

INFORME TÉCNICO DE REVISIÓN

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

PROYECTO “Perforación de un pozo exploratorio, denominado Argerich-1 en Cuenca Argentina Norte (Bloque CAN_100)”

EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA

EX-2021-20370435- -APN-DNEYP#MEC

Referencia: EX-2021-20370435- -APN-DNEYP#MEC; NO-2021-115193231-APN-DNEA#MAD

A. Alcance

El presente Informe Técnico se elabora en cumplimiento del Artículo 5º - REVISIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL. INFORME TÉCNICO DE REVISIÓN- del Anexo II a la Resolución Nº 3/2019 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (SGE) y la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE (SGAYDS), que establece que *“La SECRETARIA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos Nº 17.319, elaborará un Informe Técnico dentro del plazo de veinte (20) días de recibido el EslA, en el que efectuará las consideraciones pertinentes dentro de ámbito de su competencia”*.

Corresponde destacar que, en el marco de lo dispuesto por el citado artículo, la actual SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE), dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA (MEC), debe efectuar las consideraciones que estime pertinentes *“dentro del ámbito de su competencia”*. Por ello, el equipo técnico de la **Dirección Nacional de Exploración y Producción (DNEYP)** se limita a analizar el Estudio de Impacto Ambiental (EslA) presentado por la empresa **EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA (EQUINOR)** respecto a las características técnicas del proyecto de perforación de un pozo exploratorio, área propuesta del proyecto, objetivos del mismo, interferencia con otras actividades hidrocarburíferas y características operativas de las actividades de perforación, estudio y abandono del pozo, así como las medidas de gestión relacionadas, en el marco de las competencias específicas de esta Dirección Nacional.

B. Antecedentes

Mediante Resolución 196/2019 de la ex SECRETARIA DE GOBIERNO DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE HACIENDA aprobó la conversión del convenio de asociación para la exploración y eventual explotación del área “E-1” del 12 de abril de 2006 suscripto entre las empresas ENERGÍA ARGENTINA S.A., YPF S.A., PETROBRAS ARGENTINA S.A.-actualmente PAMPA ENERGÍA S.A.- y PETROURUGUAY S.A. en un permiso de exploración de hidrocarburos a favor de YPF S.A. en los términos de la ley 17.319 sobre el área “CAN_100” ubicada en la Cuenca Argentina Norte, dentro de la zona económica exclusiva argentina y fuera de las doce (12) millas marinas medidas desde la línea de base en los términos de la Ley Nº 17.319 y sus modificatorias.

Posteriormente, mediante Resolución Nº 55/2020 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO de fecha 3 de abril de 2020, se autorizó a YPF S.A. a ceder el 50% de su participación a favor de la empresa EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA.

El 23 de abril de 2021 se publicó en boletín oficial la Resolución Nº 356/2021 de la SECRETARIA DE ENERGIA (RESOL-2021-356-APN-SE#MEC), mediante la cual se autoriza a las empresas YPF SOCIEDAD ANÓNIMA y EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA a ceder el 15%, cada una, de la

titularidad sobre el permiso del área CAN_100 a favor de la empresa SHELL ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA la que, en consecuencia, quedó con un 30% de participación sobre dicho.

Actualmente la empresa EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA opera el área CAN_100.

Previo al inicio de trabajos de exploración, el permisionario debe obtener la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental (DIA), dando cumplimiento a la Resolución Conjunta SGE-SGAYDS N° 3/2019, que aprobó los Procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental de los proyectos de obras o actividades de exploración y explotación hidrocarburífera, a realizarse en el ámbito territorial ubicado a partir de las DOCE (12) millas marinas y hasta el límite exterior de la Plataforma Continental.

EQUINOR presentó el 8 de marzo de 2021, un Aviso de Proyecto (PD-2021-20367593-APN-DNEYP#MEC) para la realización de las tareas de perforación de un pozo exploratorio, denominado "Argerich-1" en el área CAN_100, el cual tramitó en el expediente EX-2021-20370435- -APN-DNEYP#MEC.

La información recibida dio lugar, por parte de esta Dirección Nacional, al envío de la Nota NO-2021-21647934-APN-DNEYP#MEC el 11 de marzo de 2021, por medio de la cual se solicita a la empresa, además de las coordenadas propuestas para el pozo, la profundidad programada, la profundidad de agua y el plan de perfiles a realizar. El 17 de marzo 2021, EQUINOR presentó la respuesta acompañada con un Formulario de Aviso de Proyecto (IF-2021-23469752APN-DTD#JGM y RE-2021-23469252-APNDTD#JGM). Dicha presentación fue analizada por la DNEYP, la cual emitió el 7 de abril de 2021, conforme el artículo 3º, primer párrafo, del Anexo I de la Resolución Conjunta SGE-SGAYDS N° 3/2019, un Informe de Pre-categorización (IF-2021-23997709-APN-DNEYP#MEC) en el que determinó que *"de acuerdo al listado de tipología de proyectos de obras o actividades previsto en el anexo II a la Resolución Conjunta SGE-SGAYDS N° 3/2019, el mismo se encuentra incluido en el apartado II.A.2. "Perforación de Pozos Exploratorios y de Avanzada", correspondiendo el procedimiento ORDINARIO, en los términos del artículo 1º del anexo I a la citada Resolución"*.

Posteriormente, la Dirección de Evaluación de Impacto Ambiental y Análisis de Riesgo Ambiental (DEIAYARA) dependiente de la Dirección Nacional de Evaluación Ambiental (DNEA) de la SECRETARÍA DE CAMBIO CLIMÁTICO, DESARROLLO SOSTENIBLE E INNOVACIÓN (SCCDSEI) del MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE (MAYDS), mediante IF-2021-34292649-APN-DEIAYARA#MAD el 20 de abril de 2021, emitió el *INFORME DE CATEGORIZACIÓN Y ALCANCE PROYECTO "PERFORACIÓN DE UN POZO EXPLORATORIO, DENOMINADO "ARGERICH-1" EN CUENCA ARGENTINA NORTE (BLOQUE CAN_100)"* en el que se encuadró el proyecto *"II.A.2. Perforación de Pozos Exploratorios y de Avanzada"*, correspondiendo por tanto la tramitación de un *PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL ORDINARIO*".

EQUINOR presentó el Estudio de Impacto Ambiental el día 23 de noviembre de 2021 (IF-2021-109612904-APN-DTD#JGM; IF-2021-109619519-APN-DTD#JGM; IF-2021-109626128-APN-DTD#JGM; IF-2021-109636693-APN-DTD#JGM; IF-2021-109639613-APN-DTD#JGM) acompañado de los siguientes documentos y archivos:

CAPÍTULO Y NOMBRE		Referencia N°	Orden N°
Cap VIII	Plan de Gestión Ambiental	RE-2021-109632732-APN-DTD#JGM	53
Cap VII	Impactos y Mitigación	RE-2021-109630132-APN-DTD#JGM	45

Cap VI	Análisis de sensibilidad	RE-2021-109625362- APN-DTD#JGM	42
s/n	Complemento LBS- Reporte Evaluación Pesquera	RE-2021-109624313- APN-DTD#JGM	37
Cap VI	LBA y Socioeconómica	RE-2021-109623976- APN-DTD#JGM	36
Cap VI	Línea de Base Ambiental (LBA)	RE-2021-109619223- APN-DTD#JGM	33
Cap V	Estudio y Área de Influencia	RE-2021-109610939- APN-DTD#JGM	28
Cap IV	Descripción de Proyecto	RE-2021-109610227- APN-DTD#JGM	27
Cap III	Marco Legal e Institucional	RE-2021-109609898- APN-DTD#JGM	26
Cap II	Presentación	RE-2021-109609627- APN-DTD#JGM	25
Cap I	Resumen ejecutivo	RE-2021-109609505- APN-DTD#JGM	24
s/n	Documento de divulgación	RE-2021-109609227- APN-DTD#JGM	23

ANEXO		Referencia N°	Orden N°
Anexo VIII.E	Plan de contingencia de Pozo	RE-2021-109633616- APN-DTD#JGM	56
Anexo VIII.D	Plan de Rta. derrame Petróleo Equinor ORS	RE-2021-109638795- APN-DTD#JGM	57
Anexo VIII.C	Ejemplo Capacitación de personal	RE-2021-109633138- APN-DTD#JGM	52
Anexo VIII.B	Distribución de Folletos	RE-2021-109633016- APN-DTD#JGM	55
Anexo VIII.A	Reg. Relacionamiento	RE-2021-109632849- APN-DTD#JGM	54
Anexo VII.D	Matriz de Impactos	RE-2021-109634999- APN-DTD#JGM	47
Anexo VII.C	Modelado sonido submarino	RE-2021-109631486- APN-DTD#JGM	51
Anexo VII.B	Modelación deposición recortes	RE-2021-109631271- APN-DTD#JGM	46
Anexo VII.A	Estimaciones atmosféricas	RE-2021-109634241- APN-DTD#JGM	50
Anexo VI.B	Ficha Tecn. Mar del Plata	RE-2021-109625068- APN-DTD#JGM	41
Anexo VI.B	Ficha Tecn. Bahía Blanca	RE-2021-109624887- APN-DTD#JGM	40
Anexo VI.A	Ficha Tecn. Puerto de Mar del Plata	RE-2021-109624720- APN-DTD#JGM	39

Anexo VI.A	Ficha Tecn. Puerto de Bahía Blanca	RE-2021-109624528-APN-DTD#JGM	38
Anexo IV.A	Esp. Tecn. De los modelos de buque de perforación	RE-2021-109611462-APN-DTD#JGM	29
Anexo II.A	DDJJ al Registro Nacional de Consultores en Evaluación Ambiental (RNCEA) para consultores extranjeros	RE-2021-109611966-APN-DTD#JGM	30

Asimismo, conforme lo requerido en el Informe de Categorización del Proyecto de enviar toda la información susceptible de ser georreferenciada en formato vectorial (en una Geodatabase, formato .gdb, conteniendo las capas de información) y la Tabla de Metadatos (en .xlsx), EQUINOR remitió una carpeta electrónica .zip con los datos solicitados mediante link de transferencia disponible por un tiempo limitado para su descarga.

