de petróleo.

Las mismas irán al puerto de Mar del Plata de 2 a 3 veces por semana durante los 60 días de perforación, es decir, 25 viajes al puerto de Mar del Plata como máximo. Las embarcaciones de suministro que apoyan el Proyecto transitarán en línea recta hacia y desde el puerto hasta el buque de perforación. Se estima que el viaje durará unas 17 horas a velocidad económica. La flota de embarcaciones de apoyo repostará en el puerto.

El buque de apoyo "Damen 3300CD" se utilizará como ejemplo para este Proyecto. Es importante mencionar que dicho ejemplo se incluye en el presente estudio, dado que el modelo final del buque de apoyo dependerá de la fecha exacta de inicio del Proyecto y de la disponibilidad comercial del buque. En ese sentido, Equinor estará en condiciones de definir el proceso de contratación de los buques una vez obtenida la licencia ambiental del Proyecto. El modelo final y las especificaciones del buque perforador serán notificados al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en una etapa posterior, antes de la movilización. Sin embargo, cabe mencionar que este tipo de buques es bastante estándar a nivel mundial, conservando las características principales con pequeñas diferencias técnicas.

En la Figura 4-12 se puede ver el ejemplo de modelo de buques de apoyo mencionado y en la Tabla 4-11 se puede ver un resumen de las especificaciones técnicas:

<sup>37</sup> Joint Nature Conservation Committee (JNCC). 2010. JNNCC guidelines for minimising the risk of injury and disturbance to marine mammals from seismic surveys. Disponible en: [JNCC Seismic Guidelines \(csic.es\)](https://www.jncc.gov.uk/publications/jncc-seismic-guidelines)

**Figura 4-12: Buque de apoyo Damen 3300CD**



Fuente: DAMEN PSV 3300 - Damen Group

**Tabla 4-11: Resumen de las especificaciones técnicas del buque de apoyo  
Modelo Damen 3300**

Características	Especificaciones
Eslora total:	80, 1m
Manga	16, 2m
Calado	6,15 m
Tripulación	22 personas
Capacidad de transporte	
Combustible	1300m <sup>3</sup>
Agua industrial	1690m <sup>3</sup>
Agua potable	810m <sup>3</sup>
Lodo de perforación/ Salmuera	870m <sup>3</sup>
Materiales a granel secos	250m <sup>3</sup>
Desplazamiento	
Generación	Dos motogeneradores principales de 1370 ekW - 1800 rpm y dos motogeneradores de 940 ekW – 1800 rpm
	Un conjunto motogenerador de emergencia 238 ekW – 1800 rpm
Propulsión	La embarcación es propulsada por dos unidades azimutales de accionamiento eléctrico con una hélice de paso fijo. (Ø2300mm) Potencia 1500 kW (2x)
	Una hélice de proa está instalada para una óptima maniobrabilidad (Ø1740mm) Potencia 735 kW (2x)

Fuente: Damen,2022.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> [Damen Shipyards Group - Oceans of Possibilities - shipbuilding - Damen](#)

Todos los buques a ser contratados para el proyecto deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Los buques deberán contar como mínimo con un sistema de posicionamiento dinámico DP2.
- Edad, menor a 20 años.
- El buque y sus equipos asociados deberán haber sido contruidos específicamente para el propósito del buque.
- Todos los certificados relacionados al buque y su funcionamiento deberán ser accesibles a Equinor durante todo el período que el contrato dure.
- El buque deberá tener la bandera de alguno de los países listados en la "lista blanca" publicada por el MOU de París. (Esta lista garantiza el desempeño en seguridad del buque y de su propietario)
- El buque deberá cumplir todos los requerimientos de la Organización Marítima Internacional (IMO) que incluyen (entre otras) las convenciones de:
  - o SOLAS (Convención Internacional para la Seguridad de la Vida en el Mar)
  - o ISM Code (Código Internacional de Gestión de la Seguridad)
  - o COLREG (Convención Internacional para Prevenir las Colisiones en el Mar)
  - o MARPOL (Convención Internacional para Prevenir la Contaminación por los buques)
  - o BWM (Convención Internacional para la Gestión y Control del Agua de Lastre y Sedimentos)
  - o IBC Code (Código Internacional para la Construcción y Equipamiento de buques que Transportan Productos Químicos Peligrosos a Granel)
- El buque deberá cumplir con la clasificación OIL REC de DNV para buques de recuperación de petróleo.
- El tonelaje, potencia, manga, eslora, superficie de cubierta, capacidad de almacenamiento de productos a granel y combustible, capacidad de tripulación, etc. son factores secundarios en la selección del buque (los factores primarios son el posicionamiento dinámico y el cumplimiento con los requisitos de IMO), por lo que no se conocerán hasta que se haya concluido el proceso licitatorio.

