

CAPÍTULO 4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EsIA)

PROYECTO FÉNIX ÁREA CUENCA MARINA AUSTRAL I ARGENTINA

Marzo 2023

ÍNDICE

4	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	4.7
4.1	INTRODUCCIÓN.....	4.7
4.2	IMPORTANCIA DEL PROYECTO	4.13
4.3	CONOGRAMA DE TAREAS	4.14
4.4	ALTERNATIVAS DE PROYECTO	4.16
4.5	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN.....	4.19
4.5.1	Transporte e instalación de la plataforma de producción	4.19
4.5.1.1	Descripción.....	4.20
4.5.1.2	Instalación del Jacket	4.22
4.5.1.3	Hincado de pilotes para fijar el Jacket	4.25
4.5.1.4	Características del martillo para el hincado de pilotes.....	4.26
4.5.1.5	Instalación del Deck	4.27
4.5.1.6	Seguridad náutica	4.28
4.5.1.7	Características del suelo	4.28
4.5.1.8	Estándares de instalación de plataforma	4.28
4.5.2	Tubería.....	4.32
4.5.2.1	Descripción.....	4.32
4.5.2.2	Tendido de la tubería	4.34
4.5.2.3	Prueba hidráulica	4.36
4.5.2.4	Pontón para el armado de Spools en Punta Quilla.....	4.37
4.5.2.5	Metodología de lastrado de tubería	4.38
4.5.2.6	Vida útil de la tubería.....	4.39
4.5.3	Perforación.....	4.39
4.5.3.1	Descripción de la Jack-up	4.39
4.5.3.2	Instalación	4.40
4.5.3.3	Trayectorias de pozos	4.42
4.5.3.4	Diagrama de pozos	4.43
4.5.3.5	Actividades principales de perforación y terminación de pozos	4.44
4.5.3.6	Limpieza de pozo	4.45
4.5.3.7	Retiro de la Jack-up	4.46
4.5.4	Buques y helicópteros para utilizar en la etapa de construcción	4.46
4.5.4.1	Buque de instalación de tuberías Castorone	4.46
4.5.4.2	Buques de transporte pesado Interocean 1 y 2	4.47
4.5.4.3	Buque multipropósito (supply) Skandi Patagonia	4.48
4.5.4.4	Buque multipropósito (supply) tipo Bourbon Evolution	4.49
4.5.4.5	Buque multipropósito (supply) tipo Normand Commander	4.50
4.5.4.6	Remolcador tipo Beagle II	4.51
4.5.4.7	Buque de construcción de aguas profundas Aegir	4.52
4.5.4.8	Buque de transporte de tuberías tipo MV Brouwersgracht	4.53
4.5.4.9	Buque de manejo de anclas tipo Skandi Pacific	4.55
4.5.4.10	Helicóptero H145 Airbus	4.55
4.5.5	Abastecimiento de combustible y materiales	4.56
4.5.6	Consumo de combustible	4.58
4.5.7	Zonas de seguridad	4.60
4.5.8	Tripulación argentina	4.61
4.5.9	Generación de residuos líquidos y sólidos durante la etapa de construcción	4.61
4.5.10	Generación de lodos base agua y recortes durante la etapa de construcción	

.....	4.64
4.5.10.1 Programación del vertido de lodos base agua.....	4.64
4.5.10.2 Programación del vertido de cortes	4.66
4.5.10.3 Capacidad de tratamiento de recortes	4.67
4.5.11 Generación de ruidos en agua durante la etapa de construcción	4.67
4.5.11.1 Métrica para expresar los niveles de ruido	4.67
4.5.11.2 Fuente de ruidos periódicos en agua	4.69
4.5.11.3 Arranque suave (gradual ramp-up o soft start)	4.74
4.5.11.4 Resumen de los parámetros asociados a ruidos periódicos para la modelación acústica y evaluaciones ambientales	4.74
4.5.11.5 Fuentes de ruidos continuos en agua	4.75
4.5.11.6 Resumen de los parámetros asociados a ruidos periódicos para la modelación acústica y evaluaciones ambientales	4.76
4.5.11.7 Monitoreo acústico pasivo (PAM)	4.77
4.5.12 Generación ruidos en aire durante la etapa de construcción	4.78
4.5.13 Generación de gases durante la etapa de construcción	4.79
4.6 ETAPA DE PRODUCCIÓN	4.80
4.6.1 Operación y mantenimiento	4.80
4.6.2 Consumo de combustible	4.81
4.6.3 Sistemas de venteos	4.82
4.6.4 Despresurización de emergencia	4.83
4.6.5 Despresurización por mantenimiento	4.83
4.6.6 Sistema de drenaje cerrado	4.83
4.6.7 Sistema de drenaje abierto.....	4.84
4.6.8 Sistema de almacenamiento y distribución de combustible.....	4.84
4.6.9 Sistema de gas combustible	4.85
4.6.10 Sistema de Generación eléctrica	4.85
4.6.11 Tripulación y visitas a la plataforma	4.86
4.6.12 Generación de residuos durante la producción	4.86
4.6.13 Generación de ruidos en agua y aire durante la producción	4.87
4.6.14 Generación de emisiones durante la operación	4.87
4.6.15 Seguridad náutica	4.87
4.6.16 Tipo de producto de Fenix	4.88
4.6.17 Puesta en marcha de plataforma y ducto	4.88
4.6.18 Seguridad de la plataforma	4.88
4.6.19 Descripción del proceso y servicios auxiliares	4.89
4.6.20 Sistemas de control de pozos.....	4.90
4.6.21 Sistema de inyección de MonoEtilenGlicol (MEG)	4.90
4.6.22 Sistema preventor de surgencia no controlada (Blow Out Preventer o BOP).....	4.91
.....	4.91
4.7 CIERRE Y ABANDONO	4.92
4.8 ACCIDENTES NÁUTICOS EN LA ZONA Y SEGURIDAD DE LAS PLATAFORMAS	4.95
4.8.1 Seguridad en alta mar	4.95
4.8.2 Identificación de los principales peligros en las plataformas	4.95
4.8.3 Sistemas de comunicación	4.96
4.8.4 Evacuación.....	4.96
4.8.5 Rescate.....	4.96
4.9 INSPECCIÓN EN PLATAFORMAS OFFSHORE Y ESTRUCTURAS SUBMARINAS	4.97
4.9.1 Inspección de estructuras de superficie	4.97
4.9.2 Inspecciones debajo del nivel del mar	4.99

4.9.2.1 Técnica de inspección visual sobre las estructuras	4.100
4.9.2.2 Técnica de inspección instrumental sobre las estructuras	4.102
4.9.2.3 Protección Catódica	4.102
4.9.2.4 Inspección del lecho marino.....	4.103
4.9.2.5 Inspección del crecimiento Marino.....	4.105
4.9.2.6 Técnica de inspección interna de tubería	4.105
4.9.2.7 Inspección de los tramos libres de apoyo en el lecho marino	4.106
4.9.3 Campañas de pintura costa afuera	4.107
4.10 CAPACIDAD A BORDO PARA DAR RESPUESTAS A LA EMERGENCIA POR CONTAMINACIÓN	4.108
4.10.1 Mitigación del riesgo de derrame accidental de lodos	4.108
4.10.2 Mitigación del riesgo de derrame accidental de hidrocarburos.....	4.109
4.11 MODELACIÓN MATEMÁTICA.....	4.109
4.12 GESTIÓN AMBIENTAL	4.110
4.12.1 Monitoreos continuos.....	4.110
4.12.2 Monitoreos periódicos.....	4.110
4.12.3 Gestión de residuos en el mar	4.110
4.12.4 Planes de preparación y respuesta ante emergencias	4.110
4.12.5 Sistema de Gestión Ambiental. Certificado ISO 14001	4.110
4.12.6 NORMA CR-EP-FP-470 - Reglas relacionadas a la Prevención de Contaminación al Medio Ambiente	4.112
4.13 PUERTOS DE SUMINISTRO	4.113
4.13.1 Punta Quilla.....	4.115
4.13.2 Puerto Deseado	4.116
4.14 POLÍTICAS DE HIGIENE, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.....	4.119
4.15 Apéndice 1 – Hojas de seguridad	4.134
4.16 Apéndice 2 – Especificaciones para control de blow out para instalaciones	4.134
4.17 Apéndice 3 – Plan de contingencia de surgencia no controlada (blow out).....	4.134

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

dB	DECIBEL
ACFM	MEDICIÓN DE CAMPO DE CORRIENTE ALTERNA
AHTS	ANCHOR HANDLING TUG SUPPLY (BUQUE DE MANEJO DE ANCLAS)
AIS	SISTEMA DE IDENTIFICACIÓN AUTOMÁTICA
API	PLANTA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES
CA	CAÑADÓN ALFA
CMA1	ÁREA CUENCA MARINA AUSTRAL I
DCV	DEEPWATER CONSTRUCTION VESSEL (BUQUE DE CONSTRUCCIÓN DE AGUAS PROFUNDAS)
DSV	DIVING SUPPORT VESSEL (BARCO DE APOYO)
END	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS
EPA	ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE USA)
EPSCC	INGENIERÍA, COMPRAS, PROVISIÓN, CONSTRUCCIÓN Y COMISIONADO
EsIA	ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL
f	FRECUENCIA DE LA ONDA ACUSTICA
FM	FLEXIBLE MESH
FRB	BOTE DE RESCATE RÁPIDO
GEI	GASES DE EFECTO INVERNADERO
GSM	GASODUCTO SAN MARTÍN
GT	GROSS TONNAGE (TONELAJE BRUTO)
GT	GROSS TONNAGE (TONELAJE BRUTO)
h	HORA
HAI	ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE HELICÓPTEROS
HAT	HIGHEST ASTRONOMICAL TIDES (MÁXIMO NIVEL DEL MAR ASOCIADOS A LA MAREA ASTRONÓMICA)
HSE	HIGIENE, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE
HTV	HEAVY TRANSPORT VESSEL (BUQUE DE TRANSPORTE PESADO)
IAPG	INSTITUTO ARGENTINO DE PETROLEO Y GAS
ILI	INSPECTION IN LINE (INSPECCIÓN EN LÍNEA)
IMAA	INFORMES DE MONITOREO AMBIENTALES ANUALES
IOGP	(INTERNATIONAL OIL AND GAS PRODUCERS): PRODUCTORES INTERNACIONALES DE PETRÓLEO Y GAS
IPCC	GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO
LAT	LOWEST ASTRONOMICAL TIDES (MÍNIMO NIVEL DEL MAR ASOCIADOS A LA MAREA ASTRONÓMICA)
LLI	ÍTEMS DE LARGOPLAZO DE ENTREGA
MARPOL	CONVENIO INTERNACIONAL PARA PREVENIR LA CONTAMINACION POR LOS BUQUES
MEG	MONOETILENGLICOL
MGO	MARINE GAS OIL (GAS OIL MARINO)

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

MPI	INSPECCIÓN DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS
MPOV	MULTIPURPOSE OFFSHORE VESSEL (BUQUE ES DE APOYO MULTIPROPÓSITO OFFSHORE)
MSV	MULTIPURPOSE SUPPLY VESSEL (BUQUE ES DE APOYO MULTIPROPÓSITO)
NAVAIDs	EQUIPAMIENTO DE AYUDA A LA NAVEGACIÓN
OMI	ORGANIZACION MARITIMA INTERNACIONAL
OOC	OIL CONTENT OF CUTTINGS (CONTENIDO DE ACEITES EN LOS CORTES)
OPG	OPEN GOVERNMENT PARTNERSHIP
P	PRESIÓN
PAD	PUMP-AND-DUMP (BOMBEO Y DESCARGA)
PAM	PASSIVE ACOUSTIC MONITORING (MONITOREO ACUSTICO PASIVO)
PLV	PIPELAYING VESSEL (BUQUE DE COLOCACIÓN DE TUBERÍAS)
PNA	PREFECTURA NAVAL ARGENTINA
RC	RÍO CULLEN
ROV	REMOTELY OPERATED VEHICLE
SAR	BÚSQUEDA Y RESCATE
SEL	SOUND EXPOSURE LEVEL (NIVEL DE EXPOSICIÓN AL SONIDO)
SEL_{cum}	NIVEL DE EXPOSICIÓN ACÚSTICA ACUMULADA
SL	SOURCE LEVEL (NIVEL DE FUENTE)
SPL	SOUND PRESURE LEVEL (NIVEL DE PRESIÓN SONORA)
SPL_{0-pk}	SPL CERO A PICO
SPL_{pk-pk}	SPL PICO A PICO
SPL_{rms}	RAÍZ CUADRADA DEL PROMEDIO CUADRÁTICO DE SPL
SSS	SOUND SCAN SONAR (SONAR DE BARIDO LATERAL)
t	TONELADA
T&I	TRANSPORTE E INSTALACIÓN
TEMPSC	TOTALLY ENCLOSED MOTOR PROPELLED SURVIVAL CRAFT
TL	TRANSMISION LOSSES (PERDIDAS DE TRANSMISION)
UAS	UNDERWATER ACOUSTIC SIMULATOR (SIMULADOR ACÚSTICO SUBACUÁTICO)
VP	VEGA PLEYADE
µm	MICRÓMETRO O MICRÓN

4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta la descripción del proyecto de explotación costa afuera (offshore) Fénix en sus detalles relevantes a las evaluaciones ambientales. El proyecto comprende la instalación de una plataforma, la perforación de 3 pozos, la instalación de una tubería entre Vega Pleyade (una plataforma existente) y Fenix (ver Figura 4.1.1), la explotación de los 3 pozos perforados y el abandono de las obras una vez finalizado el período de explotación.

Fenix es un yacimiento de gas ubicado en la Cuenca Austral, en aguas de jurisdicción nacional, a la altura de Tierra del Fuego. Está situado a unos 60 km de la costa y a 77 km de las instalaciones existentes de Río Cullen (RC) (Ver Figura 4.1.1). La profundidad del sitio es de unos 70 m.

El proyecto de construcción comprende tres partes:

a) Plataforma (Jacket) y superestructura (Deck).

Una Jacket es una estructura espacial tubular soldada que consta de patas inclinadas soportadas por un sistema de arriostramiento lateral. La función del Jacket es soportar al Deck (instalaciones de la parte superior o superestructura), proporcionar soporte para conductores, elevadores y otros accesorios.

b) Tubería submarina de 24" (0.61 m) multifásica para transportar el producto a la plataforma Vega Pleyade (VP). Otra tubería que transportará MonoEtilenGlicol (MEG) de 4" (0.10 m) acompañará, en todo su trayecto, a la cañería de 24" (0.61 m).

Desde VP se conectará con la tubería submarina multifásica de 24" (0.61 m) existente a tierra, llegando hasta RC. En tierra, Total Austral tiene sus plantas de tratamiento y acondicionamiento de gas y líquidos. La tubería de Mono etilenglicol (MEG) de 4" (0.10 m) acompañará en todo su trayecto a la tubería de 24" (0.61 m).

Nota: El MonoEtilenGlicol (MEG) es un inhibidor de hidratos ampliamente utilizado en la industria del petróleo y el gas para reducir el riesgo de formación de hidratos en las tuberías que podrían causar un bloqueo. Para fines de aseguramiento del flujo e inhibición de hidratos, se requieren grandes volúmenes de MEG para controlar las condiciones de formación de hidratos en las tuberías. Los hidratos se forman cuando el agua y los gases naturales livianos entran en contacto en ciertas condiciones de temperatura y presión. Estos hidratos de gas son cristales formados por agua con gases naturales y líquidos asociados, en una proporción de 85 % mol de agua por 15 % de hidrocarburos.

c) Perforación de 3 pozos por medio de una plataforma de perforación instalada al lado de la plataforma de producción

Las actuales instalaciones de Total Austral en tierra son:

- Planta de tratamiento de Río Cullen (RC), recibe la producción de las plataformas costa afuera, separa los líquidos y envía el gas producto resultante a la Planta de Tratamiento de gas Cañadón Alfa (CA) (ver Figura 4.1.2).
- Planta de tratamiento de gas CA, allí se trata el gas y se extrae propano y butano, el cual es exportado a Chile y el gas tratado se inyecta al Gasoducto San Martín (GSM) en dirección al continente. A ella se encuentran conectados también pozos de petróleo y gas de los yacimientos adyacentes (ver Figura 4.1.3).

Figura 4.1.1 Esquema con las instalaciones existentes y las previstas para Fenix (en azul). Fuente: Total Austral.

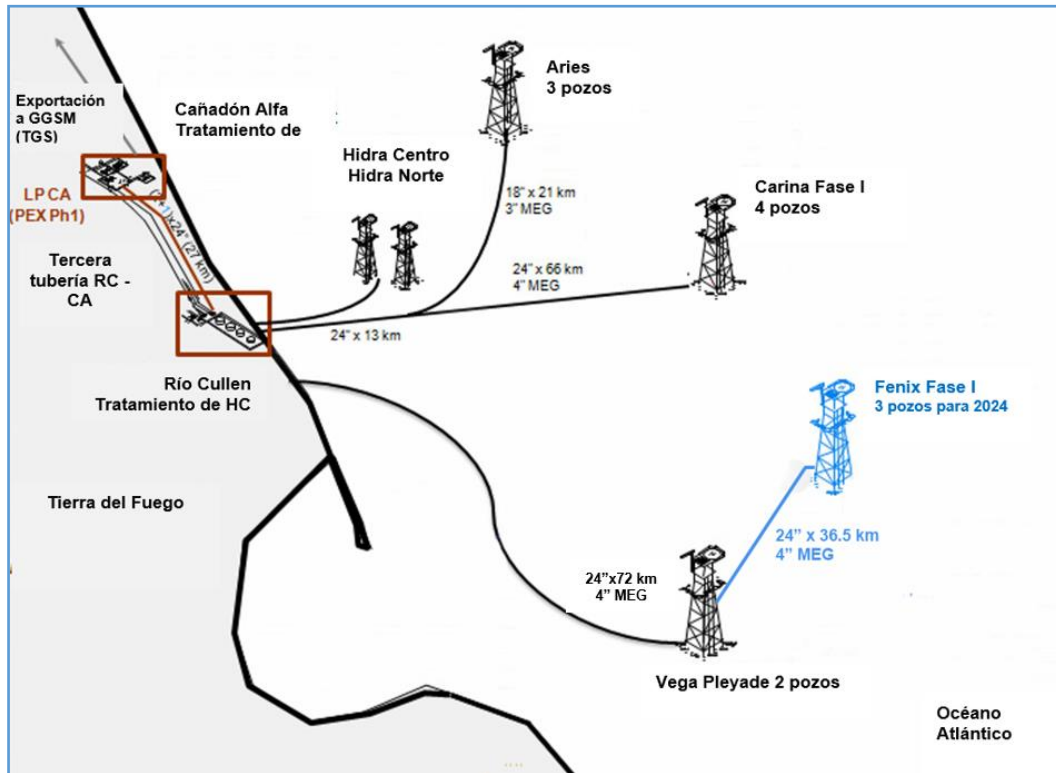


Figura 4.1.2 Planta de tratamiento de Río Cullen



Figura 4.1.3 Planta de tratamiento de gas Cañadón Alfa



Las actuales instalaciones de Total Austral en el mar son (ver Figuras 4.1.4 a 4.1.6):

- Hidra: 2 plataformas no tripuladas, con un total de 7 pozos de petróleo.
- Carina: una plataforma no tripulada con 4 pozos de gas
- Aries: una plataforma no tripulada con 3 pozos de gas
- Vega Pleyade (VP): una plataforma no tripulada con 2 pozos de gas

Figura 4.1.4 Plataformas Hidra Norte e Hidra Centro. Fuente: Total Austral



Figura 4.1.5 Plataformas Carina y Aries. Fuente: Total Austral



Figura 4.1.6 Plataforma Vega Pleyade. Fuente: Total Austral



Complementariamente, existe una red de tuberías de petróleo, gas y MEG que conectan las plataformas a la planta de RC (Figura 4.1.1).

Debido a que el gasoducto submarino que envía la producción de Fenix se conecta al de VP en las cercanías de la plataforma, la producción del nuevo proyecto llega a RC a través de una línea ya existente de VP.

Las actuales instalaciones de Total Austral en tierra (onshore) son 2 plantas (RC y CA) distanciadas a 27 km, las cuales operan como un solo complejo productivo.

Los principales procesos en la planta de RC son los siguientes:

- Recepción y separación básica de la producción proveniente de las plataformas costa afuera. Esta producción está básicamente compuesta de gas, condensado y agua con mezcla de MEG.
- El gas separado es enviado a compresión, tratamiento y exportación a la planta de CA, pasando previamente por los separadores de exportación. El transporte de gas entre planta se hace a través de 3 gasoductos de 24" (0.61 m).

- Los líquidos (MEG, agua y condensados) son tratados en RC de la siguiente manera:
 - MEG: es regenerado a través de un calentamiento y evaporación del agua capturada en las líneas de producción desde cada plataforma. Luego de su regeneración, es almacenado y reinyectado a cada plataforma, para ser nuevamente recuperado en RC (el tratamiento y uso del MEG es un sistema cerrado).
 - Condensados: luego de separarse del MEG y agua, se estabiliza en una columna, para posteriormente almacenarlo y exportar el resultado (vía una boya costa afuera) junto con el resto de los líquidos producidos en CMA1.

Los principales procesos en la planta de CA son los siguientes:

- Recepción del gas del offshore (proveniente de la planta de RC) y mezcla con el gas producido en los campos onshore, previamente a que la mezcla sea comprimida. Existen tres gasoductos de 24" que conectan las dos plantas.
- Compresión previo tratamiento y exportación del gas
- Tratamientos de ajuste de punto de rocío y tratamientos criogénicos para recuperar los líquidos asociados al gas (condensados, gasolinas y LPG)
- Inyección el gas tratado dentro del sistema de transporte nacional de gas en el "Gasoducto General San Martín" (GGSM)

Sistema de distribución de MEG:

Actualmente, cada plataforma recibe MEG a través de una línea dedicada, que parte desde el sistema de regeneración de MEG, en RC. La inyección de MEG se realiza en el manifold de producción de cada una de las plataformas, durante la operación normal, y en las cabezas de pozo, durante maniobras de arranque.

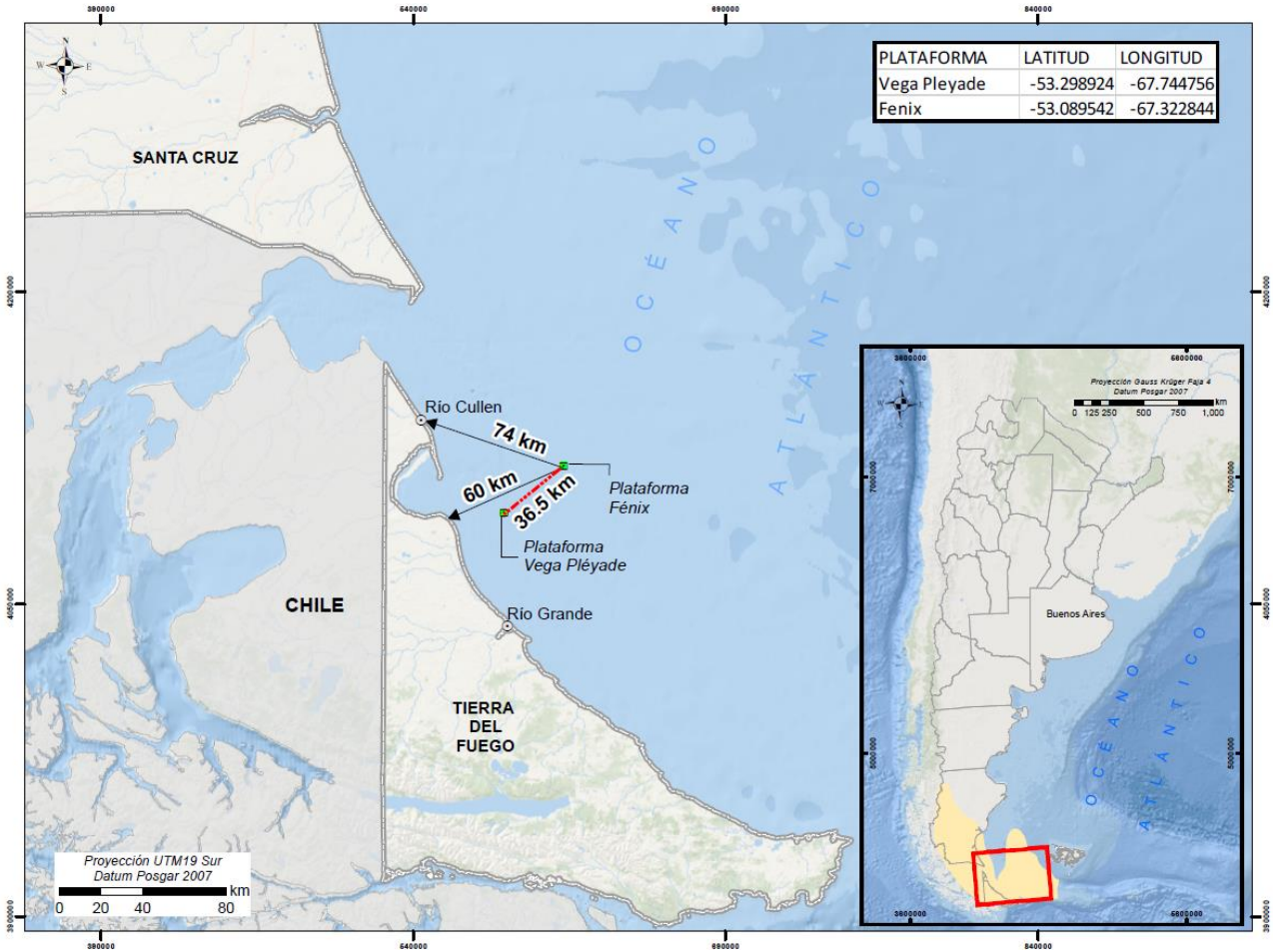
Con la conexión de Fenix a la línea submarina de VP, este concepto cambia: una línea de MEG (la existente, que lleva MEG a VP) debe transportar fluido que se inyectará a dos plataformas distintas, que trabajan a presiones y caudales diferentes.

Para realizar la correcta dosificación de MEG a cada uno de sus consumidores, se instalan válvulas de control tanto en la nueva plataforma de Fenix como en la existente de Vega Pleyade. En base a el caudal de gas producido en cada plataforma, se ajusta el caudal de MEG requerido para evitar la formación de hidratos. Las plataformas cuentan con medidores de caudal de MEG que permiten realizar este control.

Todos los procesos se encuentran instrumentados para su seguimiento en tiempo real.

La Figura 4.1.7 muestra las coordenadas de la plataforma Fénix y VP y las distancias entre las mismas y hacia la costa y Río Cullen.

Figura 4.1.7 Coordenadas de la plataforma Fénix y VP y las distancias entre las mismas y hacia la costa y Río Cullen.



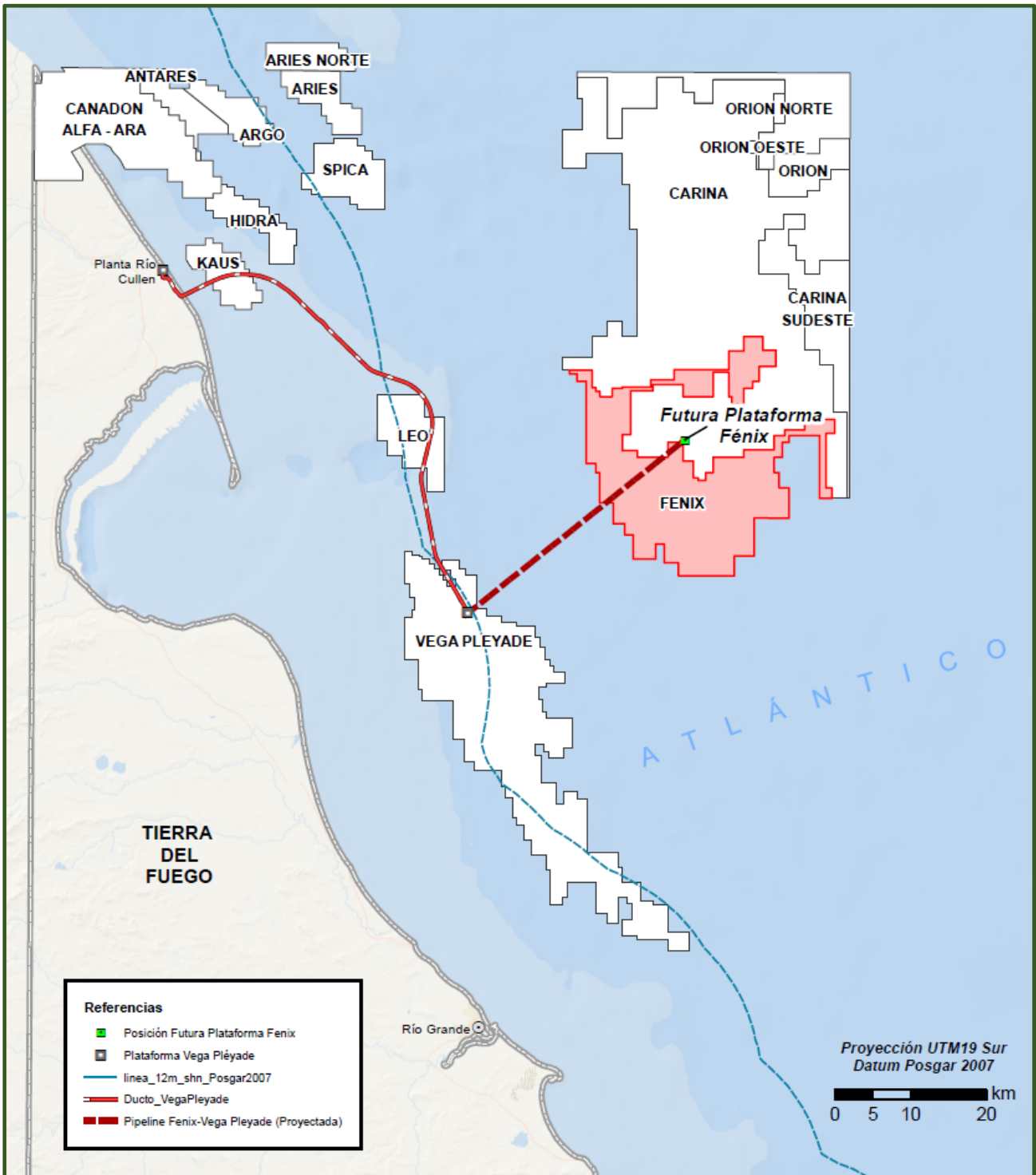
Las coordenadas de las plataforma y tuberías se presentan en la Tabla 4.1.1

Tabla 4.1.1 Coordenadas geográficas (grados decimales) sistema WGS-84 de las instalaciones. Fuente: TOTAL

Instalación	Latitud	Longitud
Plataforma Fenix	-53.0895511	-67.3228463
Tubería KP 0	-53.0892277	-67.3237847
Tubería KP 36.50	-53.2985882	-67.7433329
Plataforma Vega Pleyade	-53.2989274	-67.7447238

La Figura 4.1.8 muestra el mapa con la ubicación de la plataforma y tubería y la línea jurisdiccional de 12 MN (jurisdicción provincial)

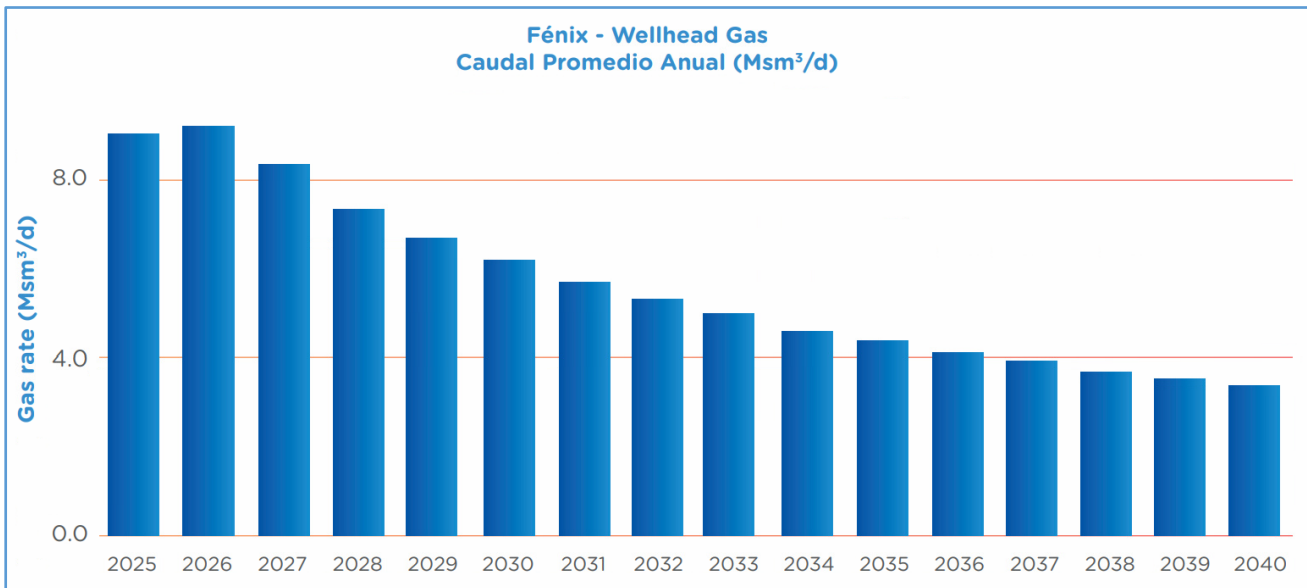
Figura 4.1.8 Mapa con la ubicación de la plataforma y tubería y la línea jurisdiccional de 12 MN (jurisdicción provincial)



4.2 IMPORTANCIA DEL PROYECTO

Una vez puesta en producción, se espera que Fénix aporte hasta 10 millones de metros cúbicos de gas por día, que serán suministrados al mercado nacional. Esto representa entre el 8% y 10% de la producción actual de gas del país aproximadamente. El perfil de producción con los 3 pozos se encuentra en la Figura 4.2.1:

Figura 4.2.1 Perfil de producción de los 3 pozos de Fenix



4.3 CONOGRAMA DE TAREAS

La Tabla 4.3.1 muestra el cronograma de tareas para el proyecto Fénix dividido en 3 partes: Instalación y transporte de la plataforma de producción, línea submarina y perforación. La Tabla 4.3.2 muestra los tiempos parciales por actividad.

El cronograma de ejecución de las actividades de instalación y perforación se define en base a duraciones estimadas de las actividades basadas en experiencias anteriores y en base a los equipos a utilizar.

Se realizan también estudios probabilísticos de evaluación de la frecuencia de las condiciones metocean adecuadas para las actividades de instalación, que permiten hacer estimaciones con más precisión acerca de la cantidad de días aptos para las actividades según la época del año que se trate. Estos estudios definen la cantidad de días no operativos, denominados días de stand by. Estos días se agregan a la duración de las actividades en las estimaciones.

También, se realizan ejercicios de identificación de riesgos mediante reuniones de especialistas, en talleres de trabajo. Los riesgos identificados como potenciales, que pueden impactar en el cronograma y en los costos, se analizan de manera cualitativa, generando un ranking de estos y, en base a su criticidad, se realiza un ejercicio de identificación de medidas de mitigación posibles. En base a estas definiciones, se realiza un análisis cuantitativo de los mismos y finalmente un análisis probabilístico basado en método de cálculo Montecarlo. De esa forma se obtienen distintos escenarios con distintas probabilidades de ocurrencia. Es política de la compañía utilizar para la planificación el Planning P-50, es decir aquel con probabilidades de ocurrencia de 50 %.

De esta forma, se explica que las fechas que se indican no son fechas fijas predefinidas, sino de fechas con una probabilidad de ocurrencia, siendo siempre el objetivo la ejecución de las tareas en el menor tiempo posible, de manera segura, reduciendo la exposición a las condiciones metocean en un ambiente muy complicado como es el Mar Austral.

Tabla 4.3.1 Cronograma de tareas previsto por TOTAL para el proyecto Fénix

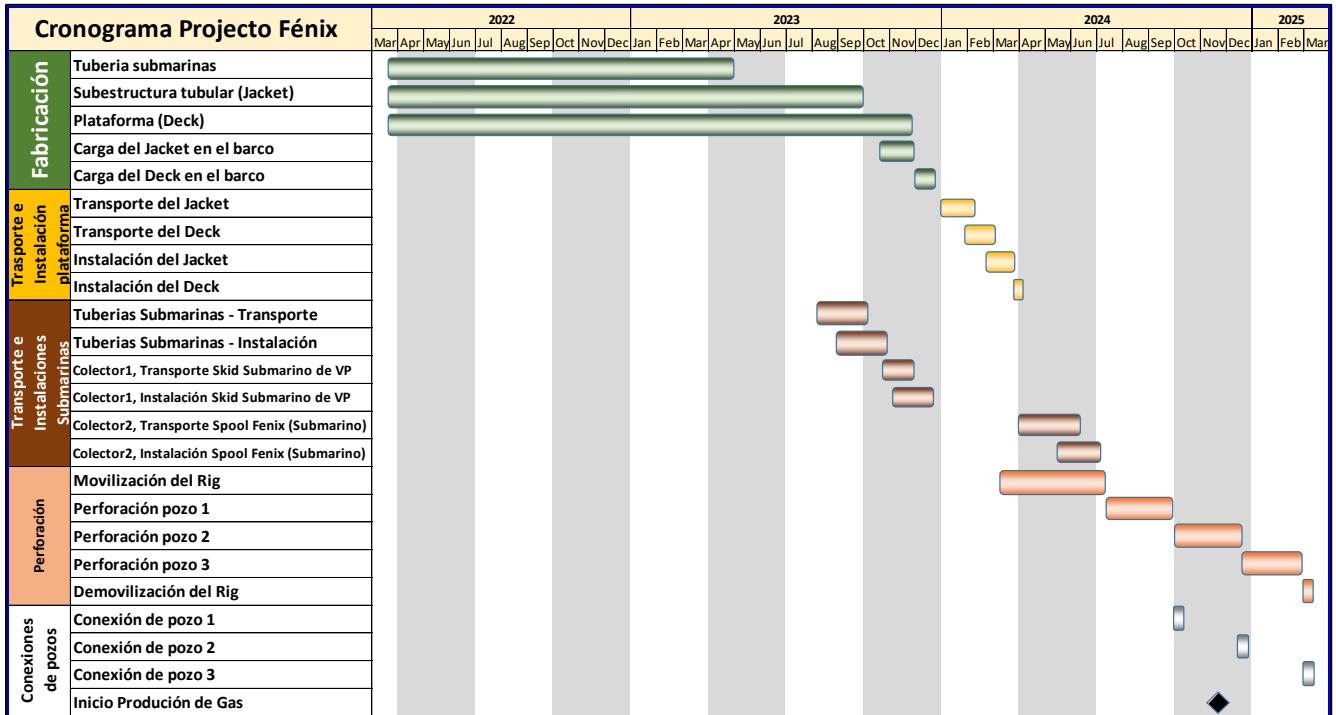


Tabla 4.3.2 Tiempos parciales por actividad de la Figura 4.3.1.

	Tarea	Tiempos parciales estimados (días)
Transporte e Instalación plataforma	Transporte e instalación (T&I)	100
	Transporte e Instalación (T&I)	85
Transporte e Instalación submarinas	Colector 1 (T&I) skid VP submarino	70
	Colector 1 (T&I) skid Fenix submarino	93
Perforación	Movilización del Rig	36
	Perforación pozo 1	77
	Perforación pozo 2	71
	Perforación pozo 3	67
	Desmovilización del Rig	10

Nota

SKID: Un marco de acero en el que se monta el equipo portátil para facilitar el manejo con grúas o camiones de plataforma. El patín es robusto, generalmente está diseñado con puntos de sujeción para ganchos, cadenas o cables, y tiene al menos dos vigas longitudinales para facilitar el deslizamiento del equipo hasta su lugar en el lugar de perforación (<https://glossary.slb.com/terms/s/skid.aspx>).

En términos de días, las mayores incertidumbres son las debidas a las condiciones climáticas, que pueden estimarse en los siguientes términos:

- La instalación de la tubería submarina: +/- 7 días y sus conexiones a ambas plataformas, la existente VP: +/- 17 días y la nueva Plataforma Fenix: +/- 17 días.
- La instalación de la nueva plataforma, primeramente el Jacket y el Deck: +/- 75 días
- Instalación del Rig de perforación sobre la plataforma y posterior perforación de los 3 pozos: +/- 14 días

Es un proyecto de 20 meses de actividades en sitio por lo cual es difícil elegir ventanas de tiempo más favorable para todas las actividades.

- Instalación cañerías: es una actividad en forma continua las ventanas de tiempo no se tienen en cuenta ya que no tienen afectaciones a estas actividades
- Instalación del Deck y Jacket es más favorable en verano basado en las condiciones de estado del mar como indicado en la tabla debajo:

Tabla 4.3.3 Distribución Mensual Altura de olas

Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
9							0.07					
8					0.07	0.10	0.17	0.18				
7					0.13	0.14	0.07	0.33				0.07
6	0.07	0.18	0.30	0.31	0.57	0.87	0.94	1.28	0.49	0.29		0.11
5	0.40	1.44	1.98	2.99	3.56	4.03	2.63	4.47	1.36	1.17	1.25	0.40
4	3.63	5.86	7.39	9.69	11.36	11.11	9.63	9.13	4.92	5.50	5.19	3.96
3	18.04	16.08	21.77	24.48	23.56	25.76	25.09	25.15	17.46	20.31	17.46	17.93
2	55.81	55.83	50.94	45.66	43.38	42.99	45.27	42.41	53.60	51.50	49.20	52.42
1	22.04	20.61	17.61	16.88	17.37	15.00	16.20	16.97	22.16	21.22	26.89	25.11
0												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec

- Una vez comenzada las actividades de perforación, que son en forma continua, las ventanas de tiempo no se tienen en cuenta ya que no tienen afectaciones a estas actividades.