Los citados documentos dan origen al presente Informe Técnico.

En relación con el área CAN_100 alcanzada por el Proyecto presentado por EQUINOR, corresponde mencionar que se encuentran comprendida en otras solicitudes de Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para proyectos de prospectiva de acuerdo el siguiente detalle:

Áreas alcanzadas por el Proyecto	Permisionario	Resolución de otorgamiento de Permiso de Exploración	Aviso de Proyecto y Procedimiento de EIA	Tipo de Proyecto
CAN_107, CAN_108, CAN_109, (Parcial CAN_100/105/106 /110/111/112)	TGS AP Investments AS Sucursal Argentina	RES 198/2019 DE LA SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (Permiso de Reconocimiento Superficial)	EX-2020-17648170- -APN-DNEP#MHA	Sísmica 3D
CAN_108, CAN_100 y CAN_114	EQUINOR ARGENTINA AS Sucursal Argentina (CAN_108, CAN_114); EQUINOR ARGENTINA AS Sucursal Argentina, YPF S.A. y SHELL ARGENTINA S.A. (CAN_100)	Resoluciones SGE Nos. 691/2019 y 702/2019 Resolución SE N° 356/2021	EX-2020-11258246- -APN-DNEP#MHA	Sísmica 3D

C. Análisis

El estudio de impacto ambiental (EsIA) fue realizado por la empresa consultora ERM ARGENTINA S.A. (inscripta en el RNCEA como firma consultora bajo el Certificado N°90). Los profesionales que conforman el equipo involucrado en su elaboración se detallaron en la Tabla 2.4. Estructura de Equipo del EsIA del Capítulo - Presentación.

El EsIA en su totalidad está compuesto por los siguientes capítulos y documentos: I - Resumen Ejecutivo; II - Presentación; III - Marco Legal e Institucional; IV - Descripción del Proyecto; V - Áreas de estudio y Áreas de influencia; VI(i) Línea de Base Ambiental; VI(ii) Línea de Base Social; VI.(iii) Análisis de Sensibilidad; VII – Impactos y Mitigación; VIII - Plan de Gestión Ambiental; y el Documento de Divulgación; y Anexos. Adicionalmente, la empresa presentó la información georreferenciada y una tabla de metadatos del Proyecto remitiendo un link de descarga debido a incompatibilidades con la Plataforma de Trámites a Distancia (TAD).

Conforme fuera expuesto en el apartado A del presente informe, el equipo técnico de la DNEYP ha analizado el EsIA presentado por EQUINOR a los efectos de analizar los aspectos del estudio referentes a características técnicas del proyecto de perforación del pozo exploratorio, área propuesta del proyecto, objetivos de este, interferencia con otras actividades hidrocarburíferas y las medidas de gestión relacionadas, en el marco de las competencias específicas de esta Dirección.

A continuación, se desarrollan las consideraciones pertinentes:

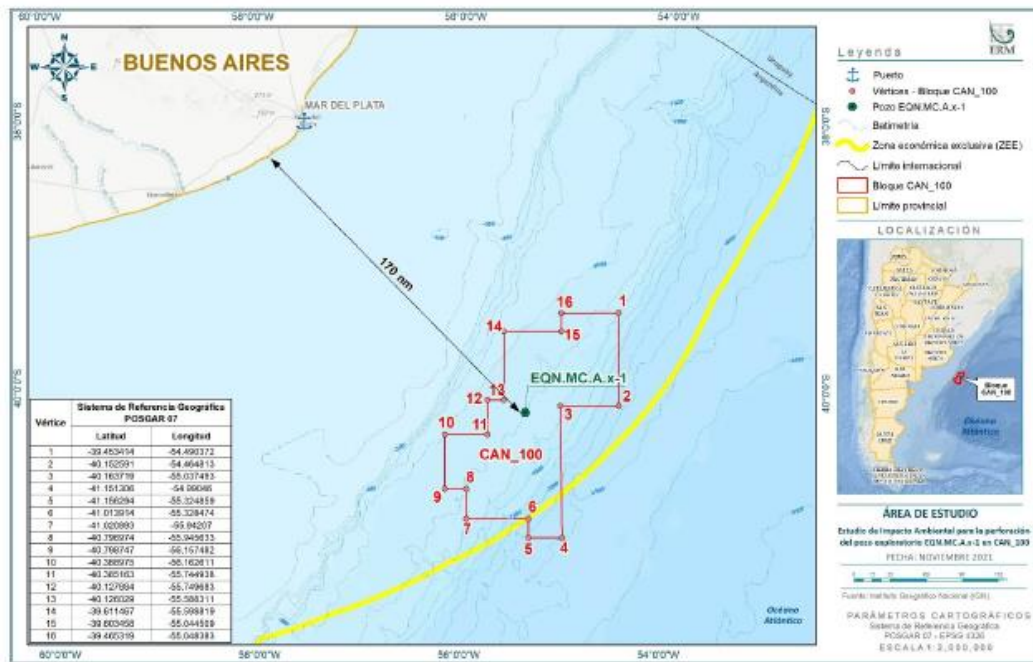
C.i. Ubicación del proyecto.

El área del proyecto se ubica en el Margen Continental Argentino en la Cuenca Argentina Norte, más allá de las 12 millas náuticas medidas desde la costa. De acuerdo a las coordenadas descritas en el EsIA, la ubicación del pozo se sitúa en la Cuenca Argentina Norte, circunscrita en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Argentina, a aproximadamente 300 km de la costa más cercana de Argentina.

El área operativa del proyecto incluye también la zona de seguridad de 500 m de radio a partir de las coordenadas del pozo, que, de acuerdo se señala en el estudio, equivale a una superficie de 0,78 km². Esta zona de seguridad también contiene la longitud del buque de perforación (228 m) y el barco de suministro (aproximadamente 80-100 m). El radio de seguridad se definió en base a las directrices ambientales, de salud y de seguridad de la Corporación Financiera Internacional (IFC) para el desarrollo de petróleo y gas costa afuera (Capítulo V- Definición del área de estudio y del área de influencia).

La profundidad de la columna del agua en el área propuesta es de 1.527 metros (mil quinientos veintisiete).

En el Estudio se incluyeron las coordenadas del área del proyecto y un mapa representativo (Figura 4.2.1 y Tabla 4.2.1. en Capítulo IV- Descripción del Proyecto):



ERM, 2021

Figura 1 Ubicación del Bloque CAN_100 y del Pozo exploratorio EQU.MC.A.x-1 (Figura 4.2-1, Capítulo IV- Descripción del Proyecto)

CAN_100 (*)	Sistema de referencia geográfica WGS-84 grados decimales	
	Y (ESTE)	X (NORTE)
Esq. 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)

Tabla 1 - Coordenadas del Bloque CAN_100 y del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 (Tabla 4.2-1, Capítulo IV- Descripción del Proyecto)

Las coordenadas descriptas coinciden con la información georreferenciada remitida por la empresa en formato .gdb para el área del Proyecto.

De acuerdo a lo señalado en el estudio, el Área Operativa del proyecto no se superpone con Áreas Marinas Protegidas. Con respecto a otras áreas de importancia ecológica y biológica, el pozo está ubicado a 60,4 km del Frente del Talud, en donde se identificaron también áreas de importancia para aves (IBA); 172,6 km del Frente Plataforma Media; 196,7 km del Corredor del Pingüino de Magallanes; y 376,5 km del Rincón (Capítulo V- Definición del área de estudio y del área de influencia).

Se incluyó una representación gráfica del Área operativa del proyecto (Figura 5.6-1, Capítulo V Definición del área de estudio y del área de influencia). Se describe también el área de estudio considerada, y las áreas de influencia directa e indirecta.

c.ii. Objetivo y justificación del proyecto

El objetivo del permisionario consiste en determinar la existencia del recurso de petróleo y gas a través de la información recolectada durante la perforación de un pozo (1) exploratorio en el bloque denominado CAN 100. Esto se encuadra en el objetivo fijado por la ex - Secretaría de Gobierno de Energía de promover la exploración costa afuera y los compromisos asumidos por la empresa en cuanto a las inversiones pautadas.

La sigla del pozo es EQN.MC.A.x-1 según la Resolución S.E. 1040/2009, asignándole asimismo el nombre Argerich-1. Específicamente el objetivo descrito para el pozo en las coordenadas propuestas es perforar todos los sedimentos prospectivos en forma descendente hasta el basamento económico (3.990 metros bajo la superficie del agua).

En relación con la justificación del proyecto, en el Estudio el proponente refiere al informe 2021 de “Perspectivas de Energía de Equinor” como fuente para señalar la creciente demanda de energía y una necesidad de nuevos suministros para cubrir la futura demanda de petróleo y gas. En caso de que el pozo exploratorio sea exitoso, permitiría la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos y su posterior puesta en producción (en un plazo entre 6-10 años) con el fin de cumplir los principales objetivos establecidos en el artículo 3 de la Ley No. 17.319 y el artículo 1 de la Ley No. 26.741 para satisfacer las necesidades hidrocarburíferas del país a través de la producción de sus nuevas reservas. (Capítulo I- Presentación). En otro capítulo, hace referencia también a los beneficios económicos, si se encuentran reservas productivas de hidrocarburos, indicando que ello contribuirá a facilitar la transición energética en la Argentina descrita en los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” publicados por el Gobierno de la Argentina el 29 de octubre de 2021 (Capítulo - Resumen Ejecutivo).