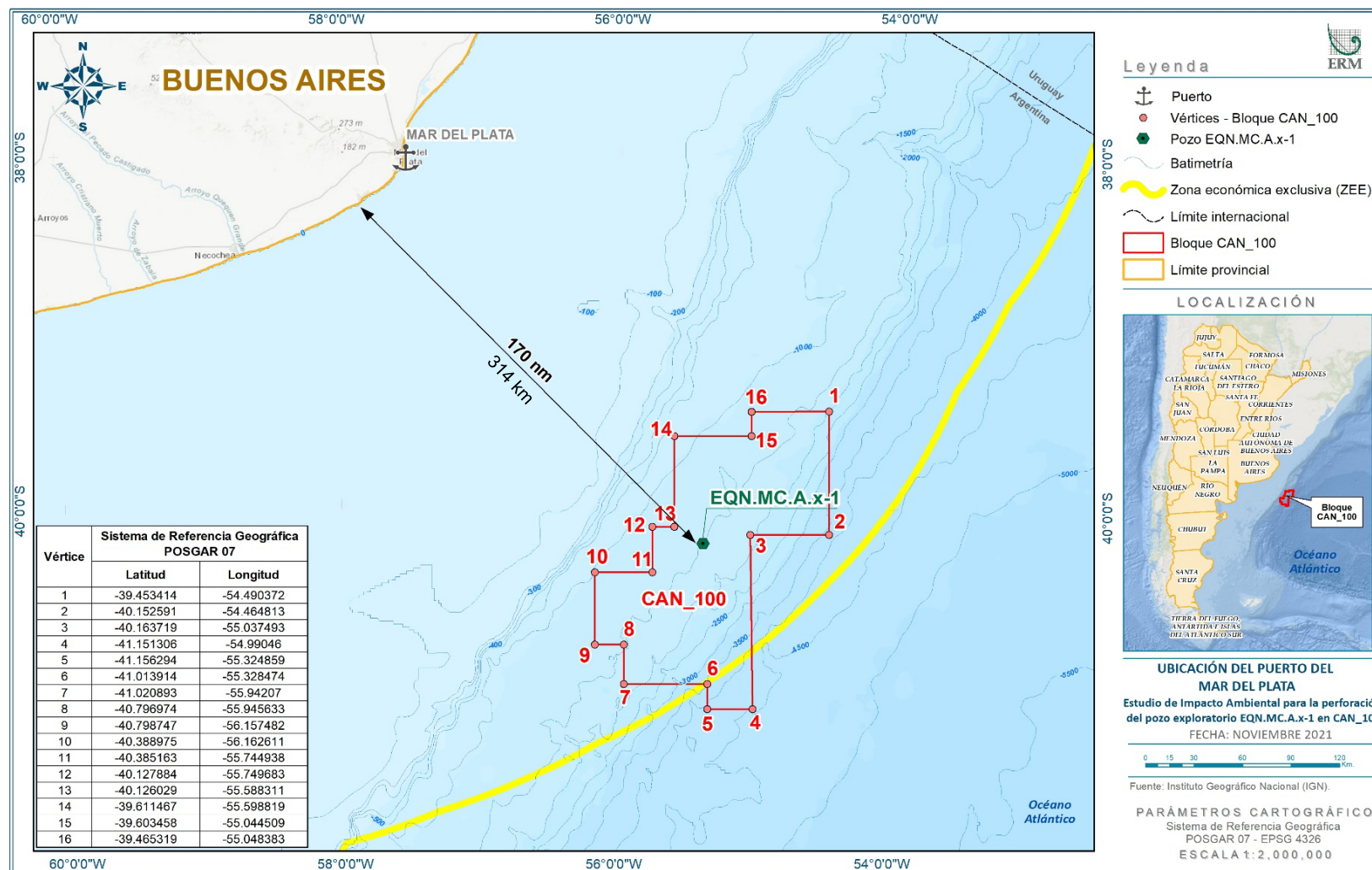
### *Base de suministro terrestre*

Este Proyecto está ubicado frente a las costas de Argentina más allá de las 12 millas náuticas, el Bloque CAN\_100 y la locación de perforación se encuentran en aguas federales; sin embargo, la base de abastecimiento terrestre que brindará apoyo al buque de perforación durante las operaciones se ubicará en el Puerto de Mar del Plata.

Mar del Plata es una ciudad de la Provincia de Buenos Aires, ubicada en la costa del Océano Atlántico y es la cabecera del Partido de General Pueyrredón. Cuenta con un puerto que se dedica principalmente a la actividad pesquera.

La ubicación del Puerto de Mar del Plata, del Partido de General Pueyrredón y de la Provincia de Buenos Aires se presenta en la siguiente imagen (Figura 4-13):

Figura 4-13: Ubicación del puerto de Mar del Plata



Fuente: ERM, 2021



La Figura 4-14 siguiente muestra una foto aérea del puerto:

**Figura 4-14: Puerto de Mar del Plata**



Fuente: Google Maps, 2021.

Una base de abastecimiento proporciona el almacenamiento temporal, el reabastecimiento, el montaje y la carga de materiales y suministros para apoyar la perforación costa afuera y otras actividades de exploración. El puerto de Mar del Plata cuenta con toda la infraestructura y los servicios necesarios para el Proyecto.

La embarcación de apoyo irá al puerto de Mar del Plata de 2 a 3 veces por semana. Las operaciones dentro de los muelles incluirán el transporte de materiales a granel (barita, bentonita y cemento), fluidos de perforación (SBM), suministros de alimentos, combustible y suministro de agua, así como otros elementos utilizados durante las actividades de perforación, como las tuberías y los revestimientos. Los residuos sólidos y líquidos serán transportados desde el buque de perforación hasta la base logística por las embarcaciones de suministro para su adecuado transporte, tratamiento y disposición en otro lugar por los contratistas encargados del manejo de los residuos seleccionados.