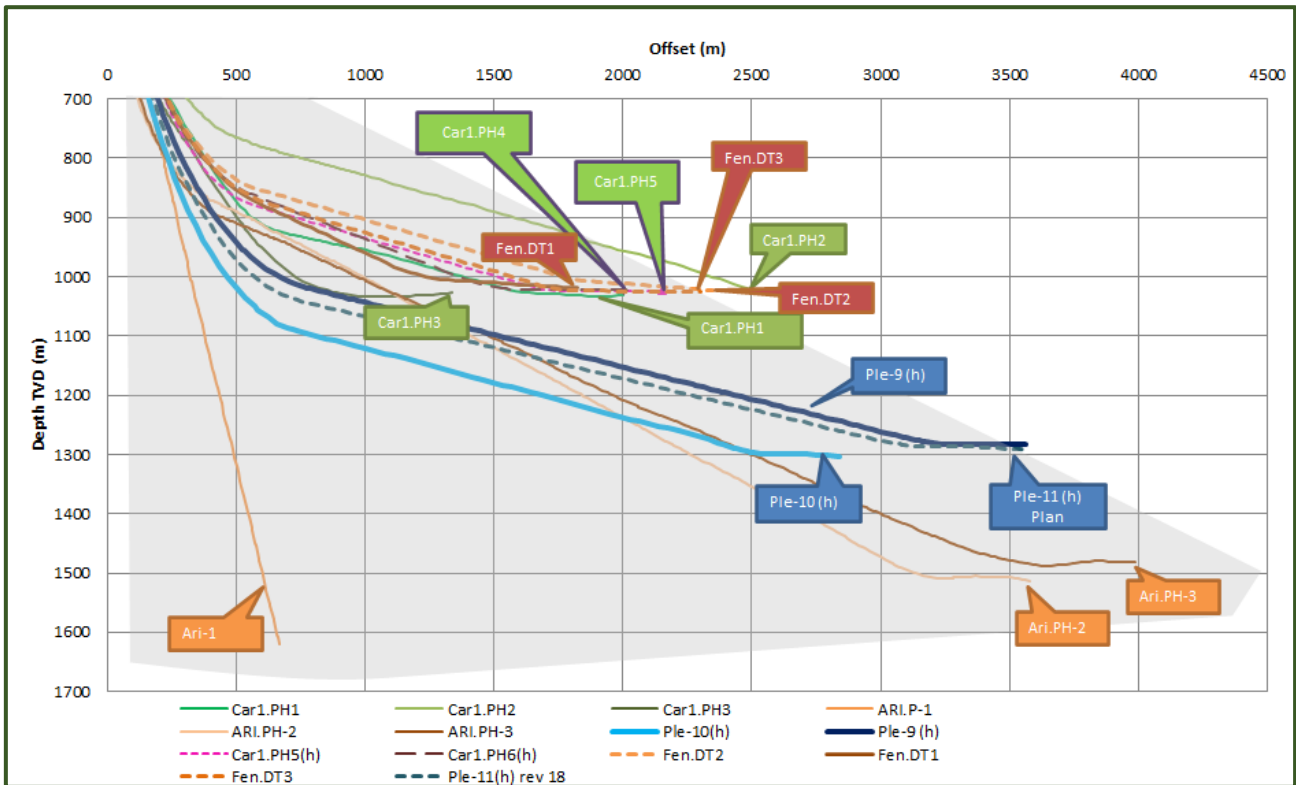
4.4 ALTERNATIVAS DE PROYECTO

El proyecto Fenix consiste en la instalación de una nueva plataforma (Jacket), con 3 cabezas de pozos. La campaña de perforación incluye 3 pozos horizontales.

Las ubicaciones elegidas para plataforma y los pozos (muchas opciones analizadas) tienen en cuenta los puntos siguientes:

- Factibilidad de perforación: limitación de la extensión de los pozos (desde la cabeza del pozo hasta el punto de inicio de la sección horizontal < 2000m + una sección horizontal de 400 m). Las trayectorias de los pozos se encuentran dentro de los límites establecidos en proyectos previos. La complejidad de las trayectorias planeadas en Fenix es comparable con proyectos análogos como Vega Pleyade o Carina, como puede verse en la Figura 4.4.1.

Figura 4.4.1 Trayectorias de proyectos realizados Vega Pleyade, Carina, Aries y las trayectorias preliminares del proyecto Fenix. Significado de siglas Depth TVD (m): Profundidad vertical en metros. Offset (m): Distancia lateral desde la cabeza del pozo.



- Locación geológica según la caracterización del reservorio basada en los datos sísmicos.
- Limitación del riesgo por avance de líquidos: zonas con objetivo sin agua o condensado debajo del dren horizontal o maximización de la distancia vertical entre el drenaje y los posibles líquidos.
- Preferencia para las zonas calibradas (cerca del pozo Fen.e-4).
- Posibilidad de encontrar otro objetivo si la perforación no tiene éxito (problema de perforación o propiedades de reservorio decepcionantes).

La ubicación elegida para la plataforma va a permitir la perforación de los objetivos localizados al Norte y al Sur del área principal.

El diseño, la instalación de la plataforma Fenix así como la arquitectura de pozos no han sido analizadas alternativas, manteniendo los conceptos de los desarrollos anteriores llevados a cabo por TOTAL en el área CMA - 1, como las plataformas de Carina, Aries y VP.

Respecto a la conexión de la nueva plataforma Fenix se han estudiado 3 opciones principales, a saber:

- **Conexión directo a la tubería que va a la costa.** Este concepto consiste en conectar la tubería Fenix 24" (0.61 m) directamente a las instalaciones existentes en la costa 77 Km a la RC.
- **Conexión Plataforma Fenix en la Y existente en la tubería de VP.** Este concepto consiste en conectar la tubería Fenix 24" sobre la bifurcación en Y de 24" existente en la tubería de VP. El concepto incluye las siguientes actividades:
 - Instalación de un Manifold en cercanías de la "Y" existente
 - Realización de un taladrado en caliente (Hot Tap) en la "Y" existente
 - Conexión de la Y existente al nuevo spool de 24" conectado al manifold
 - Realización de un taladrado en caliente (Hot Tap) en la tubería de 4" de MEG

- Conexión de la tubería Fenix a la tubería de MEG existente.

Notas:

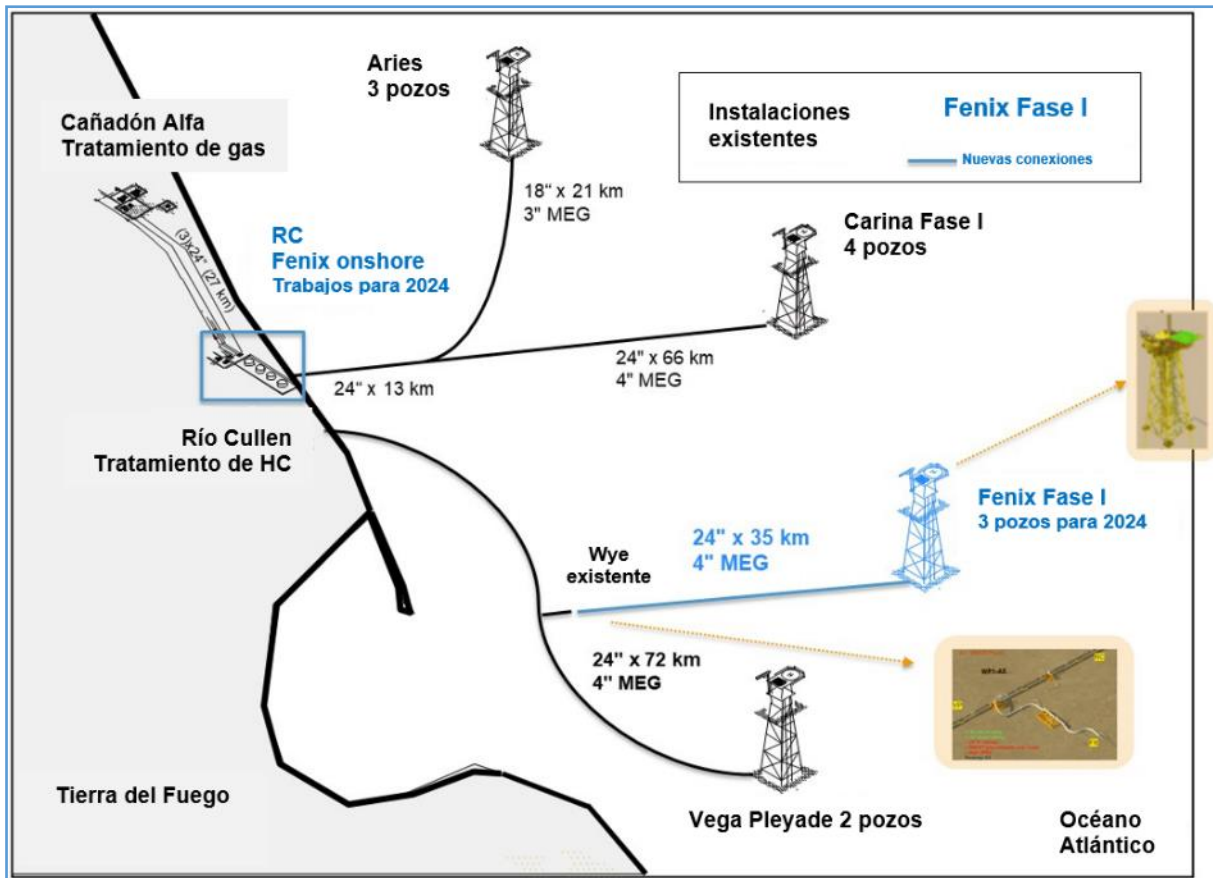
Wye (Y): es un accesorio en forma de Y para aplicaciones de tuberías submarinas de aguas poco profundas.

Hot Tap: se trata de una conexión que se realiza con la línea a intervenir en operación. Se coloca un accesorio cubriendo la cañería junto con una válvula y luego se produce la perforación de la línea en servicio. Esto evita la salida de servicio de la línea a la cual se colocará una ramificación.

Spool: Colector en general de forma cilíndrica con bridas ciegas que permiten la conexión de líneas en caso de necesidad. En general son piezas que se prefabrican y trasladan al sitio operativo para su instalación.

La descripción del concepto se resume en la Figura 4.4.2.

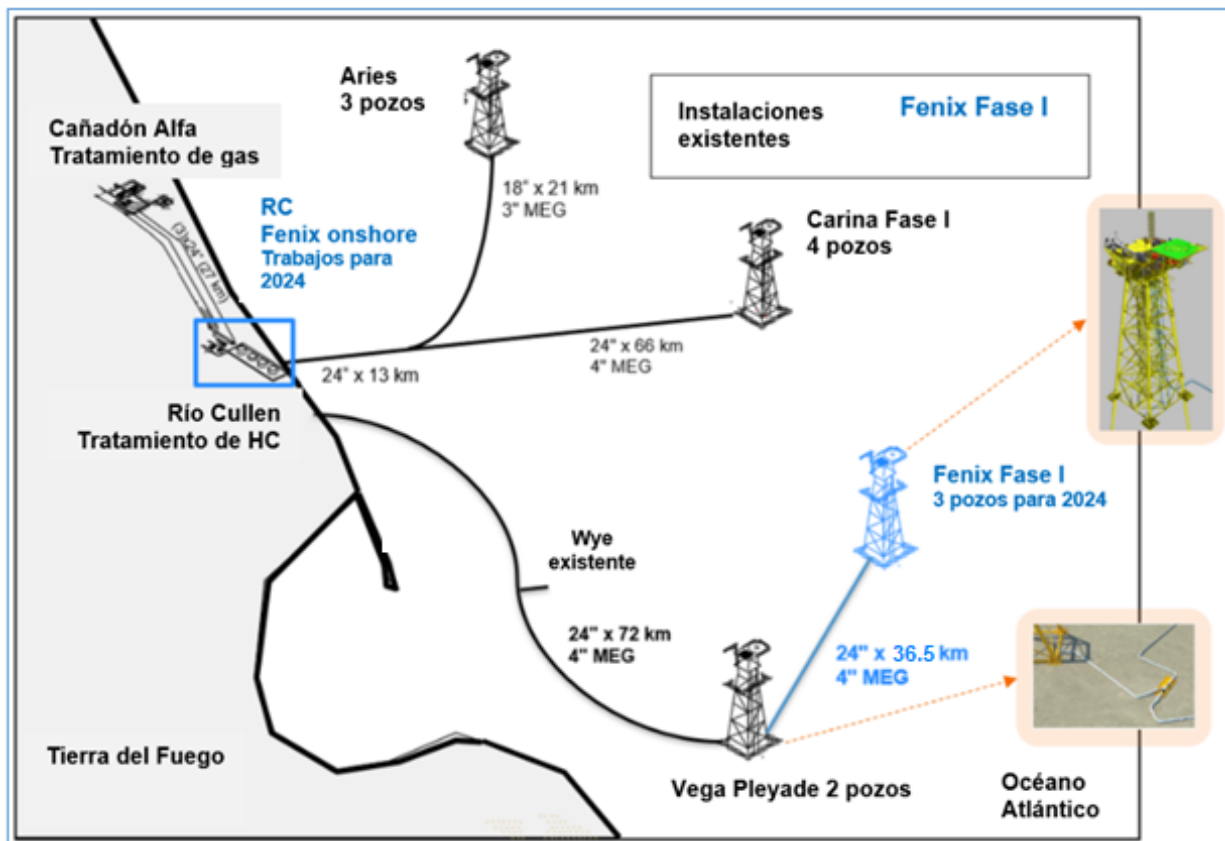
Figura 4.4.2 Alternativa de conexión de la tubería Fenix 24" sobre una bifurcación que va a la costa. Fuente: Total Austral



- Conexión Plataforma Fenix en la base de VP (opción seleccionada).** Este concepto consiste en conectar la tubería Fenix 24" en la base de la plataforma VP instalando un nuevo manifold (manifold WP2) incorporando una válvula de 24" en la Y que quedara cerrada mientras permanece parada la plataforma de VP. El concepto incluye las siguientes actividades:
 - Instalación de un Manifold en cercanías del spool existente de VP
 - Colocación de un tapón inteligente en la tubería VP
 - Desconexión del Spool existente de VP
 - Conexión de spools desde el riser de VP hasta el nuevo manifold y desde el manifold hasta la tubería de 24"

La descripción del concepto se resume en la Figura 4.4.3.

Figura 4.4.3 Alternativa de conexión de la tubería Fenix 24" sobre la bifurcación en Y de 24" existente en la tubería de VP. Fuente: Total Austral



Estas opciones se han comparado en términos de viabilidad técnica y complejidad, operatividad, planificación de instalación, inversiones y costos operativos asociados, reservas gasíferas asociadas (incluido futuros desarrollo).

Para realizar la comparación de estos tres conceptos se han realizado estudios adicionales, como la solidez de la inyección de MEG, la estabilidad de flujo en la cañería, la evaluación de la corrosión, impacto en reservas de gas.

Como conclusión, se ha seleccionado como opción preferida la conexión del concepto Fenix sobre base Vega Pleyade por ser más estándar, menos arriesgada para el proyecto, más corta en la fase de instalación y más económica.

Por otro lado, dado el cronograma con una cobertura mayor al año no es posible seleccionar una estación del año para realizar las tareas en el mar.

El equipamiento es del tipo estándar, tanto en cuanto a las embarcaciones como a las plataformas de perforación y producción.

4.5 ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

4.5.1 Transporte e instalación de la plataforma de producción

La plataforma prevista para Fenix se ha diseñado siguiendo los lineamientos generales del proyecto VP (actualmente en producción) y sus lecciones aprendidas, así como información procedente de los últimos proyectos similares. Estos diseños siguen estándares de nuestra Casa Matriz, que han demostrado ser robustos. No se han encontrado problemas de integridad en proyectos similares.

Tiene dos partes: el Jacket y el Deck. El diseño del Deck también es similar al de VP, aunque algo más grande, teniendo en cuenta que el helipuerto de Fénix será apto para las características de helicópteros operando en la zona.

Una vez instalada la plataforma de producción, se realizará la perforación de los pozos que, como en casos anteriores, se realizará a partir de una plataforma de perforación (Jack-up) que es una plataforma levadiza sobre tres patas implantadas sobre el fondo marino, que se describirá más adelante.

4.5.1.1 Descripción

La producción de gas de Fenix arribará a la planta de RC junto con la producción de VP; Carina y Aries. No hay instalaciones de tratamiento en la plataforma. Las instalaciones en la plataforma incluyen principalmente: equipamientos para la generación de energía, sistema de lucha contra incendios, sistema de drenaje, grúa, depósito de agua dulce, sistema de venteo en caso de emergencia, sistema de salvataje, entre otras.

El sistema de fundación de la plataforma es similar a otras plataformas de TOTAL en la zona. Se instalarán pilotes hincados por dentro de la patas de acero, más perforaciones y lechadas de concreto que suministren la resistencia estructural suficiente para soportar las condiciones de diseño incluyendo el impacto accidental de un barco de apoyo. Las características específicas de la plataforma se muestran en las Figuras 4.5.1.1.1 y 4.5.1.1.2.

Se estima que el peso del Deck (parte superior de la plataforma) será de unas 1840 t (t: tonelada) y el peso del Jacket 1830 t, aproximadamente, y el peso de los pilotes será de unas 1020 t. Por lo tanto, el peso bruto de la plataforma será de unas 4700 t. La altura total de la plataforma es algo más de 100 m, medidos desde el lecho marino.

La profundidad media del agua es de unos 70 m al Plano de Referencia local. Para el diseño, se ha considerado el posible aumento del nivel del mar por efecto de las mareas y la sobrelevación por efecto del viento y olas.

El desarrollo planificado de FENIX consta de varias fases. La Fase 1 cubre tres pozos de gas seco con una capacidad máxima de producción de 10 MScmd y suministro de MEG desde tierra. La potencial Fase 2 sería la conexión de hasta cuatro pozos submarinos a los dos *risers* dejados por la Fase 1 para este propósito, mientras que la potencial Fase 3 implicaría la conexión final a una futura plataforma de compresión, cuando la depletación del campo lo haga necesario.

La plataforma de cabeza de pozo Fénix no es tripulada y, acorde con las normas API, ref. API RP 2A-WSD, se clasifica como plataforma L1. Consiste en API RP 2A-WSD.

Figura 4.5.1.1.1 Características específicas de la plataforma y superestructura para Fenix. Nota: HAT/LAT (Highest/Lowest Astronomical Tides) que significan el nivel más alto/más bajo que se puede esperar que ocurra bajo condiciones meteorológicas promedio y bajo cualquier combinación de condiciones astronómicas.
Fuente: Total Austral

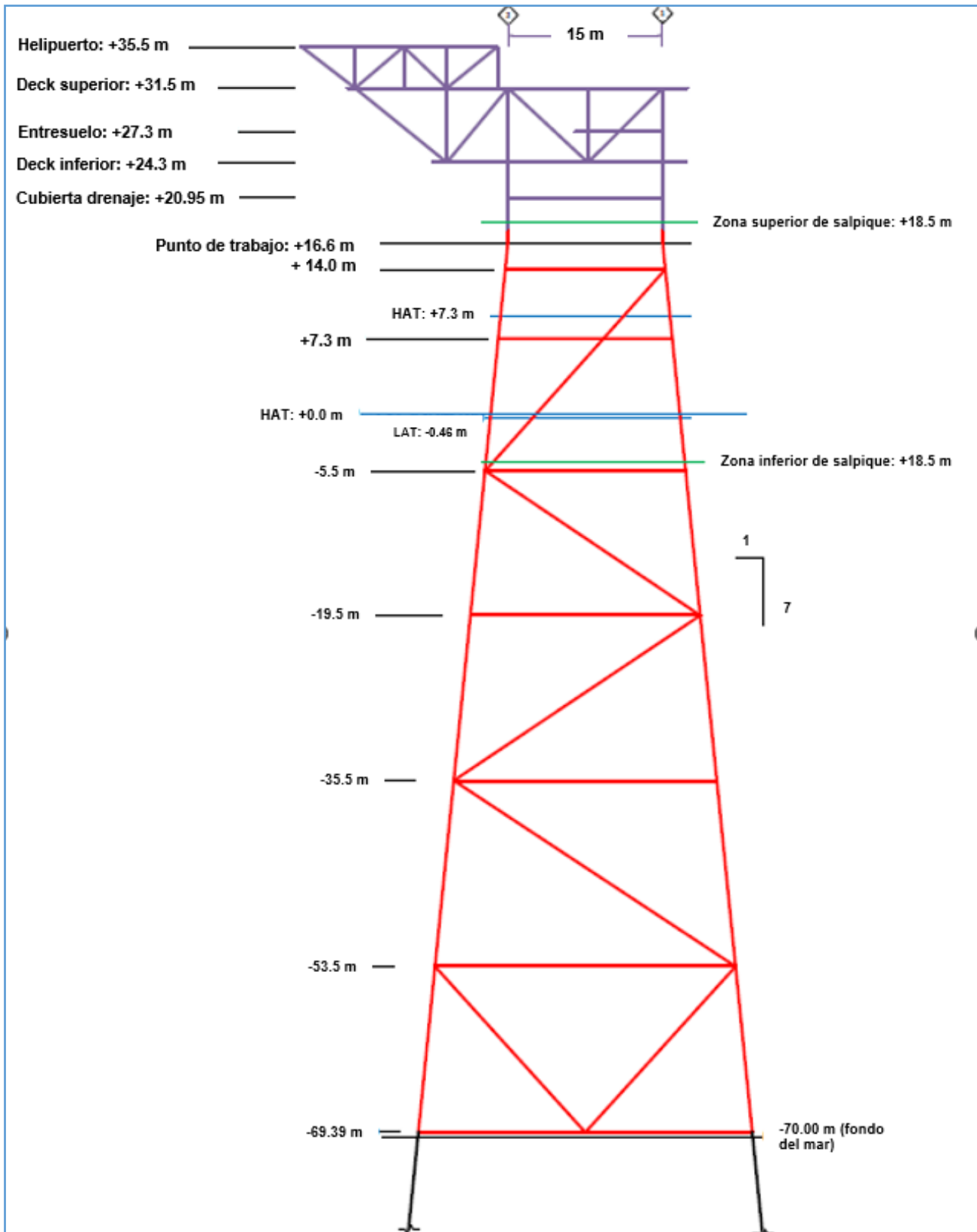


Figura 4.5.1.1.2 Plataforma de producción típica de Total Austral, frente a Tierra del Fuego



La plataforma hará de soporte para líneas de conducción, “manifold” de producción (colectores submarinos que se instalan en el lecho marino para recolectar fluidos de producción o para inyectar agua o gas en los pozos), medidores multifásicos, lanzador del “scraper” para el gasoducto de exportación (también llamado “pig”, un dispositivo con cuchillas o cepillos insertados en una tubería con fines de limpieza), los sistemas de drenaje abiertos y cerrados, helipuerto, plataformas de acceso y circulación, sala técnica / habitación para alojamiento de 8 personas en casos eventuales, grúa, generadores eléctricos y otros accesorios asociados, tales como: accesos, tubo de evacuación, incluyendo risers (elevadores) preinstalados y botes salvavidas.

4.5.1.2 Instalación del Jacket

Esta operación consiste en el transporte transoceánico del Jacket y en otro transporte del mismo tipo arribarán, unos 20 días después, el Deck y materiales complementarios como instalaciones de superficie y la estructura de la plataforma. Estos buques se conocen como buques de transporte pesado (HTV, Heavy Transport Vessel).

El lugar donde se instalará la plataforma será verificado con equipos de posicionamiento global (GPS diferencial) incorporado a bordo de la flota de instalación. La utilización de un buque de transporte pesado reduce considerablemente los tiempos de transporte al sitio de la plataforma en comparación con otro método posible que es remolcando las dos barcasas que llevan la plataforma y la superestructura.

Una vez en sitio, el barco de instalación provisto con grúa de gran capacidad descargará el Jacket primero, y realizará a continuación la instalación del primer tramo de pilotes, mediante el martillado de los mismos hasta una profundidad de cerca de 18 m bajo el lecho marino. Luego se procederá a realizar perforaciones (por dentro del pilote) en el lecho hasta una profundidad de unos 50 m bajo el lecho marino y se insertará otro tramo de pilotes a través del pilote perforado dentro de las patas del Jacket. Se procederá a rellenar con cemento el intersticio entre pilotes para consolidar el conjunto. Por lo tanto, habrá hincado de pilotes solo en 4 ocasiones, uno por pata de la plataforma.

Una vez finalizada esta operación, se procederá a instalar el Deck, mediante la misma grúa, soldando las estructuras y realizando las uniones de todos los elementos que vinculan ambas partes, como las cañerías de exportación de gas y llegada de MEG. La instalación del Deck sobre el Jacket es una operación delicada. Las conexiones submarinas son realizadas por buzos que pasan semanas en cápsulas presurizadas a 5 bar (la presión de un neumático son 2.5 bar) y trabajan en esas condiciones durante dos a tres semanas.

A modo de ilustración, la Figura 4.5.1.2.1 muestra el Deck ya descargado del buque de transporte pesado para VP sobre la barcaza. La Figura 4.5.1.2.2 muestra la barcaza con plataforma tirada por remolcador. La Figura 4.5.1.2.3 muestra la instalación del Deck sobre el Jacket. Para la instalación de la plataforma se utilizará la grúa incorporada en la barcaza designada a tal fin, desde donde se maniobrará la estructura para asentarla en el fondo marino.

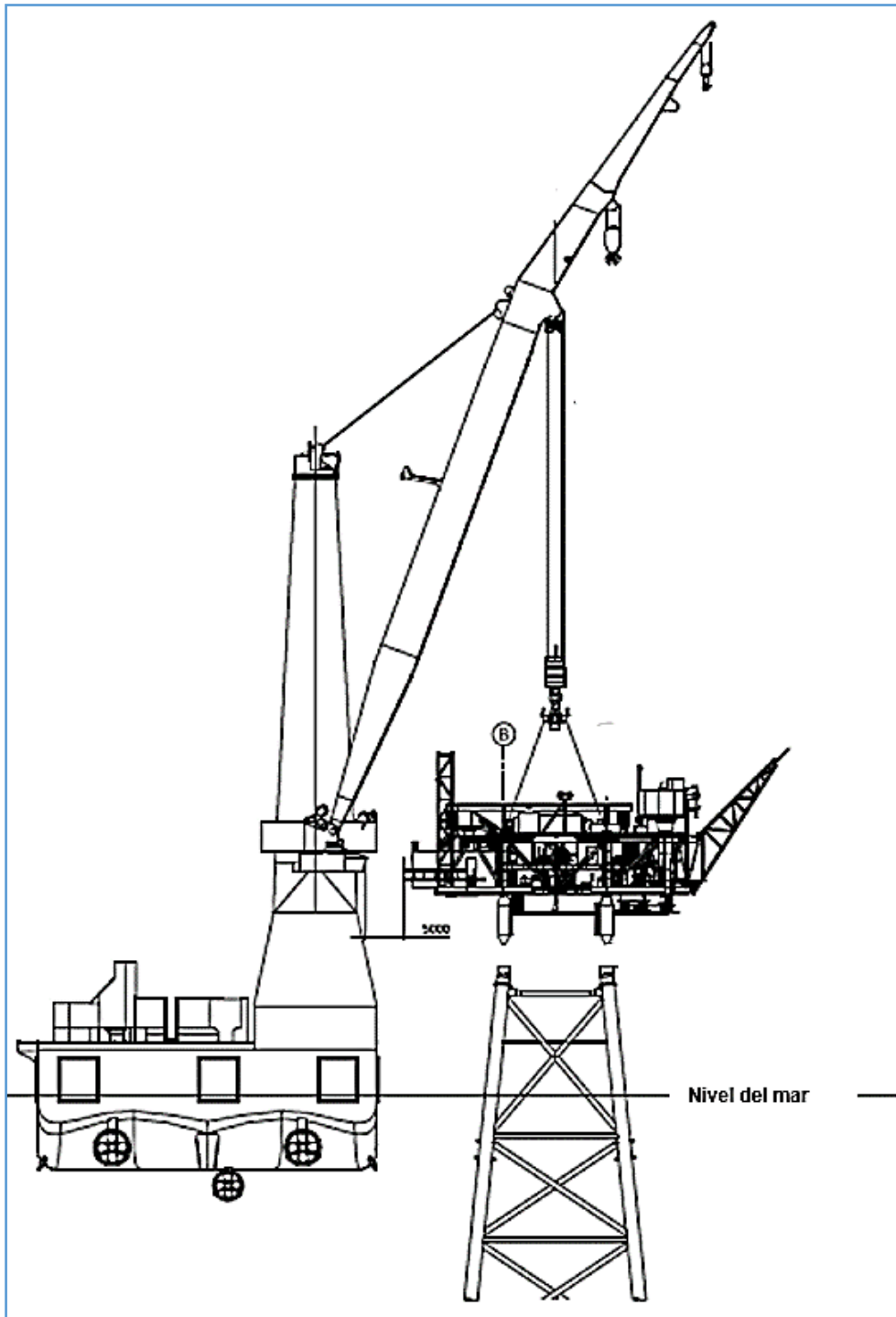
Figura 4.5.1.2.1 Barcaza y superestructura para VP. Fuente: Total Austral



Figura 4.5.1.2.2 Barcaza con plataforma tirada por remolcador para VP. Fuente: Total Austral



Figura 4.5.1.2.3 Maniobra de instalación del Deck sobre el Jacket. Fuente: Total Austral



Las características de esta estructura son:

- Jacket compuesto por 4 columnas aseguradas al lecho marino con pilotes de cimentación hincados a través de estas (espacio anular entre columna y pilote posteriormente cementado)
- Working point (punto de trabajo) @ EL. +16.60m – 15.0 m (Norte/Sur) x 14.0 m (Oeste/Este) configuración de las patas
- Mudline (plano de apoyo en lecho submarino) @ EL. -71.040m / CD
- 7 niveles @ EL. +14.00m, +7.30 m, -5.50 m, -19.50 m, -35.50 m, -53.50 m y -70.43 m
- 4 ranuras para acomodar tuberías conductoras de 26" OD

- Risers (cañerías de elevación) preinstalados: 1 línea de exportación de 24", 1 línea de MEG de 4", 4 risers para desarrollos futuros (2 líneas de exportación de 12" OD, N. 2 líneas de MEG de 3" OD -diámetro externo)
- 3 J-tubos de 16" preinstalados que soportan los risers de 3"/4" mencionados anteriormente
- 1 tubo de desecho 42" OD.

Tanto el Jacket como el Deck se construyen en Europa y serán transportado cada una con un buque de transporte pesado lo cual reduce considerablemente los tiempos de transporte al sitio en comparación con otros sistemas como es remolcado.

El Jacket arribara al sitio y comenzara su instalación en tanto que el Deck arribara al sitio 20 días posteriormente cuando el Jacket ya se estima se encontrara instalado y listo para ser colocado el Deck.

4.5.1.3 Hincado de pilotes para fijar el Jacket

Para hincar los pilotes de fijación del Jacket se utilizará un martillo (o martinete) que golpeará la cabeza del pilote hasta que alcance la profundidad necesaria. Es importante que los pilotes se hinquen en línea recta y con precisión.

Una vez instalado el Jacket con diámetros de patas de 72" (1.83 m), se realizará el hincado de los tubos pilotes de 66" (1.68 m) con un martillo sujetado por una grúa (Figura 4.5.1.3.1) considerando la condición del subsuelo marino, de acuerdo con las especificaciones de la ingeniería.

Figura 4.5.1.3.1 Hincado de pilotes con martillo de vapor para VP. Fuente: Total Austral



Figura 4.5.1.3.2 Perforación para pilotes para VP. Fuente: Total Austral



Una vez que se llegue a la profundidad deseada con los pilotes hincados, se procederá a una perforación más profunda (dentro del pilote hincado) mediante una torre de perforación que se instalará sobre cada una de las patas (Figura 4.5.1.3.2). Una vez completada esta perforación, se insertará otro tramo de pilotes de 52" (1.32 m) y se procederá a la cementación de estos. Durante la inserción no habrá golpes del martillo.

La fundación de la plataforma consta de cuatro pilotes principales instalados a través de las cuatro patas del Jacket con inclinación 1:7 (1 horizontal, 7 vertical):

- El pilote es ensamblado a partir de dos secciones e instalado por hincado a una profundidad vertical de 18 m.
- El pilote hincado es conectado a la pata del Jacket con soldadura y un anillo cementado.
- Se perfora un agujero a través del pilote hincado hasta una profundidad vertical de unos 50 m.
- Otro pilote de una sola sección se instala (se inserta) en el pilote hincado perforado y cementado al suelo y al pilote hincado.

4.5.1.4 Características del martillo para el hincado de pilotes

El tipo de equipamiento para el hincado de pilotes requiere de ciertas características específicas para las condiciones del suelo. La mejor referencia es la experiencia del hincado de pilotes para la plataforma Vega Pleyade. En esa ocasión se utilizó con éxito el siguiente equipamiento:

- Martillo hidráulico IHC S-280, con un peso de 30.5 t y una longitud de 10.4 m, energía de 280 kJ, y
- Martillo hidráulico de back-up IHC S-500, con un peso de 57.5 t y una longitud de 11.9 m, energía de 500 kJ (<https://www.vlmaritime.com/product/i0015-hydro-hammer/>)

4.5.1.5 Instalación del Deck

Luego de la ubicación del Jacket en el mar y el hincado de pilotes para su fijación, se procederá a instalar el Deck por medio de una grúa que operará sobre una barcaza, como muestran las Figuras 4.5.1.5.1 y 4.5.1.5.2.

Figura 4.5.1.5.1 Izaje del Deck para su instalación sobre el Jacket preinstalado. Fuente: Total Austral



Figura 4.5.1.5.2 Deck instalado sobre la plataforma, buque de soporte o supply y barcaza con grúa. Fuente: Total Austral



Las características de esta estructura son:

- 4 patas – 15,0 m (norte/sur) x 14,0 m (oeste/este) patrón de piernas
- Nivel de encastre sobre jacket @ EL. +20.60 m
- 4 niveles de deck:
 - o Nivel de Drenajes @ EL. (elevación)+24.35 m / CD (Char Datum o Datum de Carta) TOS (Top of Steel o Tope de viga)
 - o Nivel Inferior @ EL. +27.70 m / CD TOS
 - o Nivel Intermedio @ EL. +30.70 m / CD TOS
 - o Nivel Superior @ EL. +34.90 m / CD TOS
- Un helipuerto @ EL. +38.90 m / CD TOS ubicado en el lado norte
- Un brazo de ventilación
- Un mástil de telecomunicaciones
- Un aterrizaje para un futuro puente.

4.5.1.6 Seguridad náutica

Durante la instalación del Jacket, una vez que este se encuentre en posición vertical, se instalará un sistema de balizamiento provisorio, para que en caso de que la barcaza de instalación deba abandonar el sitio por mal tiempo, la estructura posea señalización propia y autónoma. El sistema será energizado por baterías.

4.5.1.7 Características del suelo

Según investigaciones previas de Total Austral, se establecieron las características del perfil del suelo que se compone de 3 capas típicas:

- Una capa de aproximadamente 50 cm de sedimentos gruesos mixtos sueltos que comprende arena fina a gruesa suelta a muy densa de color gris oscuro mezclada con arena fina a gruesa con fragmentos de grava y conchilla
- Otra capa de limo arcilloso gris oscuro muy rígida a muy dura de 0.5 m a 1.7 m, y
- Una capa con moderadamente fuerte a muy fuertemente piedra limosa cementada gris oscuro (y formaciones de arenisca) de 1.7 m a 80 m (final del pozo, la roca tiene rastros de conchilla y restos de materia orgánica).

4.5.1.8 Estándares de instalación de plataforma

A menos que se indique lo contrario, todos los documentos del proyecto, códigos, normas, especificaciones de la COMPAÑÍA y otros enumerados como documentos de referencia, se aplicarán para el diseño estructural tanto del Jacket como del Deck mencionados anteriormente.

Cualquier elevación especificada en los dibujos o documentos técnicos se referirá al Chart Datum (CD) que está 4,80 m por debajo del Nivel Medio del Mar (MSL).

Las unidades SI se utilizarán en todos los cálculos de diseño, análisis, dibujos y documentación. Las unidades imperiales se limitarán únicamente a los tamaños estándar de tubos sin costura.

Los estándares se presentan a continuación:

Códigos y normas

- AISC-ASD Specification for structural steel buildings - Allowable Stress Design, and Plastic Design 9th edition – 1989 - Especificación para edificios de acero estructural: diseño de tensión admisible y diseño plástico 9 edición 1989

- API RP 2A-WSD Recommended practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms – Working stress design – 22nd edition – 2014 - Práctica recomendada para la planificación, el diseño y la construcción de plataformas marinas fijas: diseño de tensiones de trabajo 22 edición 2014
- API RP 2EQ Seismic design procedures and criteria for offshore structures – 1st edition – 2014 - Procedimientos y criterios de diseño sísmico para estructuras costa afuera – 1ra edición
- API RP 2GEO Geotechnical and foundation design considerations – 1st edition – 2011 - Consideraciones geotécnicas y de diseño de cimientos - 1ra edición
- AWS D1.1 Structural welding code – 2015 – Código de soldadura estructural
- CAP 437 Civil Aviation Authority – Standard for offshore helicopter landing areas – 2016 - Autoridad de Aviación Civil - Estándar para aterrizaje de helicópteros en alta mar 2016
- DNV-RP-C201 Buckling strength of plated structures – 2010 - Resistencia al pandeo de estructuras chapadas – 2010.
- DNV-RP-B401 Cathodic protection design – 2021 - Diseño de protección catódica – 2021
- DNVGL-OS-E401 DNV GL – Helicopter decks – 2019 – Plataforma de helicópteros 2019
- DNVGL-RP-C203 Fatigue design of offshore steel structures – 2021 - Diseño a fatiga de estructuras de acero en alta mar – 2021
- DNVGL-RP-C204 Design against accidental loads – 2019 - Diseño contra cargas accidentales – 2019
- DNVGL-RP-C205 Environmental conditions and environmental loads – 2021 - Condiciones y cargas ambientales – 2021
- DNVGL-RP-F105 Free spanning pipelines – 2021 - Canalizaciones de expansión libre – 2021
- DNVGL-ST-F101 Submarine pipeline systems – 2021 - Sistemas de tuberías submarinas – 2021
- DNVGL-ST-F201 Riser systems – 2020 - Sistemas cañerías de elevación 2020
- DNVGL-ST-N001 DNV GL – Marine operations and marine warranty – 2016 - Operaciones marítimas y garantía marítima – 2016
- EN ISO 898-1 Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel – 2013 - Propiedades mecánicas de tornillería de acero al carbono y acero aleado – 2013
- DNV VMO Standar The VMO Standar supersede and replace “DNV Rules for Planning and Execution of Marine Operations” - El Estándar VMO reemplaza y reemplaza las "Reglas DNV para la Planificación y Ejecución de Operaciones Marítimas"
- DNV-OS-H201 Load Transfer Operations - Operaciones de transferencia de carga
- DNV-OS-H202* Sea Transport (VMO Standard Part 2-3) - Transporte Marítimo (VMO Standard Part 2-3)
- DNV-OS-H204 Offshore Installation Operations (VMO Standard Part 2-4) - Operaciones de instalación en alta mar (VMO Standard Part 2-4)
- DNV-OS-H205 Lifting Installation Operations (VMO Standard Part 2-5) - Operaciones de instalación de izaje (VMO Standard Part 2-5)
- DNV-OS-H206 Sub Sea Installation Operations (VMO Standard Part 2-6) - Operaciones de instalación submarina (VMO Standard Part 2-6)

- I.A.L.A. International Association of Lighthouse Authorities Regulations - Reglamento de la Asociación Internacional de Autoridades de Faros
- IMO A.749 (18) Code on intact stability of all tupe od ships covered by IMO instruments - Código sobre estabilidad sin avería de todo tipo de buques cubiertos por los instrumentos de la OMI
- ISO 19901 Specific requirements for offshore structure - Requisitos específicos para estructuras offshore
- NDI Ltd Report 0013/NDI Guidelines for loadouts - Directrices para cargas
- NDI Ltd Report 0013/NDI Guidelines for the approval of towing vessels - Directrices para la aprobación de remolcadores
- NDI Ltd Report 0013/NDI Guidelines for lifting operations by floating crane vessels - Directrices para las operaciones de izaje mediante buques grúa flotantes
- NDI Ltd Report 0013/NDI Guidelines for transportation and installations of steel jackets - Directrices para el transporte y la instalación de camisas de acero
- NDI Ltd Report 0013/NDI General Guidelines for marine transportations - Lineamientos Generales para transportes marítimos

Especificaciones de la COMPAÑÍA

Estructural

- GS-EP-STR-001 rev. 12 Weight monitoring and weighing offshore and onshore units - Control de peso y pesaje de unidades offshore y onshore.
- GS-EP-STR-002 rev. 10 Cranes for fixed offshore installations - Grúas para instalaciones fijas offshore
- GS-EP-STR-100 rev. 14 Offshore steel structures – General - Estructuras de acero en alta mar – General
- GS-EP-STR-101 rev. 15 Design of offshore jacket and subsea structures - Diseño de jackets offshore y estructuras submarinas
- GS-EP-STR-102 rev. 16 Design of offshore topsides structures - Diseño de estructuras topsides offshore
- GS-EP-STR-103 rev. 12 Design and fabrication of skids and equipment supporting structures - Diseño y fabricación de patines y estructuras de soporte de equipos.
- GS-EP-STR-108 rev. 04 Requirements for evaluation of finite elements analysis and results - Requisitos para la evaluación de análisis y resultados de elementos finitos
- GS-EP-STR-201 rev. 15 Material for offshore steel structures - Material para estructuras de acero en alta mar
- GS-EP-STR-301 rev. 16 Fabrication of offshore steel structures - Fabricación de estructuras de acero en alta mar
- GS-EP-STR-304 rev. 09 Fabrication of welded plate girders (W.P.G.) and box girders (B.G.) - Fabricación de vigas de placa soldada (W.P.G.) y vigas cajón (B.G.)
- GS-EP-STR-401 rev. 15 Load-out, transportation and installation of offshore steel structures - Carga, transporte e instalación de estructuras de acero en alta mar
- GS-EP-STR-431 rev. 10 Installation of piles for offshore steel structures – Driven piles - Instalación de pilotes para estructuras de acero offshore – Pilotes hincados

- GS-EP-STR-432 rev. 05 Installation of piles for offshore steel structures – Drilled and grouted - Instalación de pilotes para estructuras de acero offshore – Perforado y cementado
- GS-EP-STR-901 rev. 10 Design rules and construction standards for ancillary structures of offshore and onshore installations - Reglas de diseño y normas de construcción para estructuras auxiliares de instalaciones en alta mar y en tierra
- GS-EP-STR-902 rev. 03 Pultruded fire-resistant fibre reinforced plastic floor grating – Piso de suelo de plástico reforzado con fibra resistente al fuego pultrido

Corrosión

- GS-EP-COR-100 rev. 12 Cathodic protection of offshore structures – Protección Catodica en estructuras costa afuera
- GS-EP-COR-202 rev. 09 Monitoring Systems for Cathodic Protection of Offshore Structures – Sistemas de Monitoreo para Protección Catodica en estructuras costa afuera
- GS-EP-COR-220 rev. 11 Three-layer polyethylene external coating for pipelines Revestimiento exterior de polietileno tricapa para tuberías
- GS-EP-COR-233 rev. 00 Risers coatings - Recubrimientos de cañerías de elevación
- GS-EP-COR-350 rev. 13 External protection of offshore and coastal structures and equipment by painting - Protección exterior de estructuras y equipos marinos y costeros mediante pintura

Tubería

- GS-EP-PLR-100 rev. 11 Submarine pipeline systems - Sistemas de tuberías submarinas
- GS-EP-PLR-426 rev. 01 Site welding of carbon steel and CRA pipelines - Soldadura en sitio de tuberías de acero al carbono y CRA

Documentos del proyecto

- | | |
|--|---|
| • AR-FEN-00-ROEC-160002 | Structural Design Brief - Informe de diseño estructural |
| • AR-FEN-00-ROEC-000004 | Weight Control Report - Informe de control de peso |
| • AR-FEN-00-ROEC-400033 | Equipment list - Lista de equipos. |
| • AR-FEN-10-ROEC-500040 | Plot plan – Overall view - Plano– Vista general |
| • AR-FEN-10-ROEC-500041
- Deck | Plot plan – Top of Jacket Deck - Plano– Tope de Jacket |
| • AR-FEN-10-ROEC-500042
Drenajes | Plot plan – SDV / Drain Deck - Plano– Vista Nivel de |
| • AR-FEN-10-ROEC-500043 | Plot plan – Lower Deck - Plano– Vista Nivel Inferior |
| • AR-FEN-10-ROEC-500044
Intermedio | Plot plan – Mezzanine Deck - Plano– Vista Nivel |
| • AR-FEN-10-ROEC-500045 | Plot plan – Upper Deck - Plano– Vista Nivel Superior |
| • AR-FEN-10-ROEC-500046 | Plot plan – Helideck - Plano– Vista Helipuerto |
| • AR-FEN-10-ROEC-500047
Elevacion Estel | Plot plan – Looking East Elevation - Plano– Vista |
| • AR-FEN-10-ROEC-500048
Elevacion Norte | Plot plan – Looking North Elevation - Plano– Vista |

- AR-FEN-10-ROEC-000122 Handling Philosophy and Report - Manejo de Filosofía e Informe
- AR-FEN-10-RM04-400001Liebherr – Loads at Support Base - Cargas en la base de apoyo.
- AR-FEN-10-RM04-400002Liebherr – General Arrangement - Acuerdo Arreglo
- AR-FEN-10-ROEC-200154 Explosion Risk Analysis - Análisis de riesgo de explosión
- AR-FEN-10-ROEC-200080 Vent Radiation Report - Informe de radiación de ventilación

4.5.2 Tubería

4.5.2.1 Descripción

Consiste en un gasoducto de 24" (0.61 m) desde Fenix hasta la plataforma VP de 36.5 km de distancia y una línea 4" (0.10 m) para MEG. La ubicación se presenta en la Figura 4.5.2.1.1. La Figura 4.5.2.1.2 muestra un esquema en corte del proyecto. La tubería no será aislada ya que se evitará la formación de hidratos mediante la inyección de MEG.