El proponente deberá incluir en el Capítulo II- Marco Legal e Institucional la Resolución N° 1036/2021 (RESOL-2021-1036-APN-SE#MEC) que aprueba los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030.

Además, el permisionario señaló como impacto positivo del proyecto, la generación de nuevos datos que serán recopilados y aumentará el conocimiento sobre los recursos en la Cuenca Argentina Norte y por otro lado, e indirectamente, ello tendrá un impacto positivo para el país ya que, potencialmente; atraerá inversiones y un mayor desarrollo de la industria del petróleo y el gas (Capítulo VII- Identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales y medidas de mitigación). El proyecto brindará además la contratación de trabajo calificado y la tercerización de mano de obra y servicios disponibles en cuanto a los residuos, transporte y gestiones asociadas al proyecto.

C.i. Marco legal hidrocarburífero.

En el **Capítulo II- Marco Legal e Institucional** del EsIA se describió la normativa, tanto nacional como provincial aplicable al proyecto. Particularmente, en relación con la actividad hidrocarburífera y la protección ambiental, se hizo referencia a las siguientes normas:

- Resolución Conjunta N° 3/2019
- Resolución SE N° 24/2004
- Resolución SE N° 25/2004

Se observa que no se incluyeron en el citado capítulo las normas dictadas por la Autoridad de Aplicación hidrocarburífera para la presentación de Estudios de Impacto Ambiental, tales como las Resoluciones SE Nos. 105/1992, 252/1993 y Resolución 05/1996.

c.iii Antecedentes del proyecto y de la empresa

La compañía EQUINOR Argentina B.V. Sucursal Argentina (EQUINOR) adquirió parcialmente el Bloque CAN 100 de YPF S.A. en octubre de 2019, mediante cesión autorizada por la Resolución N° 55/2020 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA. El Permiso de Exploración del Área CAN 100 se encuentra enmarcado en la Ley 17.319 y sus modificatorias y fue otorgado en mayo de 2019 a YPF S.A. por la ex SECRETARIA DE GOBIERNO DE ENERGIA DE LA NACIÓN mediante la firma de un “Acuerdo de Reconversión”.

Corresponde remarcar que dicho otorgamiento fue aprobado por la Resolución N° 196/2019 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE HACIENDA y la misma no se encuentra en el marco de la Resolución N° 68/2018 referida al “CONCURSO PÚBLICO INTERNACIONAL COSTA AFUERA N° 1 PARA LA ADJUDICACIÓN DE PERMISOS DE EXPLORACIÓN”.

De acuerdo se detalla en el Estudio, en enero de 2021, EQUINOR e YPF S.A. firmaron un acuerdo con Shell para entregarle un 30 % de la participación del área CAN_100, EQUINOR E YPF mantienen una participación del 35% cada. (Capítulo III. Marco Legal e Institucional). La empresa EQUINOR es la operadora del bloque.

Con respecto a los antecedentes de actividades hidrocarburíferas, se menciona en el punto 4.1 del Capítulo IV- Descripción del Proyecto, que en *2006 YPF S.A. adquirió la sísmica 3D y en 2017 SPECTRUM adquirió la sísmica 2D en este Bloque*”. En otro Capítulo, el proponente señala que SPECTRUM ASA SUCURSAL ARGENTINA (actualmente TGS) realizó en mayo de 2018 actividades de adquisición de sísmica 2D en el área del Proyecto actual y en octubre de 2019 realizó actividades al Oeste de las áreas CAN_100 y CAN_108 (Capítulo VII- Impactos y Mitigación).

En la nota remitida el proponente a la Cámara de Armadores Pesqueros y Congeladores de la Argentina (CAPeCA) en el marco del programa de relacionamiento (Anexo VIII-B Distribución de Folletos) el proponente hizo referencia a información obtenida a partir de estudios de *piston core* en la zona del proyecto. Por otra parte, dentro del paquete de datos geográficos se menciona *un piston core* realizado en el área. No existen otras referencias a ello en otras partes del estudio.

En virtud de lo descrito en el párrafo anterior, el proponente deberá detallar los antecedentes de exploración existentes en el área del proyecto a los que refiere en anexos e información georreferenciada.

En el Capítulo I- Presentación se describe la experiencia internacional de la empresa EQUINOR y los antecedentes en el sector energético de Argentina de su subsidiaria EQUINOR Argentina B.V. Sucursal Argentina. En lo relativo a actividades hidrocarburíferas, se señala que las operaciones de la empresa

en los bloques Bajo del Toro (Neuquén) en acuerdo con YPF S.A., y en Bloque Bandurria Sur (Neuquén) para actividades en tierra. Asimismo, se detallan las áreas permitidas costa afuera en las que tiene algún tipo de participación (Tabla 2-3, Capítulo I- Presentación):

BLOQUES	ESTRUCTURA SOCIETARIA	TAMAÑO DEL BLOQUE EN KM ²
CAN_100	Equinor Argentina 35% (operador), YPF 35%, Shell 30%	15012
CAN_108	Equinor Argentina 100% (operador)	2882
CAN_114	Equinor Argentina 50% (operador), YPF 50%	7079
CAN_102	YPF 50% (operador), Equinor Argentina 50%	8965
MLO_121	Equinor Argentina 100% (operador)	4291
MLO_123	Total 37.5% (operador), YPF 37.5%, Equinor Argentina 25%	3787
AUS_105	Equinor Argentina 100% (operador)	2157
AUS_106	Equinor Argentina 100% (operador)	2283

Tabla 2 - Bloques otorgados en concesión y tamaños (Tabla 2-3, Capítulo I- Presentación)

c.iv Características del proyecto

Las características del Proyecto que son relevantes para el Estudio de Impacto Ambiental, así como para el Plan de Gestión Ambiental fueron descriptas en el Capítulo IV – Descripción del Proyecto.

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 de perforación y del equipamiento, así como las características del personal involucrado, las emisiones atmosféricas, la gestión de los recortes de perforación y de los lodos y la gestión de las descargas de residuos, entre otros. De acuerdo a lo que se indica en el EsIA, la información del Proyecto para esta descripción ha sido proporcionada por Equinor, así como de fuentes bibliográficas citadas a lo largo del capítulo.

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.

En el capítulo IV “Descripción del Proyecto” se describe todo lo referido a embarcaciones, movilidad y logística del proyecto. A su vez en el Anexo IV–A “Especificaciones técnicas de los modelos de buque de perforación” se presentan las especificaciones técnicas específicas de los buques de perforación.

c.iv.i. Perforación

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-AT 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 (ROV13 por sus siglas en inglés) para confirmar que no hay riesgos de perforación presentes y detectar si hay receptores sensibles (material paleontológico y/o arqueológico, naufragios, etc.) y/o

características topográficas significativas u obstáculos, etc. La descripción del plan de seguimiento se incluyó en el Capítulo VIII - Plan de Gestión Ambiental.

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

A medida que se perfora el pozo, la profundidad de ajuste prevista 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".

La perforación del pozo exploratorio durará aproximadamente 60 días.

- **Características del diseño del pozo**

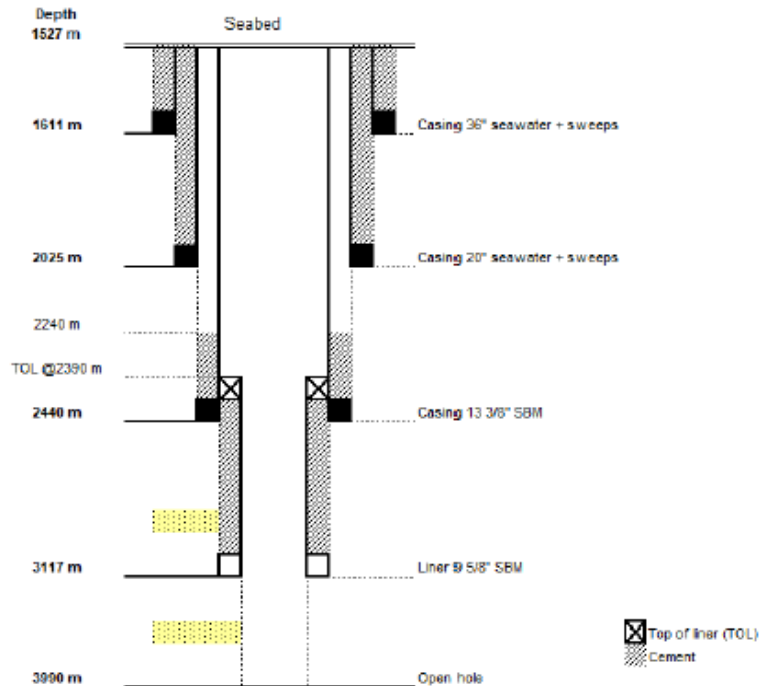
La perforación exploratoria se llevará a cabo en dos fases principales: una primera fase de perforación sin tubo ascendente, con retorno del fluido de perforación de base agua al lecho marino, y una segunda fase cuando se haya instalado el tubo ascendente y el preventor de surgencias no controladas (BOP 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 utilizarán lodos de base agua, 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 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 siguiente figura 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.