Es importante mencionar que, el puerto de Mar del Plata fue seleccionado como la primera y principal opción de punto logístico en tierra. Sin embargo, dentro de un enfoque conservador, también se considera el puerto de Bahía Blanca, ya que puede ser utilizado en caso de que ocurra alguna contingencia que afecte la navegación normal hacia los puntos logísticos seleccionados o como puerto alternativo.

### *Helicópteros*

Se dispondrá de apoyo de un helicóptero para el traslado de la tripulación hacia y desde el buque de perforación. El apoyo de los helicópteros será suministrado por un tercero autorizado en virtud de un contrato con el Operador. El buque de perforación dispondrá de un helipuerto de gran tamaño. Todos

los pasajeros y el equipaje serán sometidos a un control de seguridad antes de entrar en el helicóptero en el helipuerto.

El aeropuerto de Mar del Plata será la base principal para las operaciones de helicóptero de Equinor para apoyar el Proyecto de perforación EQN.MC.A.x-1 (ver Figura 4-15). La distancia de vuelo será de aproximadamente 171 mn (317 km). El Operador no tiene previsto construir u operar una nueva base de helicópteros ni modificar una base existente.

**Figura 4-15: Aeropuerto de Mar del Plata**



Fuente: Equinor, 2021.

Se estima que se necesitará una circulación de helicópteros diaria, con los vuelos adicionales que sean necesarios para apoyar la actividad. Sin embargo, los vuelos pueden ser interrumpidos por cuestiones meteorológicas y/o técnicas.

La frecuencia diaria de circulación del helicóptero se prevé considerando que en promedio en un buque de perforación hay que cambiar entre 9 y 10 personas por día, debido a que un buque de perforación puede llegar a haber hasta 200 personas con una rotación promedio de 3 semanas, algunos especialistas permanecen a bordo sólo por unos pocos días mientras realizan tareas específicas. Debido a esto se ha optado por el uso de un helicóptero con capacidad entre 8 y 12 personas por viaje, lo que da como resultado la necesidad de un vuelo diario en promedio para cumplir con los requisitos de cambio de tripulación regular y transporte de especialistas según sea requerido.

El helicóptero también se utilizará para el transporte de emergencia de personas en caso de necesidad, debido a accidentes o enfermedades.

El helipuerto del buque de perforación contará con un sistema de espuma contra incendios conforme a las especificaciones de la OMI, extintores (CO<sub>2</sub>, polvo seco y aplicador de espuma portátil), trajes ignífugos y equipos de rescate; también contará con procedimientos actualizados y personal capacitado para atender las aproximaciones, aterrizajes, despegues y cualquier respuesta de emergencia.

El helipuerto instalado tendrá un tamaño al menos equivalente al diámetro del rotor principal del helicóptero más grande que se vaya a utilizar durante las operaciones (Figura 4-16). El objetivo es permitir aterrizajes y despegues seguros. El helipuerto tendrá una "H" pintada en la plataforma para



visualizar la zona de aterrizaje e indicar el sector de aproximación para el helicóptero, así como el rumbo necesario para aterrizar con seguridad. El sector de aproximación estará libre de obstáculos y el helipuerto estará marcado con un color de alto contraste, con presencia de faros luminosos y conos de viento (para indicar la dirección del viento).