Figura 4.5.2.1.1 Ubicación del pozo y tubería desde Fenix a VP

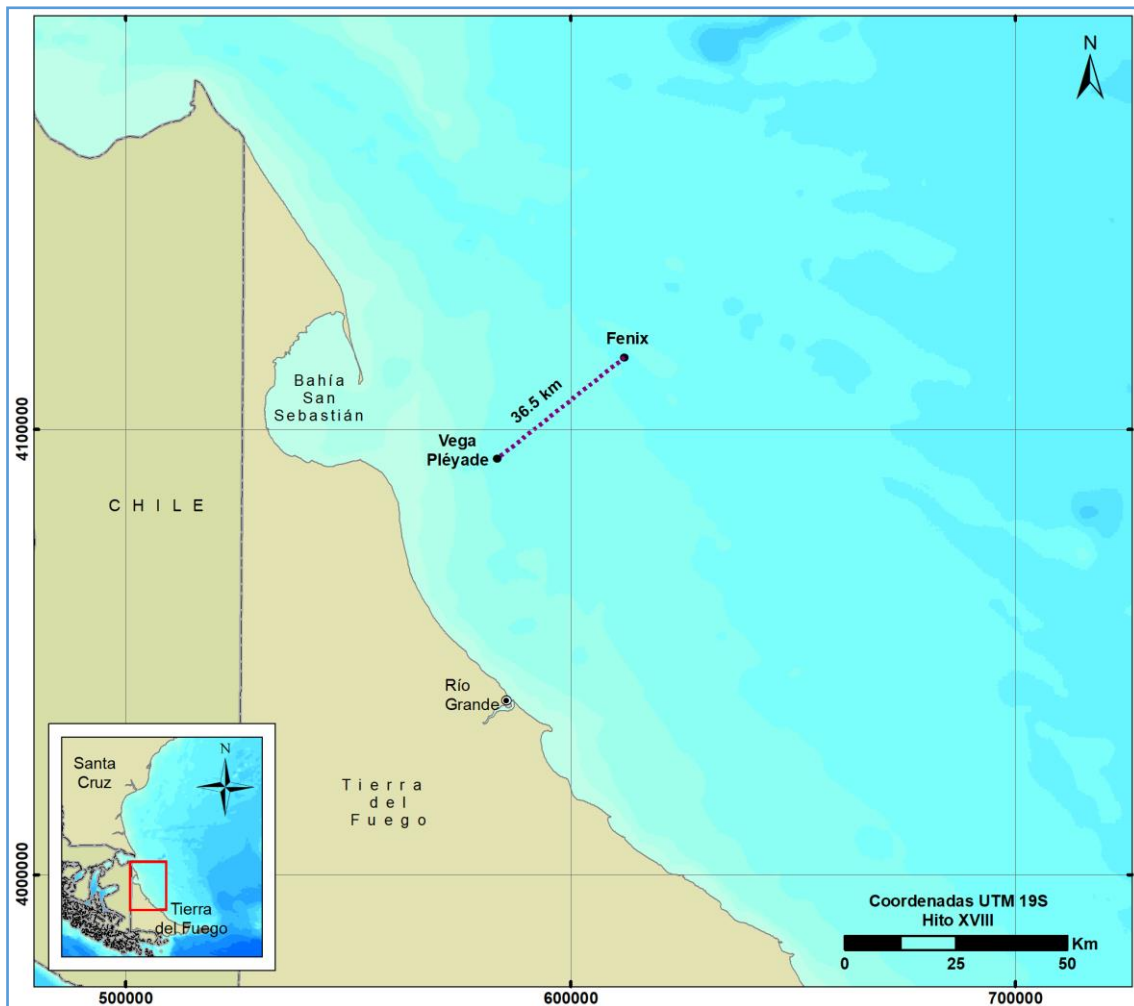
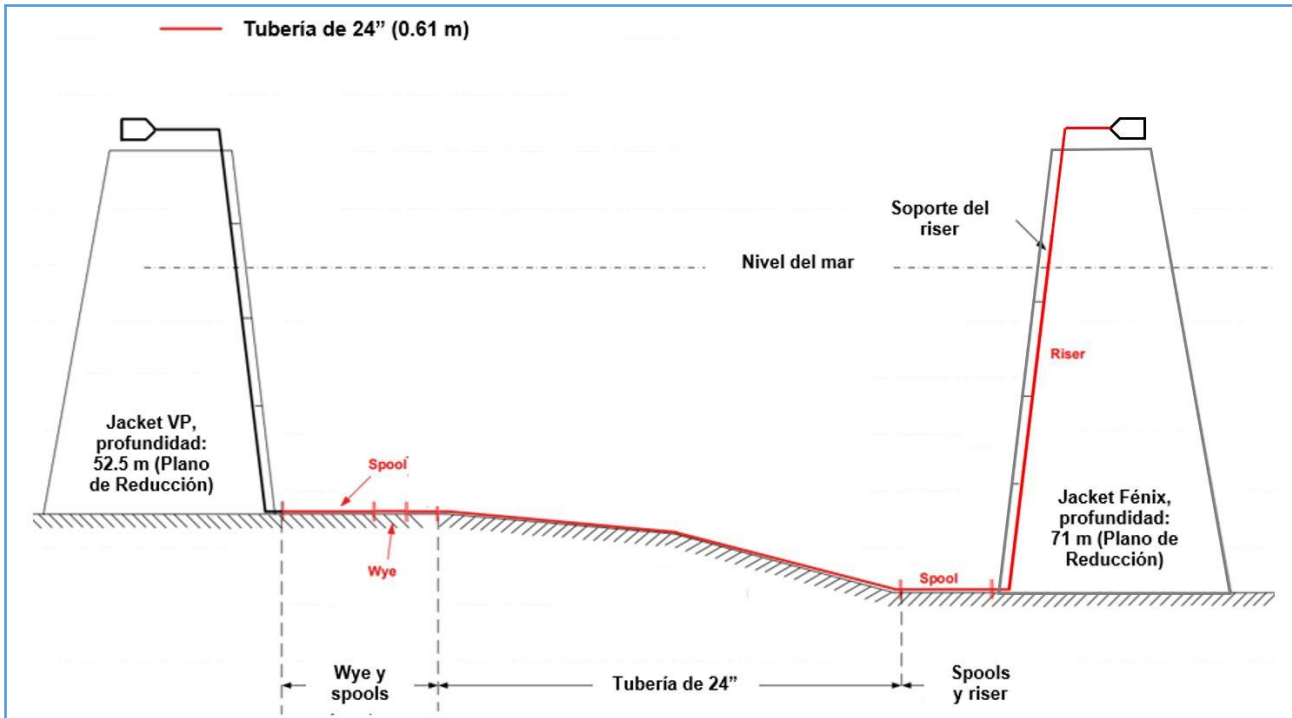


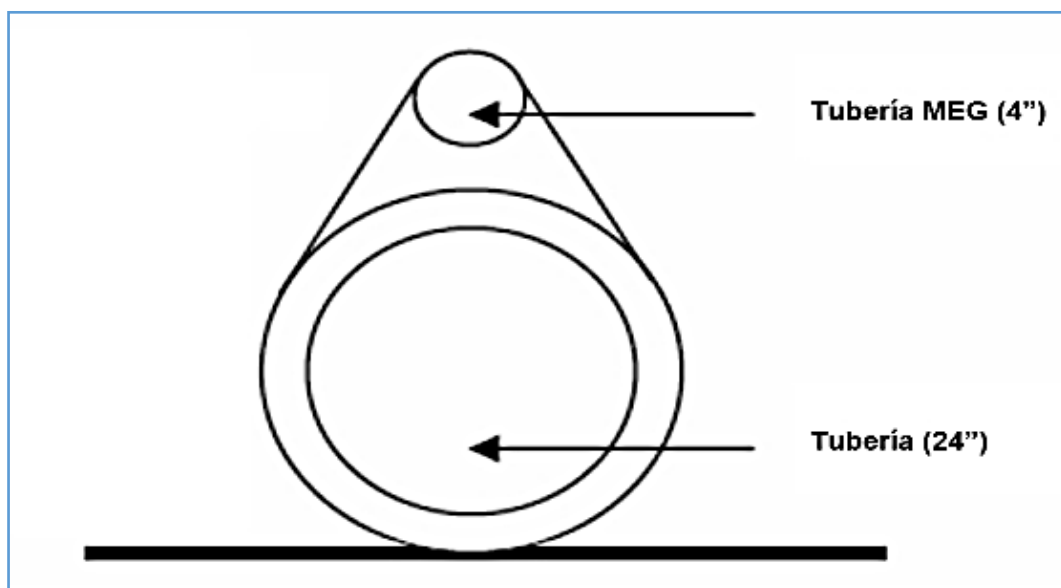
Figura 4.5.2.1.2 Esquema en corte del proyecto. Notas: Wye (Y): es un accesorio en forma de Y para aplicaciones de tuberías submarinas de aguas poco profundas. Spool: Colector en general de forma cilíndrica con bridas ciegas que permiten la conexión de líneas en caso de necesidad. En general son piezas que se prefabrican y trasladan al sitio operativo para su instalación. Fuente: Total Austral.



La producción de Fenix será enviada a VP con la presión del reservorio, por lo que no es necesario disponer de un compresor.

La tubería de producción es de acero, su diámetro es 24" (0.61 m) y su espesor será de 15.9 mm y 19.05 mm (el espesor mayor será ubicado en los puntos que requieran mayor estabilidad y a proximidad de las plataformas). El espesor del concreto para darle peso (lastre para que no flote) y estabilidad a la tubería variará entre 70 mm a 150 mm. Por su parte, la cañería de MEG será acero, de 114 mm de diámetro y su espesor será de 4.4 mm. Un corte de ambas tuberías puede verse en la Figura 4.5.2.1.3.

Figura 4.5.2.1.3 Corte de la tubería y su revestimiento y la línea MEG. Tubería MEG



Hay distintas clases de conectores como el “Wye” y el “Spool”. El Wye es un accesorio en forma de Y para aplicaciones de tuberías submarinas de aguas poco profundas. Es la sección de tubería donde el bucle se une a la tubería vertical (<http://oilstates.com/>) (ver Figura 4.5.2.1.4). Spool es un colector en general de forma cilíndrica con bridas ciegas que permiten la conexión de líneas en caso de necesidad. En general son piezas que se prefabrican y trasladan al sitio operativo para su instalación. (ver Figura 4.5.2.1.5).

Figura 4.5.2.1.4 Wye (www.oceaneering.com/). La flecha color celeste indica la posición del Wye.



Figura 4.5.2.1.5 Spool (https://thiennamoffshore.com/img_1582/)

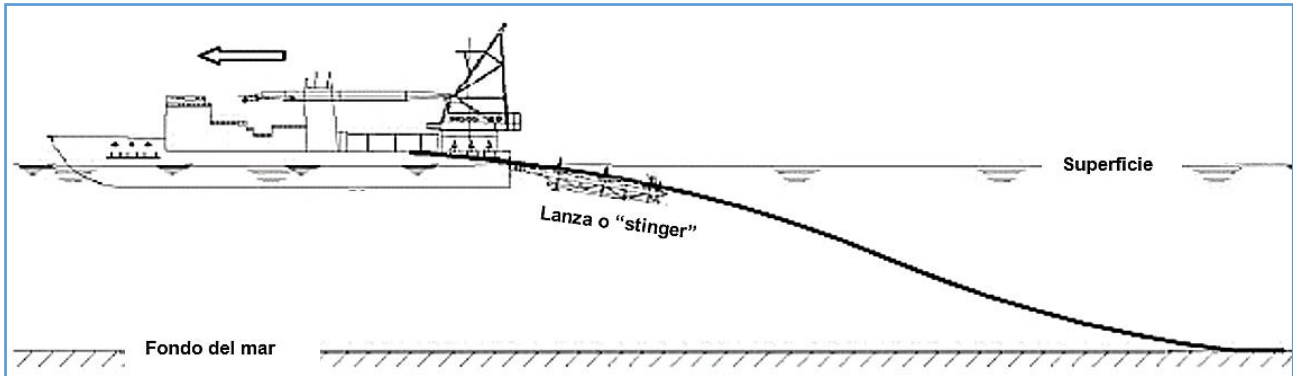


4.5.2.2 Tendido de la tubería

La tubería será tendida mediante el método de tendido S, a partir de un buque de instalación de tuberías (o Pipelay Vessel). La Figura 4.5.2.2.1 presenta un esquema que ejemplifica acerca del tendido de la tubería. Estos buques están contruidos especialmente para este proceso, transportando, soldando y colocando tuberías bajo la superficie del mar. Hay varios métodos comunes para instalar tuberías en áreas costa afuera.

El seleccionado para este proyecto se denomina “S-Lay”. El nombre se toma de la configuración de su forma durante la instalación, desde la lanza o Stinger hasta el fondo marino. El posicionamiento de embarcaciones del método S-Lay puede utilizar posicionamiento dinámico o anclaje.

Figura 4.5.2.2.1 Ejemplo de tendido de la tubería con buque de instalación (o Pipelay Vessel) del tipo “S-Lay”.

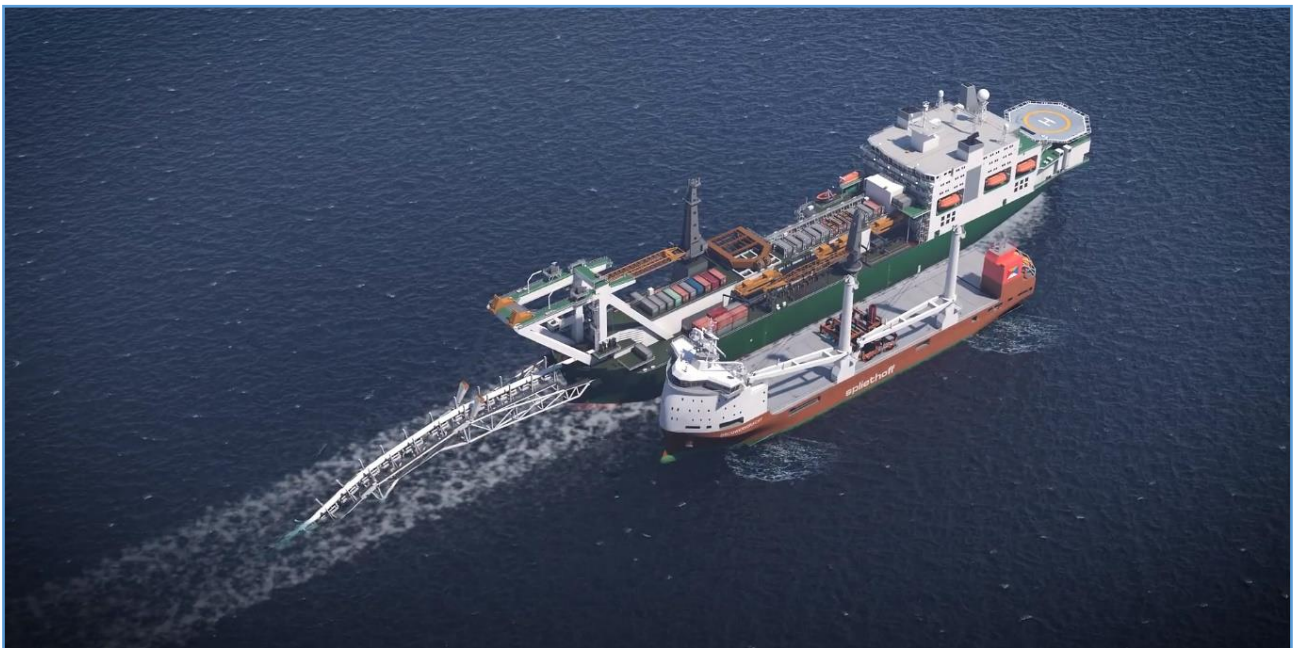


Los caños de 24” (0.61 m) serán almacenados en dos barcos de transporte diseñados para tal fin denominados “Pipe Carriers”. Desde éstos se irán transfiriendo los caños a la barcaza de instalación mediante grúas. Los caños de 4” se transportarán con barco desde el punto de entrega del proveedor hasta cierto punto costa afuera donde serán transferidos a la barcaza de instalación.

Sobre la barcaza de instalación, los caños de 24” (0.61 m) y 4” (0.1 m) serán soldados, luego montados uno sobre otro y finalmente deslizada al fondo marino a medida que avanza la barcaza.

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo trabajarán los barcos que almacenarán las cañerías de 24” (0.61 m) y la barcaza de instalación (Figura 4.5.2.2.2).

Figura 4.5.2.2.2 “Pipe Carrier” y barco de instalación de cañerías submarinas



La secuencia de instalación de la nueva tubería y conexión con la tubería existente de VP es la siguiente:

- Instalación de la nueva cañería desde VP en dirección a Fenix de la manera descrita más arriba. Una vez arribado al punto donde se instalará más adelante la plataforma, se desmovilizará la barcaza de instalación
- Desmontaje del spool aguas abajo del riser (cañería instalada dentro del Jacket) de VP, cañerías de 24” (0.61 m) y 4” (0.1 m), mediante el empleo de buzos y del barco de apoyo.
- Instalación del nuevo spool que permitirá la conexión de la nueva cañería con la existente mediante el empleo de buzos y del barco de apoyo.

- Conexión de las líneas submarinas con la plataforma. Una vez instalada la plataforma, se instalará el último tramo de conexión entre las cañerías submarinas y los conductos pre montados dentro del Jacket. Estas cañerías serán izadas por el barco de apoyo y finalmente serán conectadas en el fondo marino mediante el empleo de buzos.
- Una vez finalizada la instalación de las cañerías, se realizará una prueba hidráulica.
- Las cañerías serán protegidas contra la corrosión externa mediante la instalación de ánodos de sacrificio.

4.5.2.3 Prueba hidráulica

Una vez finalizada la instalación de las tuberías, se realizará una prueba hidráulica a presión con agua de mar y aditivos biodegradables para evitar la corrosión, de modo de verificar la resistencia y la hermeticidad de estas conforme a los códigos vigentes. El test se clasifica como un ensayo no destructivo porque el principal objetivo no es comprobar la resistencia, sino la estanqueidad de la tubería.

Se realizarán pruebas hidráulicas en las siguientes cañerías:

- Cañería de exportación de 24" (0.61 m): presión de testeo 102 barg, longitud (aproximada) 36.5 km
- Cañería de transporte de MEG: presión de testeo 175 barg, longitud (aproximada) 36.5 km
- Risers de producción (provisión para futuros pozos submarinos) de 12" (0.30 m) (2 risers): presión de testeo 102 barg, longitud (aproximada) 90 m. Por "risers" se interpreta a conductos (o conjuntos de conductos) que se utilizan para el transporte seguro de materiales (principalmente fluidos y gases) entre el lecho marino y la plataforma. Estos fluidos pueden viajar desde el lecho marino a la plataforma o desde la plataforma al lecho marino.
- Risers de MEG de 12" (0.30 m) (2 risers): presión de testeo 175 barg, longitud (aproximada) 90 m.

En primer lugar, las cañerías serán limpiadas, calibradas y la integridad de conjunto revisada mediante el pasaje de distintas herramientas. Luego se procederá al llenado y presurización mediante bombas destinadas a tal fin. Una vez estabilizada la presión de prueba, ésta deberá mantenerse durante un periodo de 24 h como mínimo. El agua utilizada para las pruebas será desechada al mar. Se avisará a la PNA previamente a realizar esta maniobra.

El agua para utilizar para las pruebas será tratada con los siguientes aditivos (Tabla 4.5.2.3.1), cuyas hojas de seguridad se incluyen en el Apéndice 1.

Tabla 4.5.2.3.1 Aditivos en el agua utilizada para la prueba hidráulica. Fuente: Total Austral. Notas: ppm = mg/l; los secuestrantes de oxígeno capturan el oxígeno disuelto en una reacción química inocua que hace que no haya oxígeno disponible para las reacciones corrosivas. La mayor cantidad requerida del secuestrante de oxígeno se corresponde con la mayor concentración de O₂ en agua de mar

Función	Nombre del producto	Dosis	Comentarios
Secuestrante de oxígeno	SO4345	12 ppm	Esta concentración se obtiene considerando que la concentración de oxígeno disuelto es igual a 9.9 (mg/l) para 5°C de temperatura del agua de mar.
Biocida	BIOC30095NR	100 ppm	-

La Tabla 4.5.2.3.2 muestra las dimensiones de las tuberías que serán probadas hidráulicamente.

Tabla 4.5.2.3.2 Dimensiones de las tuberías que serán probadas hidráulicamente

Tubería	Diámetro (m)	Área de la sección (m ²)	Longitud (m)	Volumen (m ³)
Fenix a VP	0.61	0.29	36500	10667
MEG de Fenix a VP	0.1	0.0079	36500	287
Riser de producción	0.3	0.071	180	12.7
Riser MEG	0.3	0.071	180	12.7
Total	-	-	-	10979

4.5.2.4 Pontón para el armado de Spools en Punta Quilla

Los trabajos para realizar en Punta Quilla se limitarán al mínimo posible. Esencialmente se tratará de trabajos de construcción de los tramos de cañería submarina de conexión entre la “Y” submarina al pie de la plataforma VP, con las líneas submarinas de Fenix y los de la conexión entre dichas líneas y la plataforma Fenix, en el otro extremo.

Estos tramos (denominados spools) a instalar serán prefabricados en tramos y se pre montarán sobre una barcaza de piso plano (ver Figura 4.5.2.4.1), tipo pontón, de una eslora aproximada de 60 m y 20 m de manga, sin propulsión propia.

La misma será amarrada al muelle mientras se realizan las actividades de ensamblado y ajuste de dimensiones finales, según la metrología submarina a realizar por buzos, con elementos de medición de precisión para uso submarino. Una vez realizada la metrología, los datos se transmitirán a las oficinas de ingeniería, donde se ajustará el diseño, y el mismo se enviará al contratista, que realizará los ajustes de dimensionales finales.

Figura 4.5.2.4.1 Barcaza de piso plano, tipo pontón, sin propulsión propia.



Una vez finalizados los trabajos de soldadura y ensayos, la barcaza será remolcada con el / los spools convenientemente fijados, hasta el sitio, mediante el uso de uno o dos remolcadores.

Una vez arribado al sitio, se procederá a hacer descender los spools hasta el fondo marino, en la posición correcta, los que serán fijados en sus extremos mediante bridas especiales. Una vez fijados, se harán los ensayos de hermeticidad mediante pruebas de presión de las uniones bridadas.

Las tareas sobre la barcaza serán desarrolladas por una empresa contratista argentina especializada en este tipo de tareas, con una cantidad de personal aproximada de 20 personas, equipos de soldadura, ensayos no destructivos, equipos para pruebas hidrostáticas, grúas para movimiento de materiales, etc., típicos de una obra de construcción de sistemas de cañerías. Este tipo de tareas son normales en los talleres navales en puertos.

Los residuos originados de esta actividad de construcción serán desembarcados en el puerto, y dispuestos por el contratista mediante un operador de residuos externo habilitado por la provincia, la chatarra y sobrantes de materiales serán entregados a Total Austral en su base logística.

Las tareas de construcción sobre la barcaza serán supervisadas por personal de Total Austral, que movilizará un inspector de HSE y dos inspectores de construcción, los que se alojarán en Puerto Santa Cruz durante la ejecución de estas tareas.

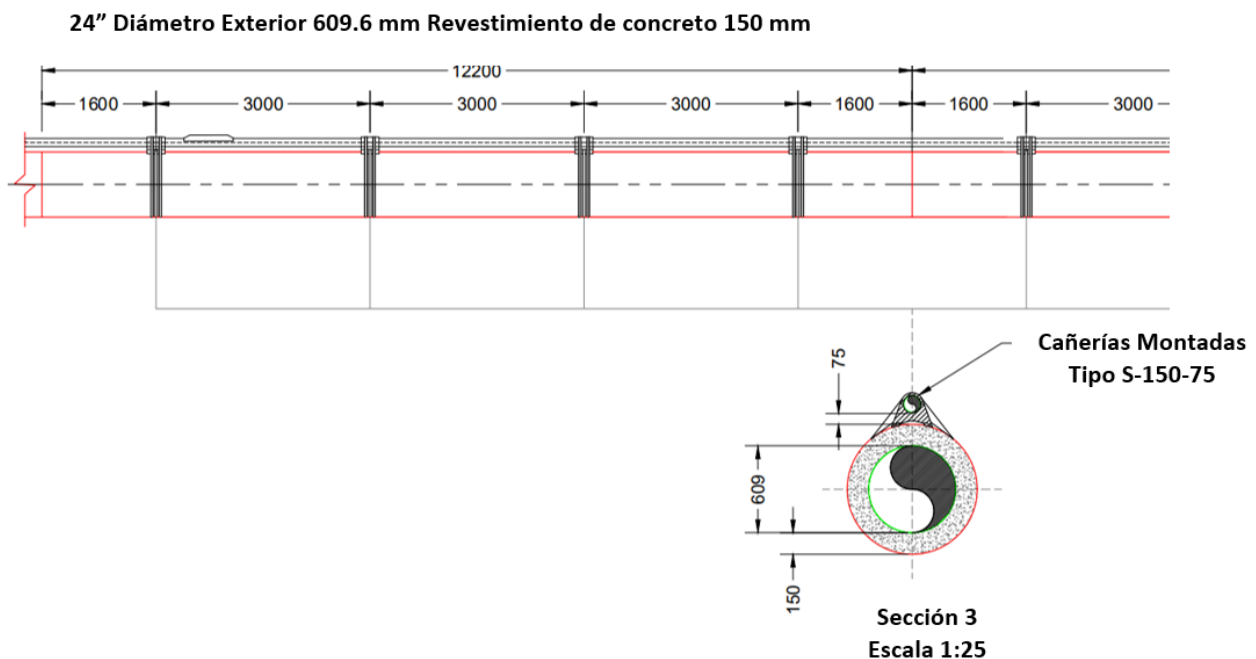
4.5.2.5 Metodología de lastrado de tubería

Al igual que en el sistema de tuberías VEGA PLEYADE, el revestimiento de peso de hormigón se ha seleccionado para garantizar una estabilidad en el fondo a largo plazo. El espesor de CWC calculado para lograr la estabilidad es de 70 mm para la mayoría de las secciones de la tubería (KP 0,0 - 32,0), luego el espesor de CWC se incrementa a 150 mm para llegar a la plataforma VP.

El revestimiento de peso de hormigón proporciona una flotabilidad negativa fiable, así como protección contra entornos hostiles. No se realizará excavación de zanjas ni se enterrará tubería.

Debajo de un esquema que muestra el 24" y 4" en configuración piggyback.

Figura 4.5.2.5.1 Esquema que muestra el 24" y 4" en configuración piggyback



El empotramiento de la tubería a lo largo de la ruta ha sido calculado y puede variar durante la vida útil de la tubería. El empotramiento total de la tubería varía entre 0,10 m y 0,16 m según las mejores estimaciones.

El nuevo sistema de tuberías se instalará dentro de un corredor de 20 m de ancho (± 10 m a cada lado). La ruta propuesta evitará zonas de fondos marinos muy duros, afloramientos rocosos y fondos marinos con contornos abruptos.

Se realizará una inspección previa al tendido antes de colocar la tubería para asegurarse de que no haya escombros, obstrucciones ni obstáculos. Al final del proyecto FENIX, se realizará un relevamiento con la trayectoria del sistema de cañerías así como la nueva plataforma FENIX fija y se incluirán en las cartas de exclusión náutica de las nuevas instalaciones.

Se han realizado estudios geofísicos a lo largo de la ruta del oleoducto FENIX a VEGA PLEYADE. Se han identificado numerosas áreas de afloramientos (con cantos rodados) a lo largo de la ruta y se han encontrado áreas de ondulaciones de arena.

4.5.2.6 Vida útil de la tubería

Del mismo modo que la plataforma de producción, la vida útil de las tuberías es de al menos 20 años.

4.5.3 Perforación

4.5.3.1 Descripción de la Jack-up

Una vez instalada la plataforma de producción se instalará al lado la plataforma de perforación.

Será del tipo Jack-up autoelevante y estará conformada por una estructura de 3 patas independientes que le dan al casco un formato triangular. Cuenta con un mecanismo de cremallera, que baja las patas hasta hacer contacto y establecerse en el lecho marino. Esta situación permite elevar su plano de trabajo hasta que el casco salga del área de fluctuación del oleaje o marea. Si bien la plataforma no se ha seleccionado aún, el tipo de plataforma está definido y es del tipo Noble Houston Colbert (ver Figura 4.5.3.1.1). Este tipo de plataformas ha visitado a la Argentina en numerosas ocasiones porque son apropiadas para las perforaciones en sus aguas.

Figura 4.5.3.1.1 Plataforma Jack Up Noble Houston Colbert (<https://www.noblecorp.com/>)



Encima del casco se encuentra toda la infraestructura necesaria para la perforación (grúas, torre de perforación, motores y generadores, helipuerto, sistema de almacenamiento y manejo de lodos, depósito de combustible y químicos, oficinas, dormitorios, baños y comedores para el personal, entre otros).

Sus patas se apoyan en el fondo del mar mediante bases o zapatas (o Spudcans) y el peso de la plataforma hace que las patas se entierren en el lecho varios metros (dependiendo del tipo de sedimentos). La plataforma tiene un mecanismo en voladizo que permite ubicar a la torre de perforación directamente sobre la plataforma de producción. Las patas son de armadura abierta, que se asemeja a las torres de electricidad. Los cuartos de alojamiento permiten un máximo de 150 personas.

La Tabla 4.5.3.1.1 muestra las principales características de esta plataforma.

Tabla 4.5.3.1.1 Mínimos requerimientos de la plataforma para la perforación para la campaña de los pozos en Fenix. Fuente: Total Austral (en función de experiencia de campañas anteriores – VP)

Campaña	Mínimos requerimientos para campaña de Fenix		
Tipo de plataforma	Plataforma autoelevable (Jack up rig)		
Compañía	No definida a la altura del proyecto		
Nombre de la unidad de perforación	Tipo Houston Colbert		
Profundidad del agua (m)	80		
Profundidad de perforación (m)	5000		
Número de pasajeros a bordo	135 (mínimo)		
Ubicación del helipuerto	Proa		
Dimensiones	71 x 84 x 1 m		
	Espacio en cubierta	Máximo posible	
	Torre de perforación (m)	12 x 12 x 52	
	Voladizo (alcance rotativo)	Fuera de borda (m)	23 min
		Lateral (m)	+/- 4.6
	Patas	Debajo del casco (m)	122
Base de las patas	Forma	Circular	
Control de pozo	BOP (Preventor de blow out)		
Especificaciones del equipo de perforación	Potencia	6800 HP (mínimo)	
	Malacate de perforación	1625 – 3000 HP	
Grúas	Cantidad / Tipo	2	
	Max carga (t)	50 (mínimo)	
Tubería	Sarta de perforación	Acero de alta resistencia / conexiones de alto torque	
	Manejo cañería perforación	Cuñas neumáticas / elevadores	
Almacenamiento	Agua perforación (m ³)	1600	
	Agua potable (m ³)	557	
	Lodo (m ³)	900 - 1000	
	Base aceite, (m ³)	352	
	Salmuera, (m ³)	350	
	Solidos lodos, (m ³) Cemento, (m ³)	510	
Fluidos / Bombas	Bombas de lodo	3 x 2200 HP	
	Control de sólidos - zarandas	5 zarandas grandes (centrífugas, secadores, etc.)	

4.5.3.2 Instalación

La plataforma será transportada, desde su lugar de origen, por medio de un buque de transporte pesado específico para este tipo de cargas (HTV, Heavy Transport Vessel) hasta un lugar reparado lo más cercano al sitio. El transporte de la plataforma al sitio se realizará a flote y remolcada con el apoyo de 3 remolcadores marinos aptos para alta mar (ver Figura 4.5.3.2.1).

En forma previa al inicio del traslado desde el puerto local hasta el punto de perforación, se considerará que las condiciones meteorológicas previstas sean las adecuadas para garantizar que el transporte y el posicionamiento de la plataforma una vez arribada al sitio sea realizado de manera segura. La navegación hasta el sitio de perforación será realizada siguiendo las normas de la PNA y la Organización Marítima Internacional, y será conducida por un líder de maniobra.

Figura 4.5.3.2.1 Plataforma del tipo Jack-up remolcada por 3 remolcadores frente a las costas de Tierra del Fuego. Fuente: Total Austral.



Una vez arribada en el sitio de perforación (dónde ya estará instalada la plataforma de producción), la plataforma es ubicada en posición para ser fijada al fondo marino, con un error tolerable de algunas decenas de metros respecto a la locación predeterminada. La posición geográfica de instalación será verificada con equipos de posicionamiento global (GPS diferencial) incorporado a bordo de la flota de instalación.

La fijación al fondo marino se realiza con la plataforma aún en condición segura de navegación, con el apoyo de remolcadores y en condición de pleamar. Se hacen descender cada una de las tres patas en forma independiente hasta hacer contacto con el fondo marino, por medio del accionamiento del mecanismo de cremallera. La superficie de contacto de las 3 patas (zapatas) es de unos 200 m², aproximadamente.

Ya con las bases o zapatas en contacto con el fondo marino, se comienza a elevar la plataforma lentamente, hasta una altura de seguridad razonable que evite que la plataforma se escore o incline, en el caso de que una de las patas se hunda debida a una baja resistencia del lecho marino. Luego, se realiza una prueba de sustentación, por medio del uso de agua de lastre capturada en el sitio, con la finalidad de asegurar la firmeza del subsuelo marino.

Una vez lograda la condición de seguridad, el casco de la plataforma se elevará hasta la altura de operación que garantice estar fuera del área de fluctuación del oleaje o marea. En esta instancia, la plataforma ya se encuentra en condiciones de comenzar la etapa de perforación.

Se han programado 3 perforaciones en el sitio. Las características de las perforaciones en términos de fases y lodos a utilizar se presentan luego en detalle por su importancia ambiental.

Cada producto químico para utilizar en las perforaciones ha sido seleccionado considerando aspectos ambientales, además de su eficiencia para las tareas específicas que deben realizar. Cada uno cuenta con su hoja de seguridad que se incluye en el Apéndice 1. En todos los casos las mismas incluyen consideraciones sobre la ecotoxicidad del producto.

Para la elección del aceite necesario para preparar lodo base aceite, Total Austral se basa en el cumplimiento de las reglas internas de la compañía. Estas reglas internas definen lo siguiente:

- Seleccionar un tipo de aceite cuyo Punto de Ignición sea superior en 10°C a la máxima temperatura esperable en el retorno del pozo. La máxima temperatura registrada durante las circulaciones de pozo de campañas anteriores (como Vega Pleyade) ha sido de 45°C, y el aceite base elegido tiene un punto de ignición superior a 110°C.

- El aceite debe tener un Punto de Fluidez/Congelamiento de 20°C menor que la más baja temperatura estática. La temperatura al nivel del fondo del mar se estima en 5°C y el aceite tiene < -15°C.
- El contenido de sustancias aromáticas debe ser menor a 0.1% (en peso, mediante el método espectrometría UV de Burdett). El aceite elegido tiene <150 ppm~0.015%.
- Contenido de Benceno menor a 1 ppm.
- Contenido de Sulfuros menor a 10 ppm.
- El uso de Diesel o crudo está prohibido en las actividades de perforación, completación o intervenciones.

La Figura 4.5.3.2.2 muestra a la Jack-up conectada con una de las plataformas de Total Austral frente a Tierra del Fuego.

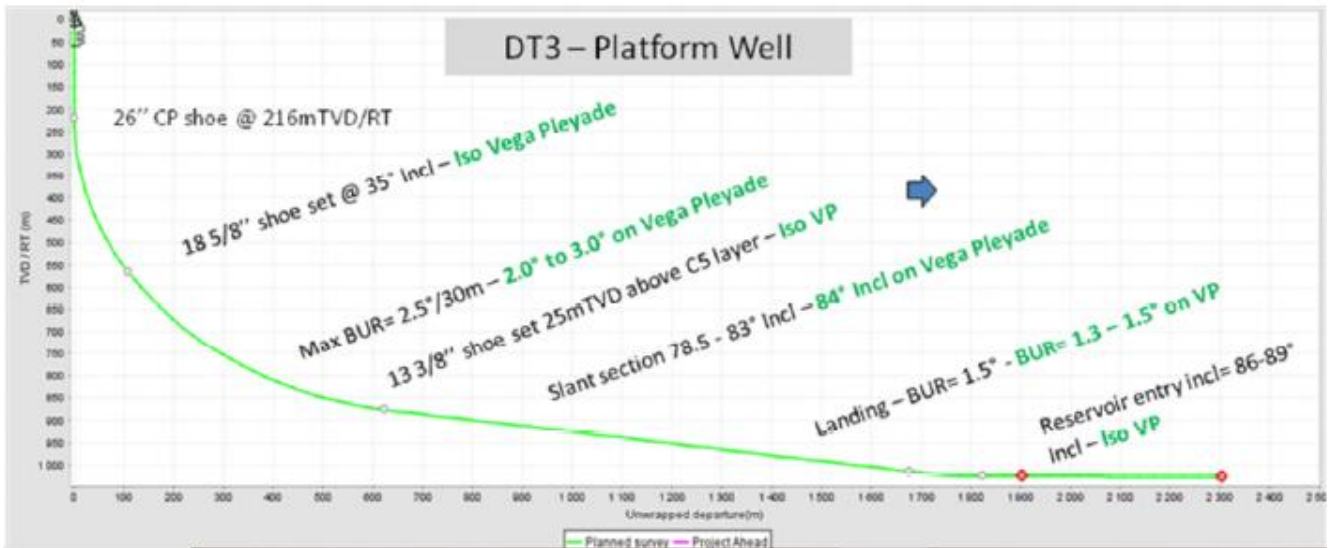
Figura 4.5.3.2.2 Ilustración de la operación de una Jack-up con plataforma de producción, en este caso la Plataforma "Constellation" perforando en aguas argentinas. Fuente: Total Austral



4.5.3.3 Trayectorias de pozos

Las trayectorias están siendo ajustadas. A modo de ejemplo se comparten las principales características de diseño. Esto es aplicable a los 3 pozos.

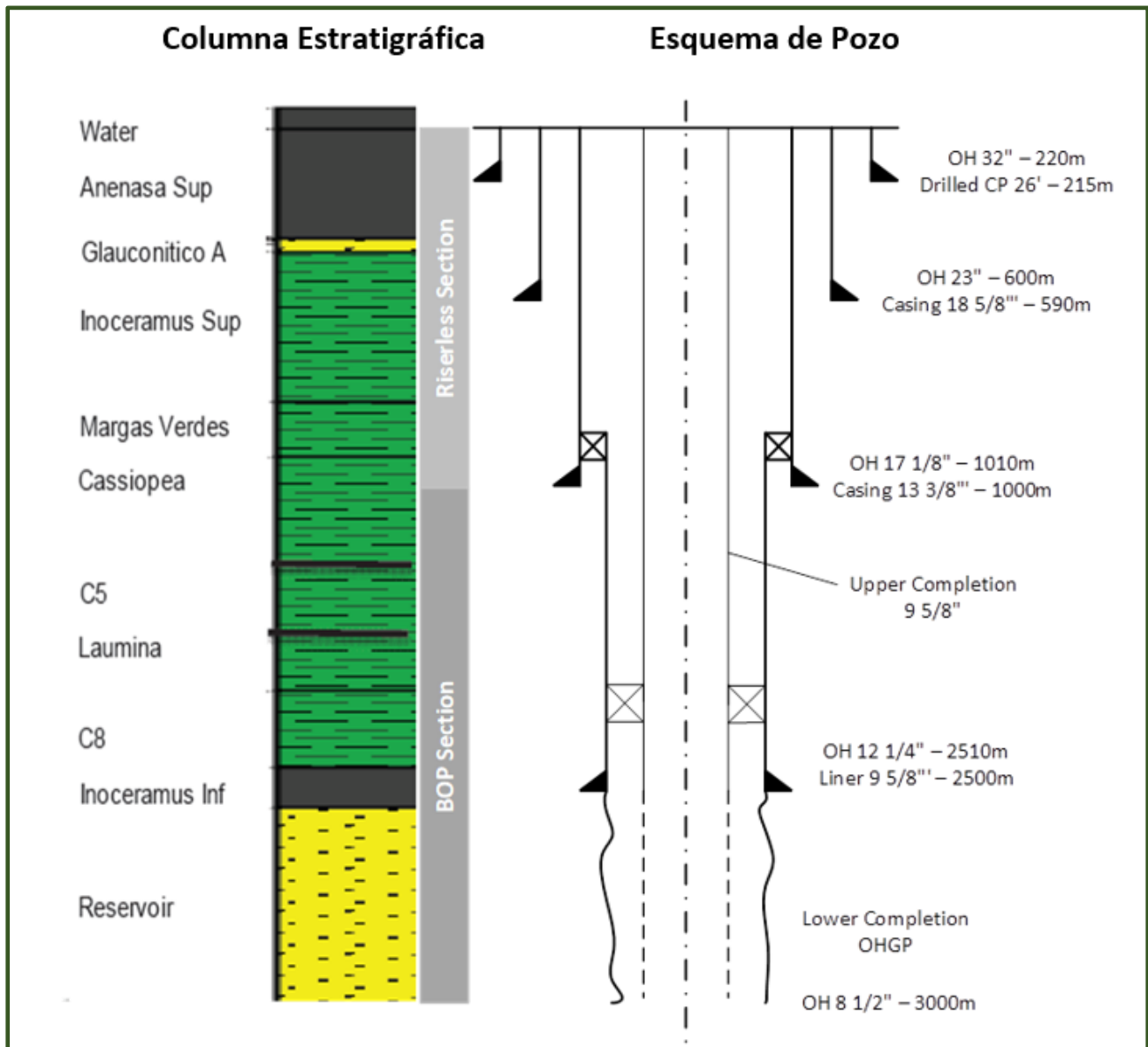
Figura 4.5.3.3.1 Principales características de diseño de trayectorias de pozos. Significado de siglas: CP Shoe Conductor Pipe Shoe → Zapato del revestimiento conductor; Shoe set → Profundidad del zapato del revestimiento; Max BUR Maximum Build Up Rate → Tasa máxima de aumento de inclinación; Slant Section → Sección tangencial; Landing – BUR → Tasa de aterrizaje de inclinación; Reservoir entry → punto de entrada al reservorio; VP → Vega Pleyade



4.5.3.4 Diagrama de pozos

La Figura 4.5.3.4.1 muestra el esquema de pozo en relación con la estratigrafía.