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

Fuente: Equinor

Tabla 3 - Diseño de pozo exploratorio EQN.MC.x-1 (Capítulo IV – Descripción del Proyecto)



Fuente: Equinor

Figura 2 – Diseño esquemático del pozo (Capítulo IV – Descripción del Proyecto)

Primera Fase (Sin tubo ascendente):

Inicialmente, la plataforma bajará la sarta de perforación y comenzará a perforar. La boca del pozo se perforará con agua de mar y barridos de alta viscosidad (adición de arcilla bentonita al agua de mar) 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, situada aproximadamente a unos 1.611 m bajo el nivel del mar, el contenido del pozo se desplazará ayudado por el fluido de perforación ponderado e inhibido. 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, desechándose directamente al 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. La base de esta sección estará ubicada a unos 2.025 m bajo el nivel del mar. A dicha profundidad 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 ("Blow Out Preventer", BOP 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). La siguiente sección será un pozo de 17½". Esta sección se perforará hasta la profundidad total prevista (2.440 m bajo el nivel del mar) con el sistema de SBM. A continuación, se colocará una tubería de revestimiento de 13¾" hasta el fondo y se cementará en el lugar. Se perforará una sección de 12¼" con el sistema de SBM hasta la TD de la sección prevista (3.117 m bajo el nivel del mar). Luego se colocará una tubería de revestimiento de 9¾" y se cementará en el lugar.

Por último, se perforará una sección de 8½" hasta la TD del pozo (3.990 m bajo el nivel del mar) con el sistema de SBM.

- **Tipo de fluidos de perforación**

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. La composición del fluido de perforación se decidirá en una fase temprana del proceso de planificación. 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 se incluyó en el Capítulo IV – Descripción del Proyecto.

Las secciones superiores del pozo, que se perforan sin tubo ascendente (42" y 26") se perforarán con agua de mar y barridos. Los barridos de alta viscosidad se componen de aproximadamente un 90% de agua de mar y el 10% restante de aditivos para el fluido de perforación que son inertes para el

entorno marino. Son materiales benignos de origen natural o son polímeros orgánicos fácilmente biodegradables en el entorno marino. Los aditivos de perforación suelen incluir cloruro de sodio, cloruro de potasio, bentonita (arcilla), polímeros de celulosa, goma guar, barita y carbonato de calcio.

La composición típica de los lodos base agua (WBM por sus siglas en inglés) se muestra en la figura 4.4- 4 del Capítulo IV- Descripción del proyecto siendo este de 76% agua, 13% barita y 7% bentonita y el porcentaje restante de otros aditivos. En el pozo previsto se utilizará una densidad media de WBM de 1100 kg/m³.

Se utilizará lodos en base sintética (SBM por sus siglas en inglés) para las secciones restantes del pozo (17 ½", 12 ¼", 8/2"). El fluido portador de los SBM es un fluido de base sintética que puede estar compuesto por olefinas internas, alfa olefinas, polialfaolefinas, parafinas, ésteres o mezclas de estos materiales.

La cantidad estimada de ambos lodos de perforación es de: 380 m³ (WBM) en el pozo con retorno al lecho marino, y de 320 m³ (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 siguiente tabla.

Liberación	Unidad	Densidad
Recortes de perforación	kg/m ³ o especificado de otra manera	2.5 S.G.
Fluidos de perforación a base de agua de mar	kg/m ³ o especificado de otra manera	Sección 1 y 2: 1.05, 1.1 S.G.
SBM	kg/m ³ 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

Tabla 4 - Densidad de los lodos y recortes de perforación (Capítulo IV – Descripción del Proyecto)

El buque 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 de esquisto. Los recortes de perforación impregnados con lodos sintéticos serán tratados (centrifugados y secados) y expulsados por la parte inferior del buque de perforación, de acuerdo a 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 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 asociados se limpian cuando los SBM ya no son necesarios, y los residuos se envían a tierra para su disposición.

Se describe de forma general en el estudio: el Sistema de circulación de lodos y transporte de recortes de perforación, Sistema de control de sólidos de perforación, Tratamiento de recortes de perforación y lodos.

Con respecto al tratamiento de los recortes de perforación y lodos, para la primera fase de perforación del pozo (sin tubo ascendente) los recortes incluidos los fluidos de perforación adheridos se vierten directamente al lecho marino. El volumen de material descargado directamente se estima en aproximadamente 262 m³ y la toxicidad individual de cada aditivo químico se considera baja. La formación de montículos y la dispersión de los recortes alrededor del pozo dependerá de la presencia de corrientes y del efecto de dispersión en el fondo marino.

La empresa deberá estimar la toxicidad del volumen total de los aditivos, lodos y recortes a vertirse en el lecho marino.

Según señala el proponente, las descargas a la superficie del mar incorporarían 425 t de recortes y 29,3 t de lodos de perforación. En base al modelo de descarga de recortes de perforación y lodo

realizado para este estudio (Anexo VII – B “Modelado de recortes de perforación” el área máxima prevista cubierta por recortes y lodos descargados es de 0,72 km² con un espesor de sedimento entre 0,05 y 0,1 mm a una distancia máxima de 6,4 km del pozo EQN.MC.A.x-1, de acuerdo con se describe en el Capítulo VII - Identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales y medidas de mitigación.

Todos los demás recortes producidos en la sección de 17 1/2" ascenderán a través del tubo ascendente hasta el buque de perforación, donde serán tratados y posteriormente se verterán al 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 por sus siglas en inglés), a un nivel mínimo para mantener la integridad ambiental de las operaciones en aguas profundas. 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. El permisionario contratará una empresa de servicio para la gestión de los recortes de perforación.

En la Tabla 5 se muestra una descripción general para cada sección del pozo, el tipo de lodo de perforación que se utilizará y su correspondiente volumen de recortes.

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

Fuente: Equinor, 2021.

Tabla 5 - Volúmenes estimados de recortes de perforación (Capítulo IV – Descripción del Proyecto)

La composición de los fluidos que se utilizarán en el Proyecto deberá ser informada oportunamente por el proponente, el cual deberá además realizar los cambios que correspondan en la descripción de dichos fluidos y en la evaluación de sus impactos.

El proponente deberá informar la/s empresas contratistas que intervendrán en la gestión de lodos y recortes de perforación una vez sea definido por la misma, describiendo su experiencia en la prestación del servicio.

Los impactos al lecho marino y calidad de agua marina asociados a la descarga de recortes de perforación y actividades de cementación se encuentran descritos en el Capítulo VII - Identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales y medidas de mitigación.

- **Equipo de control geológico**

El proponente indica que contará con un contratista de registro de lodos que realizará, a petición de Equinor, los servicios de registro de lodos utilizados. Estos servicios recogerán, analizarán, almacenarán y comunicarán todos los datos e información operativa y geológica 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. Se describen de forma general los servicios de la empresa contratista y las acciones que se realizarán.

El proponente deberá informar la/s empresas contratistas que intervendrán en la gestión de lodos y recortes de perforación una vez sea definido por la misma, describiendo el protocolo a utilizar durante la operación y su experiencia en la prestación del servicio.

- 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 almacén, a los socios y a 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. Se efectuarán mediciones calcimétricas si es necesario. La espectrometría se realizará potencialmente en el análisis posterior. 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. 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 tanto de forma independiente como en volúmenes compactos. Se medirá el nivel de líquido en los tanques unitarios de cemento. El volumen del pozo se obtendrá del sistema de las plataformas 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 se extenderán y se almacenarán.

- **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 empresa realizará la selección de productos químicos se basará en 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) y el proceso de Equinor (SF 601.01 - Gestión de Productos Químicos).

El proponente menciona que se emplea el modelo de Gestión de Riesgos y Peligros Químicos (CHARM por sus siglas en inglés) para clasificar los productos químicos, vinculados a su clasificación de peligrosidad prevista. 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 realizará evaluaciones equivalentes de acuerdo con las guías del Plan de Notificación de Sustancias Químicas Costa Afuera.

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

El documento normativo de Equinor SF 601.01 "Gestión de Productos Químicos" define el proceso para la evaluación del uso operativo costa afuera y la descarga de productos químicos para el Proyecto. Este documento normativo se aplicará a todos los productos químicos "operativos" que, por su modo de uso, se espera que se descarguen en el mar. Esto incluye los productos químicos descargados durante las operaciones de perforación y se extiende a los lavados de la plataforma, las purgas de las tuberías y los fluidos hidráulicos utilizados para controlar los cabezales de los pozos y probar los BOPs.

Se incluyó información sobre el proceso de selección y se describió la clasificación de los productos químicos según tres categorías: i. productos químicos aprobados para su uso; ii. productos químicos

no se aprueban automáticamente para su uso, pero pueden aprobarse con una evaluación y justificación por escrito; y iii. Productos químicos no aprobados (tabla 4.4-10, Capítulo IV- Descripción del Proyecto). En el Proyecto de perforación EQN.MC.A.x-1 sólo se utilizarán los productos químicos verdes ("Productos químicos aprobados para su uso")

Se dispondrá de una hoja de datos de seguridad para los productos químicos a bordo del buque de perforación. Se describen las categorías de productos químicos necesarios durante el proyecto, señalando que no todos estarían destinados a entrar en contacto con el entorno marino.

El proponente deberá informar los productos químicos necesarios para la perforación y/o las distintas alternativas una vez que lo tenga definido, volumen estimado y hojas de seguridad.

- **Cementación**

Una vez colocada la tubería de revestimiento, se bombeará 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 el documento normativo de Equinor SF 601.01 - Gestión de productos químicos.