**Figura 4-16: Helipuerto Stena DrillMAX**



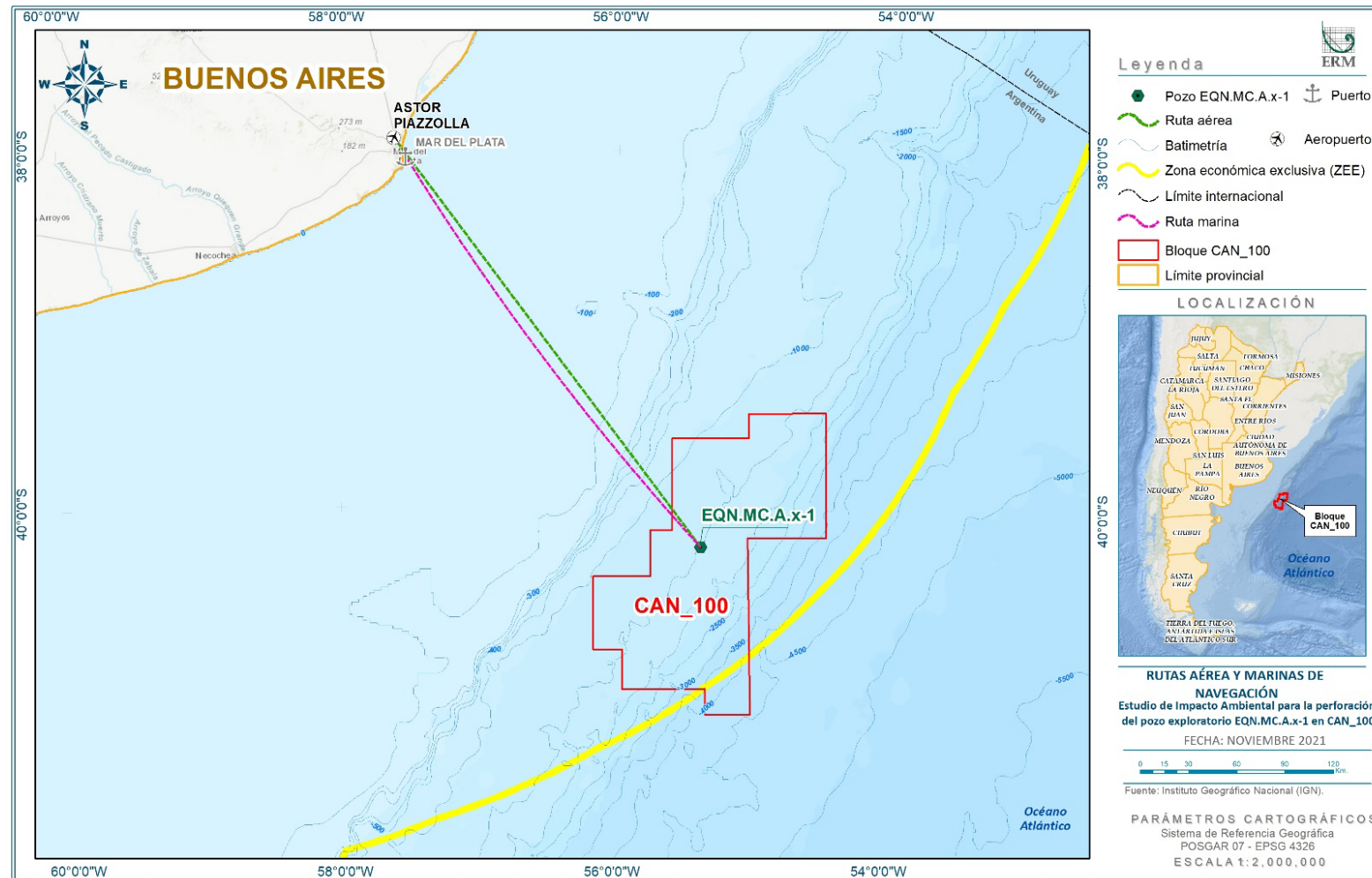
Fuente: Stena DrillMAX, 2021.<sup>39</sup>

Además de las instalaciones de reabastecimiento de combustible para helicópteros existentes en el aeropuerto de Mar del Plata, el reabastecimiento de combustible en helicóptero tendrá lugar en el buque de perforación. El reabastecimiento de combustible se llevará a cabo de acuerdo con los procedimientos específicos del buque de perforación. El buque de perforación contará con una estación de monitoreo meteorológico a bordo para permitir un servicio de pronóstico que informe sobre las actividades de aviación.

La siguiente Figura 4-17 muestra un ejemplo de ruta de navegación entre el puerto de Mar del Plata y el pozo EQN.MC.A.x-1, y la ruta aérea que realizará el helicóptero entre el pozo y el aeropuerto de Mar del Plata. La ruta de navegación hacia y desde el puerto seleccionado se detallará cuando se obtenga la aprobación de la Autoridad Marítima Argentina.

<sup>39</sup> Disponible en: <https://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-drillmax/>

**Figura 4-17: Ruta de navegación hacia/desde el puerto y ruta aérea hacia/desde el aeropuerto**



Fuente: ERM, 2021.

#### 4.4.8.5 *Abandono y desmovilización*

Tras la perforación y la finalización de los programas de adquisición y evaluación de datos, el pozo se taponará y desmantelará in situ de forma permanente y definitiva, independientemente de que se haya encontrado petróleo o gas. Los procedimientos de cierre por taponamiento y desmantelamiento cumplirán los requerimientos del país y los estándares más estrictos a nivel mundial además de dar cumplimiento a los estándares propios de Equinor. En particular, el programa de abandono considera las siguientes normas, a saber:

- Resolución N°5/96 de la ex Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones (Argentina)
- NORSOK D-010, Rev. 4 Capítulo 9 Actividades de abandono (Noruega)
- Resolución 46/2016, Regulación Técnica del Sistema de Gestión de la Integridad de los Pozos (SGIP); Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (Brasil)
- Lineamientos para abandono de pozos (5ta edición), Petróleo y Gas del Reino Unido (Reino Unido)

De esta manera, con la tecnología adecuada, se aislará el pozo y se mitigará el riesgo de una posible liberación de fluidos (incluido el petróleo) al entorno marino.

Las operaciones de taponamiento y desmantelamiento consistirán en la colocación de varios tapones de cemento en el interior del pozo. Esto incluye los tapones situados por encima y entre los intervalos de hidrocarburos, a profundidades de bloqueo adecuadas, en el pozo.

El plan de abandono se define con el diseño detallado del pozo, pero típicamente se colocan 2 o 3 tapones de cemento, dependiendo el caso, de la siguiente manera:

Frente a cualquier zona de reservorio en agujero abierto (cubriendo todo el reservorio y 50 metros por arriba del este)

Tapón de cemento de 80 metros en la zapata de la última cañería (50 metros en el agujero abierto y 30 metros dentro de la cañería).

Cualquier otro tapón que sea considerado necesario durante el diseño detallado del programa de abandono del pozo.

Al igual que para cada trabajo de cementación del pozo, el cemento para los tapones se formula considerando la profundidad a la que el tapón será colocado y la temperatura del pozo a dicha profundidad. La formulación de cemento es probada en un laboratorio para determinar, entre otras propiedades, el tiempo de fraguado y el tiempo de desarrollo de la resistencia a la compresión requerida por el tapón de cemento.