Figura 4.5.3.4.1. Diagrama de pozos del Proyecto Fenix. Significado de siglas: Upper Completion → Completación Superior; Lower Completion → Completación inferior; OH Open Hole → Pozo Abierto; OHGP Open Hole Gravel Pack → Paquete de gravas en pozo abierto; Water → Agua; Reservoir → Reservorio



4.5.3.5 Actividades principales de perforación y terminación de pozos

- Perforación 17 1/2"x32" y entubación (Caño Conductor) 26" + / - 200m TVD RKB (TVD RKB Total Vertical Depth (Rotary Kelly Bushing; Profundidad Vertical Total referido a la mesa rotaria)

En la perforación de la Fase 1 se utilizará un trépano de 17 1/2" y se ensanchará a 32" de diámetro. Como fluido de perforación se usará agua de mar. Para mejorar el transporte de los recortes por el anular se bombearán píldoras de barrido. Todo el retorno de la perforación, tanto los recortes como los fluidos, saldrán directamente al fondo del mar.

El fluido usado para perforar esta fase es simplemente agua de mar. Como este fluido tiene valores reológicos bajos hay que bombear periódicamente un volumen de agua con bentonita para asegurar la limpieza de los recortes fuera del pozo. Se estima 240 m³ de agua con bentonita.

- Perforación 23" y entubación 18 5/8" + / - 600m TVD RKB

En la perforación de la Fase 2 se utilizará un trépano de 23" de diámetro y como fluido de perforación se usará un lodo base agua de tipo "KCl - Glicol". Este sistema evitará la

hidratación (y desestabilización) de las intercalaciones arcillosas. Se usará baritina como densificante (1.12 sg) y carbonato de calcio granulado para reducir admisiones de lodo en formaciones permeables. Para mejorar el transporte de los recortes por el anular se bombearán píldoras de barrido. Se estima 630 m³ de lodo KCL-Glicol necesario para perforar la fase y 80 m³ de píldoras viscosas de limpieza.

- Perforación 17 ½" y entubación 13 3/8" Casing (tubería de revestimiento) + /- 900m TVD RKB

En la perforación de la Fase 3 se utilizará un trepano de 17 ½" y se buscará comenzar a construir inclinación a una tasa de 3 grados por cada 30m hasta alcanzar 80 grados aproximadamente.

Como fluido de perforación se usará lodo base aceite a 1.36sg. El aceite base utilizado en la preparación del lodo es un aceite natural refinado de baja toxicidad (< 1% aromáticos). No se utilizará Diesel en la formulación del lodo. Este tipo de lodo es necesario para poder perforar una zona con gran contenido de arcillas muy sensibles al agua.

- Perforación 12 ¼" y entubación 9 5/8" (Linero o tubería de revestimiento colgada) + / - 1000m TVD RKB

En la perforación de la fase 4 se utilizará un trepano de 12 ¼" junto a un Rotary steerable system (RSS) (Rotary steerable system o Sistema rotario direccionable -para perforación direccional) para identificar el tope del Reservorio. y como fluido de perforación se usará lodo base aceite a 1.40sg. El lodo es el mismo que el utilizado para perforar la fase anterior, ajustando algunos parámetros como densidad y valores reológicos. Entonces, de igual manera, el aceite base utilizado en la preparación del lodo es un aceite natural refinado de baja toxicidad (< 1% aromáticos). No se utilizará Diesel en la formulación del lodo. Este tipo de lodo es necesario para poder perforar una zona con gran contenido de arcillas muy sensibles al agua.

El liner 9 5/8" será corrido con centralización adaptada para poder ser rotado

- Perforación 8 ½" y completación a pozo abierto OHGP (Open Hole Gravel Pack o Paquete de gravas en pozo abierto) – 1030m TVD RKB

En la perforación de la fase 5 se utilizará un trepano 8 ½" junto a un Rotary Steerable System (RSS) que permita navegar dentro del Reservorio, como así también adquirir perfiles mientras se perfora.

Como fluido de perforación se usará un lodo base agua para reservorios. Este sistema está formulado para reducir al mínimo el daño a la formación productiva. Se usará carbonato de calcio granulado como material de puenteo y como densificante.

La completación será de tipo pozo abierto, formada por un paquete de gravas que permitirá controlar las arenas poco consolidadas del reservorio

Respecto a los estándares: Cada tema en particular está gobernado por una serie de normas, donde prevalecen normalmente las reglas internas de TotalEnergies. A continuación, los principales referidos a la perforación:

- Diseño de tuberías de revestimiento CR EP FP 412, basada entre otras en ISO/TR 10400 y API SPEC 5CT
- Anticolisión CR EP FP 415
- Lodo base aceite CR EP FP 470, que se basa entre otras en API RP 13B-2

4.5.3.6 Limpieza de pozo

La limpieza de pozo tiene como objetivo la entrega de un fluido apto para el ingreso al sistema de producción (respecto al contenido de sólidos, agua, etc.). Adicionalmente, se requiere este paso para asentar las arenas que conforman el reservorio sobre el empaque de grava, evitar daños en la roca reservorio cercana al pozo y la consecuente producción de sólidos junto con el gas.

Luego de la limpieza de pozo, se realizará un período de ensayo de pozo para obtener datos iniciales de la eficiencia de la completación y de la performance del reservorio.

El programa de limpieza de los pozos de Fenix no ha sido fijado aún. Se adjunta, en la Tabla 4.5.3.6.1, el programa utilizado anteriormente para otros pozos vecinos y de similares características.

Los fluidos producidos durante las maniobras de limpieza y ensayo de pozos atravesarán un tren de tratamiento donde el gas, el hidrocarburo líquido y la fase acuosa serán separados. Luego, los hidrocarburos, tanto líquidos como gases, serán quemados en las antorchas destinadas a tal fin y la fase acuosa producida (salmuera) será enviada al mar.

Tabla 4.5.3.6.1 Cronograma para la limpieza por pozo. Nota: 1 MSm³ = 10⁶ Sm³ (o 1 millón de Sm³) = 10⁶ m³ (o 1 millón de m³ de gas en condiciones estándar).

Descripción	Duración estimada (horas)	Comentarios
Descarga	4	Primera apertura del pozo a caudal constante. Producción de salmuera y luego gas
Limpieza de pozo (rampas)	48	El pozo se abre en etapas para evitar el daño al reservorio y la producción de sólidos. Son 7 etapas
Ensayo de pozo	25	Ensayo a caudales constantes para toma de datos
Acumulación de presión	24	Cierre del pozo para registrar el comportamiento de la presión de cierre
TOTAL	101	Total estimado de gas de producción a ser quemado: 4.1 MSm³

A los efectos de entender la escala del vertido de la fase acuosa, la experiencia de Total Austral en Tierra del Fuego indica que por cada millón de metros cúbicos de gas quemado se vierte 1.2 m³ de agua. El agua será vertida en la misma plataforma Fénix.

4.5.3.7 Retiro de la Jack-up

Esta etapa se realiza en condiciones seguras de navegación y con una previsión meteorológica que asegure que las acciones se realizarán en buenas condiciones meteocean. Una vez que la plataforma se encuentre en condición de navegación, y con el apoyo de remolcadores, se hace descender el casco hasta el nivel de flotación para luego realizar el retiro de cada una de las 3 patas del fondo del mar. Eventualmente se podrá requerir del mecanismo de Water Jetting (inyección de flujo de agua a gran velocidad sobre el lecho marino de manera de disminuir la cohesión de sedimentos) si el grado de enterramiento de las patas dificulta la operación.

Una vez que las tres patas se encuentran completamente fuera de contacto y en condición de navegación, la plataforma se retira del sitio de perforación, remolcada por hasta 3 remolcadores.

4.5.4 Buques y helicópteros para utilizar en la etapa de construcción

Durante la fase de instalación y perforación de VP, similar al presente proyecto, fueron necesarios 18 buques (a modo de antecedente) incluyendo buques de instalación de tuberías, de soporte, de carga y semi sumergibles para transportar las plataformas hasta Tierra del Fuego y helicópteros. En el estado de desarrollo de este proyecto todavía no se han designado algunos de los buques para las operaciones. Sin embargo, es posible identificar las características de los buques ya que Fenix es un desarrollo similar a otros en la zona.

4.5.4.1 Buque de instalación de tuberías Castorone

El buque que hará estas tareas es el Castorone (ya seleccionado) que es uno de los más grandes en su categoría de PLV Pipelaying (ver Tabla 4.5.4.1.1 y Figura 4.5.4.1.1).

Tabla 4.5.4.1.1 Características buque de instalación de tuberías Castorone

Característica	Castorone
Dueño	Saipem
Bandera	Bahamas
Año de construcción	2012
Tonelaje bruto, GT (t)	102032
Eslora total (m)	325
Manga (m)	39
Calado (m)	9.5
Velocidad máxima (nudos)	14
Capacidad de carga de combustible (m ³)	8098
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	1400
Alojamiento (personas)	702
Motores principales	8 x 8400 kW
Referencia	https://www.saipem.com/en/identity-and-vision/assets/castorone

Figura 4.5.4.1.1 Buque para el tendido de tuberías submarinas Castorone y buque de soporte
(www.saipem.com/en/identity-and-vision/assets/castorone)



4.5.4.2 Buques de transporte pesado Interocean 1 y 2

Se presentan a continuación las características de los buques Interocean 1 y 2 para transportar la plataforma y superestructura (ver Figura 4.5.4.2.1). Las características básicas se presentan en la Tabla 4.5.4.2.1 a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún.

Figura 4.5.4.2.1 Buque de transporte pesado Interocean 1 (www.bigliftshipping.com/assets/data/Fleet/cy-types/leaflet-cy-class-inc-specs.pdf)



Tabla 4.5.4.2.1 Características del buque Interocean 1

Característica	Interocean 1
Dueño	BigLift Shipping and Chung Yang Shipping
Bandera	Corea
Año de construcción	2016
Tonelaje bruto, GT (t)	14766
Eslora total (m)	140
Manga (m)	40
Calado (m)	9
Velocidad máxima (nudos)	12
Capacidad de carga de combustible (m ³)	S/D
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	S/D
Alojamiento (personas)	42
Potencia	Rated output 2 x 3530 kW
Referencia	www.bigliftshipping.com/assets/data/Fleet/cy-types/leaflet-cy-class-inc-specs.pdf

4.5.4.3 Buque multipropósito (supply) Skandi Patagonia

La función de los buques de apoyo es amplia. Brinda servicios de apoyo a las plataformas transportando personal y carga, realiza tareas de reabastecimiento y guardia, y emergencias. Las características de estos buques pueden ser representadas por el buque Skandi Patagonia que realiza tareas para TOTAL frente a las costas de Tierra del Fuego (ver Figura 4.5.4.3.1 y Tabla 4.5.4.3.1).

Figura 4.5.4.3.1 DSV Skandi Patagonia (www.marinetraffic.com/)



El Skandi Patagonia (del tipo Diving Support Vessel, DSV) participará de este proyecto.

Tabla 4.5.4.3.1 Características del buque de soporte Skandi Patagonia

Característica	Skandi Patagonia
Dueño	Geo Rederi AS; Operador: DOF Management AS.
Bandera	Noruega
Año de construcción	2000
Tonelaje bruto, GT (t)	4641
Eslora total (m)	93.3
Manga (m)	19.7
Calado (m)	6
Velocidad Máxima (nudos)	16
Capacidad de carga de combustible (m ³)	1657
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	1012
Alojamiento (personas)	59
Potencia	10320 KW
Referencia	www.dofman.no/en-GB/DOF-Fleet/CSV/Skandi-Patagonia

4.5.4.4 Buque multipropósito (supply) tipo Bourbon Evolution

Este buque es del tipo Multipropósito (Multipurpose Supply Vessel, MSV) (Figura 4.5.4.4.1) y sus características principales se presentan en la Tabla 4.5.4.4.1 a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún.

Figura 4.5.4.4.1 Supply MSV Bourbon Evolution



Tabla 4.5.4.4.1 Características del buque MSV Bourbon Evolution

Característica	Bourbon Evolution
Dueño	Bourbon Offshore Greenmar - Suiza
Bandera	Luxemburgo
Año de construcción	2011
Tonelaje bruto, GT (t)	6000
Eslora total (m)	100
Manga (m)	21
Calado (m)	8
Velocidad de servicio (nudos)	10
Capacidad de carga de combustible (m ³)	1096
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	946
Alojamiento (personas)	105
Potencia	7 x 1235 kW
Referencia	www.bourbonoffshore.com/en/services/subsea/our-fleet/Bourbon-Evolution-800-series

4.5.4.5 Buque multipropósito (supply) tipo Normand Commander

Otro de los buques para tareas diversas es del tipo Normand Commander que es del tipo Multipropósito (Multi-Purpose Offshore Vessel, MPOV) (Figura 4.5.4.5.1). Sus características principales se presentan en la Tabla 4.5.4.5.1 a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún

Figura 4.5.4.5.1 Características del buque MPOV Normand Commander



Tabla 4.5.4.5.1 Características del buque Normand Commander

Característica	Normand Commander
Dueño	Solstad Offshore
Bandera	Noruega
Año de construcción	2006
Tonelaje bruto, GT (t)	4717
Eslora total (m)	94
Manga (m)	20
Calado (m)	6.1
Velocidad máxima (nudos)	9.6
Capacidad de carga de combustible (m ³)	S/D
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	S/D
Alojamiento (personas)	S/D
Potencia	S/D
Referencia	www.solstad.com/vessel/normand-commander/

4.5.4.6 Remolcador tipo Beagle II

Para ilustrar acerca del tipo de embarcación se presenta el buque Beagle II (Figura 4.5.4.6.1). La Tabla 4.5.4.6.1 muestra las características del remolcador a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún.

Figura 4.5.4.6.1 Remolcador Beagle II



Tabla 4.5.4.6.1 Características principales del remolcador Beagle II

Característica	Beagle II
Dueño	Ultratug Ltda
Bandera	Chile
Año de construcción	2013
Tonelaje bruto, GT (ton)	433
Eslora total (m)	33
Manga (m)	11.2
Velocidad Máxima (nudos)	S/D
Capacidad de carga de combustible (m ³)	287
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	130
Alojamiento (personas)	13
Motor Principal	6305 HP
Referencias	www.ultratug.com/

4.5.4.7 Buque de construcción de aguas profundas Aegir

Una de las embarcaciones que se utilizará en la instalación del Jacket y el Deck es el Aegir (ya seleccionado para este proyecto). Es un buque de construcción de aguas profundas (o Deepwater Construction Vessel, DCV) de última generación capaz de ejecutar proyectos complejos de infraestructura y tuberías en aguas ultra profundas. Además, tiene suficiente capacidad de elevación para instalar plataformas fijas en aguas relativamente poco profundas (Figuras 4.5.4.7.1 y 4.5.4.7.2). La Tabla 4.5.4.7.1 muestra las características generales de este buque.

Figura 4.5.4.7.1 Buque de construcción de aguas profundas Aegir (www.heerema.com/fleet/aegir)



Figura 4.5.4.7.2 Buque Aegir en tareas de instalación de una plataforma (www.heerema.com/fleet/aegir)



Tabla 4.5.4.7.1 Características del buque Aegir (www.heerema.com/fleet/aegir)

Característica	Aegi
Dueño	Heerema
Bandera	Panamá
Año de construcción	2012
Tonelaje bruto, GT (t)	50228
Eslora total (m)	211
Manga (m)	46
Calado (m)	8 (en tránsito)
Velocidad de servicio (nudos)	12
Capacidad de carga de combustible (m ³)	S/D
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	S/D
Alojamiento (personas)	305
Potencia	6 generadores diésel de 8000 kW cada uno
Referencia	www.heerema.com/fleet/aegir

4.5.4.8 Buque de transporte de tuberías tipo MV Brouwersgracht

Este buque es del tipo necesario para las tareas de transporte de tuberías y otros equipos (Figura 4.5.4.8.1). La Tabla 4.5.4.8.1 muestra las características generales de este buque a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún.

Figura 4.5.4.8.1 Buque MV Brouwersgracht (www.heavyliftnews.com/)



Tabla 4.5.4.8.1 Características generales del buque MV Brouwersgracht (www.heavyliftnews.com/)

Característica	MV Brouwersgracht
Dueño	Spliethoff
Bandera	-
Año de construcción	2022
Tonelaje bruto, GT (t)	15069
Eslora total (m)	141
Manga (m)	24.5
Calado (m)	7.85
Velocidad de servicio (nudos)	13
Capacidad de carga de combustible (m ³)	S/D
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	S/D
Alojamiento (personas)	S/D
Potencia	5300 kW 2000 kW x 4 auxiliares
Referencia	www.Conoship.com

4.5.4.9 Buque de manejo de anclas tipo Skandi Pacific

El Skandi Pacific es un buque de manejo de anclas (Anchor Handling Tug Supply, AHTS) de alta potencia diseñado para operaciones en una amplia gama de profundidades de agua y condiciones ambientales. La Figura 4.5.4.9.1 muestra al buque y la Tabla 4.5.4.9.1 muestra sus características generales a modo de ilustración ya que la embarcación para estas tareas no ha sido seleccionada aún.

Figura 4.5.4.9.1 Buque Skandi Pacific



Tabla 4.5.4.9.1 Características del buque Skandi Pacific

Característica	Skandi Pacific
Dueño	DDW Offshore AS
Bandera	Bahamas
Año de construcción	2011
Tonelaje bruto, GT (t)	3181
Eslora total (m)	75
Manga (m)	17.4
Calado (m)	8.5
Velocidad máxima (nudos)	15.7
Capacidad de carga de combustible (m ³)	1517
Capacidad de carga de agua potable (m ³)	620
Alojamiento (personas)	27
Potencia	16000 BHP
Referencia	https://ddwoffshore.com/skandi-pacific/

4.5.4.10 Helicóptero H145 Airbus

El tipo de helicópteros a utilizar es el mismo que hoy opera para Total Austral en la asistencia a buques y plataforma. Las características generales de estos aparatos se presentan en la Figura 4.5.4.10.1 y la Tabla 4.5.4.10.1.

Figura 4.5.4.10.1 Helicóptero modelo H145, marca Airbus Helicopters
(www.helicopterosmarinos.com/aeronaves)



Tabla 4.5.4.10.1 Características generales del Helicóptero modelo H145 Airbus Helicopters

Característica	H145
Tripulación	1 o 2
Capacidad	9 + Piloto / 8 + piloto y copiloto
Longitud	13.64 m
Diámetro rotor principal	11.0 m
Altura	3.95 m
Área circular	-
Peso vacío	2230 kg
Peso máximo de despegue	3700 kg
Carga colgante máxima a nivel del mar	1600 kg
Planta motriz	2 x turbomeca Arriel 2E, 667 kW (894 SHP)
Velocidad nunca excedida	145 nudos (268 km/h)
Máximo alcance	352 millas náuticas (NM) con tanque de combustible estándar; 441 millas náuticas (NM) con tanque de combustible auxiliar
Capacidad de combustible	723 kg (aproximadamente 0.9 m ³)
Referencias	www.helicopterosmarinos.com/aeronaves

4.5.5 Abastecimiento de combustible y materiales

El reabastecimiento de combustible se realizará mediante el supply, viajando desde el puerto de Puerto Deseado. De ser necesario reabastecimiento de combustible a los buques de instalación, el supply realizará la transferencia de combustible en mar abierto. Los buques de instalación no entrarán a ningún puerto debido a su gran porte. La frecuencia dependerá de la capacidad de almacenamiento de cada embarcación tanto en lo relativo a alimentos, como en combustible, aceite, repuestos, etc. y del curso de las operaciones.

Todas las maniobras de reabastecimiento contarán con sistemas de corte automático y válvulas de retención, que imposibilitan el derrame de líquido ante un desacople imprevisto, o un mínimo derrame ante un evento de rotura de las mangueras de carga.

Las condiciones de seguridad son:

- Todos los buques que operan en nuestras instalaciones offshore realizan las transferencias de combustible de acuerdo con las recomendaciones GOMO (Guidelines for Offshore Marine Operations), IMO (International Maritime Organization) MARPOL (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships) y SMS (Safety Management System) de la compañía Naviera.
- Previo al inicio se debe verificar que las condiciones meteorológicas se encuentran dentro del rango permitido para la operación de transferencia (hasta 25 nudos en relación con la deriva del buque con respecto a la plataforma y condición de mar hasta 3 m)
- El buque previo para ingresar en la zona de los 500 m de la plataforma debe efectuar las pruebas de DP (Posicionamiento dinámico).
- Finalizada la maniobra de aproximación el buque coordina con la instalación offshore a recibir la carga lo siguiente:
 - Canal de VHF dedicado para la operación.
 - Plan de transferencia – Cantidad y MSDS del producto.
 - Personal dedicado para la operación.
 - Verificación de los acoples de manguera de la instalación y que la misma posea los flotadores correspondientes.
 - Conexión de manguera que se efectúa con asistencia de la grúa de la instalación.
 - Se verifica que el largo de la manguera se correcto en relación con la variación de marea.
 - Se acuerda el caudal para la operación.
 - Se acuerda el procedimiento de parada de emergencia y desconexión.
 - Se verifica que los equipos SOPEP se encuentren en el área de operación.
 - Se efectúa la Lista de Chequeos correspondientes - en la misma se encuentran los límites de condiciones meteorológicas para la operación.
 - Toda la tripulación debe estar informada de la operación.
 - Los trabajos en calientes se encuentran prohibidos durante la operación.
 - Previo al inicio de la transferencia se verifica que ni existan perdidas en la conexión o en la línea de manguera y la instalación.
 - Se mantiene personal de guardia de seguridad durante toda la operación en ambas puntas de línea / puente de comando e instalación.

Las condiciones para suspender la operación por impacto meteorológico son:

- Durante la operación de transferencia las condiciones meteorológicas son monitoreadas en forma constante, el buque se mantiene en posición mediante el sistema de posicionamiento dinámico (DP) y el mismo es afectado por las condiciones de Viento, corriente y condición del estado de mar.
- Si la potencia requerida del buque para mantener la posición supera el 45 % máximo de los generadores / máquina, el buque debe suspender la operación, verificar si se puede orientar el mismo para disminuir la potencia requerida, en situación de no ser posible o que la deriva sea en sentido de la instalación se debe efectuar la maniobra de desconexión colocando las bridas correspondientes y alejarse de la instalación.
- Cuando los movimientos de cabeceo y rolo del buque superar los 5 grados, el buque debe considerar parar la operación, efectuar la maniobra de desconexión colocando las bridas correspondientes y alejarse de la instalación.

- En situación de recibir un pronóstico con condiciones meteorológicas adversas o alerta meteorológico, el buque suspende las operaciones, efectúa la maniobra de desconexión y se aleja de la instalación.
- Si la condición de mar supera los 3 m, el buque debe suspender la operación, efectuar la maniobra de desconexión colocando las bridas correspondientes y alejarse de la instalación.
- Si la condición de viento constante supera los 25 nudos, el buque debe suspender la operación, verificar si se puede orientar para disminuir el impacto del viento, en situación de no ser posible o que la deriva sea en sentido de la instalación se debe efectuar la maniobra de desconexión colocando las bridas correspondientes y alejarse de la instalación.

Durante el abastecimiento de combustible en el mar y en puerto se cumplirá con lo requerido por la Ordenanza PNA 1/93 - LISTAS DE VERIFICACIONES PARA LA PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN EN OPERACIONES DE CARGA Y DESCARGA A GRANEL DE HIDROCARBUROS O SUSTANCIAS NOCIVAS LÍQUIDAS EN PUERTOS TERMINALES, PLATAFORMAS O MONOBOYAS).

La cantidad de viajes a Puerto Deseado (carga de combustible) durante la etapa de perforación será con algunos de los supply y no necesariamente con el Skandi Patagonia, aunque tiene una gran capacidad de almacenamiento. La estimación, según la experiencia de campañas anteriores, es de unos 5 viajes durante los 261 días de operación, y una carga de unos 2000 m³ de combustible cada viaje.

Se harán 2 viajes semanales a Punta Quilla en busca de suministros, lodos y agua, entre otros, durante la perforación.

4.5.6 Consumo de combustible

En esta parte se tratan los consumos de combustible durante las tareas de construcción en Fenix. Esto incluye las etapas de instalación de la plataforma de producción, instalación de la tubería desde Fenix a VP y la perforación de pozos, y el retiro de los buques y plataforma, incluyendo los viajes a puerto. El consumo asignado de combustibles surge de la experiencia de Total Austral.

Buques y plataformas

La Tabla 4.5.6.1 muestra los buques seleccionados y aquellos del tipo que se usarán todavía no seleccionados, su consumo diario y el total.

Tabla 4.5.6.1 Buques seleccionados y aquellos del tipo que se usarán todavía no seleccionados, su consumo y personal estimado durante las etapas del proyecto. Nota: (1) Ya fue seleccionado para el proyecto Fenix; Diving Support Vessel, DSV; Multipurpose Supply Vessel, MSV; Heavy Transport Vessel, HTV; Deepwater Construction Vessel, DCV; Pipelaying, PLV

Buques, plataformas y máquinas	Nombre	Número de días	Consumo (t/día)	Consumo total (t)
Transporte e instalación de la plataforma de producción				
Transporte de la Jacket, Deck y otros equipos (tareas iniciales) HTV	Tipo Hanjin Leader	5	8.4	42
Transporte de la Jacket, Deck y otros equipos (tareas finales) HTV	Tipo Hanjin Leader	6	8.4	50
Supply	Tipo Skandi Pacific	25	6.7	168
Piloteado y perforación DCV	Aegir (1)	21	23.5	494
Parcial		57	47	754
Tendido de tuberías				
DSV Supply	Skandi Patagonia (1)	8	1.7	13
Transporte de tuberías 1	Tipo Brouwersgracht	13	19.3	251
Transporte de tuberías 2	Tipo Brouwersgracht	13	19.3	251
Tendido de tuberías PLV	Castorone (1)	25	79.8	1995
Supply	Tipo Skandi Pacific	25	6.7	168
Remolcador	Tipo Beagle II	25	5.0	126
DSV Supply	Skandi Patagonia (1)	53	1.7	89
Remolcador	Tipo Beagle II	53	6.7	356
MSV Supply	Tipo Bourbon Evolution	30	8.4	252
Supply	Tipo Skandi Pacific	30	6.7	202
Remolcador	Tipo Beagle II	30	5.0	151
DSV Supply	Skandi Patagonia (1)	37	1.7	62
Remolcador	Tipo Beagle II	37	6.7	249
MSV Supply	Tipo Bourbon Evolution	23	8.4	193
Supply	Tipo Skandi Pacific	23	6.7	155
Remolcador	Tipo Beagle II	16	5.0	81
Parcial		441	189	4594
Perforación				
Plataforma de perforación	Noble - Houston Colbert	261	12.6	3289
Supply	Tipo Skandi Pacific	261	6.7	1754
Supply	Tipo Skandi Pacific	261	6.7	1754
Supply	Tipo Bravante V	261	5.0	1315
Parcial		1044	31	8112
Total		1542	267	13461

Los cambios de dotaciones a bordo de los diferentes buques de instalación, así como el acceso de otro personal necesario, se realizará mediante la utilización de helicópteros que tendrán como base operativa la planta de Río Cullen o el aeropuerto de Río Grande, según las necesidades.

Helicópteros

Respecto al consumo de combustible (Jet) por parte de los helicópteros se puede usar la experiencia de VP que indica que durante la instalación de la plataforma y la tubería se hicieron 630 h de vuelo que, adaptado al presente cronograma de tareas indica 57 h de vuelo por mes. Para la extensión de las tareas de este proyecto el número de horas de vuelo estimado es 1088. A partir de los datos provistos por el fabricante del Airbus H145, puede estimarse que consume 0.30 m³ de combustible por hora de vuelo, aproximadamente. Por lo tanto, el consumo esperado de combustible es 326 m³.

4.5.7 Zonas de seguridad

En el área de perforación, se prevé la presencia de un buque del tipo supply en la proximidad de las plataformas (perforación, producción y abandono). Las zonas de seguridad se presentan en la Tabla 4.5.7.1.

Tabla 4.5.7.1 Zonas de seguridad por etapas

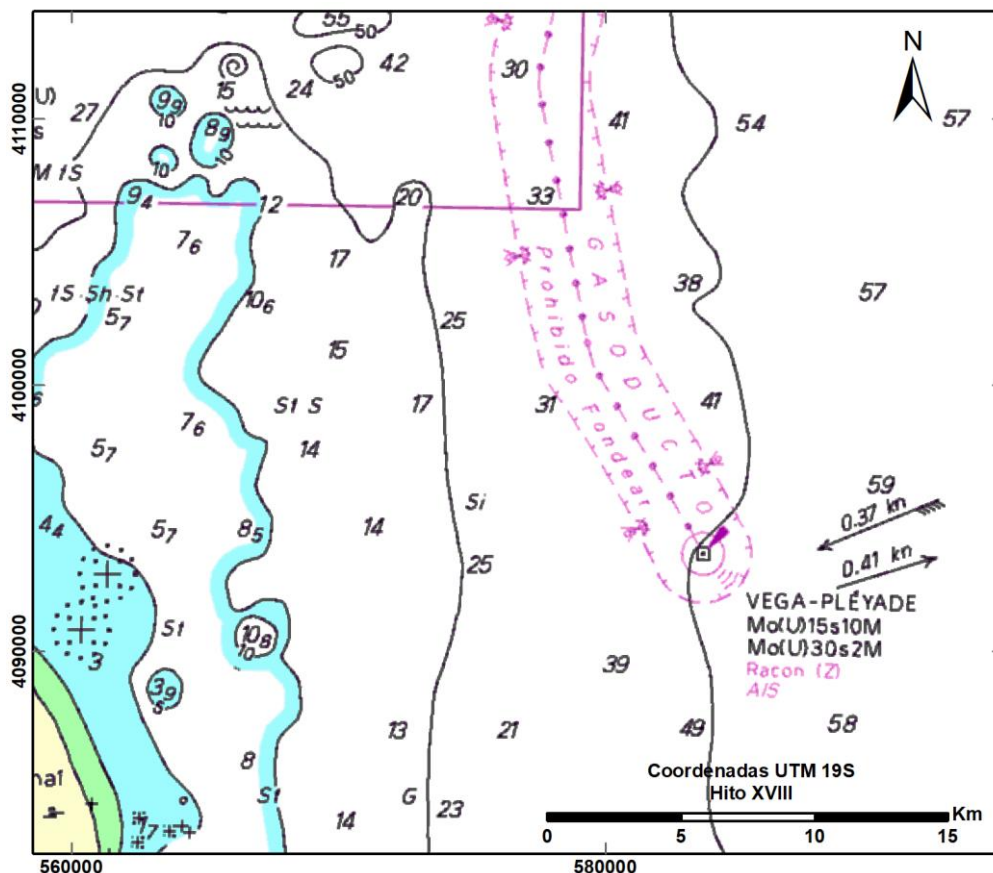
Zona	Etapas	Zona asociada a	Dimensiones
Prohibido fondear	Operación	Tuberías	Zona definida por una circunferencia de radio 1 NM con centro en Fenix y 1 NM a cada lado de las tuberías
Prohibido navegar	Operación	Plataforma	Zona definida por una circunferencia de radio 0.5 NM con centro en Fenix
	Construcción	Barcaza durante las operaciones de tendido de línea y de perforación	Circunferencia de radio 2 NM con centro en barcaza 2 NM a cada lado de las tuberías
	Abandono	Barcaza durante las operaciones	Circunferencia de radio 2 NM con centro en barcaza

En todo momento permanecerá un buque de asistencia, cumpliendo la función guardia de seguridad.

Las zonas de seguridad se establecen con el fin de establecer límites físicos que adviertan, prevengan y eviten que embarcaciones de terceros y la fauna corran un riesgo al acercarse o aproximarse a las zonas donde se emplazarán las perforaciones. La embarcación asegurará ese límite físico por medio de luces, señales de radio o sonidos.

De manera anticipada antes del inicio de las operaciones, Total Austral comunicará a las autoridades con incumbencias en la seguridad náutica detalles del proyecto final de modo que la información se represente en las cartas náuticas y avisos a los navegantes como se muestra en la Figura 4.5.7.1.

Figura 4.5.7.1 Ejemplo de zona de prohibición permanente de fondeo cerca de Vega Pleyade



4.5.8 Tripulación argentina

De acuerdo con la ley argentina (Art. 30 de Ley 27419/17 de DESARROLLO DE LA MARINA MERCANTE NACIONAL Y LA INTEGRACIÓN FLUVIAL REGIONAL) un barco puede permanecer con tripulación extranjera un máximo de 28 días si va a efectuar tareas de cabotaje. Pasado ese periodo debe embarcar la tripulación argentina. La cantidad de personal local, se indica en la Tabla 4.5.8.1.

La estrategia de cambio de tripulaciones cambia de barco a barco, de actividad a actividad. Según el origen de las tripulaciones, que son la mayor parte extranjeras. También dependerá de la duración de las actividades de cada barco. Típicamente, la tripulación trabaja en turnos diurnos y nocturnos (12h x 12h) y en rotaciones de 6 semanas (6 de trabajo y 6 semanas de descanso). Para mantener el conocimiento a bordo, muchos contratistas ejecutan cambios parciales en la tripulación (no toda la tripulación a la vez).

Tabla 4.5.8.1 Tripulación local y extranjeros

Tarea	Número tripulantes locales	Número de días contratados	Número total de tripulantes locales y extranjeros	Porcentaje de tripulación local respecto de la total
Transporte e instalación	0	56	253	0
Instalación de tuberías	242	434	1267	19
Perforación	56	1044	231	24

4.5.9 Generación de residuos líquidos y sólidos durante la etapa de construcción

Las actividades de los buques y máquinas producen residuos peligrosos y residuos no peligrosos. Todos los buques contarán con equipos, sistemas y protocolos para la prevención de la contaminación por hidrocarburos, aguas residuales y residuos generales, de acuerdo con las políticas de Total Austral, las normas nacionales e internacionales y los requisitos de las autoridades de certificación. La gestión de residuos cumplirá con los requisitos de la convención MARPOL y con buenas prácticas internacionales.

Ningún residuo sólido, con la excepción de alimentos, se descargará en el medio marino, de conformidad con MARPOL 73/78, Anexo V. Podrá haber incineración a bordo, siempre y cuando los buques (ya sean nacionales o extranjeros) cumplan con lo requerido en la Ordenanza PNA 1/03. Estos residuos tienen que ver con las operaciones típicas de buques y plataformas excluyendo a los lodos y cortes y los líquidos de la prueba hidráulica.

El cálculo de la cantidad de residuos líquidos y sólidos se hizo en base a los siguientes antecedentes:

Aguas de sentina. La producción de los resultados cuantitativos de la producción de aguas de sentina se indican ciertas diferencias en los datos (CE Delft, 2016). Habiendo considerado datos de 19 buques, las cantidades de aguas de sentina generadas por día variaron de 0.01 a 13 m³. El valor medio fue de 0.3 m³ por día y la mayoría de los buques generan menos de 0.5 m³ por día. La cantidad de agua de sentina oleosa generada por cada 1000 GT varió de 0.003 a 0.86 m³/día. El último valor es un valor atípico. La mayoría de los buques generan menos de 0.01 m³ de agua de sentina aceitosa por 1000 GT por día y el valor medio fue 0.02 m³ por 1000 GT por día. MARPOL ha regulado que todos los buques de más de 400 toneladas brutas (GT) deben tener un equipo instalado a bordo que limite la descarga de sustancias oleosas a los océanos a 15 ppm cuando un buque está en ruta. También deben tener un monitor de contenido oleoso y una alarma de sentina para detectar si el agua de sentina tratada cumple con los requisitos de descarga. El sistema consta de una válvula de tres vías que permite retener el agua de sentina tratada a bordo en caso de que la descarga no cumpla con los requisitos.

Lodos oleosos. El lodo aceitoso es un residuo resultado del consumo de combustible. Es un estándar en todas las embarcaciones. El tratamiento del lodo aceitoso se puede lograr mediante evaporación o incineración. Los buques generan entre 0 y 0.01 m³ por tonelada de MGO, valor adoptado para las estimaciones.

Aguas residuales (negras) y grises. Las aguas residuales se definen como el drenaje y otros desechos de cualquier forma de inodoros y urinarios; drenaje de instalaciones médicas (dispensario, enfermería, etc.) a través de lavabos, bañeras y alcantarillas ubicadas en dichas instalaciones; drenaje de espacios que contienen animales vivos; u otras aguas residuales cuando se mezclan con los drenajes definidos anteriormente (www.imo.org Organización Marítima Internacional). Esto generalmente se conoce como "agua negra". No incluye el agua gris que es el drenaje generado por lavaplatos, duchas, lavandería, baño y desagües. No siempre es posible distinguir entre las aguas residuales (aguas negras) y otras aguas residuales. Las cantidades de aguas residuales generadas por día variaron de 0.4 a 700 m³. Las cantidades generadas por día por persona variaron de 0.01 a 0.45 m³. De esta cantidad, 0.01 a 0.06 m³ probablemente sea agua negra, y el resto agua gris, ya que algunos buques los mezclan en tanques de aguas residuales (CE Delft, 2016). En el mismo orden, (www.imo.org) indica que la generación de aguas grises es de unos 0.22 m³/persona/día y de aguas negras 0.1 m³/persona/día. En cumplimiento del MARPOL 73/78 no se descargarán aguas residuales a menos de 12 millas náuticas de la tierra más cercana.

Plásticos. Los desechos plásticos pueden generarse en todo tipo de embarcaciones y, a menudo, se originan a partir de provisiones domésticas y suministros utilizados para operaciones a bordo del buque. Los desechos plásticos típicamente comprenden láminas, envoltorios, botellas, tambores, cuerdas sintéticas, redes de pesca sintéticas, bolsas plásticas de basura y latas vacías de productos químicos. En algunos casos, los buques y los manipuladores de residuos distinguen los plásticos que han estado en contacto con alimentos ("contaminados" o "sucios") y plásticos "limpios". Los dos se mantienen separados por razones de higiene y porque los plásticos sucios (y otros desperdicios de comida) pueden contener patógenos y es posible que el puerto deba eliminarlos de manera diferente (CE Delft, 2016). Los desechos plásticos se generan principalmente a partir de envases y a menudo se almacenan y entregan en puerto para su disposición. La generación de desechos plásticos depende de varios factores, incluido el número de personas a bordo, así como el tipo de carga. También puede depender de la política y las prácticas operativas de los proveedores. La mayoría de los buques generan entre 0.001 y 0.008 m³ de plásticos por persona por día, aunque en algunos casos se han reportado cantidades de hasta 0.025 m³ por persona por día (CE Delft, 2016). Los plásticos a bordo se almacenan para luego ser enviados a puerto para su disposición.

Desechos de comidas/orgánicos. La OMI (www.imo.org Organización Marítima Internacional) define a los desechos de comida como cualquier sustancia alimenticia que está o no está en condiciones de ser utilizada como alimento e incluye frutas, verduras, productos lácteos, aves de corral, productos cárnicos y restos de comida generados a bordo del buque. Sin embargo, a bordo de grandes embarcaciones (carga y cruceros) a veces se hace una distinción entre el desperdicio de alimentos orgánicos blandos (cáscaras, sobras, etc.) por un lado y los orgánicos duros (huesos) y el embalaje por el otro (aunque el embalaje no es desperdicio de alimentos según el Anexo V de MARPOL). Esta separación no se basa en la regulación, sino que se origina en la gestión práctica a bordo de los buques. El desperdicio de alimentos se puede manejar de diferentes maneras, ya sea triturando o pasando por un molinillo y luego desechando en el mar o recolectando en contenedores y entregados a puerto para su disposición. Esto depende de la política del buque y la generación de residuos depende de otros factores, como la cantidad de tripulación y pasajeros a bordo y el almacenamiento de los residuos de alimentos a bordo. Las auditorías del buque muestran que las cantidades de desperdicio de alimentos generadas variaron de 0.001 a 0.003 m³ por persona por día, (CE Delft, 2016).

Desechos domésticos. Los desechos domésticos son todos los desechos de los espacios domésticos a bordo del buque que no son desechos de alimentos, aceite de cocina o plástico. La OMI (www.imo.org Organización Marítima Internacional) define esto como "todos los tipos de residuos no cubiertos por otros anexos que se generan en los espacios de alojamiento a bordo del buque. Los desechos domésticos no incluyen el agua gris". Por lo tanto, los desechos domésticos generalmente comprenden papel, cartón, lámparas fluorescentes, material sintético, láminas, latas de metal, tapas, vidrio, desechos de envases de despensa, etc. Los desechos domésticos se generan a bordo como consecuencia del alojamiento de la tripulación y pasajeros y se generan en todo tipo de embarcaciones. (EPA, 2008) encuentran que, en promedio, cada pasajero de un crucero genera al menos 2 libras (900 g) de desechos sólidos no peligrosos por día. Además, cada pasajero del crucero dispone de dos botellas y dos latas (ambas reciclables) por día (CE Delft, 2016). Para los buques de pasaje, la generación promedio de residuos domésticos es de 3 kg/persona/día (NEA; PM Group, 2009). Suponiendo una densidad promedio de 75 kg/m³, esto se traduce en 0.04 m³/persona/día. En total, la producción de residuos domésticos para buques de carga es de 2 kg/persona/día (NEA; PM Group, 2009) o 1.4 kg/persona/día (EMSA, 2015). Esto se traduce en 0.02–0.03 m³/persona/día. Las cantidades generadas por día en los buques estudiados en (CE Delft, 2016) variaron de 0.001 a 8 m³. Las cantidades por día por miembro de la tripulación variaron de 0.001 a 0.02 m³. Para los buques de pasaje, la cantidad oscila entre 0.0004 y 0.002 m³ por persona por día. El promedio de producción de desechos de la literatura se encuentra dentro del rango previsto en este estudio. Los desechos serán dispuestos en puerto en instalaciones habilitadas.

Desechos de aceite de cocina. Los desechos de aceite de cocina se generan a bordo durante la preparación de alimentos y se generan en la mayoría de los tipos de recipientes. El principal impulsor de la generación de aceite de cocina es la cantidad de alimentos fritos. El aceite de cocina es un tipo de desecho generado a bordo durante la preparación de alimentos y, a menudo, se almacena y se lleva a puerto para su disposición. En la práctica, también puede tratarse como lodo, aunque esto no está permitido en el Anexo V de MARPOL (www.imo.org). El factor principal es el tipo de alimento que se está preparando y la cantidad de personas a bordo. Las auditorías del buque proporcionan una gama de generación de aceite de cocina de 0.01 a 0.08 litros por persona por día, (CE Delft, 2016). Los desechos serán dispuestos en puerto en instalaciones habilitadas.