En la Tabla 6 se detallan los volúmenes de lechada y porcentajes de exceso de cemento para las operaciones de bombeo discriminados por sección del pozo, tipo de lechada y longitud (Capítulo VI- Descripción del Proyecto).

Deberá informarse la composición y características del cemento que se utilizará para la operación de cementación.

Sección	Lechada	Longitud m	Volumen m ³	Exceso %	Volumen c/ exceso m ³	Exceso de volumen (si hay agujero de medición) m ³
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
Total (sin tubo ascendente)			96		276	180
13 3/8"	de fondo	300	22	50%	34	
9 5/8"	de fondo	300	10	50%	15	
PnA	8 1/2" OH	872	β2	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	
Total			95,5		115	

Fuente: Equinor, 2021.

Tabla 6 - Volúmenes de lechada de cemento (Capítulo IV – Descripción del Proyecto)

De acuerdo se menciona en el estudio, la cantidad estimada de exceso de cemento descargado al ambiente es de 24 m³ al lecho marino. El cemento probablemente se asentará en el área circundante del pozo EQN.MC.A.x-1 creando un cambio en la estructura del sedimento. No se espera que el cemento descargado en el lecho marino se disperse (Capítulo VII - Identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales y medidas de mitigación).

Los impactos al lecho marino y calidad de agua marina asociados a la descarga de recortes de perforación y actividades de cementación se encuentran descritos en el Capítulo VII - Identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales y medidas de mitigación.

- **Control de surgencia (BOP)**

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, de acuerdo a la información que surge del Capítulo IV – Descripción del Proyecto.

Al respecto, el proponente deberá suministrar el rango de presiones estimadas para el pozo exploratorio y la profundidad de los posibles intervalos sobrepresionados (en el caso de considerar esta posibilidad).

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 y estrechar tuberías, sistema de vigilancia submarina (ROV), desviadores, detectores de H₂S y CO₂ en el ambiente durante las operaciones, preventores con arietes dobles con lados laterales, entre otros.

En el punto 4.4.3 del Capítulo IV- Descripción del Proyecto, se amplía la información respecto a la BOP, señalando que el buque dispondrá de al menos un preventor de surgencias no controladas 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 por sus siglas en inglés) que pasé 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.

La empresa deberá informar los controles de funcionamiento a realizarse en la BOP previo al inicio de la actividad y durante la operación.

c.iv.ii. Evaluación del pozo:

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

- **Registro durante la perforación (LWD)**

Todas las secciones del pozo se evaluarán mediante técnicas LWD (Registro del pozo durante la perforación). Si es necesario, se tomarán muestras de núcleos de la formación, para obtener una mejor caracterización del depósito. 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, sónico, adquisición de presiones y muestras de fluidos, perfil sísmico vertical (VSP) y extracción de núcleos laterales.

- **Perfiles sísmicos verticales (VSP)**

La elaboración de perfiles sísmicos verticales suele realizarse durante un corto periodo de tiempo al finalizar la perforación del pozo exploratorio como parte del plan de evaluación del mismo

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 perfilaje 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.

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 al Comité Conjunto de Conservación de la Naturaleza (JNNCC27, 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 los mamíferos marinos abandonen los alrededores.

La empresa deberá especificar los equipos que se utilizarán durante la operación y debe presentarse un modelado acústico acorde a la actividad que pretende desarrollarse, ya que el documento presentado, Apéndice 6-1 "Informe de modelado de sonido submarino", no corresponde al pozo propuesto.

c.iv.iii. Abandono y desmovilización

Tras la perforación y la finalización de los programas de adquisición y evaluación de datos, el pozo se taponará y abandonará el pozo de forma permanente, independientemente de que se haya encontrado petróleo o gas.

Las operaciones de taponamiento y desmantelamiento consistirán en la colocación de varios tapones de cemento y de tipo mecánico en el interior del pozo, incluidos los tapones situados por encima y entre los intervalos de hidrocarburos, a profundidades de bloqueo adecuadas en el pozo y en el lecho marino. Estos tapones se probarán para confirmar su integridad. 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.

De acuerdo señala el proponente, dejar el cabezal del pozo en su lugar a más de 1.500 m de profundidad no afectará a otros usuarios marinos, incluyendo a los pescadores de arrastre. Además, la retirada del cabezal de pozo tiene un beneficio insignificante desde el punto de vista ambiental, ya que la zona afectada es muy pequeña en comparación con las zonas marítimas.

Además, se utilizará un ROV para recuperar los transpondedores del lecho marino y el equipo asociado y para llevar a cabo un estudio ambiental del lecho marino para monitorear el impacto en los sedimentos del lecho marino debido al vertido de recortes de perforación/lodos y cemento. La descripción del plan de monitoreo se describe en el subprograma de seguimiento de los sedimentos del lecho marino (Capítulo VIII - Plan de Gestión Ambiental).

El proponente deberá incluir en el Capítulo II- Marco Legal e Institucional la Resolución S.E. N° 5/96“Normas y Procedimientos para el Abandono de Pozos”.

La empresa deberá informar los tapones a utilizarse y los resultados de los controles de calidad de los mismos, previo a ser utilizados. Además, deberán presentar el protocolo de las pruebas de hermeticidad a realizarse luego de la colocación de los tapones.

c.v Embarcaciones

En el capítulo IV “Descripción del Proyecto”, el estudio describe las posibles embarcaciones a utilizar, con las características generales de las mismas según su función, dado que aún no están definidos los buques específicos a utilizar.

Esta situación es una práctica usual en la industria ya que la definición final en cuanto al buque de perforación dependerá de la fecha exacta de inicio del proyecto, de la disponibilidad comercial y de la localización del mismo.

La empresa Equinor indica en el estudio que 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.

Así mismo, en el estudio se incorporó un documento específico el cual desarrolla las especificaciones técnicas del buque de perforación, Anexo IV –A “Especificaciones técnicas de los modelos de buque de perforación” (RE-2021-109611462-APN-DTD#JGM), en el mismo se mencionan detalles técnicos, información ambiental detallada del buque respecto a residuos y su tratamiento, actividades técnicas de perforación, etc.

La empresa deberá presentar las especificaciones técnicas de los buques de perforación en el idioma castellano o una traducción oficial, ya que los documentos presentados en el Anexo IV - A se encuentran en el idioma inglés.

Para el proyecto de la perforación del pozo EQN.MC.A.x-1 se utilizará:

- Un (1) buque de perforación, en el estudio se menciona como ejemplos de buque de perforación para este proyecto a "Stena DrilMAX" y el "Maersk Valiant".
- Dos (2) buques de apoyo
- Un (1) helicóptero para los cambios de tripulación.

c.v.i Buque de Perforación

En el Capítulo IV del estudio se detallan las características generales que presentan los buques de perforación.

Dentro de sus características operativas generales se detalla la existencia de un sistema de posicionamiento dinámico (DP por sus siglas en inglés) que permite mantener la posición durante la perforación.

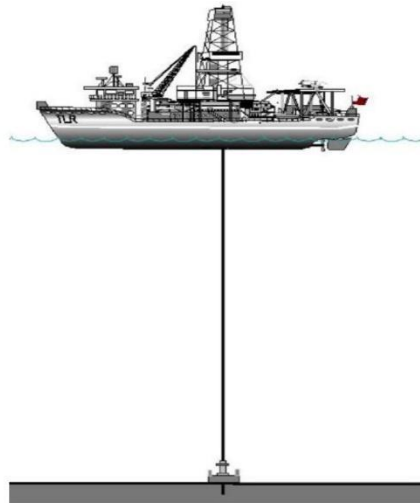


Figura 4.4-1: Gráfico de un buque de perforación

La energía del buque perforador es normalmente suministrada a través de motores diésel y generadores de energía de emergencia. En cuanto al agua dulce y su utilización, en el estudio se indica que los buques perforadores presentan almacenamiento de agua potable y sistema de procesamiento de agua.

En el estudio se indica que el buque de perforación presenta almacenamiento de productos petrolíferos a bordo (depósitos de aceite de combustible y depósitos de fluido base sintético para los lodos de perforación, depósitos de materiales utilizados para la perforación como cemento a granel, bentonita/barita a granel y fluidos para la perforación, además de almacenamiento de otros materiales y equipos de perforación, estos incluyen salmuera, y equipos submarinos con equipos de control de pozos (como BOP, desviadores y elevadores marino).

Respecto a la instalación para la gestión de residuos, el buque de perforación 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.

En el estudio se menciona que el buque presenta una disponibilidad de alojamiento para 200 personas a bordo.



Figura 4.4-2: Buque de perforación Stena DrillMAX

c.v.ii Buques de apoyo – Embarcaciones de suministro y apoyo

El estudio menciona la contratación de dos buques de apoyo costa afuera de posicionamiento dinámico para apoyar las actividades del proyecto. Las embarcaciones de apoyo (buque de suministro) se contratarán con proveedores externos para que presten apoyo en el transporte de equipos, suministros y personal.

En el estudio se indica que la flota será seleccionada teniendo en cuenta que puedan cumplimentar con las siguientes funciones:

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

La empresa deberá informar la posible selección de los buques para las operaciones de apoyo y logística, sobre los cuales deberá evaluar los impactos generados por los mismos.

c.vi Movilidad y Logística

En el estudio se menciona la movilidad y logística del proyecto dentro del capítulo IV “Descripción del proyecto”, como un apartado presente en lo que respecta a las actividades del proyecto.

La movilidad y logística incluye la movilidad del buque de perforación, el servicio al buque de perforación por parte de los buques de servicio y durante la etapa de abandono del pozo, la desmovilización de las embarcaciones.