Tras su colocación en el pozo, cada tapón de cemento, una vez fraguado, como parte del protocolo de control de hermeticidad, el mismo es probado con presión y peso para asegurar su integridad y resistencia antes de proceder con la colocación del siguiente tapón. Dependiendo de las características encontradas en el pozo durante la perforación, es posible que el equipo de diseño decida modificar el diseño, la colocación o las pruebas a ser realizadas para cada tapón de cemento.

Una vez que el último tapón haya sido probado, el pozo se considera definitivamente cerrado y el equipo de perforación puede ser desconectado. La cabeza de pozo submarina quedará en su posición.

Dada la profundidad del agua en la zona (>1500 m), el cabezal del pozo se dejará permanentemente en su lugar después de colocar los tapones, dado que por un lado, a esta profundidad de agua no hay actividades pesqueras ni otras actividades marítimas en el lecho marino en la zona, ni en sus alrededores que puedan verse afectadas por el mismo, incluyendo a los pescadores de arrastre; y por otra parte, la superficie afectada por el cabezal del pozo es muy pequeña en relación a las zonas marítimas. Al respecto, las dimensiones aproximadas de la cabeza de pozo son: Tubo de diámetro externo máximo 35 pulgadas (89 cm), y la altura que sobresalga del lecho marino será como máximo de 3 metros.



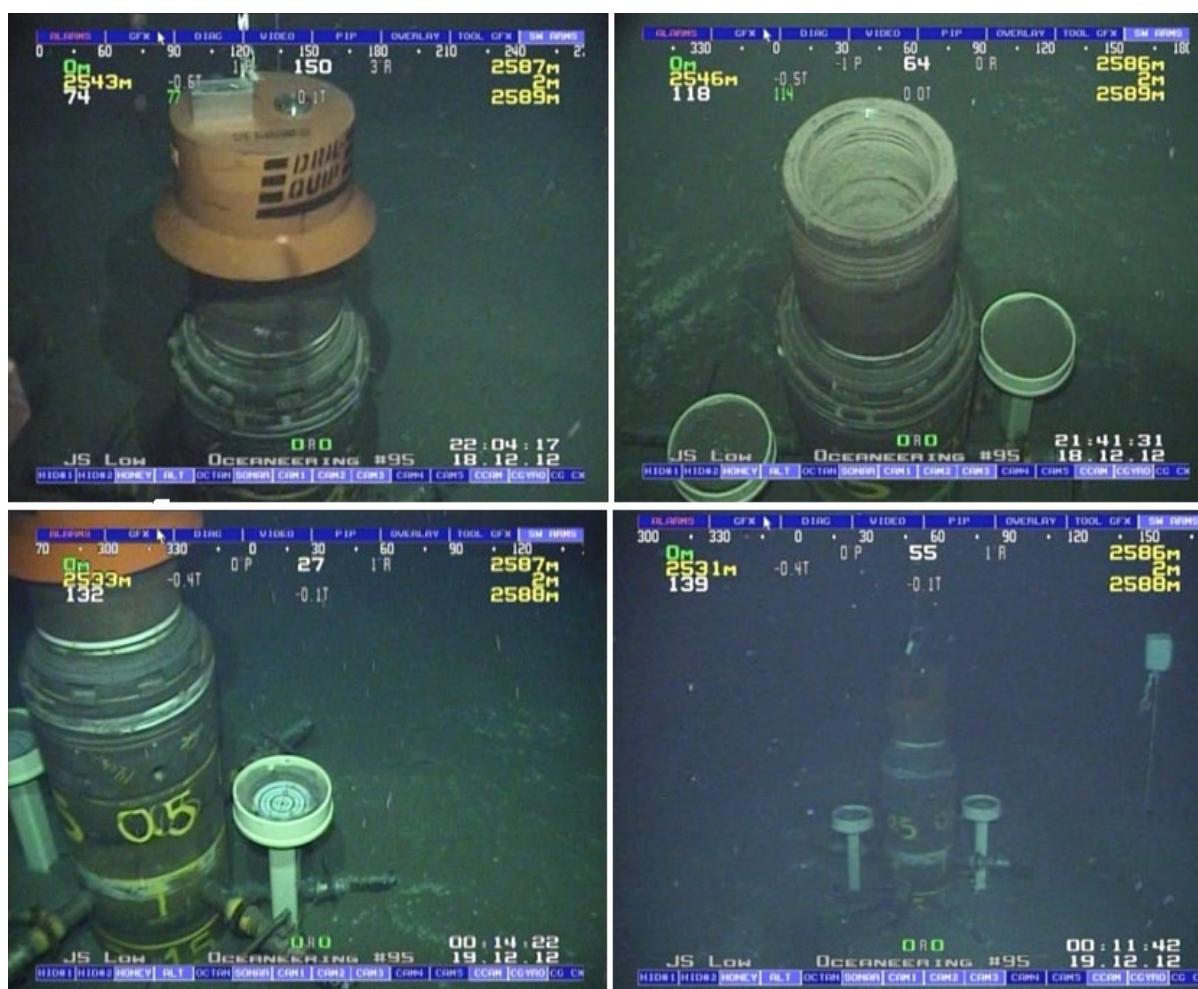
Al respecto, se adjunta como Anexo IV- D el Programa de Cierre y abandono diseñado para el presente pozo.