Desechos operacionales. Muchos tipos diferentes de desechos se clasifican como "desechos operacionales". La mayoría de los buques incluyen desechos de la sala de máquinas en esta categoría, como trapos y baterías aceitosas, pero también pueden incluir otros desechos resultantes de la operación del buque, como sogas viejas, bidones, madera, lavadoras, chatarra, restos químicos y pintura. Por lo tanto, algunos de estos desechos deben clasificarse como materiales peligrosos. Algunos buques también reportan desperdicios relacionados con el manejo de carga en esta categoría, como paletas de madera, material de estiba y guantes de goma. En otros buques, la categoría se usa para otros desechos domésticos, como tubos fluorescentes, ropa de trabajo rota, etc., (CE Delft, 2016). En el texto del Anexo V de IMO MARPOL (www.imo.org), la definición de desperdicio operacional a bordo del buque es desperdicio que no está clasificado en otra parte. El desperdicio de operación se puede definir en diferentes desperdicios, lo que significa que puede haber cierta superposición con otros tipos de desperdicio. Los desechos operacionales se almacenarán a bordo antes de ser entregados en puerto para su disposición. La generación depende de varios factores, como el tamaño del buque, así como el área comercial y el tipo de carga del buque. Las auditorías del buque proporcionan un rango de 0.001 a 0.1 m³ por persona por día. Los desechos serán dispuestos en puerto en instalaciones habilitadas.

Los resultados de las estimaciones son indicados en la Tabla 4.5.9.1.

Tabla 4.5.9.1 Condiciones de operación para el cálculo de la cantidad de residuos líquidos y sólidos generados durante las distintas etapas

Etapa	Aguas de sentina (m ³)	Lodos oleosos (m ³)	Aguas negras (m ³)	Aguas grises (m ³)
Cantidades unitarias adoptadas	0.02 m ³ /1000GT/día	0.01 m ³ /t de combustible	0.1 m ³ /día/persona	0.22 m ³ /día/persona
Transporte e instalación de la plataforma	26	8	502	1104
Tubería	77	46	3351	7373
Perforación	66	86	6029	13264
Total	170	139	9882	21741

Tabla 4.5.9.1 (continuación)

Etapa	Plásticos (m ³)	Comidas- Orgánicos (m ³)	Desechos domésticos (m ³)	Aceite de cocina (m ³)	Operacionales (m ³)
Cantidades unitarias adoptadas	0.0045 m ³ /día/persona	0.002 m ³ /día/persona	0.01 m ³ /día/persona	0.045 litro/día/persona	0.05 m ³ /día/persona
Transporte e instalación de la plataforma	23	10	50	0.2	251
Tubería	151	67	335	2	1676
Perforación	271	121	603	3	3015
Total	445	198	988	4	4941

4.5.10 Generación de lodos base agua y recortes durante la etapa de construcción

Una vez instalada la plataforma de perforación, se dispondrá del proceso de perforación. La perforación en alta mar es el proceso de perforar pozos en el lecho marino para acceder a los yacimientos de hidrocarburos.

La rotura de la roca durante la perforación se realiza por medio de una broca que es una herramienta de perforación utilizada a tal fin. Los trozos de roca o cortes de perforación son pequeños fragmentos de roca producidos como resultado de la perforación que se llevan a la superficie por el flujo del lodo de perforación a medida que se hace circular. Estos lodos consisten en arcillas especiales mezcladas con aditivos químicos al agua o al aceite y, bombeados al fondo del pozo a través de la tubería de perforación y la broca. El lodo enfría la broca que gira rápidamente, lubrica la columna de perforación a medida que gira en el pozo, lleva recortes de roca a la superficie y sirve como emplasto para evitar que la pared del pozo se derrumbe. También conocido como fluido de perforación.

Se iniciará la perforación con un trépano de menor diámetro para pasar, en la misma fase, a uno mayor. Esto se realiza para facilitar la remoción de los recortes del pozo. Se prevé perforar la sección completa en el diámetro menor y luego ensanchar el pozo al diámetro mayor.

4.5.10.1 Programación del vertido de lodos base agua

La ingeniería de perforación prevé el uso de lodos de perforación. Para realizar las evaluaciones ambientales de los vertidos de la porción de estos lodos descargado al mar, se han realizado simulaciones (modelación matemática) de los vertidos en base a los componentes principales de los lodos. Dado que no hay más datos que la cantidad de lodos a generar por etapa se asume, de manera conservadora, que todo el lodo generado será vertido al mar. Por lo tanto, todo resultado de las simulaciones es el máximo posible y se espera que la afectación observada sea en realidad menor.

Cada fase utilizará diferentes tipos de fluidos en función de los requerimientos de la ingeniería de perforación. La modelación de los vertidos de lodos de perforación base agua al mar se realizó utilizando como trazadores a los componentes mayoritarios de cada lodo: bentonita, baritina y CaCO₃. La Tabla 4.5.10.1.1 presenta las características físicas de estos componentes. Más detalles

acerca de los volúmenes y tasas de vertido por fase de perforación se presentan en el Apéndice 1 del Capítulo 8 – Documento de Modelación Matemática.

Tabla 4.5.10.1.1 Características de los componentes mayoritarios de los lodos de perforación base agua: Bentonita, Baritina y CaCO₃. Nota: D₅₀ es el diámetro representativo del material.

Componente Mayoritario	D ₅₀ (mm)	Densidad (kg/m ³)	Número de Shields (-)	Velocidad de Caída (m/s)	Tensión de corte (N/m ²)
Bentonita	0.004	2300	0.626	7.6 x 10 ⁻⁶	0.070
Baritina	0.020	4200	0.051	4.7 x 10 ⁻⁴	0.131
CaCO ₃	0.050	2700	0.043	1.6 x 10 ⁻³	0.093

Las Tablas 4.5.10.1.2 a 4.5.10.1.6 presentan las características de los vertidos de lodos base agua con el detalle de los diferentes compuestos incluyendo los componentes mayoritarios que fueron utilizados como trazadores en las simulaciones numéricas de los vertidos.

Tabla 4.5.10.1.2 Fase 1. Características de los lodos base agua a verter al mar. Nota: PAD (Pump-And-Dump) bombeo y descarga.

FASE 1
<p>Base: agua</p> <p>Tiempos: 72 h de perforación, 48 h para la cementación y 48 h las tareas siguientes (tareas sin vertido).</p> <p>Perforación: se generarán 240 m³ de lodo con 90 kg/m³ de bentonita</p> <p>Desplazar el agua de mar por lodo PAD: se generarán 170 m³ de lodo con 60 kg/m³ de bentonita y 250 kg/m³ de baritina</p> <p>Espaciador: 30 m³ de agua</p> <p>Cementación: lechada de 50 m³, se espera algún exceso menor que no será simulado. Exceso estimado de lechada a fondo del mar: 3 m³.</p>

Tabla 4.5.10.1.3 Fase 2. Características de los lodos a verter al mar

FASE 2
<p>Base: agua</p> <p>Tiempos: 48 h de perforación, 48 h para la cementación y 48 h las tareas siguientes (tareas sin vertido).</p> <p>Perforación: se generarán 710 m³ de lodo con 30 kg/m³ de bentonita, 50 kg/m³ de baritina y 50 kg/m³ de carbonato de calcio.</p> <p>Espaciador: 25 m³ de agua con 324 kg/m³</p> <p>Cementación: No se espera retorno de lechada en superficie, pero si retornará 8 m³ de espaciador viscoso base agua, con 324 kg/m³ de baritina que será volcado al mar.</p>

Tabla 4.5.10.1.4 Fase 3. Características de los lodos a verter al mar

FASE 3
<p>Base: aceite</p> <p>Tiempo: 48 h de perforación, 48 h para la cementación y 72 h para las tareas siguientes (tareas sin vertido).</p> <p>Lodo en base a aceite. Se mezclarán 840 m³ de lodo para el primer pozo (pero para los siguientes pozos solo se mezclarán 110 m³ de lodo nuevo, en cada uno para esta fase). Este lodo sólo irá al mar adherido a los recortes en una proporción menor a 8% (peso/peso).</p> <p>Los sólidos procesados por los restantes equipos de control de sólidos (desarenadores, deslimadores, centrifugas decantadoras) <u>se descargarán directamente al mar</u>, siempre y cuando, el contenido de aceite promedio sea inferior a los valores impuestos por la norma interna CR-EP-FP-470 - "Non-aqueous based mud".</p> <p>Espaciador: 30 m³ con 454 kg/m³ de baritina. No será volcado al mar, ya que parte de este volumen resultará mezclado con lodo base aceite. Este espaciador se procesará con centrifuga decantadora para separar el material densificante (baritina), el cual se descargará al mar.</p>

Tabla 4.5.10.1.5 Fase 4. Características de los lodos a verter al mar

FASE 4
<p>Base: aceite</p> <p>Tiempos: 120 h de perforación, 72 h para la cementación y 240 h para las tareas siguientes (tareas sin vertido)</p> <p>Lodo en base a aceite. Se mezclarán 50 m³ de lodo nuevo (se reutilizará el lodo de la fase anterior). Este lodo solo irá al mar adherido a los recortes en una proporción 5% (p/p) que son 11 m³ de lodo (60% es aceite).</p> <p>Los sólidos procesados por los restantes equipos de control de sólidos (desarenadores, deslimadores, centrífugas decantadoras) <u>se descargarán directamente al mar</u>, siempre y cuando, el contenido de aceite promedio sea inferior a los valores impuestos por la norma interna CR-EP-FP-470 - "Non-aqueous based mud".</p> <p>Espaciador: 30 m³ con 520 kg/m³ de baritina. No será volcado al mar, ya que parte de este volumen resultará mezclado con lodo base aceite. Este espaciador se procesará con centrífuga decantadora para separar el material densificante (baritina), el cual se descargará al mar.</p>

Tabla 4.5.10.1.6 Fase 5. Características de los lodos a verter al mar

FASE 5
<p>Base: agua</p> <p>Tiempos: 48 h de perforación</p> <p>Perforación: se generarán 300 m³ de lodo con 100 kg/m³ de carbonato de calcio, que serán vertidos al mar al finalizar.</p>

Píldoras viscosas de limpieza: es un volumen reducido del mismo lodo que se está usando para perforar pero con mayores valores reológicos (mayor viscosidad). El volumen suele ser de 3 a 10 m³ de lodo, al que se le agrega un aditivo específico en una pileta dedicada (llamada píldorero o chemical pit) para tenga mayor viscosidad que el resto del lodo usado para perforar. El objetivo de esta píldora es mejorar el transporte de los recortes de perforación hasta superficie y evitar la acumulación de estos recortes en el espacio anular.

Píldoras de barrido: es un volumen reducido del mismo lodo que se está usando para perforar pero con el agregado de fibras para mejorar el transporte de los recortes de perforación hasta superficie y evitar la acumulación de estos recortes en el espacio anular. Tiene el mismo objetivo que una píldora viscosa pero con otro principio físico. De manera similar, el volumen suele ser de 3 a 10 m³ de lodo, al que se le agrega unas fibras específicas, en una pileta dedicada (llamada píldorero o chemical pit) para tenga otras propiedades que el resto del lodo usado para perforar.

Inner string: es un método usado para cementar tuberías de gran diámetro. Después de bajar la tubería en el pozo, se arma otra tubería interior con barras de perforación que se conecta al collar de flotación y permite realizar el bombeo de los espaciadores y lechadas de forma más rápida y eficiente.

4.5.10.2 Programación del vertido de cortes

Los vertidos de los recortes se realizarán de manera continua durante la perforación, a medida que se van generando. Los vertidos de los sólidos finos se verterán al mar solo cuando el contenido de aceite promedio sea inferior a los valores impuestos por la norma interna CR-EP-FP-470 - "Non-aqueous based mud" (lodos de base no acuosa) que define que el aceite remanente en los cortes no debe superar el 8 % (peso aceite/peso de los cortes secos) en promedio durante el día, no debiendo superar el valor máximo de 14 % en valor puntual. Más detalles acerca de la posición y tasas de vertido se presentan en el Apéndice 1 del Capítulo 8 – Documento de Modelación Matemática.

- Para la fase 1, se prevé verter al mar 100 m³ de recortes generados en 72 h de perforación.
- Para la fase 2, se prevé verter al mar 100 m³ de recortes generados en 48 h de perforación.
- Para la fase 3, se prevé verter al mar 130 m³ de recortes generados en 48 h de perforación.
- Para la fase 4, se prevé verter al mar 120 m³ de recortes generados en 120 h de perforación.
- Para la fase 5, se prevé verter al mar 20 m³ de recortes generados en 48 h de perforación.

La profundidad de vertido y la granulometría de los cortes está en función de la fase de perforación. La Tabla 4.5.10.2.1 muestra la granulometría y la posición de vertido de los cortes de perforación asociados a cada fase.

Tabla 4.5.10.2.1 Cortes. Tamaño de los recortes y lugar de vertido.

Fase	Granulometría	Posición de vertido
1	70% \geq 1000 μm , 20% de 180 μm y 10% de 74 μm	fondo del mar
2	50% \geq 1000 μm , 30% de 180 μm , 10% de 74 μm y 10% de 45 μm	superficie
3	50% \geq 74 μm , 40% de 45 μm y 10% de 10 μm	superficie
4	50% \geq 74 μm , 40% de 45 μm y 10% de 10 μm	superficie
5	70% \geq 74 μm , 20% de 45 μm y 10% de 10 μm	superficie

Los vertidos de los recortes se realizarán de manera continua durante la perforación, a medida que se van generando. Para las Fases 3 y 4, donde el lodo utilizado posee una base oleosa, se espera que los recortes generados estén impregnados por el lodo. En estos casos los vertidos de los sólidos finos se verterán al mar solo cuando el contenido de aceite promedio sea inferior a los valores impuestos por la norma interna CR-EP-FP-470 - "Non-aqueous based mud" (lodos de base no acuosa) que define que el aceite remanente en los cortes no debe superar el 8 % (peso aceite/peso de los cortes secos) en promedio durante el día, no debiendo superar el valor máximo de 14 % en valor puntual.

4.5.10.3 Capacidad de tratamiento de recortes

Se utilizará una unidad computarizada de registro de lodo para monitorear y registrar todos los parámetros geológicos, de lodo y de perforación (detección continua de gas con cromatografía rápida, muestreo y descripción de recortes, caracterización de muestras de petróleo, muestreo de gas). La unidad será administrada por una cuadrilla compuesta por 2 registradores de lodo y 2 ingenieros de datos (todos ellos geólogos) y 2 recolectores de muestras que trabajarán bajo la supervisión del geólogo de Total Austral.

El muestreo comenzará debajo de la tubería conductora cada 20 metros totales hasta la formación Top Laumina. Desde Top Laumina se recogerán con un intervalo de 10 m hasta la formación Inoceramus inferior. De Inoceramus Inferior a fondo de pozo los recortes se muestrearán con un intervalo de 5 m.

4.5.11 Generación de ruidos en agua durante la etapa de construcción

4.5.11.1 Métrica para expresar los niveles de ruido

Para el tratamiento de los ruidos generados durante el proyecto es necesario revisar la métrica para expresar los niveles de ruido dadas las múltiples métricas que se usan comúnmente.

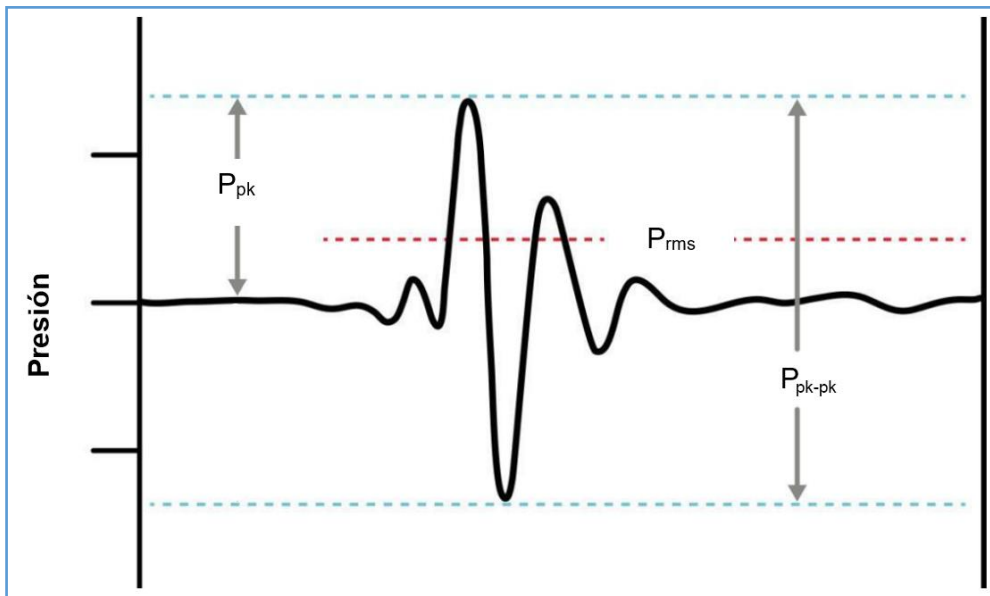
La escala de decibeles (dB) es una escala logarítmica que expresa la relación de dos valores de una cantidad física. Se utiliza para medir la amplitud o la "sonoridad" de un sonido. Como la escala de dB es una relación, se denota en relación con algún nivel de referencia, que debe incluirse con los valores de dB para que sean significativos. El nivel de presión de referencia en la acústica subacuática es en micropascales (1 μPa), mientras que el nivel de presión de referencia usado en el aire es de 20 μPa , que se seleccionó para que coincida con la sensibilidad auditiva humana. Como resultado de estas diferencias en los estándares de referencia, los niveles de sonido en el aire no son iguales a los niveles bajo el agua, esto es no son comparables. Algunas definiciones útiles son las siguientes:

SL: El nivel de la fuente acústica (SL o Source Level) es una medida del nivel de presión sonora a una distancia nominal de 1 m de la fuente acústica y se indica en dB re1 μPa @1m, que debe leerse como tantos dB relativos a 1 μPa a 1m de la fuente acústica.

SPL: El sonido subacuático se mide típica y genéricamente en términos del nivel de presión sonora instantánea (SPL), en dB re1 μ Pa. SPL para un sonido impulsivo se expresa en términos de SPL_{pk} (0-pico) o SPL_{pk-pk} (pico a pico). La Figura 4.5.11.1.1 ilustra acerca de las diferentes definiciones.

SPL también se puede expresar como una medida "rms" (root mean square), o SPL_{rms}, que es una presión promedio durante un período de tiempo. Esta medida se asocia comúnmente con los sonidos continuos, pero también se utiliza para caracterizar los sonidos del pulso donde la duración del tiempo se relaciona con la duración del pulso o un porcentaje de energía de la señal del pulso.

Figura 4.5.11.1.1 Ilustración de las presiones pico a pico (P_{pk-pk}), cero a pico, (P_{pk}) y rms, (P_{rms}) sobre un pulso genérico



Llamando P_{pk-pk} a la amplitud de la presión, desde el valor más alto negativo y el más alto positivo y P_{ref} = 1 μ Pa, SPL_{pk-pk} se define de la siguiente manera:

$$\text{SPL}_{\text{pk-pk}} = 20 \log_{10} [P_{\text{pk-pk}} / P_{\text{ref}}]$$

También se usa el SPL_{pk}, que se define como:

$$\text{SPL}_{\text{pk}} = 20 \log_{10} [P_{\text{pk}} / P_{\text{ref}}]$$

Donde P_{pk} es la medida de la presión desde el máximo hasta el nivel medio. El SPL_{rms} se define como:

$$\text{SPL}_{\text{rms}} = 20 \log_{10} [P_{\text{rms}} / P_{\text{ref}}]$$

Donde P_{rms} es presión expresada en términos del valor rms.

SEL_{ss}: Cuando un período de tiempo de exposición, T, es inferior a 1s, el nivel de presión de sonido rms será mayor que el nivel de exposición al sonido (SEL o Sound Exposure Level):

$$\text{SEL}_{\text{ss}} = \text{SEL} = \text{SPL}_{\text{rms}} + 10 \log_{10} T$$

SEL_{ss} corresponde al SEL asociado a un solo pulso (ss: single stroke, en términos asociados usualmente al hincado de pilotes), también se lo llama SEL simplemente. T es el período aproximado del pulso, duración del pulso o también el tiempo de exposición.

SPL_{rms} se ha utilizado históricamente para evaluar los posibles impactos en la vida marina, pero SEL y SPL_{pk} se utilizan cada vez más en su lugar. SEL tiene en cuenta la duración de la exposición al sonido y permite la comparación entre el sonido de diferentes señales (y, por lo tanto, las fuentes acústicas) con diferentes características. SEL es una métrica utilizada para describir la cantidad de energía acústica que puede recibir un receptor (como un animal marino) de un evento. SEL es el nivel (en dB) de la presión de sonido al cuadrado, integrada en el tiempo, normalizada a un período de un segundo, y se expresa como dB re1 μ Pa². s.

Por ejemplo, para pulsos con una duración $T = 0.030s$, el SPL_{rms} medido en dB re $1\mu Pa$ representa, en promedio, unos 15 dB más alto que el SEL en dB re $1\mu Pa^2s$.

TL: Las pérdidas por transmisión, TL (Transmisión Losses) que surgen de la modelación acústica realizada para este trabajo, representan la pérdida de energía acústica a medida que uno se aleja de la fuente acústica, es decir que depende de la distancia a la fuente acústica. Por lo tanto, si SPL (Received Level) es el nivel de presión sonora lejos de la fuente acústica que puede percibir una ballena, por ejemplo, y SL (Source Level) el nivel de presión sonora a 1 m de la fuente acústica,

$$SPL = SL - TL$$

Típicamente, los modelos de propagación acústica calculan los valores de TL y luego los niveles de SPL, a partir de los valores de SL y las distintas características de la fuente acústica y el medio.

SEL_{cum}: Nivel de exposición acústica acumulada. Cuando se producen múltiples eventos de ondas de presión transitorias, por ejemplo, durante la conducción de pilotes u operaciones sísmicas, el nivel de exposición acústica total o acumulativa de múltiples eventos se puede calcular considerando el nivel de exposición al sonido de una serie de eventos individuales. Cuando el SEL es el mismo para todos los pulsos, el SEL_{cum} (dB re $1\mu Pa^2s$) se puede calcular de la siguiente manera:

$$SEL_{cum} = SEL + 10 \log_{10}(\text{número de pulsos, } N)$$

Por ejemplo, si el animal permanece a la misma distancia de la fuente acústica durante la exposición y a $N = 10$ pulsos, el SEL_{cum} es

$$SEL_{cum} = SEL + 10 \log_{10}(10) = SEL_{ss} + 10 \text{ dB re}1\mu Pa^2s$$

4.5.11.2 Fuente de ruidos periódicos en agua

Introducción

En el marco de estos estudios ambientales, se han previsto modelaciones de propagación del ruido producido, principalmente, por el hincado de pilotes, aunque las operaciones generan otros ruidos pero de menor significación, como se verá luego.

Para la instalación de la plataforma de producción se requerirá del hincado de 4 pilotes por dentro de las 4 patas tubulares de la plataforma. La operación de hincado de pilotes es, comúnmente, una fuente importante de energía acústica en los sitios de construcción de obras en el mar. El ruido generado por el impacto del martillo sobre la cabeza del pilote se introduce en el ambiente submarino aumentando el nivel del ruido natural del lugar.

El ruido submarino depende en gran medida de la geometría del pilote. La Tabla 4.5.11.2.1 muestra las características de los pilotes para los trabajos en Fenix.

Tabla 4.5.11.2.1 Características básicas de los pilotes. Fuente: Total Austral

Parámetro	Valor
Longitud estimada (m)	18.75 m
Diámetro (mm)	1.68 m

En términos de cronograma, las actividades de pilotaje se llevan a cabo en un solo frente de trabajo, esto es, habrá solamente un martillo en operación. El proyecto Fenix tiene una duración total para la instalación de la plataforma de operación de 4 meses, pero solamente una fracción muy pequeña de ese tiempo habrá tareas de hincado de pilotes. La Tabla 4.5.11.2.2 resume los valores de los parámetros asociados al hincado de pilotes en Vega Pléyade que ha sido instalada cerca de Fenix en el año 2015.

Tabla 4.5.11.2.2 Parámetros del hincado para un solo pilote. Nota: datos basados en la instalación de la plataforma de VP. Fuente. Total Austral

Máxima penetración (m)	Número de golpes por metro	Número de golpes por pilote	Duración del hincado del pilote (min)	Número de golpes promedio por minuto
18.75	152	2850	49	58

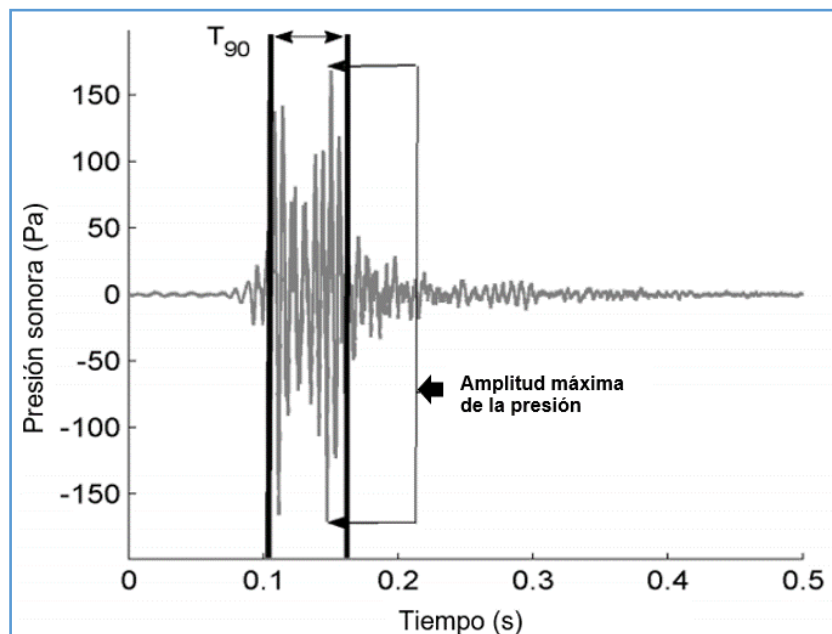
Pulso típico de la presión en agua debido a un golpe de martillo

El hincado de pilotes por impacto produce un sonido impulsivo y repetitivo que se encuentra entre los sonidos subacuáticos más fuertes, particularmente cuando se usan pilotes de acero. El hincado de pilotes generalmente se lleva a cabo utilizando un martillo o un peso de caída. Una vez que el martillo golpea la cabeza del pilote se produce una variación de la presión inmediata al pilote que varía en el tiempo y el espacio. Las tasas de golpes son generalmente de 15 a 60 por minuto. El número total de golpes puede variar de 500 a más de 5000, dependiendo de las propiedades del suelo y de la profundidad de penetración requerida del pilote.

Duración del pulso, T_{90}

La duración de la señal acústica es un dato importante para la evaluación de impactos ambientales. A los efectos de ilustrar el significado de la duración, T_{90} , se incluye la Figura 4.5.11.2.1 que muestra la señal de presión sonora resultante de aplicar un golpe sobre un pilote. Los niveles de presión sonora de la onda sonora debido al hincado de pilotes son altos, pero la duración es muy corta. En base a las investigaciones de (Leunissen, 2017), (Bailey et al, 2010), (Nedwell et al, 2007), (Tougaard et al, 2009), (Blackwell et al, 2005), (Jong et al, 2008) y (Lepper et al, 2009), se seleccionó un valor para el T_{90} igual a 0.1 s.

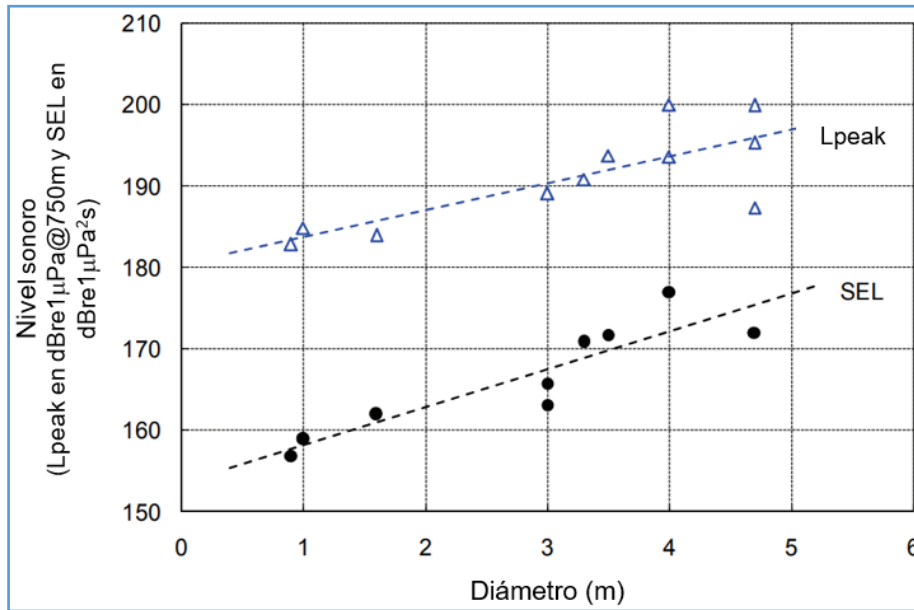
Figura 4.5.11.2.1 Forma de onda de presión debida un solo golpe sobre un pilote. Las líneas verticales en negrita indican el inicio y el final de T_{90} . Esta duración incluye al 90% de la energía de la señal (entre el 5% y el 95%). En este caso, el T_{90} es 0.060s (o 60ms, ms: milisegundos), aproximadamente. Gráfico en base a (Leunissen, 2017).



Niveles de presión y exposición sonora

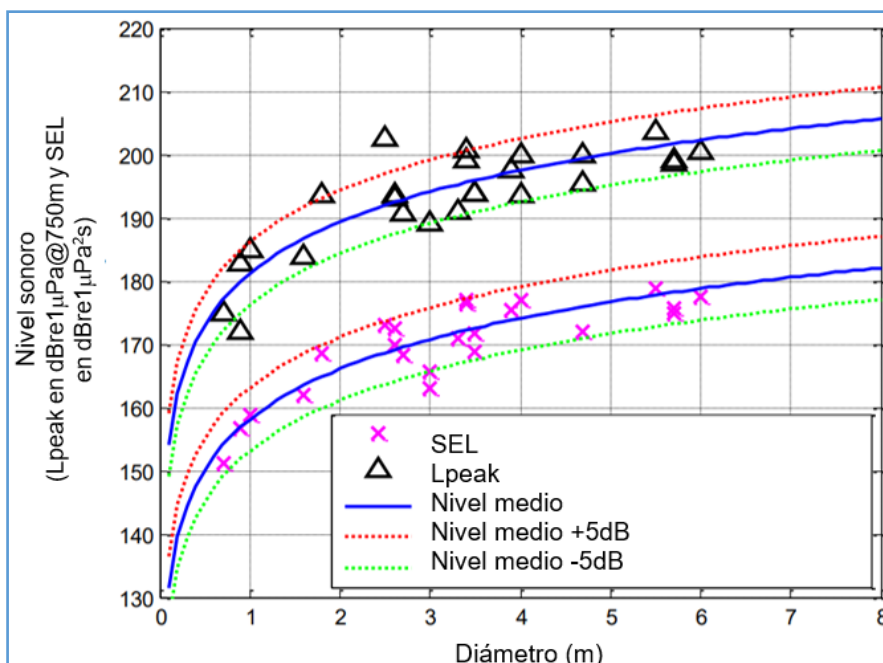
El hincado de pilotes como fuente acústica genera ruido de banda ancha, pero con la mayor parte de la energía entre 100–1000 Hz. (Matuschek y Betke, 2009) presentó datos de niveles de presión sonora (normalizados a 750 m de la fuente, para cumplir con las normas alemanas) en función del diámetro de los pilotes (Figura 4.5.11.2.2).

Figura 4.5.11.2.2 Niveles de presión sonora SPL_{pk} (L_{peak}) y SEL_{ss} (SEL), normalizados a 750 m de la fuente, versus el diámetro de los pilotes de varias operaciones de hincado (Matuschek y Betke, 2009)



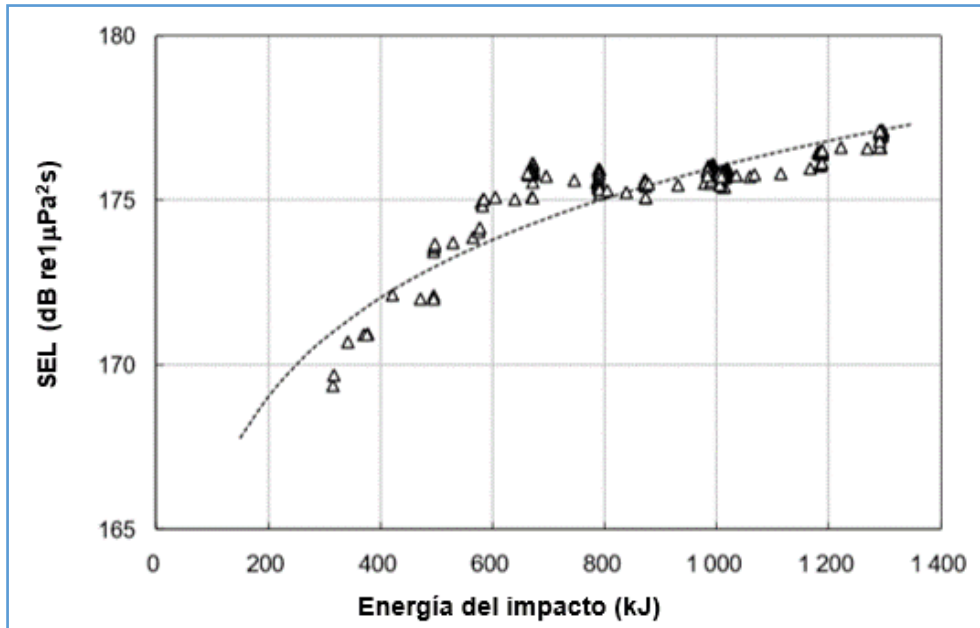
(Bellmann, 2014) indica niveles de ruido (± 5 dB) a partir de una gran cantidad de mediciones durante el trabajo de construcción, con pilotes que tienen un diámetro entre 0.8–6 m (Figura 4.5.11.2.3). Está claro que el nivel de ruido aumenta a medida que aumenta el diámetro. El nivel de ruido se ajusta a una curva exponencial en la Figura 4.5.11.2.3.

Figura 4.5.11.2.3 Niveles máximos medidos L_{peak} (o SPL_{pk}) y niveles de exposición al sonido (SEL) durante el trabajo de hincado de pilotes, sin utilizar sistemas de mitigación de ruido, en función del diámetro del pilote (Bellmann, 2014). Los niveles han sido normalizados para representar las condiciones a 750 m de la fuente para acordar con las normas ambientales alemanas. Los datos de la figura han sido obtenidos por itap, Institute for Technical and Applied Physics, GmbH, Germany



Es posible expresar el nivel de exposición sonora en términos de la energía del impacto ya que afectará directamente la energía del ruido irradiado. El aumento de la energía del martillo conduce a una mayor energía radiada (Bellman, 2014) como indica la Figura 4.5.11.2.4. Una regla general simple es que, al duplicar la energía del impacto, el nivel de presión acústica aumenta en 3 dB.

Figura 4.5.11.2.4 Nivel de exposición sonora SEL (SEL_{ss}) en función de la energía del impacto. Los datos se registran a una distancia de aproximadamente 200 m de la fuente. La profundidad es de entre 8 y 15 m; la línea discontinua es una curva logarítmica ajustada (Bellman, 2014). Datos en (Wilke et al, 2012) y mediciones de itap, Institute for Technical and Applied Physics, GmbH, Germany, en parques eólicos



De la información antes presentada y en función del diámetro del pilote y de la energía del impacto, puede estimarse el nivel de ruido generado por el pilotaje, como muestra la Tabla 4.5.11.2.3.

Tabla 4.5.11.2.3 Niveles de presión sonora generados por las tareas de pilotaje en función del diámetro del pilote y de la energía del impacto

Nivel de presión sonora pico (SPL_{pk})	Nivel de exposición sonora (SEL)	Comentarios
187 dB re1μPa @ 750 m de la fuente	162 dB re1μPa²s @ 750 m de la fuente	SPL_{pk} o L_{peak}
188 dB re1μPa @ 750 m de la fuente	165 dB re1μPa²s @ 750 m de la fuente	SPL_{pk} o L_{peak}
-	170 dB re1μPa²s @ 200 m de la fuente	En VP se utilizó una energía máxima de 234.4 kJ

Representación espectral de la señal de ruido

Respecto de las representaciones espectrales de la señal de ruido debida al hincado de pilotes, (Matuschek y Betke, 2009) presentan el nivel de exposición sonora, SEL_{ss} (SEL), como muestra la Figura 4.5.11.2.5. Los espectros tienen formas similares, con un máximo entre 100 Hz y 400 Hz.

La Figura 4.5.11.2.6 muestra los espectros (banda de tercera octava) para pulsos grabados en una variedad de distancias a la fuente. Las mediciones se realizaron en presencia de fuentes de ruido debido a otras actividades asociadas con la construcción de un parque eólico, como buques auxiliares en tránsito, ruido del equipo de pilotaje del buque (por ejemplo, equipo de elevación), ecosondas del buque, etc. El nivel a 100 Hz es unos 60 dB más alto que el ruido de fondo a 380 m, reduciéndose a menos de 40 dB sobre el ruido de fondo a 5 km. Los valores correspondientes sobre el ruido de fondo a 10 kHz son 45 dB y 20 dB (Robinson et al, 2012). Las frecuencias entre 50 y 400 Hz tienen la mayor energía asociada.

Figura 4.5.11.2.5 Espectros acústicos producto del hincado de pilotes para varias distancias de medición y diámetros de pilotes (FINO1: 1.6 m, FINO2: 3.5 m, FINO3: 4.7 m, energía del golpe reducida al 30% del valor requerido durante la medición, construcción del puerto: 1.5 m). Todos los espectros son promedios de 10 a 30 golpes (Matuschek y Betke, 2009)

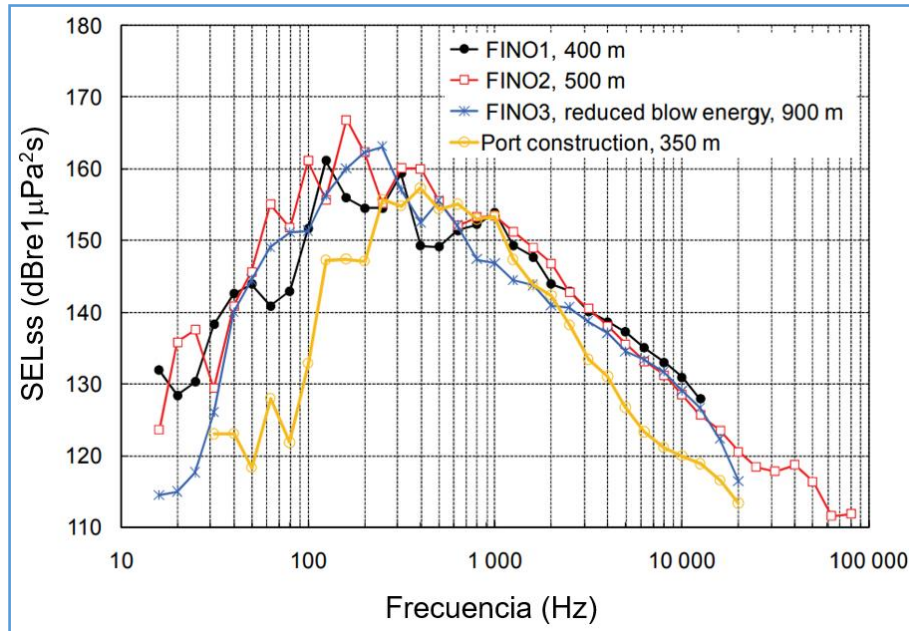
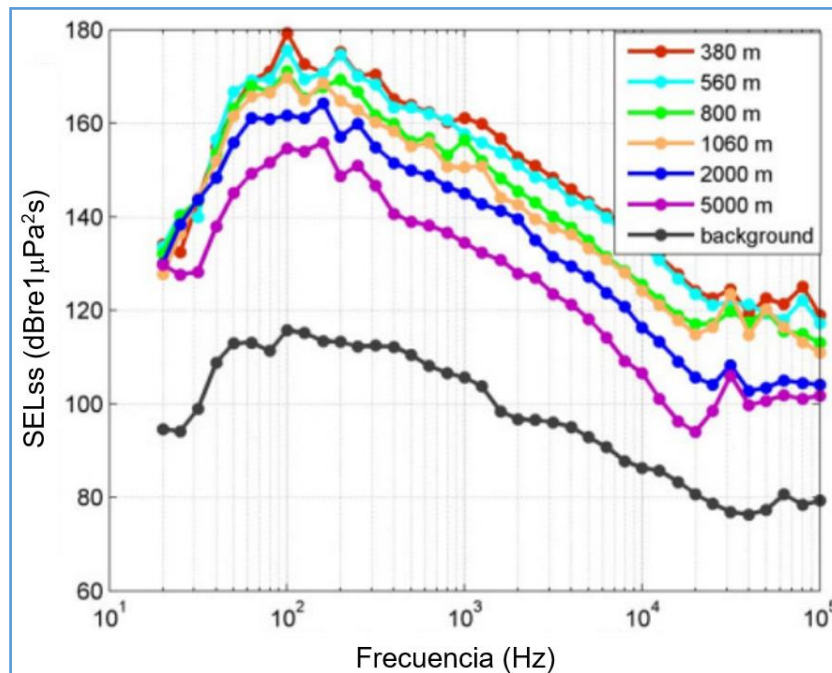


Figura 4.5.11.2.6 Espectros (de banda de tercera octava) para pulsos grabados en una variedad de distancias a la fuente (Robinson et al, 2012). El diámetro del pilote para las mediciones que se muestran aquí fue de 5.2 m y el sedimento en el área consiste principalmente de arena y grava sobre un sustrato de tiza. La energía del martillo fue de alrededor de 1000 kJ.



Nota: Tercio de octava. El espectro audible se halla conformado por toda la gama de frecuencias que pueden ser percibidas por el oído humano. Se denomina octava al intervalo de frecuencias comprendido entre una frecuencia dada y el doble de ésta. La octava se puede dividir en intervalos más pequeños como la media octava o el tercio de octava, obtenidos dividiendo por 2 o 3, respectivamente, el segmento que representa una octava en una escala logarítmica.