Las embarcaciones de apoyo 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 las embarcaciones de apoyo repostará en el puerto.

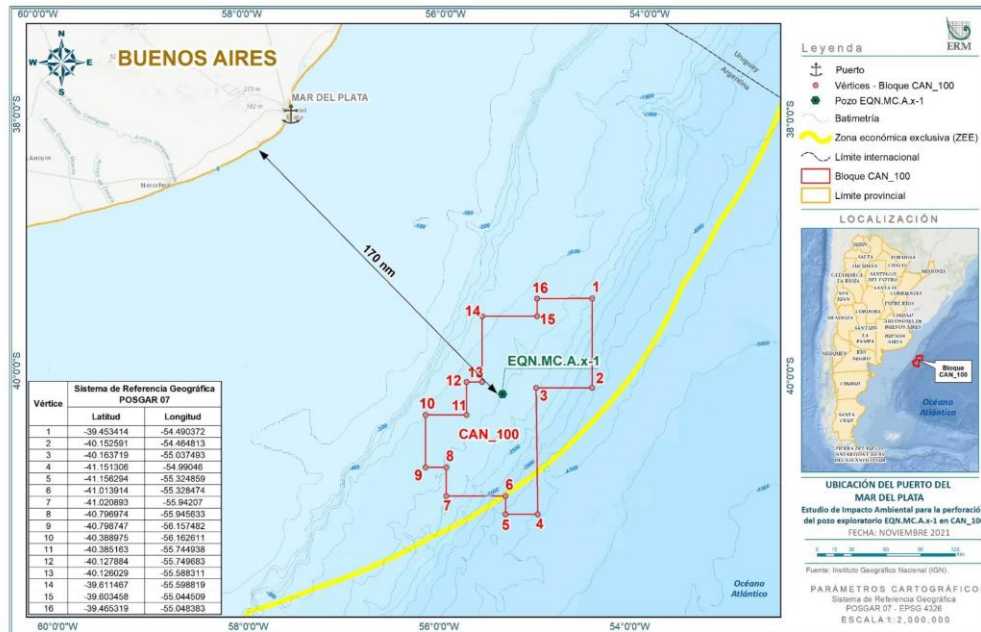


Figura 4.4-7: Ubicación del puerto de Mar del Plata

c.vii Cronograma de actividades

El proponente prevé que la perforación del pozo exploratorio "EQN.MC.A.x-1" comience en el cuarto trimestre de 2022, pero la fecha exacta depende del proceso de obtención de permisos y de la disponibilidad del buque de perforación adecuado. Se prevé que la perforación del pozo dure unos 60 días. Dicho plazo estimado incluye los retrasos debidos al tiempo de espera provocado por las inclemencias del tiempo, falla de los equipos, el mantenimiento previsto, etc. Considerando las condiciones de seguridad y salud, y bajo una perspectiva técnica, el Proyecto no está limitado a una temporada en particular.

Se describió el cronograma del proyecto en el punto 4.3 del Capítulo IV- Descripción del Proyecto, en el que se incluyó el cronograma general de actividades del Proyecto y el cronograma detallado de las actividades del Proyecto con la actividad de las embarcaciones desde la ubicación del pozo hasta Mar del Plata (Figuras 4.3-1 y 4.3-2). De acuerdo al cronograma propuesto, se estimó un total de 34 (treinta cuatro) semanas desde la firma de contrato de perforación (una vez obtenida la aprobación del ESIA) hasta la desmovilización de los buques.

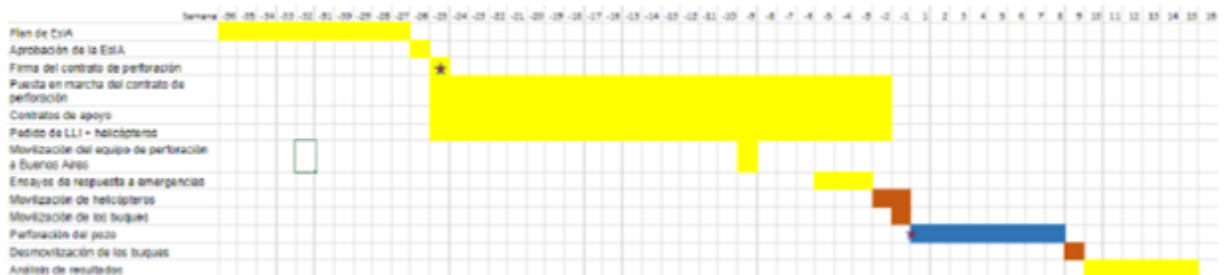


Figura 3 Cronograma general de actividades del Proyecto (Figura 4.3-1, Capítulo IV- Descripción del Proyecto)

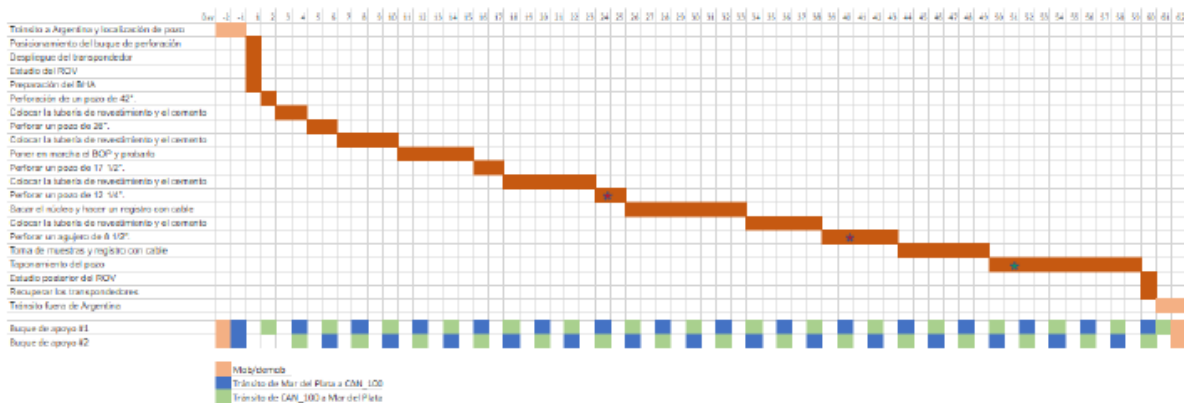


Figura 4 Cronograma detallado de las actividades del Proyecto con la actividad de las embarcaciones desde la ubicación del pozo hasta Mar del Plata (Figura 4.3-2, Capítulo IV- Descripción del Proyecto)

Se incluyó también en el mencionado capítulo un cronograma para la perforación donde se indican las actividades durante la perforación, profundidades, tiempo (días) destinado a cada actividad y tiempo total acumulado (Tabla 4.3-1 Cronograma para la perforación EQN.MC.A-1), siendo el tiempo total destinado a estas actividades de 60 (sesenta) días; y un gráfico donde se correlaciona el cronograma de perforación del pozo con el aumento de la profundidad (Figura 4.3-3: Tiempo estimado vs. profundidad del pozo).

c.viii Modelo acústico de Sísmica Vertical

En el documento RE-2021-109631486-APN-DTD#JGM, “Informe de modelado de sonido submarino (Programa de perforaciones exploratorias Stromlo-1)”, se realizó un modelado acústico de la propagación de las ondas sonoras producidas durante la perforación (operación de la MODU que incluye los DP-AT) y actividades de VSP. Este modelado acústico corresponde a la perforación del pozo Stromlo-1 en la Gran Bahía Australiana.

El modelado acústico toma en cuenta la batimetría y las propiedades acústicas específicas del área de estudio para determinar el alcance de la propagación del sonido desde la fuente, por lo tanto, no puede ser usado un modelo acústico de otra área.

Se considera que no se presentó el modelo acústico y que las conclusiones obtenidas a partir del actual modelo son incorrectas.

C.viii. Interferencia con otras actividades hidrocarburíferas. Evaluación del impacto acumulativo por actividades de prospectiva y exploración.

Se incluyó en el Capítulo VI- Línea de Base Ambiental y Socioeconómica una descripción de la actividad hidrocarburífera regional como uno de los varios niveles de agregación e interpretación de la información considerados por el proponente para describir el entorno social y económico del área de influencia del proyecto. Se describieron en este punto aspectos generales de la actividad a nivel nacional y en el área de la Provincia de Buenos Aires.

Se agregó también en este capítulo una descripción general de la actividad hidrocarburífera costa afuera en el área de influencia del proyecto. Con respecto a esto, se menciona de forma general al

concurso costa afuera N° 1 (Ronda N°1), y un detalle al respecto que los bloques licitados para el área Cuenca Marina Austral (Tabla 6.5-8. Bloques Licitados).

Área	Ofrecido
CAN_107	Shell – Qatar
CAN_109	Shell – Qatar
CAN_111	Total – BP
CAN_113	Total – BP
CAN_102	Equinor – YPF
CAN_108	Equinor
CAN_114	Equinor – YPF

Tabla 7 - Bloques Licitados (Tabla 6.5-8, Capítulo VI- Línea de Base Ambiental y Socioeconómica)

Se incluyó un mapa de Áreas Permisionadas en CAN, de elaboración propia de la empresa a partir de consultas de fuentes no oficiales (Figura 6.5-47 Áreas Concesionadas, Capítulo VI- Línea de Base Ambiental y Socioeconómica). En el mapa se puede observar perímetros de áreas correspondientes al Concurso Público Internacional Costa Afuera N° 1, que ya no existen como tal.

Se deberán consultar y citar correctamente las fuentes oficiales, como así también incluir el mapa de las áreas existentes, corroboradas a partir de las mismas.