Por otra parte, es dable mencionar que no existen registros de fallas en pozos submarinos de la misma índole, tanto de Equinor como de otros pozos submarinos taponados de manera permanentemente en otras partes del mundo.

Siguiendo con la etapa de cierre y abandono, se procederá a utilizar un ROV para no solo recuperar los transpondedores del lecho marino y el equipo asociado, sino también para llevar a cabo un estudio ambiental del lecho marino, para monitorear el impacto en los sedimentos debido al vertido de recortes de perforación/lodos y cemento. La descripción del plan de monitoreo puede consultarse en el subprograma de seguimiento de los sedimentos del lecho marino, Capítulo VIII - Plan de Gestión Ambiental.

A continuación, se presenta una muestra de imágenes de una cabeza de pozo similar a ser utilizada, tomadas por un ROV en el fondo marino. Las imágenes muestran la cabeza de pozo en posición en el fondo marino a una profundidad de 2589 metros (Figura 4-18):

**Figura 4-18: Ejemplo de cabeza de pozo en posición**



Al finalizar el Proyecto, el buque de perforación partirá directamente desde la ubicación del pozo hacia aguas internacionales sin pasar por ningún puerto de Argentina. Mientras que las embarcaciones de apoyo partirán directamente desde la ubicación del pozo hacia aguas internacionales, o a través del Puerto de Mar del Plata.

## 4.5 Uso de los recursos

### 4.5.1 Agua

La actividad de perforar un pozo requerirá agua dulce para mezclar los lodos de perforación, el cemento y para el consumo humano. Las estimaciones basadas en experiencias anteriores indican que podrían utilizarse hasta 2.000 toneladas de agua dulce. El consumo medio de agua potable de las embarcaciones de apoyo se estima en 2 m<sup>3</sup> al día cada una. Tanto el buque de perforación como las embarcaciones de apoyo dispondrán de generadores de agua dulce, aunque podría transportarse agua dulce desde el puerto si fuera necesario.

El agua potable costa afuera será agua embotellada transportada por la embarcación de suministro.

### 4.5.2 Combustible

El combustible será suministrado en el muelle de combustible del Puerto de Mar del Plata. El combustible para el buque de perforación será entregado por las embarcaciones de apoyo en las embarcaciones de suministro.

La operación no requerirá infraestructura nueva o adicional, ni mano de obra adicional de proveedores locales para llevar a cabo las actividades, ya que el suministro de combustible se puede realizar con las capacidades actuales ubicadas en el puerto.

## 4.6 Residuos peligrosos y no peligrosos

Todas las embarcaciones dispondrán de equipos, sistemas y protocolos para prevenir la contaminación por hidrocarburos, aguas residuales y residuos en general, en cumplimiento del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los buques de 1973, modificado por el protocolo de 1978 (MARPOL 73/78).

Se elaborará un plan de gestión de residuos específico para el Proyecto (que abarcará todos los residuos generados tanto en tierra como costa afuera) de acuerdo con los requisitos de MARPOL y la normativa local aplicable en materia de residuos.

Se identificarán y verificarán a los subcontratistas que gestionen los residuos generados, incluyendo las instalaciones para gestionar los residuos y sitios de disposición, así como el proceso de eliminación de estos residuos.

Los residuos peligrosos generados durante el Proyecto se almacenarán en áreas previstas y en recipientes/contenedores adecuados para su transporte a tierra. Los residuos peligrosos que pueden producirse y que requieren ser gestionados son los residuos aceitosos (por ejemplo, filtros, trapos y aceites usados), residuos químicos y contenedores, baterías, residuos biomédicos y fluidos de perforación usados. Los residuos biomédicos se almacenarán en contenedores especiales antes de ser enviados a tierra.

Los residuos no peligrosos generados durante el Proyecto se almacenarán en contenedores adecuados a bordo y se transportarán a tierra. Los residuos no peligrosos incluyen los residuos domésticos, el material de embalaje, los desechos metálicos y otros materiales reciclables, como los residuos plásticos.

Los residuos peligrosos y no peligrosos que se envíen a tierra para su disposición serán recogidos en el puerto por un contratista externo para su disposición en una instalación autorizada y de conformidad con la normativa aplicable y requerimientos federales y provinciales.

## 4.7 Aguas residuales

### 4.7.1 Aguas de drenaje, de sentina y residuales aceitosas de los buques

Las aguas de drenaje constituyen una mezcla de agua de lluvia, aceite lubricante, aceite hidráulico y otros residuos procedentes de las siguientes áreas:

- Piso de la plataforma
- Sala de zarandas de esquisto, sala de tratamiento de recortes
- Desagües del suelo de la piscina lunar
- Área de bombas de fluidos de perforación, bombas de transferencia de fluidos de perforación y área de mezcla de fluidos de perforación
- Desarenadores y sala de pozos de fluidos de perforación
- Las aguas de drenaje de las zonas limpias de la cubierta irán al mar.

Las aguas de sentina pueden contener pequeñas cantidades de hidrocarburos, como combustible de los motores, lubricantes y sustancias engrasantes utilizadas a bordo del buque de perforación. Estas aguas irán a los tanques de agua contaminada (slops) y serán tratadas en la unidad de tratamiento a bordo.