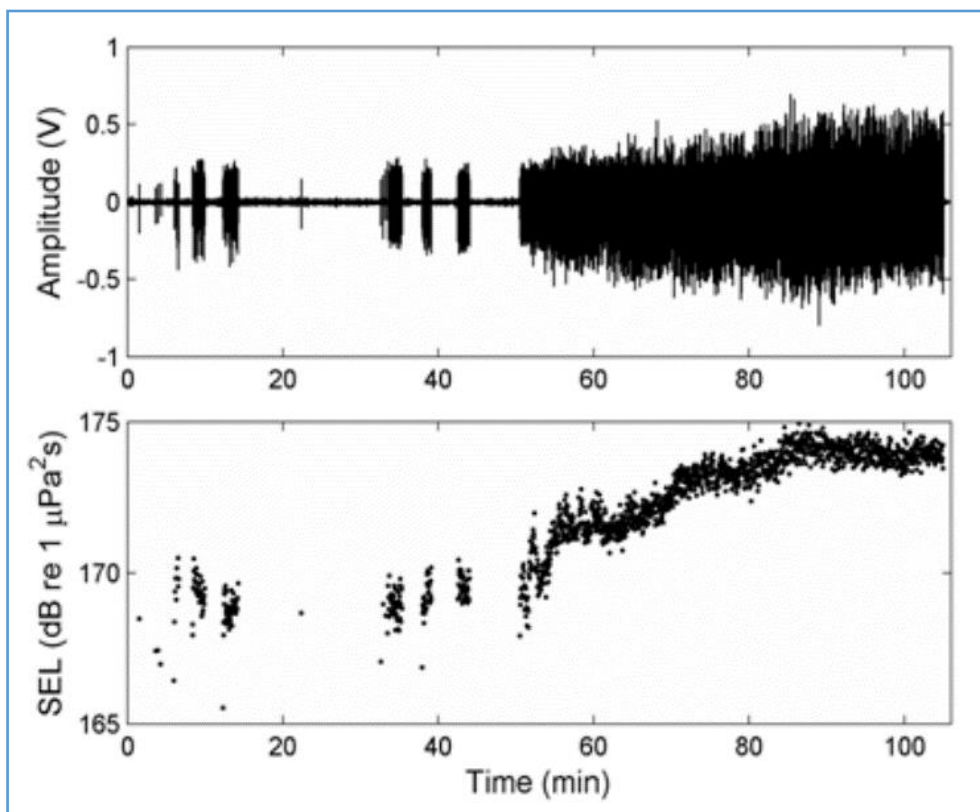
4.5.11.3 Arranque suave (gradual ramp-up o soft start)

Como se vio antes, el hincado de pilotes asociado con la construcción offshore también produce un alto nivel de ruido bajo el agua, aunque en este proyecto son pocos los pilotes que se hincarán por lo que el tiempo con niveles altos de presión sonora serán de algunas horas.

Para este proyecto se ha previsto el uso del arranque suave como medida de prevención debido a las consecuencias del ruido subacuático en la fauna. A modo de ilustración de este procedimiento, la Figura 4.5.11.3.1 muestra cómo el nivel de salida puede variar a lo largo la secuencia de hincado debido a un arranque suave. La gráfica superior muestra el historial de tiempo de las señales recibidas en el hidrófono en la boya de calibración. Después de varias secuencias cortas de golpes, comienza la secuencia principal (después de aproximadamente 50 min), con un aumento gradual de la amplitud a medida que aumenta lentamente la energía del martillo. En la gráfica inferior se muestran los valores del SEL para cada pulso. Una variación de inicio suave de alrededor de 5 dB en SEL puede verse en los datos. El aumento en la energía del pulso acústico a menudo se correlaciona con la energía del martillo (Robinson y otros, 2012).

El procedimiento permite que cualquier animal que esté cerca de la fuente acústica se aleje a medida que el sonido se hace más fuerte. Esto reduce la probabilidad de exposición de los animales a niveles de sonido más altos. Si durante la etapa de escaneo previo se llegan a detectar mamíferos marinos dentro del área de mitigación de 1300 m de radio con centro en la fuente acústica, el procedimiento de aumento gradual será retrasado hasta que los animales se encuentren fuera de esta zona.

Figura 4.5.11.3.1 Gráfico superior: ejemplo de historial de tiempo de secuencia del hincado medido en la boya de calibración. Gráfico inferior: SEL normalizado para cada pulso medido. Esta secuencia tiene un inicio suave en la secuencia SEL (Robinson y otros, 2012).



4.5.11.4 Resumen de los parámetros asociados a ruidos periódicos para la modelación acústica y evaluaciones ambientales

Las características de la fuente han sido adoptadas de la descripción del proyecto presentadas antes. Se ha indicado que, en ocasiones, los trabajos de hincado se harán en un solo frente. En base a la información presentada, las características adoptadas de la fuente se presentan en la Tabla 4.5.11.4.1.

Tabla 4.5.11.4.1 Hincado de pilotes. Características de la fuente adoptada para la modelación. Nota: los valores de presión sonora fueron reducidos a una distancia de referencia protocolar igual a 1 m de la fuente para las evaluaciones ambientales.

Ubicación de la fuente	Frecuencia dominante (Hz)	SPL _{pk} (dB re1μPa)	SEL (dB re1μPa ² s)	SPL _{rms} (dB re1μPa) Estimado	T ₉₀ (s)
A media agua	100 - 1000	231 dB re1μPa@1 m de la fuente	209 dB re1μPa ² s@ 1 m de la fuente	219 dB re1μPa@1 m de la fuente	0.1

4.5.11.5 Fuentes de ruidos continuos en agua

El mar es un entorno naturalmente ruidoso. El ruido ambiental natural suele estar relacionado con el estado del mar. En muchas áreas, la pesca comercial y la navegación son los principales contribuyentes al ruido submarino. Muchas de las actividades realizadas por la industria del petróleo y el gas en alta mar dan como resultado un aumento de los niveles de ruido submarino en el entorno marino. Las fuentes de ruido continuo, como barcos, plataformas y generadores también producen niveles de ruido, en algunos casos altos. Los ruidos asociados a plataformas apoyadas en el fondo del mar no han sido muy estudiados, pero las evidencias indican que no son muy ruidosas. La información disponible sobre niveles de ruido generados por plataformas de exploración y buques de apoyo se resume en la Tabla 4.5.11.5.1.

Tabla 4.5.11.5.1 Niveles de presión sonora asociados a perforaciones offshore. Notas: (1) cálculo a partir de los resultados de la modelación acústica (ver informe de modelación adjunto al presente estudio); (2) los ruidos generados por estos grandes buques serán asimilados a los barcos grandes asociados a las operaciones Todos los niveles de presión sonora son referidos a $1\mu\text{Pa}@1\text{m}$.

Condiciones Operativas	Nivel estimado de presión sonora, a partir de las referencias (dB re $1\mu\text{Pa}@1\text{m}$)	Referencia
Plataforma en operaciones, sin perforación y supply	148 (rms) 176 (rms)	McCauley, 1998
Plataforma en operaciones de perforación	154 – 149 (rms)	McCauley, 1998
Plataforma sin operaciones y supply	156 (rms) 160 - 165 (rms)	McCauley, 1998
Plataforma en operaciones.	185 (rms)	WDCS, 2004
Plataforma sin operaciones	98 (rms)	Richardson, 1990
Plataforma en operaciones (tipo Jack-up)	85 - 127 (rms)	WDCS, 2004
Plataforma en operaciones	169 (rms)	Blackwell y otros, 2004
Plataformas en operación (Varios tipos)	154 (rms)	Green, 1987
Plataforma en operaciones anclada al fondo marino	167 - 171 (rms)	Richardson y otros, 1995
Buque de carga pesada (HLV)	188 (rms); 191 (pk) (188 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL calculado para 1 s de exposición al ruido del buque)	Austin et al., 2005
Barcaza	178 (rms); 181 (pk) (188 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL)	MacGillivray y Racca, 2006
Remolcador para el manejo de anclas x 2	191 (rms); 194 (pk) (191 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL)	Xodus, 2016
Buque en standby	188 (rms); 191 (pk) (188 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL)	Austin et al., 2005
Buque de tendido de tuberías	188 (rms); 191 (pk) (188 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL)	Hannay et al, 2004
Perforación	186 (rms); 189 (pk) (186 dBre $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ @1m, SEL)	Nedwell et al., 2004
Plataforma perforación (Jack-up)	167 dB (rms)	Erbe y McPherson, 2017
Supply	179 dB (rms)	McCauley, 1998
Grandes buques de carga (2)	179 - 185 dB (rms)	(Peña et al., 2011), (McKenna et al., 2012).
Desmantelamiento (corte mecánico de patas de la estructura)	190 dB (rms)	McCauley, 2004

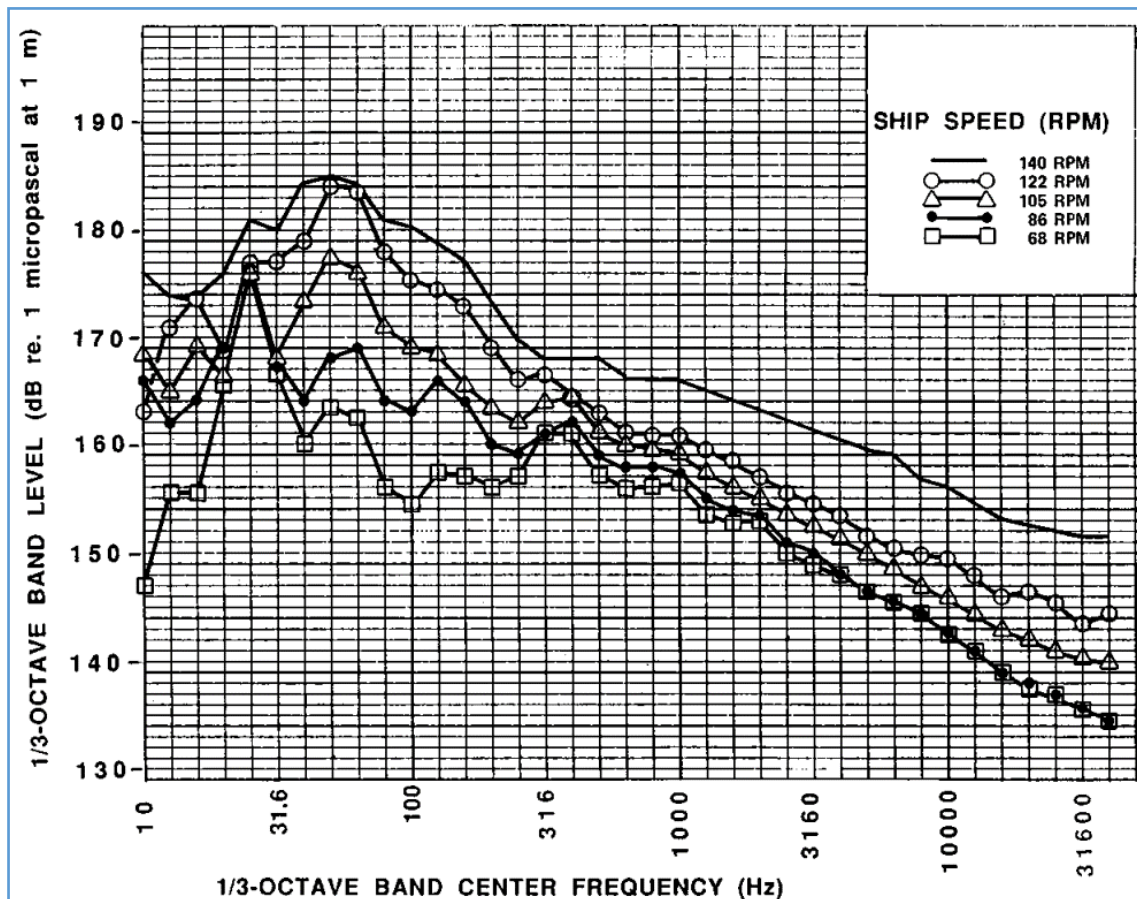
4.5.11.6 Resumen de los parámetros asociados a ruidos periódicos para la modelación acústica y evaluaciones ambientales

Los valores adoptados de los niveles de presión sonora en agua para las evaluaciones ambientales se presentan en la Tabla 4.5.11.6.1. La Figura 4.5.11.6.1 muestra un espectro asociado a los ruidos que produce un buque grande

Tabla 4.5.11.6.1 Resumen de las principales fuentes de ruido durante operaciones offshore en términos de los niveles representativos de presión y exposición sonora en agua. Nota: el valor del SEL (para el hincado de pilotes) considera una duración del pulso, T_{90} , igual a 0.1 s. El valor del SEL para ruidos continuos calculado con 1 s de exposición al ruido del buque o plataforma y se aplicó una corrección de 3 dB al nivel de presión sonora (rms) para obtener el máximo nivel (pk). El valor del SEL_{cum} para el hincado de pilotes considera 30 golpes y para el resto se consideró una duración de 1 min.

Fuente	SPL_{rms} (dB re $1\mu Pa@1m$)	SPL_{pk} (dB re $1\mu Pa@1m$)	SEL (dB re $1\mu Pa^2s@1m$)	SEL_{cum} (dB re $1\mu Pa^2s@1m$)
Hincado de pilotes	219	231	209	223
Buque y plataforma de perforación en operaciones	185	188	185	203
Buques grandes para tendido de tuberías o transporte de las plataformas en navegación	185	188	185	203
Buques grandes para tendido de tuberías o transporte de las plataformas en espera	175	178	175	193
Buque del tipo supply en navegación	173	176	173	191
Buque del tipo supply en puerto o maniobras de entrada a puerto	163	166	163	181
Desmantelamiento (corte mecánico de patas de la estructura)	190	193	190	208

Figura 4.5.11.6.1 Espectros de ruidos del buque M/V OVERSEAS HARRIETTE a diferentes velocidades de navegación (Arveson y Vendittis, 2000)



4.5.11.7 Monitoreo acústico pasivo (PAM)

En paralelo a los relevamientos visuales, se realizarán monitoreos acústicos con un hidrófono manual y dos hidrófonos autocontenidos (Soundtrap ST 300 HF) para detectar las diferentes vocalizaciones realizadas por los mamíferos marinos. Una persona desde la embarcación (o plataforma) estará monitoreando las grabaciones acústicas (que se registran

en el hidrófono manual) con una laptop y un software específico. Todas las grabaciones serán almacenadas para su posterior procesamiento. Los hidrófonos autónomos se combinarán a distintas profundidades y estarán montados en una estructura que pueda ser manipulada manualmente por los observadores sin necesidad de equipamiento externo. El esfuerzo del monitoreo acústico se realizará durante las 24 horas del día, pero durante la noche solo se utilizarán los hidrófonos autónomos autocontenidos, con lo cual la detección de los animales no será registrada en tiempo real.

La combinación de los relevamientos visuales y acústicos permite realizar un monitoreo más eficiente dado que la información que aporta cada uno es complementario. Los métodos visuales permiten determinar el tamaño grupal y el comportamiento en la superficie, pero están limitados a condiciones ambientales favorables, mientras que a través de la acústica pasiva, se logra un mayor rango de detección y puede realizarse en condiciones de visibilidad no adecuadas y durante las horas de oscuridad.

4.5.12 Generación ruidos en aire durante la etapa de construcción

Hincado de pilotes

Los ruidos en aire generados por esa actividad se atenúan siguiente los valores de la Tabla 4.5.12.1. En este proyecto, el golpe se producirá dentro de la pata de la plataforma que atenuará el ruido al aire.

Tabla 4.5.12.1 Variación del nivel de presión sonora del pilotaje en aire con la distancia. Nota: una función aproximada que representa estos datos es (Nivel de presión sonora (dB) = 126 – 18.6 Log₁₀(R), siendo R la distancia a la fuente) (Marriott, 2006)

Distancia desde la fuente (m)	1	3	10	30	100	300
Nivel de presión sonora (dB)	125	118	115	100	90	80

Por lo tanto, las pérdidas por transmisión en aire pueden estimarse con la función TL (dB) = 18.6 Log₁₀(R).

Buques

(Prieto, 2017) ha realizado mediciones de ruido en el Puerto de Almería en España, obteniendo valores de interés para esta parte (ver Tabla 4.5.12.2).

Tabla 4.5.12.2 Niveles de presión sonora en aire generado por buques (Prieto, 2017)

Tipo de operación	Distancia de medición al buque (m)	Nivel de presión sonora medido (dBre20μPa, rms)	Nivel de presión sonora medido (dBre20μPa@1m, rms)
Buque zarpando	300	61	107
Buque amarrando	60	58	91

Helicópteros

Según la Asociación Internacional de Helicópteros (HAI), ver en (<https://executiveflyers.com/how-loud-is-a-helicopter/>), el ruido de un helicóptero que vuela a unos 152 m es de unos 87 dB y a 305 m, los ruidos caen a 78 dB. A partir de esta información y las pérdidas por transmisión en aire, calculadas antes, puede estimarse el nivel de presión que genera el helicóptero (Tabla 4.5.12.3).

Tabla 4.5.12.3 Nivel de presión que genera el helicóptero

Medición		Pérdidas por transmisión, TL (dBre20μPa)	Nivel de presión sonora a 1m del helicóptero, SPL _{rms} (dBre20mPa@1m)
SPL _{rms} (dBre20μPa)	Distancia al helicóptero (m)		
87	152	41	128
78	305	46	124

A los efectos de las evaluaciones ambientales se considera el valor más alto, estos es 128 dBre20μPa@1m.

Otras fuentes

Hay información sobre fuentes de ruidos de equipos que se encuentran fuera del agua. La Tabla 4.5.12.4 muestra algunos niveles de ruido.

Tabla 4.5.12.4 Niveles de presión sonora en aire debido a equipos utilizados en la industria. Nota: Los datos originales fueron expresados en unidades de nivel de potencia sonora que fueron convertidos a niveles de presión sonora restándole 11 dB (www.sengpielaudio.com/calculator-soundpower.htm)

Equipo	Frecuencia (Hz)	Nivel de presión sonora (dBre20μPa@1m, rms)	Referencia
Escape del generador diésel sin equipo de atenuación	60 - 500	82	www.sengpielaudio.com/calculator-soundpower.htm
Intercambiador de calor residual de la turbina de gas	60 (frecuencia a la que ocurre el máximo nivel de potencia sonora)	112	
Bomba de lodo	200 - 600	91	
Bomba general	100 - 1000	83	
Bomba con carcasa	60 - 200	74	
Desgasificador vertical	100	90	
Zaranda vibratoria	30	98	
Generador 125 kW	-	101	(Uddin et al., 2018)
Generador 500 kW	-	106	
Generador 1000 kW	-	109	
Generador 2000 kW	-	114	

4.5.13 Generación de gases durante la etapa de construcción

El proyecto generará emisiones atmosféricas (incluyendo los gases de efecto invernadero, GEI) a lo largo de todas las etapas debido a la presencia de motores y máquinas necesarias para la realización de las tareas.

La principal fuente de emisiones a la atmósfera serán los buques. El combustible utilizado conducirá a la emisión de dióxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), entre otros. El consumo de combustible del tipo Diesel se puede estimar por la información suministrada por los propietarios del buque o a partir de la potencia de los motores de los buques en condiciones de operación utilizando fórmulas usuales para estimar tal consumo. Se realizaron estimaciones de las emisiones atmosféricas multiplicando el consumo de las embarcaciones y máquinas por los factores de emisión para los componentes atmosféricos más relevantes (ver factores de emisión en la Tabla 4.5.13.1).

Tabla 4.5.13.1 Factor de emisiones atmosféricas. Nota: (1) (OGP, 1994) y (IPCC 2006)

Producción de gases durante las operaciones	Factores de emisión (ton/ton)
CO ₂	3.2
CO	0.008
NO _x	0.059
N ₂ O	0.00010
SO ₂	0.008
CH ₄	0.0003

Las emisiones de GEI corresponden a la suma de las emisiones de CO₂, N₂O y CH₄ cada una multiplicada por el factor de potencial de calentamiento global correspondiente. Los tres principales gases de efecto invernadero y su potencial de calentamiento global (PCG) de 100 años en comparación con el dióxido de carbono se han calculado, previendo que (www.unep.org/):

- La liberación de 1 kg de CH₄ a la atmósfera equivale aproximadamente a la liberación de 80 kg de CO₂
- La liberación de 1 kg de N₂O a la atmósfera es casi equivalente a liberar 280 kg de CO₂.

Los buques seleccionados y aquellos del tipo que se usarán todavía no seleccionados, su consumo y personal estimado durante las etapas del proyecto fueron presentados antes. Esta información será usada para las estimaciones de las emisiones. La Tabla 4.5.13.2 muestra los resultados del cálculo para cada etapa indicando las cantidades de emisiones y aquellas que se asocian al efecto invernadero.

Tabla 4.5.13.2 Resumen del consumo de combustible por etapas.

Etapa	Consumo de combustible (t)	CO ₂ (t)	CO (t)	NO _x (t)	N ₂ O (t)	SO ₂ (t)	CH ₄ (t)	VOC (t)
Transporte de plataforma de producción	754.3	2413.8	6.0	44.5	0.1	6.0	0.2	1.8
Instalación de tuberías	4594.3	14701.7	36.8	271.1	0.5	36.8	1.4	11.0
Perforación	8112	27362.8	68.4	504.5	0.9	68.4	2.6	20.5
Emisiones totales	-	44478	111	820	1.5	111	4.2	33
Emisiones totales (GEI)	-	44478			539		462	

En el caso de los helicópteros, se espera un consumo de 326 m³, durante la etapa de construcción. Las emisiones de GEI del combustible (Jet) son similares a las de la gasolina, alrededor de 3 kg por litro. Por lo tanto, los viajes del helicóptero generarán 978 t de emisiones del tipo GEI, siendo la emisión más común el dióxido de carbono (www.enn.com/articles/23533-what-about-helicopter-emissions).

A partir de las cantidades de residuos (incinerables) generados a bordo de los buques y plataforma durante la construcción y considerando densidades medias de cada residuo, se generarán unas 2000 t La incineración a bordo generará unas 2000 t CO₂e a partir de la relación entre masa de residuos y masa de CO₂e en (<https://www.gov.scot/publications/stop-sort-burn-bury-independent-review-role-incineration-waste-hierarchy-scotland/pages/10/#:~:text=Burning%20residual%20waste%20releases%20carbon,relevant%22%20GHG%20emissions%20are%20considered>)

4.6 ETAPA DE PRODUCCIÓN

La plataforma que operará en Fenix es similar a la que opera en VP con algunas variaciones menores. Como se describió antes, la plataforma constara de un Jacket y un Deck y se encuentra conectada con VP con una tubería submarina.

4.6.1 Operación y mantenimiento

La plataforma es autónoma y no requiere tripulación permanente. Dispone de dos generadores para la generación de la energía para bombas e instalaciones.

El abastecimiento de combustibles, materiales, insumos, etc., será realizado por vía marítima y helicóptero. Las embarcaciones destinadas a la asistencia de la plataforma son aptas para trabajos en condiciones de mar extremas como lo han demostrado a lo largo de años de operaciones de Total Austral en la zona.

La Figura 4.6.1.1 muestra la plataforma VP y el supply Skandi Patagonia, que también será utilizado para las tareas en Fenix durante la instalación.

Se prevé una visita a la plataforma de producción cada 15 días, principalmente de rutina y mantenimiento.

Normalmente, la visita durará 8 h (duración de la presencia del personal en la plataforma puede ampliarse a 12 h, en caso de necesidad). El equipo de visita a la plataforma no podrá ser mayor a 8 personas. Visitas ocasionales se organizarán básicamente para reanudar la producción después de un cierre de emergencia y evento que podría ocurrir en casos muy esporádicos. En casos de mal tiempo, si el helicóptero no pudiera arribar para transportar al personal a tierra, el mismo podrá permanecer en las habitaciones destinadas a tal fin.

El transporte de personas se hará por medio de helicóptero. El helicóptero no se quedará en la plataforma después de la carga / descarga de pasajeros o material. Los motores estarán en marcha en todo momento. Tan pronto como se haya completado la transferencia, el helicóptero deberá volver a la tierra o al barco de suministro y ponerse en stand-by. Estos helicópteros en servicio tienen una capacidad de 6 pasajeros sentados. La frecuencia de los vuelos estará dictada por el trabajo a realizar. Los repuestos serán transportados por barco de abastecimiento y helicóptero de acuerdo con su conveniencia. Se mantendrá un stock mínimo de repuestos a bordo del barco y de la plataforma. Como la autonomía de los tanques de gasoil de la plataforma será de al menos 5 semanas, se planea abastecerlos una vez cada 4 semanas.

La vida útil de la plataforma es de al menos 20 años.

Figura 4.6.1.1 Plataforma VP y el supply Skandi Patagonia. Fuente: TOTAL



4.6.2 Consumo de combustible

De los registros de los últimos tres años de VP, el promedio mensual de consumo de combustible para alimentar los generadores es de unos 2 m³ (unas 1.7 t) como indica la Tabla 4.6.2.1.

Tabla 4.6.2.1 Consumo previsto de combustible de la plataforma de producción Fenix. Información basada en la experiencia de VP. La plataforma no tiene tripulación. Vida útil: al menos 20 años. Consumo del Skandi Patagonia sobre la base de 24 días por año asistiendo a la plataforma. Consumo del helicóptero sobre la base de 2 visitas a la plataforma por mes y 5 h de vuelo cada una (ida y vuelta). Fuente: Total Austral

Equipamiento	Consumo estimado de combustible (t/día)	Consumo estimado de combustible (t/año)	Consumo estimado de combustible durante la vida útil de la plataforma (t)
Plataforma	0.057	20.7	414
Supply Skandi Patagonia	1.7	40.8	816
Helicóptero	1.5 m ³ /visita	36 m ³	720 m ³

El combustible se comprará localmente y los buques lo suministrarán a la plataforma.

4.6.3 Sistemas de venteos

No habrá venteos en operación normal ya que la plataforma está diseñada para soportar la presión estática de los pozos (96 bar_a), entendiendo que bar (o bar_g) es la lectura del manómetro, mientras que el bar absoluto (o bar_a) es bar_g más presión atmosférica (en la mayoría de los casos, 1 bar más que bar_g).

Podrán ocurrir venteos esporádicos en caso de mantenimiento e inspección. Un ejemplo típico de este tipo de operaciones de venteo ocurre durante las tareas de inspección interna de ductos. Previamente a insertar la herramienta de limpieza / inspección, se debe despresurizar la trampa lanzadora de la cañería de 24" (0.61 m). Esta tarea se realizará, de acuerdo con la normativa vigente, cada 5 años. En estos casos, los hidrocarburos serán venteados a través del venteo frío disponible en la plataforma. El fluido a ventear será gas de producción. El volumen y frecuencia de venteo dependerá de las tareas de mantenimiento e inspección a realizar, que son esporádicas.

Las estimaciones de emisiones por venteos esporádicos durante la etapa de producción son de 0.09 KtCH₄, lo que corresponde a emisiones totales de 2.3 KtCO₂equivalente.

El sistema de venteo estará diseñado para recibir gas y líquido desde las válvulas de seguridad. El gas y líquido de estas fuentes se dirigirá al separador de venteo a través del colector de venteo (Esta línea no tiene puntos bajos). El gas se venteará a la atmósfera a través de una línea desde la boca de venteo en el extremo de la pluma de venteo. El líquido se acumulará en el separador de venteo hasta que se drene en forma manual hacia el tanque de drenaje cerrado hacia la línea de producción.

El venteo máximo que se espera en el sistema se da durante la despresurización de la línea marina y la despresurización de emergencia del gas atrapado en las líneas de producción, en el colector, en la trampa del pig y en la línea de salida.

La temperatura del gas en el sistema de venteo puede llegar a ser muy baja (-60°C) durante la despresurización de la línea marina. Las líneas del sistema de venteo y el separador utilizarán acero inoxidable 316L que es adecuado para estas temperaturas bajas de operación.

Las temperaturas muy bajas podrían ser alcanzadas en los siguientes escenarios:

- Despresurización de la línea marina (-50°C)
- Despresurización del colector (-58°C)
- Despresurización de la trampa del pig (-63°C)

Las cañerías de venteo son de material clase D49, cuya temperatura límite es de -46°C (solo para la purga, es aceptable hasta -140 °C. Se deberán tomar mediciones para controlar las temperaturas de venteo manual de la siguiente forma:

- Despresurización de Línea Marina: Monitoreo de la indicación local en la línea de descarga de venteo.
- Despresurización de Colector: Monitoreo de la indicación local en la línea de descarga de venteo.
- Despresurización de Trampa del Pig: El monitoreo de la temperatura se hace aguas abajo de la válvula manual de despresurización y se lleva a cabo por medio de un medidor de temperatura portátil para asegurar que la superficie de la tubería siempre esté por encima del -46°C.

El Separador de Venteo es un recipiente cilíndrico vertical con las siguientes dimensiones: 930mm de diámetro interno x 2150mm de largo.

El nivel de líquido en cada recipiente se observa en forma local y remota en las salas de control. Un alto nivel en el Separador de Venteo acciona alarmas locales visuales y sonoras y un bajo nivel acciona una alarma visual solamente.

Estas alarmas también se anuncian en forma remota en las salas de control de las plataformas y de la planta de Río Cullen.

Las alarmas sonoras y visuales locales se utilizan para avisar al operador de plataforma los potenciales problemas de líquido del separador, especialmente durante la despresurización de la línea marina.

El separador también está equipado con un dispositivo de protección por muy alto nivel.

Un medidor de caudal másico térmico estará instalado en la línea de salida de 4" del separador para monitorear el caudal de venteo durante una operación normal que da un aviso en el helipuerto activando las balizas "way-off" (salida).

4.6.4 Despresurización de emergencia

Para activar, únicamente de modo manual, la despresurización de emergencia de la plataforma, se deberá activar el nivel de ESD1 (corte de emergencia Nivel 1) y además se deben dar una serie de condiciones (enclavamientos), que se describirán a continuación.

La válvula de seguridad dividirá el volumen atrapado entre las líneas de producción y el colector, y la trampa del pig y la línea de salida hasta la válvula de corte de emergencia. Cada sistema será despresurizado independientemente por válvulas de corte XV.

4.6.5 Despresurización por mantenimiento

En caso de que por maniobras operativas se requiera despresurizar el manifold de producción de 24", se hará a través de las válvulas manuales paralelas a las válvulas automáticas, de modo de mantener el caudal de venteo por debajo de los valores de diseño. Las válvulas manuales de despresurización no podrán ser utilizadas al mismo tiempo cuando la presión en el manifold de producción esté por encima de los 44.5 barg.

Una alarma se activará en las Salas de control de la plataforma y de Río Cullen cuando ambas válvulas manuales se encuentran abiertas y la presión de operación se encuentra por arriba del valor indicado.

4.6.6 Sistema de drenaje cerrado

El sistema de drenaje cerrado está diseñado para coleccionar los drenajes manuales de los diferentes equipos de la plataforma a través del colector de drenaje cerrado y del colector de drenaje abierto, y la descarga del caudal de las bombas de drenaje abierto a través de una línea de 2". El líquido y el vapor fluyen dentro del recipiente de drenaje cerrado que separará por gravedad.

El recipiente de Drenaje Cerrado (CDD) estará equipado con dos líneas de venteo (equipadas con arresta llama y reja anti-aves), que llevan vapor desde el CDD y lo descargan a la atmósfera en una zona segura de la plataforma.

El líquido se acumula en el recipiente hasta que es bombeado por las bombas de drenaje cerrado hacia la línea de producción de 24". El CDD estará equipado con un calentador eléctrico para mantener el líquido en el recipiente en aproximadamente 10° C, para evitar que se congele o se formen hidratos. El CDD cuenta con dos bombas, una bomba en servicio normal y la otra como auxiliar.

El nivel del líquido en el recipiente se observará local y remotamente en las Salas de control de la plataforma y de Río Cullen. La alarma por alto nivel disparará una alarma visual local, la cual también será anunciada en forma remota en las salas de control. Dicha alarma visual será activada también por alto y bajo nivel del separador de venteo. A su vez, la alarma sonora se activará con el alto nivel en el CDD.

Las alarmas visuales y sonoras locales se utilizarán para facilitar el drenaje manual de líquido desde el Separador de Venteo al CDD durante la despresurización de la cañería. El CDD también estará equipado con disparos por muy alto y muy bajo nivel que producirán la parada del sistema.

Las bombas de transferencia del CDD no funcionarán en forma automática, sino que será el operador quien las encienda y apague en forma manual. Poseerán un enclavamiento en su marcha asociado al estado de apertura/cierre de la válvula de seguridad por presión. Si la válvula se encuentra cerrada,

no podrán arrancar. Existirá un nivel de disparo por muy bajo nivel que parará las bombas en caso de activarse y también sacará de servicio el calentador eléctrico.

Las bombas de transferencia del CDD serán del tipo recíprocante con motor eléctrico y tendrán una capacidad de bombeo de 1 m³/h y una presión diferencial de 29.6/ 61.1 bar (normal/ máximo). La potencia del motor será de 10 HP.

Las líneas de descarga de la bomba estarán protegidas de la alta presión por medio de las válvulas de seguridad que descargan en la parte superior del CDD. Tendrán pre-alarmas de alta y baja presión y protecciones por muy Alta y muy Baja presión.

4.6.7 Sistema de drenaje abierto

El sistema de drenaje abierto estará diseñado para drenar los líquidos desde las bandejas de drenaje de los diferentes skids y coleccionar el agua de lluvia de los diferentes niveles de la plataforma a través del colector de drenaje abierto hacia el recipiente de Drenaje Abierto (ODD).

El siguiente cuadro resume las diferentes bandejas de drenaje con sus equipos asociados y localización (Tabla 4.6.7.1).

Tabla 4.6.7.1 Equipos y localización

Equipo asociado	Localización
Separador de Venteo	Cubierta Inferior
Lanzador de Pig	Cubierta Inferior
Tanque de Almacenamiento de Diésel	Cubierta Inferior
Bombas de Transferencia de Diésel Pre-Filtro Diésel Coalescedor Diésel	Cubierta Inferior
Purificador de Gas Combustible Bombas Gas Combustible Calentadores Gas Combustible Filtros Gas Combustible	Cubierta Inferior
Closed Drain Drum (Drenaje cerrado) Bombas de Transferencia Drenaje Cerrado Open Drain Drum (tanque de drenaje abierto) Bomba Drenaje Abierto	Piso de Drenajes
Receptor de Pig Temporal, en Línea de MEG Salida de válvula de emergencia de 24"	Piso de Drenajes

Los líquidos fluirán desde las bandejas de drenaje. Habrá un sello líquido en cada línea de drenaje para prevenir el contraflujo de gas desde el colector de drenajes abiertos hacia las bandejas de drenaje. El recipiente de drenaje abierto separará condensados y agua por gravedad. El recipiente venteará a la atmósfera a través de una línea equipada con arresta llama y reja anti-aves. Las descargas de las líneas de venteo se encontrarán en una ubicación segura. El agua fluirá desde el fondo del recipiente de drenaje abierto al tubo de desagüe a través de la línea de descarga. El condensado o aceites en dicho recipiente rebalsará sobre un vertedero hacia la cámara colectora de hidrocarburos dentro del equipo. Luego, los hidrocarburos se bombearán desde aquí al tanque de drenaje cerrado por medio de la bomba del tanque de drenaje abierto. Este aceite y condensado finalmente serán inyectados en la línea de producción. En condiciones normales de operación, no existe esa corriente oleosa en los drenajes abiertos.

4.6.8 Sistema de almacenamiento y distribución de combustible

La plataforma Fénix estará provista de un Tanque de Almacenamiento de Combustible Diésel. Será un tanque rectangular de acero al carbono, con un volumen operativo de unos 17 m³, y revestido internamente. El tanque venteará a la atmósfera por una línea provista de arresta llama y reja anti-aves, y estará equipado con una línea de rebalse para prevenir el sobre llenado.

El Diesel será transferido desde el tanque al generador diésel de respaldo por una de las bombas de transferencia de diésel. La segunda bomba es auxiliar. El diésel fluirá desde la descarga de las bombas a través del Filtro de Combustible y el coalescedor. El filtro y el coalescedor eliminarán el agua libre y sólidos del combustible antes de que fluya hacia los generadores.

Las bombas de transferencia son del tipo rotativas a engranaje con motor eléctrico y contarán con válvulas de seguridad de alivio por presión internas para protegerla por sobre presión debido una posible descarga bloqueada.

La descarga de las bombas podrá ser monitoreada local y remotamente. Las descargas de las bombas tienen alarmas de alta y baja presión, visibles en las salas de control y un enclavamiento por muy alta presión iniciando el paro de la bomba correspondiente.

El nivel del tanque de almacenamiento puede ser monitoreado local y remotamente desde la conexión de alimentación de diésel en la cubierta inferior y desde las salas de control de la plataforma y de Río Cullen. El tanque tendrá alarmas de Alto y Bajo nivel y un disparo por muy bajo nivel que provoca el paro de las bombas de transferencia y cierre de la alimentación al Generador Diésel de respaldo.

La bomba de transferencia de Diésel arrancará y parará automáticamente por un bajo y alto nivel en el tanque diario del Generador Diésel de respaldo. La bomba puede ser operada en forma manual localmente, y se puede detener desde la sala de control de la plataforma y desde Río Cullen.

4.6.9 Sistema de gas combustible

La plataforma Fénix estará provista de un sistema de Gas Combustible que consistirá en:

- Purificador de Gas Combustible
- Bombas del purificador de Gas Combustible
- Calentadores de Gas Combustible
- Filtros de Gas Combustible

El Sistema de Gas Combustible suministrará gas sobrecalentado y filtrado a 3.5 barg al Generador de Energía Eléctrica a Gas. El gas combustible proveniente del manifold de producción llegará al purificador que eliminará cualquier condesado líquido. El líquido colectado en purificador será transferido por las bombas a la línea de producción. El gas separado en el purificador llegará a los Calentadores Eléctricos y será sobrecalentado antes de ser filtrado. Los filtros serán de tipo cartucho. El gas combustible se filtrará para eliminar partículas que puedan afectar la operación del Generador a Gas.

El gas combustible se calienta normalmente para asegurar que la temperatura de suministro de este al Generador sea sobrecalentada por lo menos 30°C (para evitar cualquier condensación debido a la caída de la presión dentro del paquete de Generación de Energía). Después de ser calentado y filtrado, el gas llega al paquete de Generación de Energía a Gas.

El purificador de Gas Combustible será un recipiente cilíndrico de acero inoxidable. El nivel del líquido del purificado se podrá ver local y remotamente. Las alarmas de Alto y Bajo nivel serán anunciadas en las salas de control de la plataforma y de Río Cullen. Estas alarmas se usarán para arrancar y parar automáticamente las bombas.

4.6.10 Sistema de Generación eléctrica

La plataforma Fénix estará equipada con un Paquete de Generador a Gas Principal y un Paquete de Generador Diésel Auxiliar. El Principal tendrá una potencia de 200 kVA / 0.8 PF y proveerá la energía de operación normal para la plataforma. El Auxiliar tendrá una potencia de 455 kVA / 0.8 PF y proveerá energía de operación para la plataforma cuando se debe usar la grúa de la plataforma o si el paquete de generación a gas principal no funciona.

Los generadores se encienden en forma manual y se paran desde sus respectivos paneles de control en la Sala de Control. Sin embargo, el generador diésel de respaldo deberá arrancar en el caso de que exista bajo voltaje en el paquete de generación de energía de motor a gas.

Los dos generadores no están diseñados para operar en forma paralela debido a la falta de un sistema que asegure el sincronismo.

4.6.11 Tripulación y visitas a la plataforma

Si bien la plataforma no tiene tripulación, se prevé una visita a la plataforma de producción cada 15 días, principalmente para mantenimiento y abastecimiento de combustibles, repuestos y retiro de residuos. Durante la visita se utilizará un buque soporte (supply) y un helicóptero.

4.6.12 Generación de residuos durante la producción

Se ha obtenido información actualizada del Libro de Residuos de Aries, plataforma operada por Total Austral frente a las costas de Tierra del Fuego, a los fines de prever consumos para la futura plataforma Fénix. A lo largo de 2 años, aproximadamente, se hicieron 7 visitas a la plataforma Aries. Los residuos y su cantidad se presentan en la Tabla 4.6.12.1. La Tabla 4.6.12.2 muestra la generación esperada de residuos durante la vida útil de la plataforma.

Tabla 4.6.12.1 Generación de residuos de la plataforma Aries. Fuente: Total Austral

Material	07/20	04/21	11/21	01/22	03/22	05/22	07/22
	Volumen (m ³)						
Plásticos	-	0.5	-	-	1	-	1.2
Deshechos de alimentos	-	-	0.5	-	0.5	-	-
Deshechos domésticos	1.2	-	0.5	0.5	-	0.7	-
Aceite de cocina	-	-	-	-	-	-	-
Cenizas de incineración o escorias	-	-	-	-	-	-	-
Deshechos operacionales	0.5	0.5	-	1.2	-	1.3	0.5
Cadáveres de animales	-	-	-	-	-	-	-
Artes de pesca	-	-	-	-	-	-	-
Deshechos electrónicos	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.6.12.2 Generación esperada de residuos durante la vida útil de la plataforma

Material	Cantidad (m ³ /año)	Cantidad (m ³ /20 años)
Plásticos	1.35	27
Deshechos de alimentos	0.5	10
Deshechos domésticos	1.45	29
Deshechos operacionales	2	40

A modo de ejemplo, durante el año 2021 TOTAL reporta que se generaron 0.5 m³ de plásticos y 2.2 m³ en 2022. El promedio por año fue 1.35 m³. La Tabla 4.6.12.3 muestra la generación de residuos del buque soporte en base a la experiencia de Total Austral con el Skandi Patagonia.

Tabla 4.6.12.3 Generación de residuos del buque soporte asistiendo a la plataforma

Material	Cantidad (m ³ /año)	Cantidad (m ³ /20 años)
Aguas de sentina	2.20	45
Lodos oleosos	0.40	8.1
Aguas negras	142	2832
Aguas grises	312	6230
Plásticos	6.4	127
Comidas–Orgánicos	2.8	57
Desechos domésticos (m3)	14	283
Aceite de cocina	0.064	1.3
Operacionales	71	1416

4.6.13 Generación de ruidos en agua y aire durante la producción

Durante la producción los ruidos generados por la plataforma se asocian a los motores a bordo de esta. Los generadores se encuentran dentro de las instalaciones a unos 20 m del nivel del mar, por lo que no se esperan ruidos en agua y aire de alguna significación.

Cerca de la plataforma, el buque estará en espera manteniendo la posición. Esta actividad genera ruidos en agua con $SPL_{rms} = 163 \text{ dBre}1\mu\text{Pa}@1\text{m}$ asimilándolo a los ruidos generados en maniobras en puertos.

En base a datos de la Asociación Internacional de Helicópteros (HAI) (<https://rotor.org/>), las pérdidas por transmisión calculadas antes y a los efectos de las evaluaciones ambientales se considera el valor más alto, estos es $128 \text{ dBre}20\mu\text{Pa}@1\text{m}$.

4.6.14 Generación de emisiones durante la operación

Luego de las operaciones de instalación y perforación, la plataforma quedará en la etapa de producción. No habrá venteos en operación normal ya que la plataforma está diseñada para soportar la presión estática de los pozos.

Las Tablas 4.6.14.1 y 4.6.14.2 muestran las emisiones de la plataforma y del buque soporte durante la vida útil de la plataforma. El procedimiento de cálculo se basó en el consumo de combustible provisto por TOTAL, los coeficientes de emisión de los distintos gases y el tiempo.