Fuente: ERM, 2021 con datos de <https://www.rionegro.com.ar/solo-tres-firmas-nacionales-en-el-nuevo-mapa-del-costa-afuera-987003>

Figura 5 Áreas concesionarias (Figura 6.5-47, Capítulo VI- Línea de Base Ambiental y Socioeconómica)

En relación a la superposición del proyecto con otras actividades hidrocarburíferas, se indicó que se han presentado Avisos de Proyecto de exploración sísmica en el marco del procedimiento previsto por la Resolución Conjunta SGE-SGAYDS N° 3/2019, el detalle de la información es el siguiente (Capítulo VI-Línea de Base Ambiental y Socioeconómica):

- SPECTRUM (actual TGS): CAN s/n (EX-2020-25269675- -APN-DNEYP#MDP)
- TGS: CAN_111, CAN_113, CAN_114, CAN_109 (EX-2020-17648170---APN-DNEP#MHA)
- TGS: CAN_107, CAN_108, CAN_109, CAN_100, CAN_105, CAN_106, CAN_110, CAN_111, CAN_112 (EX-2020-17643202 - -APN-DNEP#MHA)
- SHELL: CAN_107, CAN_109 (EX-2020-17578657-APN-DNEP#MHA)
- TGS: CAN_101, CAN_102, CAN_103, CAN_104 (EX-2020-73992409--APN-DNEYP#MEC)
- YPF: CAN_102 (EX-2020-43785653- -APN-DNEYP#MDP)
- EQUINOR: CAN_100, CAN_108 y CAN_114 (EX-2020-11258246- -APN-DNEP#MHA)

Esta información no se encuentra desagregada en el punto 7.4 “Evaluación de impacto acumulativo” del Capítulo VII- Impactos y Mitigación. No obstante, en dicho capítulo se indicó que para la evaluación de impactos acumulativos se tomó en cuenta que, en las áreas adyacentes al Proyecto, otros titulares de permisos podrían estar realizando actividades similares simultáneamente. En ese sentido se describieron los proyectos y actividades en los alrededores del área CAN_100 desde 2018 y proyectados hasta 2022 que pudieran producir impactos acumulativos:

- SPECTRUM ASA SUCURSAL ARGENTINA (actualmente TGS) realizó:
 - En mayo de 2018 actividades de adquisición de sísmica 2D en el área del Proyecto actual;
 - En octubre de 2019 realizó actividades al oeste de las áreas CAN_100 – CAN_108.
 - En febrero de 2020 al noreste del área CAN_114.
 - Se realizarían actividades de adquisición de sísmica marina 3D en las áreas CAN_107 y CAN_109 (operadas por Shell Argentina S.A. y Qatar Petroleum International Limited) y CAN_111 y 113 (operadas por Total Austral S.A. y BP Exploration Operating Company Limited).
- Durante el cuarto trimestre de 2021 Shell está realizando operaciones sísmicas 3D en las áreas CAN_107 y CAN_109, a 24 km y 80 km del pozo EQN.MC.A.x-1 respectivamente
- En el primer trimestre de 2022, Total realizará sus operaciones en las áreas CAN_111 y CAN_113 a 334 km y 498 km del pozo EQN.MC.A.x-1 respectivamente.

La empresa deberá presentar un nuevo análisis de las interferencias con otras actividades de hidrocarburíferas, ya que la información anteriormente presentada no es correcta. No hay actividad de adquisición sísmica en las áreas mencionadas para el año 2021.

En base a esta información incorrecta, el proponente estima que no existiría superposición entre las actividades de esos proyectos y la perforación exploratoria en el pozo EQN.MC.A.x-1. No obstante ello, en el EsIA se describieron posibles interacciones del proyecto en áreas costa afuera con otros proyectos de actividad exploratoria a los efectos de identificar potenciales impactos acumulativos en el ambiente físico:

- la interacción del Proyecto con las zonas costeras se limita básicamente al uso de la infraestructura portuaria del puerto logístico (principalmente el puerto de Mar del Plata) por parte de la embarcación de soporte

- las posibles actividades de transporte que se realizarían para el Proyecto Shell, las actividades comerciales y pesqueras hacia y desde el puerto de Mar del Plata, no generarían impactos acumulativos con las rutas de desplazamiento de las embarcaciones y helicópteros del Proyecto ni tampoco en los alrededores del EQN.MC.A.x-1.
- Con respecto al ruido ambiental y la luminosidad; en el caso de que las actividades de perforación del pozo exploratorio en EQN.MC.A.x-1 se realicen en conjunto con una o más campañas de adquisición sísmica en las áreas aledañas, no se esperaría la generación de impactos acumulativos en el área del Proyecto, debido a las distancias que existirían entre las distintas embarcaciones de los proyectos, que se comportarán como fuentes móviles, permitiendo que el impacto no se acumule en determinadas zonas del medio marino
- En cuanto a los impactos sobre el lecho marino y los sedimentos, no se espera que haya impactos acumulativos por la descarga de los recortes de perforación y las actividades de cementación, básicamente porque los resultados del modelado de dispersión de los recortes establecen un alcance máximo de disposición de los recortes de 6,4 km al noreste de la ubicación del pozo EQN.MC.A.x-1, que se encuentra relativamente cerca del pozo EQN.MC.A.x-1 y dentro de los límites del bloque CAN-100, donde no se espera que se realicen otras actividades de perforación exploratoria o actividades comerciales de terceros que intervengan en el lecho marino
- En cuanto a la calidad del agua, las embarcaciones del Proyecto y aquellas que utilicen el área de influencia del Proyecto cumplirán con las normativas locales aplicables y los requisitos establecidos por MARPOL 73/79 con respecto a la descarga de residuos sólidos de alimentos triturados y la descarga de efluentes a bordo tratados, y teniendo en cuenta que dichas descargas estarán muy localizadas y en condiciones oceánicas que permitan su dilución, se considera que no habría efecto acumulativo

Asimismo, se fundamentó en el estudio los motivos que consideró el proponente a los efectos de evaluar potenciales impactos acumulativos en la fauna marina y que le permitieron arribar a la conclusión de que no se espera la ocurrencia de estos. En particular refieren a la extensión de estos impactos y su limitación dentro del área CAN_100. (7.4.2 Biótico, Capítulo VII-Impactos y Mitigación).

Dado que el modelado acústico es incorrecto y las actividades con potencial impacto son inexactas, no se pueden concluir los impactos acumulativos

El proponente presenta un Plan de Respuesta a Derrames de Petróleo (OSRP en inglés; Anexo VIII-D) realizado en noviembre de 2021 por la empresa Oil Spill Response Limited (OSR). Dicho plan pretende ajustarse a las buenas prácticas internacionales, ISO 15544:2000 y al Manual de la IMO sobre Evaluación del riesgo y preparación ante derrames de petróleo. El esquema de preparación y respuesta escalonada del OSRP es coherente con el OPRC Convention (Convención Internacional de Preparación, Respuesta y Cooperación ante la Contaminación por Aceite) y con el Plan Nacional de Contingencia para Argentina (PLANACON) establecido por la Ordenanza 8/98.

Los principales objetivos del OSRP son:

- Brinda orientación a los equipos de Gestión de crisis y Respuesta a emergencias para responder y controlar un derrame de hidrocarburos asociado con las operaciones en Argentina.
- Define los requisitos internos y externos de alertas y notificaciones.

- Establece las funciones y responsabilidades del personal clave tras un incidente de derrame de petróleo.
- Proporciona orientación sobre la evaluación de derrames y la selección de la estrategia de respuesta para el Equipo de respuesta a emergencias (ERT) y el Equipo de gestión de incidentes (IMT), para proteger áreas sensibles y mitigar los efectos negativos.
- Identifica los recursos internos y externos disponibles con el fin de llevar a cabo una respuesta a los derrames y cómo deben mobilizarse.

El objetivo en el OSRP es establecer, analizar y evaluar los riesgos asociados a las operaciones costa afuera para el pozo de exploración EQN.MC.A.x-1, Argentina. Durante este proceso de evaluación de riesgos se identifican además los peligros potenciales, se realiza una evaluación de las probabilidades de ocurrencia y se consideran las posibles consecuencias y respuestas a llevar adelante (Capítulo 6.2; Anexo VIII-D). Los distintos escenarios de riesgo fueron definidos a partir de una matriz de evaluación de riesgos ("Risk Assessment Matrix" o RAM, en inglés) estándar y se resumen en la Tabla 6.7 Escenarios considerados en la evaluación de riesgo.

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

Tabla 6.7 - Escenarios considerados en la evaluación de riesgos

Según el OSRP, las probabilidades para estos escenarios de reventones o surgencias no controladas serían las siguientes:

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

Estas probabilidades de ocurrencia de derrames son extremadamente bajas y han ocurrido muy rara vez en la industria petrolera. El estudio menciona además que el estudio de las probabilidades permite entrever una duración de entre 7 y 84 días en el caso de derrames submarinos y de entre 7 y 28 días en el caso de un derrame superficial.

En el OSRP se realizó un estudio de modelación de derrames de petróleo utilizando el software OSCAR para identificar las zonas de mayor riesgo a partir de escenarios de planificación de derrames de petróleo seleccionados (Capítulo 6.3; Anexo VIII-D).

Para la modelización de los derrames asociados a reventones o surgencias no controladas, tanto submarinas (Escenarios S1 y S2) como superficiales (S3 y S4), se consideraron los peores escenarios (elevados volúmenes de descarga y máxima duración de días). No se modelaron escenarios de mínima.