La sentina marina de la parte marítima del buque de perforación se trata normalmente en un separador de agua-aceite (sentina) en la sala de máquinas del buque de perforación. Los sistemas de tratamiento con separadores son unidades compactas diseñadas para tratar únicamente las aguas de sentina marinas.

Las corrientes residuales del buque de perforación y los buques de apoyo son principalmente:

- Agua de mar usada para la perforación sin tubo ascendente y recortes de perforación de las mismas secciones
- Drenaje de las cubiertas
- Desechos sanitarios
- Desechos domésticos
- Agua de enfriamiento
- Agua de lastre
- Agua de Sentina
- Exceso de lechada de cemento que llegue al mar

Todas las descargas del buque se harán en cumplimiento con la Convención Internacional para la Prevención de la Contaminación proveniente de los buques (MARPOL) de la Organización Marítima Internacional (IMO). Las aguas negras y las aguas grises serán tratadas en una planta de tratamiento que es parte del equipamiento de cada buque y desechadas en el mar.

Toda la basura generada en el buque (doméstica, especial y peligrosa) será transportada al puerto para su disposición final. Los desechos de comida serán molidos y descargados en el mar.

Las aguas de sentina serán filtradas por un sistema a bordo del buque para eliminar los residuos de aceite en el agua y posteriormente serán descargada al mar. Estas corrientes no están sujetas a controles de laboratorio.

Con el fin de reducir al máximo las aguas residuales de los vertidos o también conocidos como "slops" en inglés, se instalará en el buque de perforación una unidad de tratamiento de estos, para eliminar los contenidos de petróleo en agua, que excedan los 15 ppm.



Por lo tanto, los sistemas de drenaje marinos están completamente separados del sistema de drenaje del buque de perforación. Las unidades suelen ser sistemas basados en la filtración y funcionan de acuerdo con los requerimientos de MARPOL 73/78 (15 ppm). Las aguas residuales oleosas también se recogerán y almacenarán en estaciones de residuos del buque de perforación.

Los sistemas de desagüe cumplirán los requerimientos de MARPOL 73/78.

#### 4.7.1.1 Aguas de lastre

El vertido de aguas de lastre puede, potencialmente, introducir especies foráneas invasoras en el área y puede resultar tóxico para los organismos marinos. Todos los buques del Proyecto deberán cumplir el Convenio Internacional para el Control y la Gestión del Agua de Lastre y los Sedimentos de los buques de la OMI, por lo que contarán con un Plan de Gestión del Agua de Lastre y Sedimentos.

Antes de la llegada de los buques del Proyecto, de acuerdo con las guías de la OMI, se aplicarán prácticas de precaución para evitar la introducción de especies foráneas invasoras durante el intercambio de agua de lastre, por ejemplo:

- Evitar el vertido innecesario de aguas de lastre.
- Realizar el intercambio de aguas de lastre de acuerdo con la Norma B-4 del Convenio y de conformidad con las guías para el intercambio de aguas de lastre.
- A bordo de cada buque se llevará el Libro de Registro de Aguas de Lastre, que se utiliza para registrar cuándo se recoge el agua de lastre a bordo; cuándo se distribuye o trata con fines de gestión del agua de lastre y cuándo se descarga en el mar.

## 4.8 Emisiones

### 4.8.1 Emisiones de gases de efecto invernadero

El buque de perforación y las embarcaciones de suministro asociadas serán las principales fuentes de emisiones del Proyecto. El buque de perforación de posicionamiento dinámico consumirá combustible para alimentar sus propulsores y mantener su posición durante las operaciones de perforación para generar energía eléctrica para el equipo de perforación y para los sistemas de servicios públicos a bordo del buque de perforación. Las dos embarcaciones de suministro y los helicópteros también consumirán combustible. Otras fuentes de emisión serán los generadores de energía de las embarcaciones de suministro y de la plataforma. Las emisiones estimadas para la duración del Proyecto (perforación de 40 a 60 t/día en función de la meteorología, y tránsito de los buques de soporte de 20 t/día) que incluye el tránsito de la plataforma y la actividad de perforación se presentan en la Tabla 4-12:

**Tabla 4-12: Emisiones estimadas de las operaciones previstas**

Embarcaciones	Combustibles	Clase	Días	ton/día	CO2/ton	CO2 (kg)	NOx/ton	NOx (kg)
Buque de perforación	MDO	V17	60	50,0	3.179,0	9537000	36,6	109.800
Buque de Apoyo	MDO	V17	60	10,0	3.179,0	1907400	36,6	21.960
Buque de Apoyo	MDO	V17	60	10,0	3.179,0	1907400	36,6	21.960
Helicoptero	Jet-A	V14 cruise	60	3,2	2.527,0	485184	6,7	1.281
					Total para el pozo	13836984		155.001
					Mob/demob	4151095,2		46.500
					Proyecto Total	17988079		201.501

Fuente: EQUINOR, 2021.

Es importante mencionar, que los generadores de electricidad de las embarcaciones normalmente funcionan a una capacidad menor a su máxima capacidad (normalmente al 30% de capacidad). Esto es debido a que deben tener potencia disponible en el caso de una eventualidad, como una tormenta.

De esta forma, asumir que los buques operarán continuamente al 50% de su capacidad, se considera un escenario muy conservador.