Tabla 4.6.14.1 Emisiones de la plataforma durante su vida útil. Consumo de combustible basado en la experiencia de VP: Consumo total de combustible 414 t/20 años

Etapa de producción	CO ₂ (t)	CO (t)	NO _x (t)	N ₂ O (t)	SO ₂ (t)	CH ₄ (t)	VOC (t)
Emisiones totales	1332	3.3	25	0.042	3.3	0.12	1.0
Emisiones totales (GEI)	1332			14		3	

Tabla 4.6.14.2 Emisiones del buque soporte durante la asistencia a la plataforma durante la vida útil de la misma. Consumo de combustible basado en la experiencia de Total Austral con el Skandi: Consumo total de combustible 806 t/20 años

Etapa de producción	CO ₂ (t)	CO (t)	NO _x (t)	N ₂ O (t)	SO ₂ (t)	CH ₄ (t)	VOC (t)
Emisiones totales	2580	6.5	48	0.081	6.5	0.24	1.9
Emisiones totales (GEI)	2580			27		6.1	

El helicóptero generará 2160 t durante la vida útil de la plataforma de 20 años que corresponde a un consumo total de 720 m³ de combustible Jet.

4.6.15 Seguridad náutica

La plataforma contará con señalización tal como se solicita a las embarcaciones, aunque en este caso se trate de una instalación fija. Esta señalización cumple lo solicitado por el Reglamento de Señalización Marítima del Servicio de Hidrografía Naval y se manifestará en Cartas Náuticas y otros documentos que hagan a la seguridad de la navegación.

La plataforma contará con señalización luminosa, bocina en caso de niebla y emisor de señales AIS, alimentado por un sistema de baterías, ya que en caso de falla del sistema de generación, el sistema permanecerá operativo, hasta la llegada de personal de mantenimiento.

En caso de imposibilidad de acceso debido a malas condiciones climáticas u otro motivo, el barco de asistencia a las operaciones, permanecerá próximo a la plataforma, para evitar que cualquier embarcación se aproxime a la zona.

4.6.16 Tipo de producto de Fenix

El producto principal de Fenix será el gas.

El fluido líquido que se obtendrá es un condensado muy liviano de fácil dispersión y evaporación en el mar. No se trata de un petróleo persistente. Se espera que este condensado tenga características similares al que se obtiene en Carina. Las propiedades estimadas por simulador para la fase líquida indican una densidad de 769.8 kg/m³.

4.6.17 Puesta en marcha de plataforma y ducto

La vinculación de la nueva tubería de producción con la Plataforma Fenix se realizará por medio de un manifold submarino, equipado con válvulas de bloqueo.

Una vez que se completen los trabajos de interconexión de los ductos y Plataforma se realizarán las operaciones de secado de los 36.5 Km de las cañerías de 24" (producción) y 4" (MEG) hacia Fenix. Al final de esta etapa la línea de 24" quedará llena de nitrógeno.

A partir de ese momento se iniciará la fase de perforación de los pozos.

Está previsto realizar la puesta en marcha de las nuevas instalaciones a partir de la completación del primer pozo, luego de haberse extraído el agua de perforación en la fase de clean-up y haber conectado el pozo al manifold de producción de la plataforma.

El arranque del pozo se llevará a cabo de manera controlada, por etapas (ramp-up), con el fin de evitar daños en el fondo de este y a la vez realizar una puesta en producción progresiva y estable.

Previo al inicio del arranque, se alinearán las válvulas de la plataforma hacia la línea de exportación de 24" y se verificarán los sistemas de control y seguridad para luego iniciar la fase de presurización de los nuevos 36.5 km de cañería. Una vez alcanzado el mismo nivel de presión existente en el ducto de 24" de VP, se procederá a abrir las válvulas de bloqueo ubicadas en el manifold submarino. De esta manera se habilitará el ingreso de la producción de Fenix, la cual se mezclará con la de VP para finalmente ser enviada a las instalaciones de la planta de Rio Cullen.

4.6.18 Seguridad de la plataforma

Introducción

Esta sección describe las consideraciones de seguridad necesarias para permitir que la plataforma no requiera la presencia de personal en forma permanentemente.

La plataforma está provista de un "shelter" (recinto protegido) que alberga la sala técnica, air lock (recinto aislado), sala de baterías, un taller y alojamiento para 12 (doce) personas. Incluye 3 (tres) cabinas cerradas con 4 (cuatro) camas cada una, con dos instalaciones sanitarias y de cocina mínimas. Todo ello está equipado con un sistema de detección de Fuego y Gas.

Una pared contra incendio y explosión se encontrará instalada para proteger al "shelter" de las áreas de cabezas de pozo, producción y utilidades. Para que el personal de visitas de mantenimiento pueda combatir un hipotético incendio en el helicóptero, se provee un "skid" de agentes dobles (Twin Agent), permitiendo así la aplicación de polvo seco y espuma. Debido a la ubicación de este skid, sólo es posible alcanzar cómodamente la escalera más próxima (lado Este). Además, se proveen extinguidores portátiles distribuidos por la plataforma.

Se incorporará un sistema fijo de diluvio alrededor de la bahía del pozo y 2 hidrantes en cada cubierta. Estas instalaciones están conectadas a un anillo central de agua contra incendio, que se vuelve operativo durante los períodos de gran trabajo, por la presencia en la estación de la plataforma de perforación o del barco de respaldo ("Field stand-by/FiFi"). Dado que la plataforma no está habitada de forma permanente, no se proveen bombas de agua de incendio fijas.

Se cuenta también con una embarcación de socorro de propulsión a motor totalmente cerrada (TEMPSC - Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft), diseñada para transportar 18 personas. Esta embarcación es adicional a la provisión de las 2 balsas salvavidas de 10 pasajeros cada una, ubicadas en los lados Oeste y Este de la plataforma.

Toda presencia de personal en plataforma requerirá, de manera mandatoria, contar con la asistencia del barco de respaldo/*FiFi (Skandi Patagonia, u otro). *FiFi (lucha contra incendios)

Salvamento

El punto de reunión es al aire libre frente al bote salvavidas, en una zona protegida cercana al “shelter”. El orden general de preferencia para la evacuación es el siguiente:

- Helicóptero
- Embarcación de socorro de propulsión a motor totalmente cerrada TEMPSC (Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft), con capacidad para 18 personas.
- Directo al mar en balsas salvavidas ubicadas al este y oeste de la plataforma con capacidad para 10 personas.
- Directo al mar con chalecos y traje de supervivencia, previo aviso al barco de respaldo de la situación de abandono de la plataforma indicando por cuál banda de esta se va a evacuar el personal

Para asistir a EER (evacuación, escape y rescate), se proveen los siguientes dispositivos de salvamento: chaleco salvavidas, equipamiento de supervivencia y boyas salvavidas.

En la plataforma se proveen insumos médicos mínimos. En el caso de que un trabajador se lesione, se dispone de un kit de primeros auxilios, camillas, kit de trauma y un DEA (Desfibrilador Externo Automático).

Sistemas de seguridad

Por razones de seguridad, se proveen los siguientes sistemas:

- RACON (Radar Co-Responder Beacon)
- Kit de Asistencia Naval y aeronáutico, a instalar en la plataforma Fénix: sirena de niebla, linternas marinas y luces de obstrucción
- Sistema de Identificación Automático (AIS)
- Sistema de Aviso Público y Alarma General (PAGA)
- CCTV: cámaras y control local en Fénix, además de visualización y control remoto en Río Cullen.

4.6.19 Descripción del proceso y servicios auxiliares

Fénix será una plataforma diseñada para la producción de gas húmedo (wet gas) y condensados, de operación autónoma, no habitada permanentemente y controlada en forma remota desde la Sala de Control de Río Cullen. La producción es enviada a través de una cañería submarina de 24” arribará a la Planta Onshore de Río Cullen.

La Plataforma consistirá en 3 (tres) pozos con un Panel Hidráulico de Control de Cabeza de Pozo (WHCP – Wellhead Control Panel), una línea de producción con un lanzador de pig, un sistema de drenaje abierto, un sistema de drenaje cerrado, un sistema de venteo, un sistema de inyección de monoetilenglicol (MEG) y un sistema de gas combustible.

Las líneas de producción de gas, el colector, el lanzador del Pig (chancho inteligente) y las líneas de la plataforma hasta la SDV (válvulas de corte total) contarán con un sistema de venteo proveniente de las PSVs (válvulas de seguridad por presión) de los equipos, las válvulas XV (de apertura y cierre rápido) para despresurización de emergencia y las válvulas manuales para hacer una despresurización manual de mantenimiento a través del colector de venteo del KO Drum (tanque de separación de líquidos de la corriente de gas).

Los Sistemas de servicios auxiliares en la plataforma incluyen almacenamiento de agua, diésel, gas combustible, nitrógeno y sus respectivos sistemas de distribución, y un sistema de agua contra incendios.

La plataforma contará con un sistema de agua contra incendio, pero no está provisto de bombas

contra incendio. El agua de incendio puede ser abastecida desde la plataforma de perforación, cuando esté presente, o cuando el barco de respaldo está en posición (espera/respuesta ante incendio).

La energía eléctrica de la plataforma será proporcionada por un generador con motor a gas como suministro normal. Se contará con un motor generador diésel como respaldo y UPS para cargas críticas y vitales.

La plataforma estará equipada con una grúa y un helipuerto.

4.6.20 Sistemas de control de pozos

Los pozos se controlarán desde el Panel de Control de Cabeza de Pozo (WHCP). El panel provee tres sistemas hidráulicos presurizados (fluido hidráulico) para actuación de las válvulas:

- Circuito HP (alta presión), para operar la DHSV (válvula de seguridad de fondo de pozo)
- Circuito MP (media presión), para operar las válvulas de cabeza de pozo: válvula maestra superior, wing, (lateral) y válvula de inyección.
- Circuito LP (baja presión), para operar las válvulas choke (de choque), y válvulas PSDV (válvula de corte de proceso), XV y ESDV (válvula de cierre por corte de emergencia).

La Sala Técnica de la plataforma (PTR) estará ubicada en la cubierta inferior. La Sala de Control de Río Cullen (RCCR) está localizada en la planta Onshore de Río Cullen. El WHCP estará ubicado en el entresuelo de la plataforma (Mezzanine deck). Habrá Paneles de Control Locales para las válvulas ESDV y PSDV de la plataforma, ubicados cerca de cada una de ellas o montados en sus actuadores.

El caudal de cada pozo se controlará en forma manual por medio de la válvula choke, que puede ser operada localmente, remotamente desde la sala técnica de la plataforma o remotamente desde la Sala de Control de Río Cullen.

Cada línea de producción ("flow line") estará equipada con un medidor de caudal multifásico (Roxar), alarmas de baja y alta presión, baja y alta temperatura y enclavamientos por muy alta y muy baja presión. Además, poseerán un medidor de arena. Cada "flow line" también estará equipada con líneas de drenaje y colector de venteo y una conexión de purga (también usado por el personal de laboratorio como Toma muestras).

4.6.21 Sistema de inyección de MonoEtilenGlicol (MEG)

Se inyectará MonoEtilenGlicol (MEG) junto con la producción para evitar la formación de hidratos en la cañería submarina 24"-G-18-3001-F03P. También se utilizará el MEG para ecualizar la presión aguas abajo de la válvula de seguridad de los pozos para poder abrirla cuando ésta se encuentra cerrada en condición de apertura del pozo en frío.

El MEG fluirá a la plataforma Fénix a través de una línea de 4" desde RC. Habrá alarmas y acciones de disparos por baja y alta presión en la línea de arribo de MEG.

La plataforma Fénix está diseñada para permitir un receptor de Pig temporal para ser instalado en la línea de MEG de 4".

Normalmente el caudal de MEG es dirigido dentro del colector de producción de 24" con la línea 4". También se podrá dirigir MEG hacia el colector a través de la línea 3" para ahogar pozos (well killing manifold) o para usarlo en la ecualización aguas abajo de la válvula de fondo de pozo.

El caudal de MEG hacia el colector de producción es medido y el del "killing manifold" también contará con caudalímetro. El flujo de MEG en cada línea podrá ser observado en forma local como así también en la sala de la plataforma y la sala de control de Río Cullen.

El caudal de MEG en cada línea puede ser controlado mediante válvulas globo aguas abajo de cada medidor de caudal.

También se contará con la posibilidad del suministro para well killing (matar el pozo) desde el barco (la conexión estará localizada en la cubierta en la zona de carga).

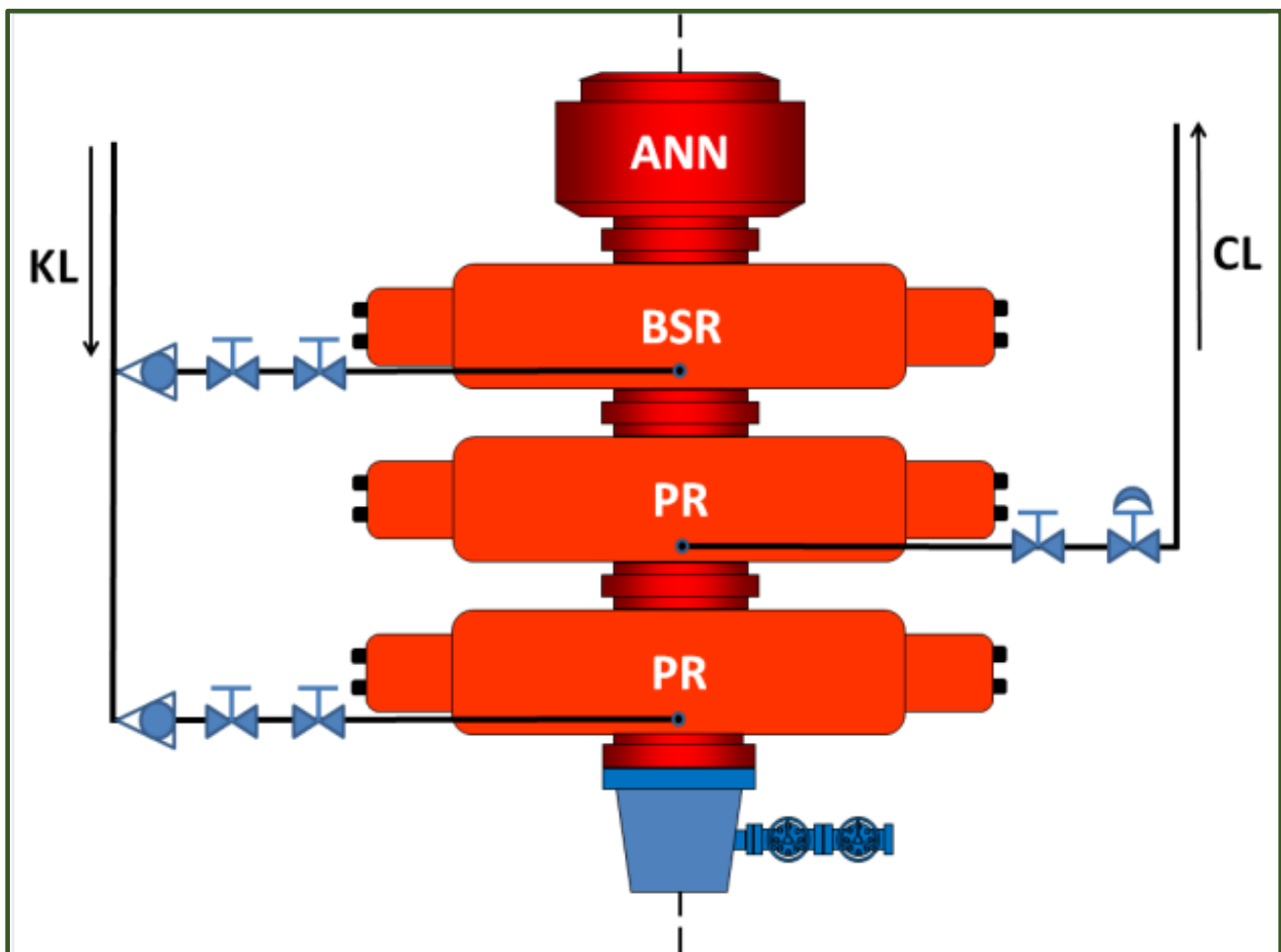
4.6.22 Sistema preventor de surgencia no controlada (Blow Out Preventer o BOP)

La presión máxima estimada en cabeza de pozo está por debajo de 5000 psi, por lo tanto, la presión de trabajo de los preventores de surgencia será como mínimo 5000 psi. Se especifican los estándares mínimos a continuación (Figura 4.6.22.1).

La presión de reservorio estimada es de 1508 psi. La estimación de máxima presión en cabeza de pozo de 1363 psi.

No se espera intervalos con sobrepresión.

Figura 4.6.22.1. Esquema del sistema preventor de surgencia no controlada. Significado de siglas: **ANN** Annular (Preventor Anular); **BSR** Blind Shear Ram (Exclusa Total); **PR** Pipe Ram (Exclusa parcial); **CL** Choke line (Línea de estrangulación); **KL** Kill Line (Línea de matado). Fuente: Total Austral



Se realiza un test de funcionamiento de todos los elementos de control de pozo cada 7 días, excepto BSR (exclusa total/corte), que debe tener un test de funcionamiento cada 21 días como máximo.

Se realiza un test de presión de todos los elementos de control de pozo en los siguientes momentos (La presión de prueba será la máxima presión esperada):

- Al momento de aceptar el equipo
- Al momento de instalarse sobre la cabeza de pozo
- Una vez instalada, cada 21 días como máximo.

Respecto a los estándares: Cada tema en particular está gobernado por una serie de normas, donde prevalecen normalmente las reglas internas de TotalEnergies. A continuación, los principales referidos al control preventor:

- Equipamiento del control del pozo (superficie) gobernado por la GS EP FP 440, que se basa entre otras en API STD 53 donde se expresan los requerimientos mínimos de la industria.
- Barreras durante perforación, completación e intervención CR EP FP 420, que se basa entre otras en API RP 10F, ISO 10417 y ISO 28781

A su vez, es importante mencionar que la empresa cuenta con especificaciones para control de blow out para instalaciones costa afuera y en continente, en Tierra del Fuego. La mismas se presentan en un documento aparte en el Apéndice 2 del presente capítulo. A su vez, la empresa cuenta con un Plan de Contingencia de Surgencia No Controlada. El mismo se presentan en un documento aparte en el Apéndice 3 del presente capítulo.

4.7 CIERRE Y ABANDONO

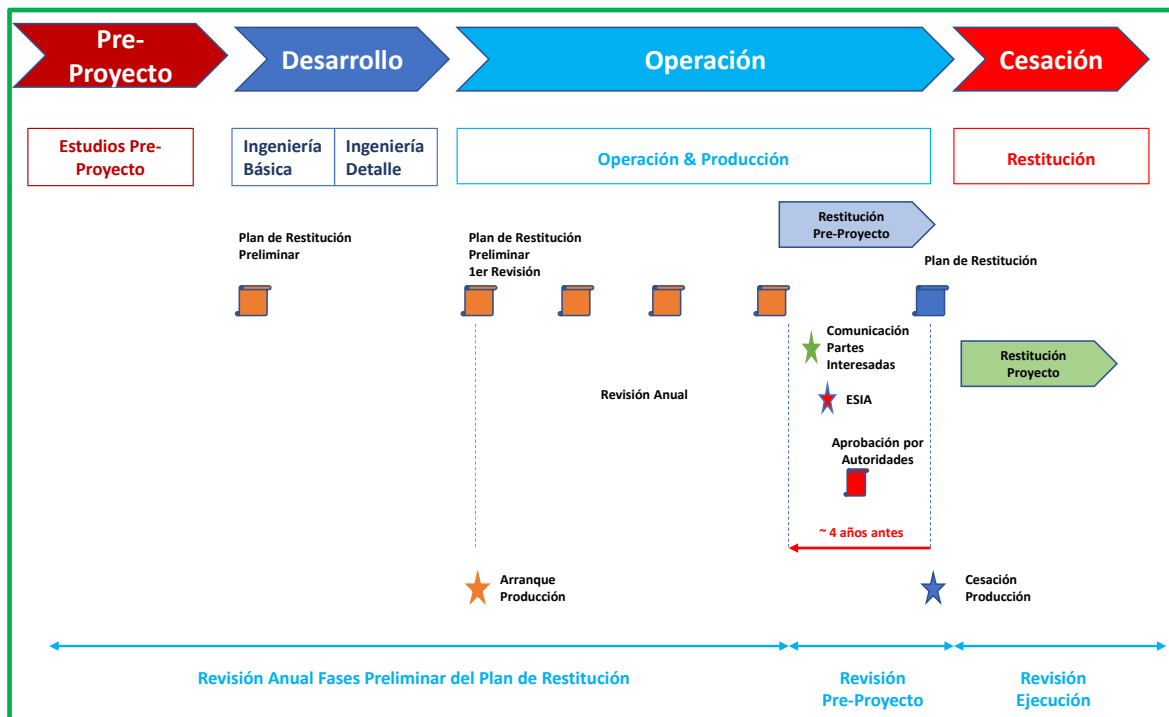
Hasta la fecha, Total Austral no ha abandonado ninguna de las plataformas que operan en Tierra del Fuego.

En esta etapa del proyecto se cuenta con lineamientos generales en todo lo que concierne a la etapa de abandono de las instalaciones. Esto aplica tanto para el abandono de los pozos de producción como para el abandono de la plataforma de producción y de los ductos submarinos.

El detalle del alcance de los trabajos de abandono y de la manera de ejecutar los mismos se definirá en un estudio detallado de abandono que será lanzado cuatro años antes de la fecha definida para la realización del abandono.

En el esquema siguiente se muestra el cronograma de restitución de un proyecto nuevo offshore

Figura 4.7.1 Cronograma de restitución de un proyecto



De esta manera, los trabajos de abandono se definirán y planificarán teniendo en cuenta los avances tecnológicos que hubieran ocurrido para ese momento. Hoy, los lineamientos generales que se tienen en cuenta para la etapa de abandono, en línea con la normativa vigente, son los siguientes:

Pozos productores

- Los pozos productores serán puestos en seguridad y abandonados de manera definitiva cumpliendo todos los requerimientos técnicos establecidos por la normativa nacional (Resolución 5/96 ex Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones)

Deck

- Se realizará la limpieza de los componentes de la plataforma que hayan estado en contacto con hidrocarburos y/o productos químicos.
- El barco para remover el Deck está provisto con una grúa de gran capacidad, que levanta la instalación y lo coloca en un buque de transporte pesado para ser transportada a tierra
- El Deck se levanta todo en un solo movimiento. El método de elevación simple es el más eficiente si la parte superior se ha instalado de esta manera. Este método minimizaría la duración de las operaciones offshore y por lo tanto reduce los riesgos asociados.
- En tierra las instalaciones serán desmontada y dar disposición final a sus componentes. Alternativas para un eventual reúso total o parcial de sus componentes serán evaluadas en el estudio de abandonos, teniendo en cuenta las normativas vigentes al momento.
- Al retirar el Deck, los materiales de desecho peligrosos se retirarán en tierra. Sin embargo, es importante identificar la sustancia peligrosa antes de separar el módulo. Se debe identificar y marcar claramente las fracciones de material que se eliminarán.
- Luego de asegurar la plataforma, y los artículos internos sueltos asegurados para evitar movimientos durante el izaje, pueden comenzar los trabajos de separación de módulos.
- Las interconexiones entre módulos como tuberías y cables eléctricos serán cortadas y removidas. El procedimiento estándar es dejar un espacio de aproximadamente 1 metro libre de artículos entre módulos. Es posible que se requiera la instalación de ayudas de elevación, acero estructural y guía para permitir elevación y/o para mantener la integridad estructural de la plataforma durante la elevación. Como con todas las tuberías y cables todos los módulos de conexión de acero como soportes estructurales, placas de cubierta, placas de cuña y se removerán. Entonces el corte final para liberar los módulos de la plataforma será terminado. Como parte del proceso final previo al izaje, el Contratista de izaje verificará que en los módulos se han preparado según sus requisitos específicos y que son libres para levantar.

Jacket

- Antes de comenzar cualquier actividad de desmantelamiento, se realiza un estudio con un vehículo operado a distancia (ROV) del Jacket y el área circundante. Esto permitirá la inspección visual de toda la estructura debajo del agua por daños y corrosión, abrazaderas en elevadores, pilotes y otros posibles accesorios para evitar caídas durante el levantamiento, control de escombros y crecimiento marino e inspección de escombros y penetración en el lecho marino. Esto identificará cualquier circunstancia que pueda afectar la integridad del Jacket durante el levantamiento.
- El método de remoción dependerá de la integridad estructural y el estado de las instalaciones al momento de la remoción. El análisis estructural debe realizarse para cubrir paso a paso todas las fases de la deconstrucción y remoción de las estructuras costa afuera. El análisis se realizará de acuerdo con reglamentaciones regionales, nacionales e internacionales, así como cualquier Especificación particular del proyecto.
- Se pueden usar diferentes métodos para retirar y transportar el jacket a tierra para su disposición final, estos son:
- Retirada en un solo izaje y transporte a tierra un buque de transporte pesado.
- Retiro en secciones asistido por un buque de construcción, transportado en cubierta de un buque de transporte pesado.
- Reflotamiento utilizando módulos de flotabilidad y remolcado a tierra por remolcadores,

- Para el corte de la patas el uso de explosivos está prohibido. Se deben utilizar técnicas de corte en frío siempre que sea posible. Los cortes de elementos sometidos a cargas vivas serán objeto de diseño y evaluación particular. Siempre que se planee un corte, se deben identificar los medios propuestos para controlar la efectividad del corte antes de proceder a la operación.
- El método seleccionado es el primero, Retirada en un solo izaje. Este método se puede utilizar para Jackets relativamente pequeñas que pesan menos de 5000 ton.
- Antes de retirar el Jacket, se deberá realizar un cierto número de operaciones en alta mar, estos son:
 - Dragado alrededor de los cimientos de los pilotes para garantizar que los pilotes se puedan cortar debajo del mar; las prácticas aceptadas actuales exigen al menos 1 m por debajo del fondo del mar.
 - Corte un primer juego de pilotes para que los pilotes restantes todavía aseguren que el Jacket pueda soportar la condición de devolución de 100 años (altura de ola de 3.8 m).
 - Instale ganchos de elevación o, si el marco de soporte se quitó como parte de la remoción de la parte superior (Deck), instale piezas de enganche en la parte superior de las patas para recibir la herramienta de elevación.
 - Inspección de la ruta de remolque para garantizar un calado suficiente hacia la costa de disposición.
- A la llegada del buque de transporte pesado y siempre que la ventana climática sea suficiente se procederá a cortar los pilotes restantes e izar el Jacket para colocar en el buque de transporte.
- La remoción del Jacket se hará de manera inversa a su instalación. Por lo cual el tiempo de trabajo para la remoción será similar al de instalación. Para realizar estos trabajos se requerirá un buque de construcción de aguas profundas, un barco soporte multipropósito, y helicóptero.

Cañerías submarinas

- Las convenciones internacionales y regionales, así como la mayoría de las leyes nacionales, no abordan el desmantelamiento de tuberías en alta mar. En ausencia de regulación local, el desmantelamiento ampliamente aceptado la práctica establece que las tuberías pueden permanecer in situ después de la limpieza y el enjuague con los extremos tapados y enterrado 1 metro por debajo del lecho marino.
- En el caso del proyecto las cañerías submarinas serán llenadas de agua de mar y desconectadas del resto de las instalaciones por ambos extremos.
- Se hará la limpieza de las cañerías submarinas para eliminar los restos de hidrocarburos y/o productos químicos contenidos en ellas. La limpieza de la cañería se hará hacia RC con el pasaje de agua inyectada por un Supply del tipo Skandi Patagonia. En RC recibirá tratamiento (Pileta API + Unidad de flotación Wenco). El Decreto aplicable para el vertido es el 1333/93.
- Esta operación de limpieza tendrá una duración de entre 3 y 5 días aproximadamente. Una vez concluida la limpieza, la cañería se dejará llena de agua y con la misma flota utilizada para la remoción de la plataforma, se removerá el extremo que la conecta a la plataforma de Fenix

Las áreas dragadas para facilitar el corte de los pilotes debajo del lecho marino se restaurarán a su forma inicial mediante el vertido de grava. Los extremos de las tuberías que quedan sobre el lecho marino también se pueden cubrir con grava como una medida para prevenir un posible conflicto con la pesca.

Después de que el sitio se haya limpiado de escombros y se haya restablecido a su forma original o casi a ella, se realizará una inspección visual para asegurarse de que no queden irregularidades.

Una vez concluidos los trabajos de abandono se realizarán monitoreos con el fin de verificar y controlar la no alteración del ecosistema marino en la locación considerando el componente biológico

(bentos) y el fisicoquímico (en agua y sedimentos). Dichos monitoreos se realizarán cada cinco años, una vez concluidos los trabajos de abandono de las instalaciones.

4.8 ACCIDENTES NÁUTICOS EN LA ZONA Y SEGURIDAD DE LAS PLATAFORMAS

No hay registro de ningún accidente offshore de significado durante las operaciones de Total Austral en Tierra del Fuego. Tampoco hundimientos de terceros según (<http://historiatdf.com.ar/buques.htm>).

4.8.1 Seguridad en alta mar

El concepto de seguridad en alta mar (Offshore Safety Concept) de TOTAL especifica medidas para:

- Evitar la exposición a peligros potenciales.
- Minimizar el potencial (frecuencia) de ocurrencias peligrosas (liberación de hidrocarburos o cualquier otro evento peligroso anormal).
- Contener y minimizar la consecuencia (incendio y explosión) de los peligros.

Además,

- Durante la operación se verifica que todos los sistemas de seguridad sean efectivos durante toda la vida útil de la instalación: mantenimiento, pruebas y seguimiento.
- Identificar cualquier cambio en los principales riesgos, o cualquier riesgo adicional, en la instalación como resultado de cualquier cambio/deterioro/desviación de la instalación

4.8.2 Identificación de los principales peligros en las plataformas

Liberación de gases inflamables

La probabilidad de ignición se reducirá mediante el uso de equipos eléctricos certificados para uso en áreas peligrosas, detección de gases inflamables, aislamiento eléctrico y apagado de las fuentes de ignición.

Las tomas de aire de combustión de los generadores de energía y los motores de los helicópteros están protegidas por un sistema de detección de gas dedicado.

Fuego

Para incendios que afecten a recipientes y equipos de proceso, se empleará una combinación de detección de incendios, parada de emergencia (ESD), aislamiento de tuberías que contengan hidrocarburos, extinción de incendios, equipo de protección y procedimientos de emergencia para minimizar las consecuencias para el personal (si lo hay) y la instalación.

El refugio estará provisto de paredes resistentes al fuego para brindar protección contra la radiación de calor, ya que la protección por distancia no es posible.

Explosión

Se proporcionará una pared resistente a explosiones para proteger el refugio porque la protección por distancia no es posible entre el área de proceso y el refugio.

Caída de objetos

Se han identificado las áreas de riesgo por caída de cargas o cargas oscilantes y se ha cuantificado el riesgo, en base a un movimiento planificado estimado de cargas en la plataforma fija.

Colisiones

El potencial de colisiones de embarcaciones se ha minimizado al implementar:

- Procedimientos para la aproximación de los barcos de suministro
- La posición y la identidad de la plataforma se muestran en los radares de los barcos y en las cartas de navegación comerciales.

- Hay una clara señalización de la plataforma utilizando NAVAIDs (equipamiento de ayuda a la navegación).
- La plataforma está equipada con un Sistema de Identificación Automática (Automatic Identification System, AIS) para mostrar el movimiento de grandes embarcaciones equipadas en el área.
- Además, la vulnerabilidad del riser (tubería de elevación) se reduce al colocarse dentro del Jacket que está diseñada para resistir un impacto accidental desde el buque soporte en espera.

4.8.3 Sistemas de comunicación

Los requisitos mínimos para los sistemas de alerta al personal serán los siguientes:

- Se dispondrá de Megafonía (PA) por medio de altavoces convenientemente ubicados. Solo se activará manualmente.
- Se proporcionará una alarma audible (y, cuando sea necesario, una señal visual) a través del sistema de alarma general (GA) para alertar al personal que trabaja en el sitio sobre la ocurrencia de cualquier situación peligrosa (por ejemplo, liberación de gas, incendio).
- Será posible realizar anuncios de emergencia y emitir tonos de alarma desde mar adentro y tierra adentro.
- En cualquier situación de emergencia, el sistema PAGA permanecerá activo y su funcionamiento continuo no creará peligros adicionales.
- Los teléfonos y las radios VHF son la solución preferida para fines de comunicación de rutina.

4.8.4 Evacuación

El orden general de preferencia para la evacuación en todas las condiciones de emergencia consideradas es:

- Transporte en helicóptero.
- Embarcación de supervivencia propulsada por motor totalmente cerrada (TEMPSC, Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft).
- Balsa salvavidas.
- Directo al mar.

Equipo de supervivencia:

- Se proporcionarán chalecos salvavidas adicionales en el área de reunión.
- Los trajes de supervivencia estarán disponibles para la evacuación considerando condiciones meteorológicas y oceanográficas severas en Tierra de Fuego
- Se proporcionarán instalaciones médicas mínimas en el sitio para manejar incidentes menores.
- Al menos un bote salvavidas en cada lado accesible de cada cubierta de la plataforma.

4.8.5 Rescate

La actuación para recuperar personal es función del tiempo de supervivencia de las personas que han entrado en el mar (evacuación, trabajo al agua, amerizaje de helicópteros).

Posibles medios de recuperación: una embarcación de reserva equipada con un bote de rescate rápido (FRB) disponible en las cercanías de la instalación complementada con helicópteros de búsqueda y rescate (SAR) para realizar la recuperación.

4.9 INSPECCIÓN EN PLATAFORMAS OFFSHORE Y ESTRUCTURAS SUBMARINAS

Las estructuras offshore se dividen en dos grupos:

- Estructuras de superficie
- Estructuras submarinas.

Jackets: Sección sumergida y semisumergida de la plataforma.

Otras estructuras Submarinas: Cabezas de pozo submarinas, válvulas submarinas, etc.

4.9.1 Inspección de estructuras de superficie

Las estructuras se definen en 3 grupos, primarias, secundarias y terciarias que se inspeccionan con el fin de evaluar su estado general.

Estructuras primarias: Cubiertas, modulo principal y secundario, vigas, columnas pórticos y pedestales. Se inspeccionan de forma visual cada 2 años en busca de indicios de fisuras o corrosión que puedan comprometer su integridad.

Estructuras secundarias: son los soportes y se inspeccionan junto con los equipos o cañerías asociadas a las mismas.

Estructuras terciarias: se realiza inspección visual anual de pasarelas, pasamanos, soportes escaleras, puertas de seguridad, guardapiés, pisos y enjaretados. Se busca detectar de forma temprana indicios de anomalías para asegurar la seguridad de las personas.

Se desarrollan campañas de mantenimiento de pintura definidas a partir del resultado de las inspecciones

La Tabla 4.9.1 muestra la actividad y frecuencia de las inspecciones programadas por Total Austral para las estructuras en superficie. Las Figuras 4.9.1.1 a 4.9.1.3 muestran instalaciones de superficie que se inspeccionan.

Tabla 4.9.1 Actividad y frecuencia de las inspecciones programadas por TOTAL para las estructuras en superficie

Frecuencia	Actividad
Cada 1 año:	Inspección visual General de estructuras Terciarias (seguridad del personal).
Cada 2 años:	Inspección Visual General de todas las estructuras.
Cada 5 años:	END (Ensayos No Destructivo) superficial en soldaduras estructurales críticas.
Ad-Hoc:	Inspecciones particulares para determinados eventos específicos que las requieran.

Figura 4.9.1 Instalaciones del Deck



Figura 4.9.2 Plataforma Aries



Figura 4.9.1.3 Inspección de estructuras terciarias de la plataforma



4.9.2 Inspecciones debajo del nivel del mar

El propósito es evaluar la condición en la que se encuentran las estructuras metálicas submarinas.

La frecuencia de inspección es determinada a través de un programa de inspección basada en riesgo, y la norma de referencia utilizada es API RP 2^a (Recommended Practice for Planning, Design and Constructing of Fixed Offshore Platform) sección 14 "Surveys". Con esto se busca determinar de forma temprana indicios de cualquier problema que puedan afectar la integridad de las estructuras.

Las inspecciones submarinas se llevan a cabo a través diferentes metodologías y para su implementación se cuenta, entre otras cosas, con la asistencia de un buque multipropósito de apoyo logístico (Hoy dicha función la cumple el buque Skandi Patagonia) con instalaciones aptas para buceos de aire y saturación, vehículo operado de forma remota (ROV, Remotely Operated Vehicle) y dotación de buzos. La lista de inspecciones se indica en la Tabla 4.9.2.1.

Tabla 4.9.2.1 Actividad y frecuencia de las inspecciones programadas por TOTAL para las estructuras en submarinas

Tarea	Frecuencia
Inspección visual cercana de la parte submarina de la estructura incluyendo ánodos, riser, conductor pipes y todos sus soportes.	Se adopta un plan de Inspección basada en riesgos a ser definidos en cada caso según API-RP-2SIM.
Relevamiento del estado de la protección catódica de la parte submarina de la estructura, riser, tuberías y todos sus soportes: medición de potenciales y consumo de ánodos.	
Relevamiento del lecho marino circundante a la plataforma para detectar desechos u objetos caídos desde superficie.	
Medición y seguimiento de socavamiento bajo los soportes de las patas de la plataforma.	
Detección de miembros inundados (Flooded Member Detection, FMD).	
Medición y seguimiento del crecimiento marino (marine growth).	
Inspección visual general de los primeros 500 m de la cañería submarina	

4.9.2.1 Técnica de inspección visual sobre las estructuras

Puede ser llevada a cabo por buzos (aire o saturación) o con ROV. Provee información general de la condición de las plataformas, tales como daños por colisión, estado o patrones de crecimiento marino, agotamiento de los ánodos, presencia de residuos, socavación y cualquier otro defecto detectable visualmente (ver Figuras 4.9.2.1.1 a 4.9.2.1.3).

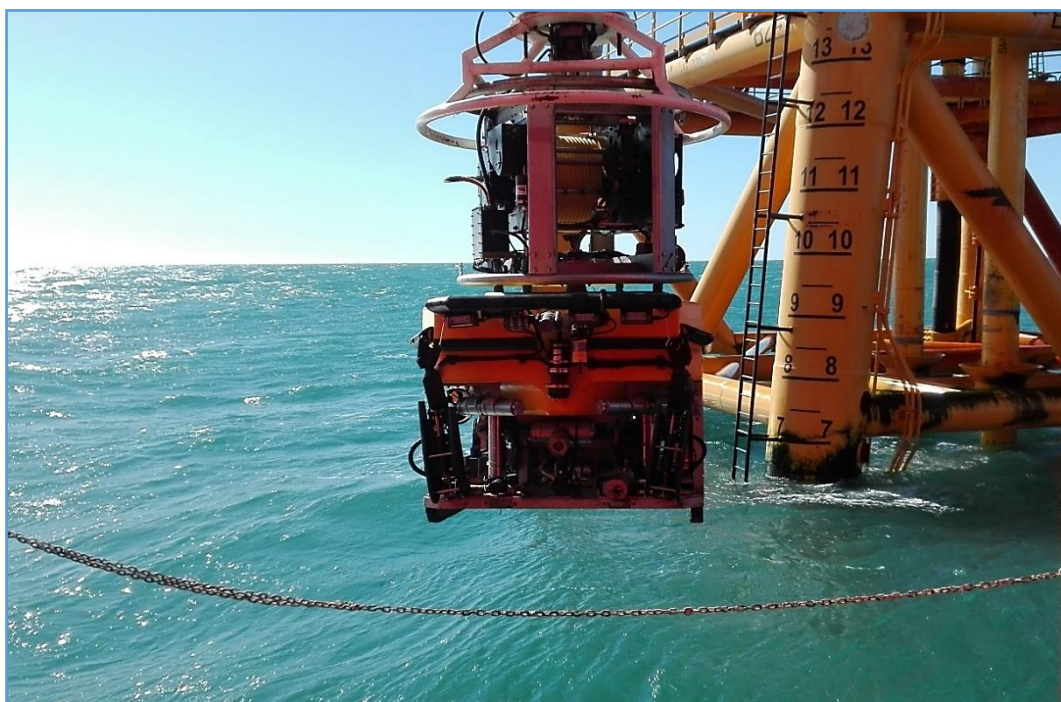
Figura 4.9.2.1.1 Inspección visual de las patas de la plataforma



Figura 4.9.2.1.2 Inspección visual de las patas de la plataforma cerca del fondo



Figura 4.9.2.1.3 ROV



Detección de miembros inundados

Se busca identificar los miembros en los cuales ha ingresado agua, lo cual podría ser indicio de fisuras.

Inspección de cañerías verticales y grampas

Inspección visual, verificación de la presencia y el ajuste de tuercas y espárragos, continuidad en los cables y el estado de la protección catódica. También se realiza inspección visual para detección de escombros en cercanías de las patas, o los risers.

4.9.2.2 Técnica de inspección instrumental sobre las estructuras

Existe otro tipo de inspección que se denomina inspección detallada o cercana que se realiza en determinadas zonas como arreglos de sujeción, las principales fijaciones o cualquier lugar donde se sospeche que pueda haber algún defecto. Estas inspecciones pueden requerir realizar una limpieza de la zona e inspección con ensayos no destructivos, como ACFM o MPI.

Métodos de Ensayos No Destructivos (END) utilizados

MPI (Partículas magnéticas). Para detectar defectos del tipo fisuras en las estructuras que están por encima del nivel del mar.

ACFM (medición de campo de corriente alterna). Para la detección de fisuras en estructuras ubicadas por debajo del nivel del mar (ver Figura 4.9.2.2.1)

Figura 4.9.2.2.1 Inspección mediante ACFM



4.9.2.3 Protección Catódica

Medición de potenciales para monitorear el estado de la protección catódica de las estructuras, que ayuda a evitar la corrosión prematura de las estructuras y asegurar su integridad.

Figura 4.9.2.3.1 medición de potenciales



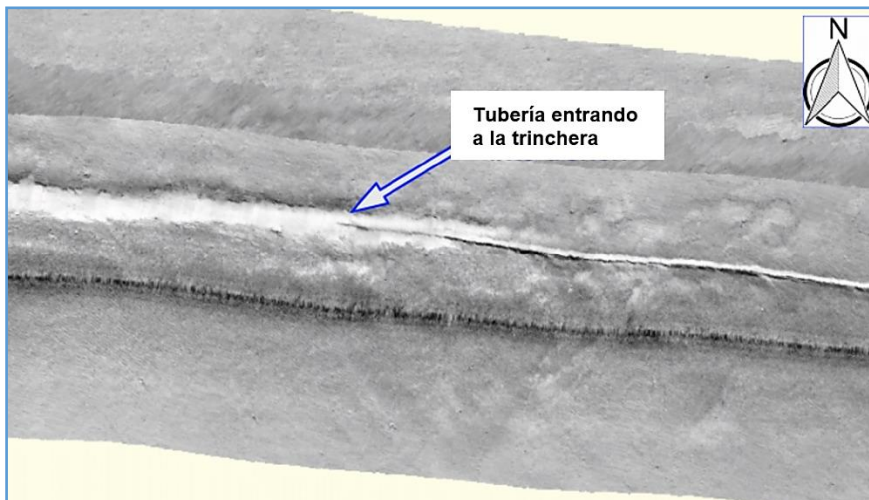
4.9.2.4 Inspección del lecho marino

Visual. Se inspecciona visualmente el lecho marino en proximidades de las estructuras para detectar erosión o socavando alrededor de las patas.