Los datos de entrada en el modelo para los períodos considerados (abril-septiembre y octubre-marzo) fueron los siguientes:

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

Se realizaron simulaciones estocásticas para los escenarios de derrame de petróleo identificados durante el período de operación esperado. Los resultados de dicha modelización se resumen en el Capítulo 6.3 del Anexo VII-D.

En el Anexo Plan de Contingencias del estudio se indica que “Eventualmente, se solicitará la cooperación de otros operadores petroleros para obtener equipamiento disponible en el país ante la ocurrencia de un derrame.”

La empresa deberá detallar cómo realizó el estudio de probabilidades de ocurrencia de derrames de petróleo, como se establecieron los volúmenes y la duración de los mismos, para los escenarios considerados.

Se recomienda tener en cuenta las siguientes observaciones:

- El pozo exploratorio Argerich-1 se encuentra ubicado en la Cuenca Argentina Norte, en la cual no se ha comprobado aún la existencia de un sistema petrolero activo.

- Los volúmenes de petróleo considerados para los distintos escenarios de derrames estarían indicando un escenario más que optimista desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos. Se recomienda incluir un escenario más realista, adaptado a la información disponible en el área, a la hora de hacer el modelado.

C.ix. Medidas de mitigación de las potenciales interferencias con las actividades hidrocarburíferas.

Equinor, Shell, Total, YPF, Eni, ExxonMobil, Chevron, Pluspetrol y otros operadores, además de miembros de la industria como el Clúster de Energía de Mar del Plata, se mantienen en contacto a través de reuniones bimensuales facilitadas por un comité costa afuera de IAPG.

Como parte de su estrategia de relacionamiento, EQUINOR menciona que ha realizado una primera instancia de compromiso temprano con algunos de los actores. Entre estos actores se señaló al Cluster de Energía de Mar del Plata con quién se indicó en el EslA haber realizado una comunicación por correo electrónico (8.1.5. Programa de comunicación y relación con la comunidad del Capítulo VIII – Plan de gestión ambiental). En el Anexo VIII-A: Registro de Relacionamiento, se brindó mayor detalle sobre el correo enviado al Cluster.

Se indicó en el EsIA que la divulgación y el diálogo con los actores identificados será un proceso continuo con dos fases principales, cada una de las cuales incluye varias subetapas: Fase I, antes de obtener la aprobación final del EsIA; y Fase 2, Seguimiento y comunicación con los principales actores tras la aprobación del EsIA (Capítulo VIII – Plan de gestión ambiental).

En el Capítulo- Presentación el proponente indicó que “Equinor también está en continua comunicación con otras empresas operadoras que tienen permisos de exploración en los bloques vecinos (Shell, YPF, Total) y con la contratista de adquisición sísmica TGS para entender sus compromisos respectivos, programas de trabajo y planes. En los Anexos VIII-A y VIII - B del Capítulo No VIII – Plan de Gestión Ambiental, se proporciona más información sobre tales interacciones.”

En referencia al relacionamiento y las acciones de comunicación entre la empresa EQUINOR y la SECRETARÍA DE ENERGÍA, particularmente ante una situación de contingencia, la empresa indicó como contacto de esta autoridad a la DIRECCIÓN NACIONAL DE TRANSPORTE Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS, Sr. Gonzalo Aguirre (VIII.E- Plan de contingencias. Versión N°2).

Corresponde señalar que la Dirección con competencia sobre áreas de exploración y/o producción costa afuera en jurisdicción nacional es la DIRECCIÓN NACIONAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN la empresa deberá modificar la información presentada en el estudio como así también los contactos con autoridad a los que hace referencia.

Observaciones.

En virtud de lo desarrollado en los apartados anteriores se solicita que el proponente realice las siguientes aclaraciones:

- a) Deberá presentar toda la información/documentación que acompaña el EsIA en idioma castellano.
- b) Deberá rectificarse la información presentada en “Antecedentes del proyecto de la empresa”, ya que el otorgamiento del Permiso de Exploración del Área CAN_100 fue aprobado por la Resolución N° 196/2019 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE HACIENDA y la misma no se encuentra en el marco de la Resolución N° 68/2018 referida al “CONCURSO PÚBLICO INTERNACIONAL COSTA AFUERA N° 1 PARA LA ADJUDICACIÓN DE PERMISOS DE EXPLORACIÓN”.
- c) Deberá incluirse en el Capítulo II- Marco Legal e Institucional la Resolución SE N° 5/96 “Normas y Procedimientos para el Abandono de pozos”, la Resolución N° 1036/2021 (RESOL-2021-1036-APN-SE#MEC) que aprueba los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030, además de las normas dictadas por la Autoridad de Aplicación hidrocarburífera para la presentación de Estudios de Impacto Ambiental, tales como las Resoluciones SE Nos. 105/1992 y 252/1993.
- d) Corresponde señalar que la Dirección dentro de la Secretaría de Energía, con competencia sobre áreas de exploración y/o producción costa afuera en jurisdicción nacional es la DIRECCIÓN NACIONAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, por lo cual deberá modificarse las referencias en el cuerpo del estudio.
- e) La empresa deberá informar los posibles modelos de buques y sus especificaciones técnicas para las operaciones de apoyo y logística, sobre los cuales deberá evaluar los impactos generados por los mismos.

- f) Deberá actualizarse el mapa de Áreas Permisionadas presentado en el proyecto, a partir de fuente de consulta no oficial (Figura 6.5-47 Áreas Concesionadas, Capítulo VI- Línea de Base Ambiental y Socio-económica). Se deberán consultar y citar correctamente las fuentes oficiales.
- g) Se deberá detallar la referencia y los antecedentes de información obtenida a partir de estudios de piston core en la zona del proyecto mencionados dentro del paquete de datos geográficos.
- h) La empresa deberá especificar los equipos que se utilizaran durante la operación y debe presentarse un modelado acústico acorde a la actividad que pretende desarrollarse, ya que el documento presentado, Apéndice 6-1 "Informe de modelado de sonido submarino", no corresponde al pozo propuesto.
- i) Deberá actualizarse la Propuesta de perforación, será necesario suministrar el rango de presiones estimadas para el pozo exploratorio y la profundidad de los posibles intervalos sobrepresionados (en el caso de considerar esta posibilidad).
- j) El proponente deberá informar las empresas contratistas que intervendrán en la gestión de lodos y recortes de perforación una vez sea definido por la misma, describiendo el protocolo a utilizar durante la operación y su experiencia en la prestación del servicio.
- k) Se deberá informar el contratista de registro de lodos que realizará el proyecto y los servicios de registro de lodos a utilizar. Además de ello, deberá incluir en el Plan de Gestión Ambiental el procedimiento de control y comunicación que adoptará con el contratista.
- l) La empresa deberá estimar la toxicidad del volumen total de los aditivos, lodos y recortes a vestirse en el lecho marino.
- m) Deberá citarse la norma de los Fluidos de perforación, referidos a la Agencia de Protección del Ambiente de los Estados Unidos (US EPA) aplicado en el Golfo de México a la que se hace referencia en el estudio.
- n) El proponente deberá informar los productos químicos necesarios para la perforación y/o las distintas alternativas una vez que lo tenga definido, volumen estimado y hojas de seguridad.
- o) La empresa deberá informar los controles de funcionamiento a realizarse en la BOP previo al inicio de la actividad y durante la operación.
- p) Deberá informarse la composición y características del cemento que se utilizará para la operación de cementación.
- q) La empresa deberá informar los tapones a utilizarse y los resultados de los controles de calidad de los mismos, previo a ser utilizados. Además, deberán presentar el protocolo de las pruebas de hermeticidad a realizarse luego de la colocación de los tapones.
- r) La empresa deberá presentar un nuevo análisis de la interferencia con otras actividades de hidrocarbúferas, ya que la información presentada en el estudio no es correcta. No hay actividad de adquisición sísmica en las áreas mencionadas para el periodo 2021.
- s) Se deberán consultar y citar correctamente las fuentes oficiales, como así también incluir el mapa de las áreas existentes, corroboradas a partir de las mismas.

- t) Dado que el modelado acústico es incorrecto y las actividades con potencial impacto son inexactas, se deberá analizar nuevamente los impactos acumulativos.
- u) Presentar de forma detallada la realización del estudio de probabilidades de ocurrencia de derrames de petróleo, clarificando la estimación de los volúmenes de descarga y la duración de los mismos.
- v) Deberá presentarse el diseño y programa de abandono de pozo exploratorio que pretende realizarse.
- w) Incorporar dentro del Plan de Gestión Ambiental las acciones y el procedimiento de relacionamiento específico con empresas operadoras con potenciales proyectos hidrocarburíferos que pudieran desarrollarse simultáneamente en área de influencia del proyecto y/o áreas linderas

E. Conclusión.

Habiéndose analizado el Estudio de Impacto Ambiental presentado por la empresa EQUINOR en el marco del Proyecto "Perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 (Argerich-1) en Cuenca Argentina Norte (Bloque CAN_100)", se considera que el proponente deberá realizar las rectificaciones y/o aclaraciones correspondientes indicadas en el apartado D del presente.

Es oportuno recordar que, previo al inicio de la actividad, la proponente deberá presentar la Declaración de Impacto Ambiental emitida por el MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE y dar cumplimiento a los requerimientos efectuados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA en su condición de Autoridad de Aplicación.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: EX-2021-20370435- -APN-DNEYP#MEC - ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PROYECTO
“Perforación de un pozo exploratorio, denominado Argerich-1 en Cuenca Argentina Norte (Bloque CAN_100)”
EQUINOR ARGENTINA B.V. SUCURSAL ARGENTINA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 32 pagina/s.