Las emisiones totales de GEI relacionadas con el Proyecto se estiman en unas 18.000 tCO<sub>2</sub>eq para las actividades del Proyecto, con una duración estimada de 60 días para el pozo, incluyendo la movilización y desmovilización de todas las embarcaciones.

La Organización Marítima Internacional (OMI) ha adoptado normas para abordar la emisión de contaminantes atmosféricos de los buques y ha adoptado medidas obligatorias de eficiencia energética para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte marítimo internacional, en virtud del Anexo VI del Tratado de Prevención de la Contaminación de la OMI (MARPOL).

La OMI ha utilizado estas competencias para regular la problemática de las emisiones de GEI dentro de su Comité de Protección del Medio Marino (MEPC<sup>40</sup> por sus siglas en inglés). El logro más significativo es la adopción de medidas técnicas y operativas mediante enmiendas al Anexo VI del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los buques (MARPOL 73/78) en 2011 y 2014.

El Proyecto cumplirá con las normas establecidas en el Anexo VI de MARPOL en lo que respecta a las emisiones contaminantes. Los sistemas de propulsión y escape de los buques, así como los equipos de generación de energía, se mantendrán para que funcionen de la manera más eficiente posible con el fin de minimizar las emisiones contaminantes.

Es importante mencionar que, el Proyecto no incluye la prueba de flujo de formación por lo que no se realizará ninguna quema en antorcha.

#### **4.8.2 Emisiones de luz y calor**

El Proyecto contará con varias fuentes de iluminación artificial durante las actividades de perforación. La duración en la ubicación será inferior a 60 días, con una parte de la iluminación que funcionará las 24 horas del día. Esto incluye la iluminación de navegación y de cubierta del buque de perforación y de las embarcaciones de suministro, necesarias para la seguridad marítima y la seguridad de la tripulación.

No se realizará ninguna prueba de flujo de formación ni se prenderá fuego, por lo que no habrá emisiones térmicas.

#### **4.8.3 Ruido y vibración**

Las principales fuentes de ruido en tierra están relacionadas con el funcionamiento de la base terrestre en el puerto de Mar del Plata y el ruido generado por el traslado del personal en helicóptero.

Las principales fuentes de ruido costa afuera del Proyecto propuesto incluyen el ruido producido por el buque de perforación y los buques de suministro/de reserva. El sonido se generará bajo el agua durante el funcionamiento del buque de perforación y los buques de suministro. El sonido submarino generado por un buque de perforación es continuo durante la perforación, mientras que el sonido submarino provenientes de las operaciones del VSP son una fuente de sonido temporal (por ejemplo, suele terminar en 24 horas). El grado de desplazamiento del sonido viene determinado por la profundidad del agua, la salinidad y la temperatura.

No se esperan vibraciones. El personal que trabaje en zonas de alto nivel de ruido dispondrá de los Elementos de Protección Personal adecuados.

---

<sup>40</sup> Marine Environment Protection Committee

## 4.9 Emisiones y descargas no previstas

Las perforaciones de exploración en zonas costa afuera presentan un riesgo de derrames graves en el mar. La colisión de buques y la pérdida de control del pozo durante la perforación en el área del reservorio se clasifican como incidentes mayores. Los incidentes menores incluyen fugas de combustibles (del buque de perforación o de las embarcaciones de suministro) durante las operaciones de carga y transferencia de combustible, lodos de perforación (del buque de perforación o durante el traslado desde la embarcación de suministro) o el aceite hidráulico (del buque de perforación).

El peor escenario de dimensionamiento para los daños ambientales y la preparación ante emergencias es la pérdida de control del pozo con una surgencia no controlada como consecuencia (también conocido como reventón (blowout por su traducción en inglés). Una surgencia puede definirse como un flujo imprevisto e incontrolado procedente de una formación del subsuelo que se libera en la superficie del agua, en el lecho marino o en una formación secundaria y que no puede ser cerrado por los dispositivos de seguridad predefinidos e instalados, es decir, el preventor de surgencias no controladas.

Los posibles escenarios de surgencias en una operación de perforación incluyen liberaciones tanto en la superficie del mar (proveniente del buque de perforación como en la parte submarina, desde un pozo abierto o desde un pozo con restricciones (por ejemplo, la sarta de perforación en el pozo), y con diferentes vías de flujo; como directamente a través del pozo de perforación, fuera del revestimiento o a través del espacio anular.

La colisión de un buque es muy poco probable, pero podría dar lugar a la pérdida de combustible MGO en el agua.

Los procedimientos de respuesta a emergencias por derrames de petróleo y lodos de perforación, así como otros tipos de contingencias, como colisiones y los procedimientos a implementar para la limpieza y la disposición final de los contaminantes se detallan en el Plan de Respuesta a Derrames de Petróleo, incluido en el Capítulo VIII - Plan de Gestión Ambiental.

## **Anexo IV- A    MUESTREO DE FONDO MARINO EN LAS AREAS DE EXPLORACION CAA7\_CAA4 Y CCM2**

## **ANEXO IV- B ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL MODELO DE BUQUE DE PERFORACION**

## **ANEXO IV- C   HOJAS DE SEGURIDAD DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**



## **ANEXO IV- D PROGRAMA DE CIERRE Y ABANDONO DE POZO**



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
Las Malvinas son argentinas

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Documentación personal**

**Número:**

**Referencia:** Documentación Complementaria

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 59 pagina/s.