Sonar de Barrido Lateral (SSS) y Ecosonda multi haz. Estas campañas se realizan con la asistencia del barco de apoyo; consiste en un relevamiento de las instalaciones submarinas (ductos submarinos) mediante envío de sonar de barrido lateral y ecosonda de haz múltiple lo cual permite determinar la ubicación de los ductos (si estos no han sufrido desplazamientos), los puntos de apoyo en el lecho marino, verificando evolución de zonas libres de apoyo existentes o la formación de nuevos tramos sin apoyo en el lecho marino. Adicionalmente, en estas campañas de inspección submarina, también se cumple con el relevamiento de potenciales de Protección Catódica

El sonar de barrido lateral es enviado al costado de la cañería mediante un cuerpo que se denomina "pescado de arrastre" este pescado contiene un transmisor que permite conocer su posición respecto de la cañería. Los datos de sonar y sonda son almacenados en una computadora y después son procesados para obtener los resultados del estudio (ver Figura 4.9.2.4.1).

Figura 4.9.2.4.1 Campaña con sonar de barrido lateral y ecosonda multi haz. Registro del SSS



4.9.2.5 Inspección del crecimiento Marino

Visual y medición de la circunferencia del miembro, se buscan irregularidades y obstrucciones que puedan modificar la morfología de las estructuras aumentando el perfil sometido a las corrientes marinas y las fuerzas soportadas (ver Figura 4.9.2.5.1).

Figura 4.9.2.5.1 Inspección del crecimiento biológico



4.9.2.6 Técnica de inspección interna de tubería

Este alcance consiste en una inspección intrusiva del ducto, mediante el ingreso de una herramienta inteligente (Chancho o “pig” o Vehículo Inteligente) la cual viaja a través del ducto impulsado habitualmente por el propio producto; estas herramientas colectan información mediante transductores obteniendo datos de espesores de pared del ducto, como así también identificar zonas con corrosión tanto interna como externa; además se obtienen datos geométricos del mismo (ovalización, abolladuras, disminución de diámetro) (ver Figuras 4.9.2.6.1 y 4.9.2.6.2).

Figura 4.9.2.6.1 Inspección con vehículo inteligente (ILI) (Introducción en la trampa lanzadora)

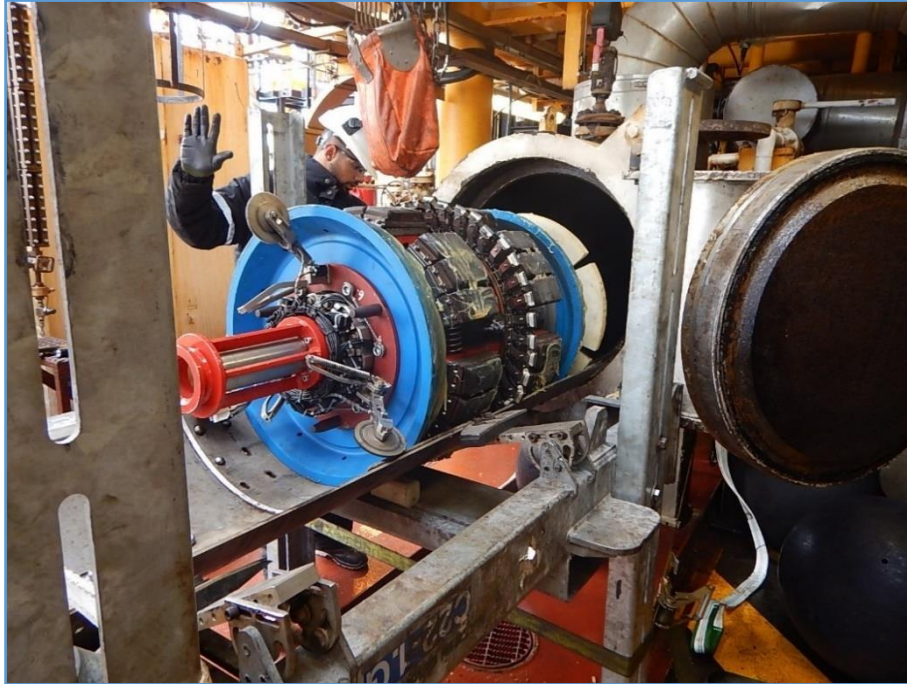
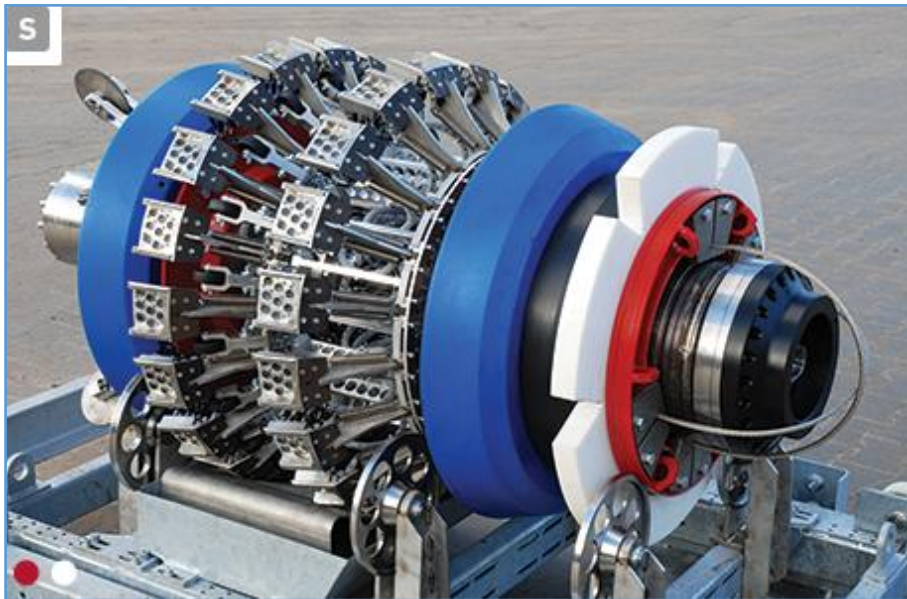


Figura 4.9.2.6.2 Vehículo inteligente



En este caso, el vehículo inteligente se inserta en la cañería en servicio a través de dispositivos llamados trampa lanzadora y receptora de vehículos de inspección y por accionamiento de válvulas el vehículo es empujado con el flujo de gas o petróleo recorriendo todo el conducto e inspeccionándolo.

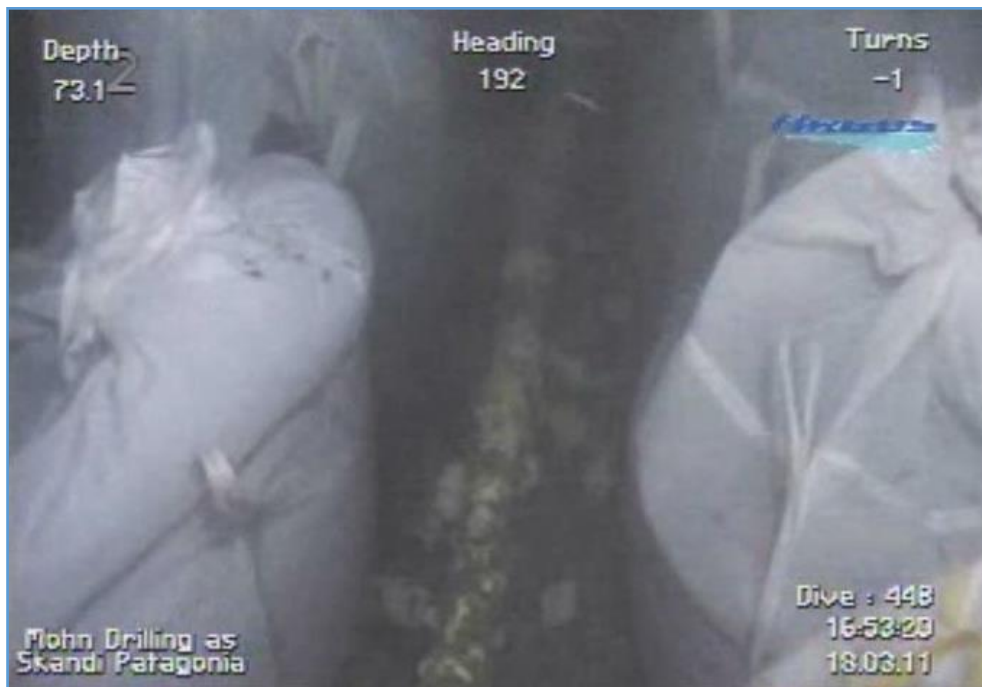
4.9.2.7 Inspección de los tramos libres de apoyo en el lecho marino

También con asistencia del barco de apoyo se cumple con campañas de remediación de tramos sin apoyo, lo cual consiste en colocar bolsones con piedras del tipo canto rodado, que por un lado sirven de apoyo de la cañería en el lecho marino y por otro limita la expansión de estos tramos sin soporte (ver Figuras 4.9.2.7.1 y 4.9.2.7.2).

Figura 4.9.2.7.1 Bolsones en barco de apoyo para reparación de zonas libres de apoyo de la tubería



Figura 4.9.2.7.2 Remediación de zonas libres de apoyo (Remote Operated Vehicle, ROV).



4.9.3 Campañas de pintura costa afuera

Una de las principales mitigaciones para prevenir la corrosión externa de las instalaciones es la aplicación y mantenimiento del esquema de pintura; para ello se realizan campañas de mantenimiento del recubrimiento anticorrosivo externo (pintura). Estas tareas se hacen mediante acceso por cuerdas con alpinistas, reparando esquema de pintura en los tramos verticales de acceso limitado y estructuras asociadas (ver Figura 4.9.3.1).

Figura 4.9.3.1 Tareas de mantenimiento de la plataforma. Inspección externa/ pintura en cañería vertical con acceso limitado – Alpinistas -



4.10 CAPACIDAD A BORDO PARA DAR RESPUESTAS A LA EMERGENCIA POR CONTAMINACIÓN

4.10.1 Mitigación del riesgo de derrame accidental de lodos

Las medidas son las siguientes:

- El piso de la mesa rotaria estará sellado y tener un drenaje a un recipiente/colector que permita transferir ese volumen de líquido nuevamente a las piletas del equipo.
- Se usará una válvula de ahorro de lodo en el Top-Drive.
- Se usará un sistema que junte el lodo presente en el interior de las barras de perforación cuando se hacen las desconexiones de la sarta.
- Se usará un limpia-barras externo durante las maniobras de sacada de la herramienta de perforación.
- Todas las mangueras de transferencias, elastómeros, válvulas, bombas, etc., estarán construidas de un material a prueba de aceites, incluyendo los equipos de Control de Pozo ante surgencias.
- Todas las bombas tendrán una zona de contención alrededor.
- Todas las bombas centrífugas estarán equipadas con sellos mecánicos o presurizados.
- Las piletas tendrán su línea de succión lo más cerca posible del fondo para limitar el volumen muerto.
- Todas las descargas de las piletas de lodo, piletas de los equipos de Control de Sólidos e incluyendo el tanque para viajes, tendrán doble válvula de aislación, y esas válvulas estarán bloqueadas.

- Todas las piletas de lodo, piletas de los equipos de Control de Sólidos e incluyendo el tanque para viajes, serán previamente probados con agua para verificar hermeticidad antes de almacenar aceite o lodo base aceite.
- En ninguna circunstancia se permitirá el vertido o el derrame al medio ambiente de aceite o de lodo base aceite como tal.
- Se permitirá la liberación al mar de los cortes de perforación con lodo base aceite cuando:
 - El contenido de aceite en los cortes (OOC) cumplirá con la regulación local si existiera
 - Y, además, cuando dicho contenido de aceite sea menor a 8% (peso del aceite/peso de los cortes secos) en promedio en cada una de las secciones de pozo perforadas con lodo base aceite, y sin exceder un promedio diario de 14% en peso.
- El requerimiento mínimo será hacer cuatro (4) mediciones diarias del contenido de aceite en los recortes (OOC) usando el método de Retorta (en peso).
- Para lograr el criterio máximo de 8% en peso para cada fase de perforación se instalará al menos una centrífuga vertical para secado de los recortes.

4.10.2 Mitigación del riesgo de derrame accidental de hidrocarburos

En estos casos se aplicará el Plan de Contingencia, cuya referencia es: Total Austral, 2022. PLAN DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA DISTRITO TIERRA DEL FUEGO aprobado por PNA.

4.11 MODELACIÓN MATEMÁTICA

Para el presente estudio, en apoyo a las evaluaciones ambientales vinculadas con las operaciones de instalación, perforación y producción del proyecto Fenix, se han realizado diferentes trabajos de modelación matemática. Entre las tareas realizadas se incluye la puesta en funcionamiento, calibración y operación de diferentes modelos matemáticos que simulan:

- el campo de corrientes
- los niveles del mar
- los vertidos y liberación de lodos base agua y recortes de perforación
- la propagación del sonido en el mar producto de los ruidos de las operaciones
- derrames de hidrocarburos asociados a potenciales contingencias

En todos los casos se han utilizados modelos (software) desarrollados por el DHI y licenciados a Ezcurra & Schmidt SA:

- MIKE 3 Flow Model FM, Hydrodynamic Module
- MIKE 3 Flow Model FM, Mud/Sand Transport Module
- MIKE 3 Flow Model FM, Oil Spill Module
- UAS, Underwater Acoustic Simulator

Detalles del DHI y los modelos utilizados pueden encontrarse en <https://www.dhigroup.com/>.

En el informe de modelación matemática adjunto al presente estudio se presentan todos los detalles de las tareas realizadas en cada caso. Allí también se presentan los resultados de las simulaciones en tablas, gráficos y explicaciones que resultan de utilidad para los análisis ambientales. El trabajo de modelación se realizó utilizando datos y características específicas asociadas a las tareas y potenciales contingencias del presente proyecto, de todas maneras, se presenta como un documento independiente al EsIA.

Durante el trabajo se utiliza información ambiental disponible producto de fuentes confiables tales como informes técnicos y publicaciones científicas.

4.12 GESTIÓN AMBIENTAL

TOTAL dispone de una serie de programas de gestión ambiental como los que se describen a continuación:

4.12.1 Monitoreos continuos

- **Emisiones gaseosas.** Se llevan a cabo mediciones diarias de los consumos de combustibles gaseosos y combustibles líquidos consumidos. También se monitorean y registran los venteos operativos y de emergencia. El consolidado mensual se carga en un sistema de Reporte Ambiental (PI@net) y se obtienen los valores mensuales de gases de efecto invernadero.
- **Efluentes líquidos.** Se monitorean diariamente los efluentes líquidos enviados al mar, principalmente para determinar hidrocarburos totales (HTP) en el agua y en forma semanal se controlan los efluentes de las plantas de tratamiento de líquidos cloacales.
- **Generación de residuos.** Todos los residuos son tratados en los sitios operativos. Se cuenta con un horno pirolítico para tratar los residuos incinerables. Los residuos con hidrocarburos y fondos de tanques se tratan por biorremediación.

4.12.2 Monitoreos periódicos

Los monitoreos periódicos son los más completos y complejos:

Informes de monitoreo ambientales anuales (IMAA). Se hace una revisión completa de todas las instalaciones tanto onshore como offshore en cumplimiento de las Resoluciones de la Secretaría de Energía de Nación 105/92 y 25/04.

Lecho marino. Se realizan cada cinco años alrededor de las plataformas offshore. Se llevan a cabo siguiendo una Especificación del Grupo Total Energies. El objetivo es determinar los niveles de calidad ambiental en cercanías de donde se produjeron las implantaciones de estructuras fijas offshore. Se muestrea el bento y los componentes químicos de los sedimentos.

4.12.3 Gestión de residuos en el mar

Todas las plataformas cuentan con planes de residuos aprobados por la PNA. TOTAL se encuentra inscripto como generador y operador de residuos peligrosos en la Provincia de Tierra del Fuego.

4.12.4 Planes de preparación y respuesta ante emergencias

La acción fundamental es la prevención, pero cuando se presentan situaciones de emergencia, se debe contar con la preparación y la capacidad de respuesta adecuados. Se cuenta con planes de respuesta ante derrames onshore y offshore (aprobado por la PNA).

Además de contar con los planes se dispone del equipamiento y el personal para ejecutar las medidas de respuesta.

Otro elemento fundamental es verificar la efectividad de los planes, esto se realiza con ejercicios incluidos en el plan anual de simulacros. En el caso del Plan de Respuesta ante derrames offshore, la PNA lo audita y convalida anualmente. Las operaciones del proyecto Fénix se encuentran incluidas dentro del Plan de Respuesta ya aprobado por la PNA.

4.12.5 Sistema de Gestión Ambiental. Certificado ISO 14001

La cronología de la certificación fue la siguiente:

- En el año 2003 se llevó a cabo un análisis para evaluar el trabajo a realizar para llevar a una certificación.
- El 2006 se comenzó a preparar el sistema de gestión.
- En el 2007 se alcanzó la primera certificación ISO 14001.
- En el 2016 se incluyeron las oficinas de Río Grande dentro del Certificado.

- Como parte de las actividades, finalmente en el 2017 se incorporó la Base Logística de Punta Quilla.
- Todos los sitios se encuentran certificados bajo la Norma ISO 14001:2015.
- En el corriente año, en el mes de setiembre, se llevó a cabo una nueva auditoría de recertificación.

Figura 4.12.5.1 Certificación ISO 14001



4.12.6 NORMA CR-EP-FP-470 - Reglas relacionadas a la Prevención de Contaminación al Medio Ambiente

- Descarga de Aceite Base o de Lodo Base Aceite al medio ambiente:

En ninguna circunstancia se permite la descarga de Aceite Base o de Lodo Base Aceite al medio ambiente, ya sea en tierra o mar.

Un rebalse o un escape accidental debe ser contrarrestado con todos los medios posibles y usando los equipos de la siguiente lista:

- Bomba de diafragma móvil (que sea capaz de recuperar un derrame de lodo, drenar tanques y vaciar las piletas de Control de Sólidos).
- Equipo de contención de derrames (mantas, detergentes, cepillos, material absorbente, etc.).

Estos elementos deberán estar distribuidos en varios lugares en el equipo de perforación para lograr una respuesta rápida y eficiente.

Una hidro-lavadora de alta presión con detergente puede ser otra herramienta del equipo de contención de derrames.

- Sistema de succión por vacío.

El volumen de Lodo Base Aceite o de Aceite Base recuperado debe ser bombeado nuevamente al sistema activo de piletas, o debe ser tratado, según sea el caso.

Si a pesar de los esfuerzos para contener el derrame, el medio ambiente resultara contaminado, el gerenciamiento de la compañía deberá asegurar la implementación apropiada de un Plan de Movilización de Recursos para la Lucha contra Contaminación, y que sea entendida por todo el personal involucrado.

- Los residuos de perforación con lodo base aceite deben ser procesados para reducir el contenido de hidrocarburos mediante métodos mecánicos, químicos, o termo-mecánicos, en el sitio cuando fuera posible o transportándolos a un lugar apropiado para su tratamiento y disposición final.
- Deberá usarse un sistema de Control de Sólidos de ciclo cerrado para reducir, cuando sea posible en el mismo sitio, la cantidad de aceite en los recortes.
- Se recomienda el uso de sistemas especiales de Control de Sólidos (zarandas, centrífugas decantadoras, centrífugas verticales, etc.) para reducir el volumen de dilución y reducir el volumen de aceite asociado a los recortes.
- En operaciones de mar, se permite la descarga de recortes perforados con lodo base aceite si se cumple lo siguiente:
 - Si el Contenido de Aceite en los Recortes cumple con la regulación local, y...
 - Si el Contenido de Aceite en los Recortes es menor que el 8% (peso de aceite/peso del recorte seco) de promedio durante todas las secciones perforadas con lodo base aceite, sin exceder el promedio diario de 14% en peso.

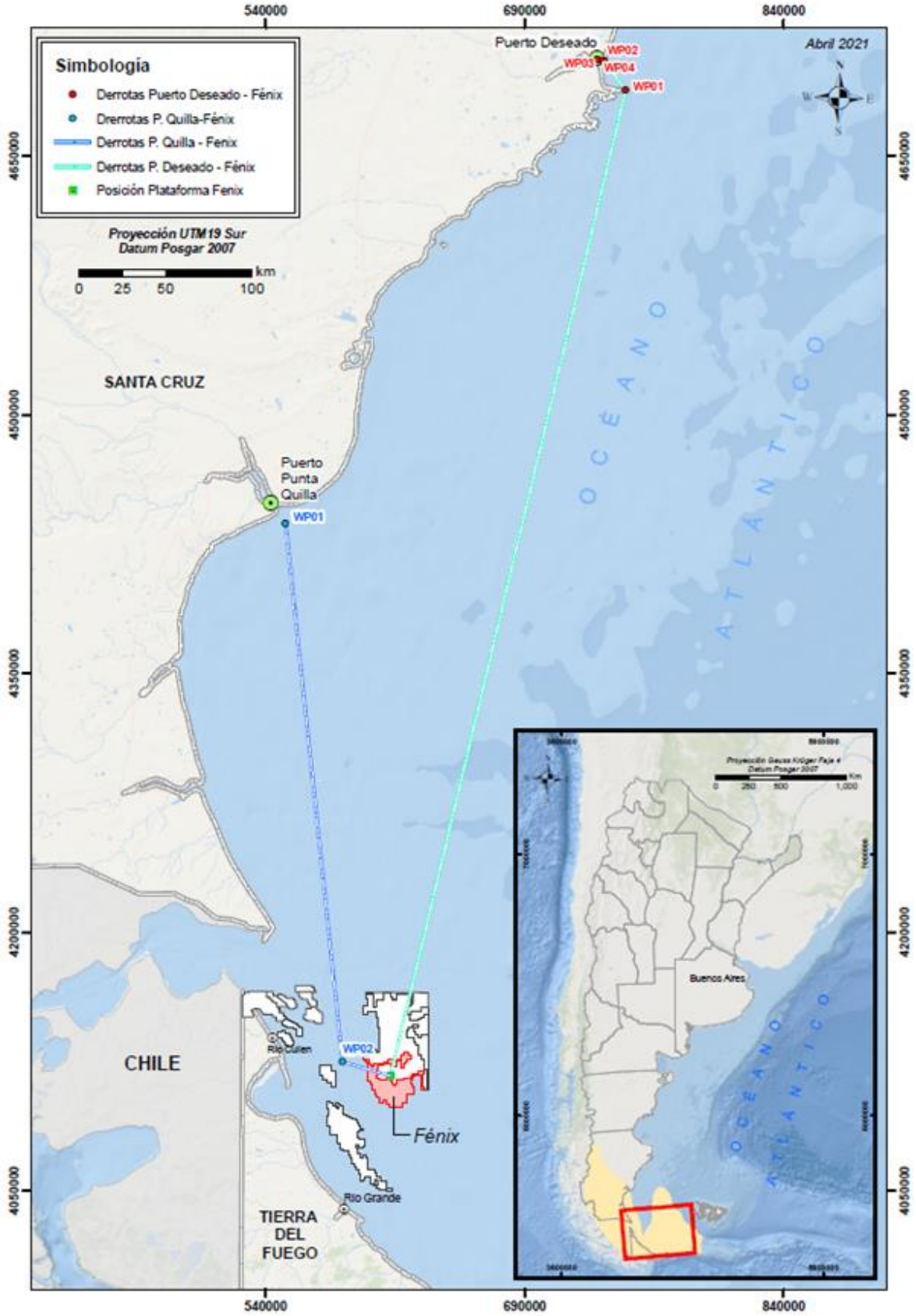
Para lograr el criterio de descarga máxima de 8% en peso se necesita al menos una unidad centrífuga de secado vertical instalada.
- Se requiere mínimamente la realización y reporte de 4 ensayos por día, del Contenido de Aceite en los Recortes.

- Condiciones para la descarga de Recortes de Perforación al medio Ambiente:
Respetar 6 principios básicos:
 - Recuperar sustancias, materiales o productos.
 - Reusar sustancias, materiales o productos en usos similares.
 - Prevenir y reducir la producción de residuos en la actividad.
 - Reciclar los residuos.
 - Recuperar sustancias, materiales o productos no reciclables.
 - Durante la fase de transporte del residuo, minimizar las distancias.
- La aplicación de los principios requiere el dominio pleno de 4 procesos básicos:
 - Identificación del residuo (técnica y regulatoriamente) para desarrollar la manera óptima de recolección, clasificación, almacenamiento, transporte y método de tratamiento.
 - Recolección del residuo, clasificación y almacenamiento, previo al tratamiento.
 - Tratamiento del residuo, previamente a la recuperación o disposición final.
 - Seguimiento del residuo, desde el transporte hasta la recuperación o disposición final (registros, manifiestos, declaraciones, facturas, etc.).
- Los recortes de perforación con Lodo Base Aceite son considerados como residuos peligrosos, y por eso deben ser manejados de manera adecuada.
- Cada sitio donde se producen o se almacenan residuos deben tener reglas bien definidas y claras, para:
 - Cumplir con las regulaciones locales e internacionales de residuos.
 - Reunir la información necesaria para identificar el residuo.
 - Organizar y monitorear la recolección en el sitio, clasificación y almacenamiento del residuo.
 - Organizar el movimiento del residuo en el sitio.
 - Garantizar la trazabilidad del traslado del residuo fuera del sitio de producción.
 - Verificar que se cumplan todas las condiciones requeridas para el transporte de los residuos.
 - Hay que asegurar que el residuo es enviado al tratamiento apropiado de acuerdo a su tipo y característica.

4.13 PUERTOS DE SUMINISTRO

Los puertos previstos para las diferentes tareas asociadas al proyecto son Punta Quilla y Puerto Deseado. La derrota de los buques de suministros desde Fenix a ambos puertos se presenta en la Figura 4.13.1. A continuación, se presenta una descripción de los mencionados puertos.

Figura 4.13.1 Derrota a Punta Quilla y Puerto Deseado desde Fénix



4.13.1 Punta Quilla

Desde 1992 se encuentra administrado por Unidad Ejecutora Portuaria de la Provincia de Santa Cruz (Uneposc) (www.uneposc.com.ar/web/ptopquilla.php). La Figura 4.13.1.1 muestra una imagen del puerto (Google).

El Puerto Punta Quilla es un puerto argentino, situado en la provincia de Santa Cruz, a 17 km de la ciudad de Puerto Santa Cruz, sobre la margen sur de la ría del Río Santa Cruz, a 4.5 km de su desembocadura en el Océano Atlántico. Es un puerto multipropósito, apto para buques de ultramar, cabotaje y pesqueros. Es zona de practica obligatorio para buques de bandera extranjera. El puerto fue inaugurado el 26-04-1978, es de uso público, de propiedad de la provincia de Santa Cruz. La ubicación es: Latitud Sur: 50°07'; Longitud Oeste: 68°24'.

Figura 4.13.1.1 Imagen del puerto de Punta Quilla (Google Earth).



El muelle consiste en una superestructura de hormigón armado, fundada sobre pilotes cilíndricos de acero, rellenos de hormigón, con una longitud operativa total de 316 m. Consta de un doble frente de atraque de 158 m y con un ancho de 30 m. El viaducto que lo vincula a la costa tiene un largo de 247 m y 12 m de ancho total, con una calzada útil de 9 m (Figura 4.13.1.2).

Figura 4.13.1.2 Muelle



La existencia de dos duques de alba permite el atraque de buques que excedan el largo del frente de atraque externo, pudiendo atracar hasta 2 buques de 130 m de eslora o un buque de 280 m de eslora, del tipo panamax. El lado interno se reserva para buques de menor porte, remolcadores, lanchas de prácticos, embarcaciones de la PNA, etc.

Es un puerto abrigado y profundo. La profundidad al cero de la plataforma de atraque es de 11m. El fondeadero interior, que se extiende desde el NO al SE del muelle, posee profundidades de hasta 26m. Frente a la ciudad hay otro fondeadero con profundidades de hasta 9m.

Los servicios que brinda son los siguientes:

Servicios propios

- Grúas y moto estibadoras
- Depósito cubierto de 800 m²
- Plazoleta abierta pavimentada de 5000 m²
- Playa de estacionamiento pavimentada de 2000 m²
- Playa de estacionamiento de 705 m²
- Iluminación
- Balizamiento en el muelle y viaducto
- Provisión de agua potable
- Provisión de energía eléctrica
- Sistema de lucha contra incendio

Servicios ofrecidos por terceros

- Provisión de víveres
- Estibaje
- Amarre
- Practicaje y lanchas
- Despachantes de aduana
- Agencias marítimas
- Transporte
- Grúas y moto estibadoras

4.13.2 Puerto Deseado

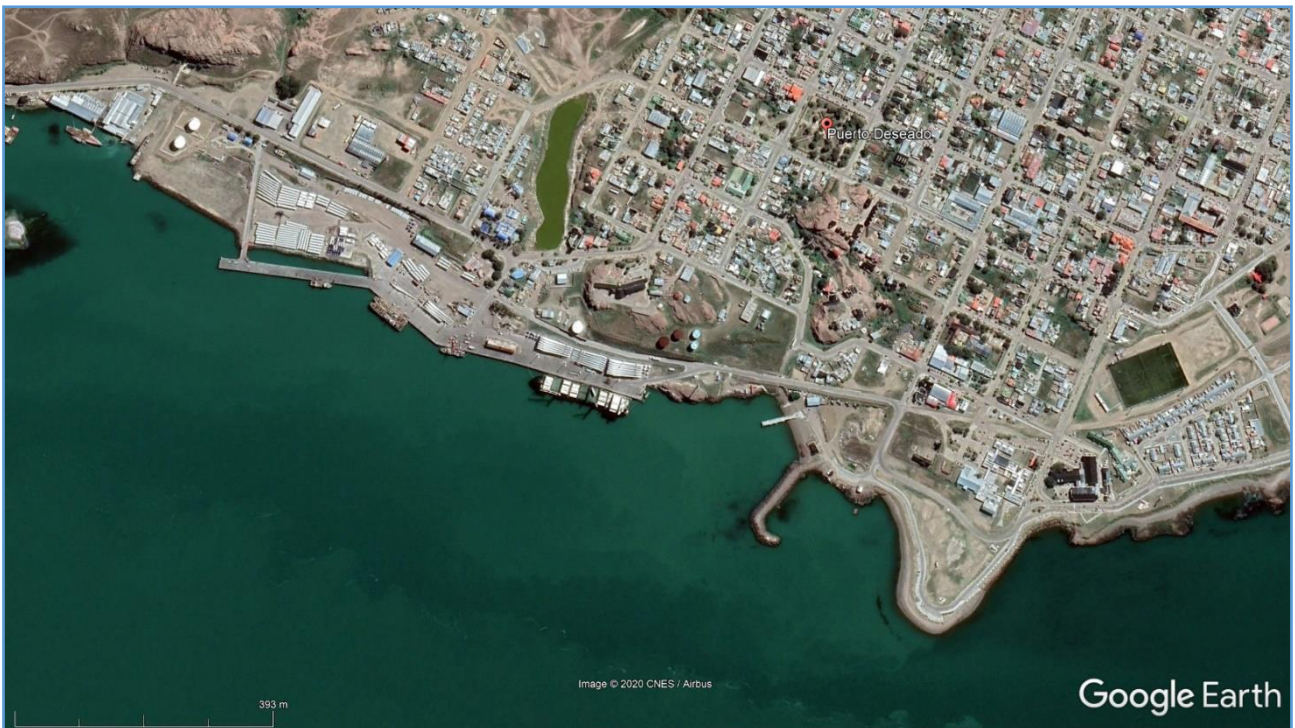
El puerto de Puerto Deseado está ubicado en el sur de Argentina, en la provincia de Santa Cruz, sobre la margen norte de la desembocadura del río Deseado en el Océano Atlántico, integrado a la ciudad de Puerto Deseado (Figura 4.13.2.1). Es administrado por Unidad Ejecutora Portuaria de la Provincia de Santa Cruz (Uneposc). El puerto es de uso público, de propiedad de la provincia de Santa Cruz.

Es un puerto natural, multipropósito, apto para buques de ultramar y cabotaje; operan en él portacontenedores, cruceros turísticos, pesqueros tipo congelador, arrastreros, tangoneros, poteros y palangreros. Es el puerto más rico desde el punto de vista de la diversidad de sus operaciones y constituye la puerta de salida al mundo de los productos santacruceños y patagónicos.

Es zona de practicaje obligatorio para buques de bandera extranjera. El puerto dispone de los siguientes servicios (www.uneposc.com.ar/web/ptodeseado.php)

Propios: grúas y moto estibadoras, depósito fiscal de importación/exportación cubierto de 572 m², plazoleta fiscal para contenedores, pavimentada y con cerco perimetral, de 5095 m², plazoleta fiscal abierta de importación de 10000 m², playa de estacionamiento para camiones de 8000 m², playa pavimentada de 7000 m², playa sin pavimento de 17000 m², iluminación, provisión de agua potable, provisión de energía eléctrica, sistema contra incendio, recolección de líquidos de sentina, balizamiento en el muelle, cámaras de seguridad.

Figura 4.13.2.1 Puerto Deseado (Google Earth). Ubicación: Latitud Sur: 47°45'; Longitud Oeste: 65°55'. Rectángulo naranja indica detalle en la figura inferior.



Terceros: Grúas y moto estibadoras, cintas transportadoras, contenedores, provisión de combustibles, provisión de agua potable, provisión de víveres, estibaje, amarre, practicaaje y lanchas, remolcadores, despachantes de aduana, agencias marítimas, transporte, taller naval. Dispone del servicio de combustible.

Muelle. El muelle de Puerto Deseado es una estructura de hormigón donde se opera con cargas de pesca, carga general, carga frigorífica y contenedores. Cuenta con escudos metálicos recubiertos con material antifricción y defensas elásticas con un diámetro de 800 mm a 1000 mm y con bitas de 30 t, 60 t, 80 t y 100 t; en ambos casos según el sitio.

Frente de atraque: Con una longitud total de 739 m, el muelle de Puerto Deseado posee el frente de atraque más extenso de Santa Cruz. Los buques de carga general que operan habitualmente alcanzan esloras de 180 m, pero no existen inconvenientes en que operen buques de mayores esloras, siempre que sus calados lo permitan.

Profundidad: 9 a 11 m (al Cero Local).

Están habilitadas para trabajar empresas de servicios portuarios que abarcan los rubros necesarios para realizar todo tipo de servicios y reparaciones navales, siempre en función de las necesidades emergentes de la actividad. Las que se clasifican conforme a la normativa vigente según la siguiente clasificación y/o rubros (www.e-puerto.com/servicios/servicios-portuarios/a-las-cargas.html):

- Estibaje y movimiento de contenedores, y carga general (MURCHISON S.A, LOGITEC S.H, ESTIBAJES SANTA CRUZ)
- Provisión de combustible (Y.P.F. Planta Puerto Deseado, Marítima Challaco, J.R.I Comercial S.R.L.)
- Provisión de agua a buque (Transportes RV)
- Talleres navales (Silveira e Hijos S.R.L., Carpintería Deseado, Coserena S.A., PM Refrigeración IND. S.A., Electrologic S.R.L., HI-MAC Oleo Hidráulica S.H., Patagonia del Mar S.A., Taller Naval Cano Julio)
- Amarradores (Econcept SRL)
- Remolcadores y lanchas (Nautilus S.R.L, Coserena S.A.)
- Agencia marítima (Agencia Marítima Bernard, Agencia Marítima Puerto Deseado SRL, Ángel Feijo)
- Proveeduría marítima (Mattina Hnos, Almacén Naval Deseado)
- Recolección de sentinas (Talleres y Servicios Harry)

4.14 POLÍTICAS DE HIGIENE, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Respecto a la política de HSE y Ambiente de TOTAL se incluye documentación pertinente a continuación.

Política HSE

En el marco de su compromiso y de su adhesión a los Principios Voluntarios sobre Seguridad y Derechos Humanos y en línea con otras políticas¹, Total Austral S.A. desarrolla sus actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos considerando como valores fundamentales la seguridad, la higiene de los puestos de trabajo, la protección de la salud de sus empleados y contratistas, el respeto por el medio ambiente, la eficiencia energética, el desarrollo de sus operaciones en armonía con las comunidades locales y la integridad de las instalaciones.

La responsabilidad HSE es parte integral y permanente de la responsabilidad operacional y es el deber del personal jerárquico demostrar su liderazgo en materia de HSE a través de una conducta ejemplar, profesionalismo y vigilancia, la cual se ejerce siguiendo la línea de mando desde el Director General hacia cada uno de los empleados, cualquiera sea su nivel de responsabilidad. La Gerencia HSE, bajo control directo del Director General, está a cargo de manejar un proceso de mejora continua según el sistema de Gestión HSE de la Compañía (One-MAESTRO).

Es nuestro compromiso:

Establecer los objetivos de esta política HSE, comunicarlos a todos los niveles de la organización y asignar los recursos necesarios para su implementación. Desarrollar una cultura HSE compartida entre nuestros empleados, contratistas y socios. Contribuir al desarrollo económico y social de las comunidades cercanas a nuestra actividad industrial.

Cumplir con los requerimientos legales vigentes en la República Argentina, con los estándares de la industria y los requerimientos y compromisos voluntarios a nivel de la Compañía.

Identificar los peligros, evaluar, monitorear y controlar en forma permanente los riesgos para las personas, el medio ambiente, las operaciones, el patrimonio y el prestigio de la empresa, de modo de definir e implementar medidas de control, minimizando los efectos en caso de ocurrencia de incidentes. Promover el cuidado de la salud, divulgando la práctica de vida sana, actividad física y recreación. Promover políticas y programas que permitan prevenir y luchar contra las adicciones.

Gestionar los riesgos y limitar los impactos inherentes a la actividad específica y de los equipos propios. Proteger el medio ambiente, promoviendo el uso sostenible de recursos, la reducción de emisiones y la protección de la biodiversidad y los ecosistemas. Trabajar en la gestión de la energía, apoyando medidas para la mejora del desempeño energético.

Evaluar y seleccionar a los contratistas y proveedores considerando su performance HSE, su capacidad para implementar una política HSE y para controlar los riesgos inherentes a las actividades.

Definir y evaluar en forma regular las competencias requeridas para todo el personal e implementar planes de capacitación y desarrollo considerando los aspectos HSE.

Identificar las situaciones de emergencia críticas, basándose en una evaluación de riesgos. Establecer una organización para garantizar que los planes de emergencia, ejercicios y simulacros periódicos, personal y el equipo necesario para enfrentar estas situaciones estén disponibles.

Analizar y reportar los accidentes, incidentes y anomalías, de modo de evitar su recurrencia. Definir y priorizar acciones correctivas y medidas preventivas.

Evaluar regularmente la performance HSE a través de auditorías e inspecciones. Analizar el cumplimiento de los objetivos y metas HSE, de las acciones correctivas y definir planes de mejora.

Revisar regularmente los planes de acción HSE para mejorar la performance. Analizar la efectividad y contribuir al mejoramiento del sistema de gestión HSE monitoreándolo a través de indicadores claves de performance (KPI).

¹ Políticas de Integridad, de Desarrollo Sostenible y Gestión Social; de Prevención, Prohibición y Control de Consumo de Alcohol y Drogas; y Política Drive.

Respetar estos principios debe ser compromiso de todos, como parte integral de su profesionalismo. Espero, de parte de cada empleado, su adhesión permanente a esta política para que Total Austral S.A. sea ejemplar en términos de HSE.



Javier Rielo
Director General
Total Austral S.A.
Febrero 2022



TOTAL AUSTRAL S.A.

MDP-GG-HSE-240

MANUAL DE PROCESOS

MANUAL DEL SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)

1	OBJETIVO	3
2	ALCANCE.....	3
3	TERMINOLOGÍA	3
4	CONTEXTO DE LA ORGANIZACIÓN	3
4.1	COMPRESIÓN DE LA ORGANIZACIÓN Y SU CONTEXTO.....	3
4.1.1	ORIGEN Y ACTIVIDAD DE LA EMPRESA.....	3
4.1.2	UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES	3
4.1.2.1	Sitios operativos	3
4.1.2.2	Oficinas.....	4
4.1.3	ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR SITIO.....	4
4.1.3.1	SITIOS OPERATIVOS.....	4
4.1.3.2	OFICINAS.....	5
4.2	COMPRESIÓN DE LAS NECESIDADES Y EXPECTATIVAS DE LAS PARTES INTERESADAS.....	6
4.3	DETERMINACIÓN DEL ALCANCE DEL SGA.....	6
4.4	SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL	6
5	LIDERAZGO	7
5.1	LIDERAZGO Y COMPROMISO	7
5.2	POLÍTICA AMBIENTAL.....	8
5.3	ROLES, RESPONSABILIDADES Y AUTORIDADES EN LA ORGANIZACIÓN	8
5.3.1	Roles y responsabilidades.....	8
5.3.2	Autoridades del SGA	9
5.3.3	GG/HSE y sus responsabilidades dentro del SGA.....	9
6	PLANIFICACIÓN	9
6.1	ASPECTOS AMBIENTALES.....	9
6.2	REQUISITOS LEGALES Y OTROS.....	9
6.3	OBJETIVOS Y METAS: PROGRAMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGA).....	10
7	APOYO	10
7.1	COMPETENCIA Y TOMA DE CONCIENCIA.....	10
7.1.1	COMUNICACIÓN E INFORMACIÓN DOCUMENTADA.....	11
7.1.1.1	Comunicación.....	11
7.1.1.2	Información documentada.....	11
8	OPERACIÓN.....	12
8.1	CONTROL OPERACIONAL.....	12



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

8.2	PREPARACIÓN Y RESPUESTA ANTE EMERGENCIAS.....	12
9	EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO.....	13
9.1	SEGUIMIENTO, MEDICIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN.....	13
9.2	AUDITORÍA INTERNA.....	13
9.3	REVISIÓN POR LA DIRECCIÓN.....	13
10	MEJORAS.....	13
10.1	GESTIÓN DE DESVÍOS.....	13
11	ANEXOS.....	14

Fecha	Versión	Referencia del cambio		
08/2021	9	Actualización general.		
07/2017	8	Actualización. Se amplía el alcance incorporando las actividades de las oficinas Bs.As., Neuquén, Río Grande y base de Punta Quilla. Incorporación del rol de Coordinador del SGA		
08/2015	7	Incorporación del área Rincón La Ceniza en el alcance del SGA		
Visa	GF/GOV			
Preparado	GG/HSE/ MAH		GG/HSE	
Controlado	GG/HSE		GO	
Aprobado	GG			

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021 MDP-GG-HSE-240

1 OBJETIVO

Describir los elementos y documentos que constituyen el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) y sus interacciones para todas las actividades de la filial.

2 ALCANCE

Este manual alcanza a todos los sitios y es de aplicación obligatoria para todo el personal de Total Austral SA (TA) y de sus Contratistas.

El SGA abarca todas las actividades, tanto de los sitios operativos de Neuquén y Tierra del Fuego, y de la Base de Apoyo Logístico de Punta Quilla, como las realizadas en las oficinas de las ciudades de Buenos Aires, Neuquén y Río Grande.

3 TERMINOLOGÍA

La terminología de este Manual puede consultarse en el Glosario del Referencial TA.

4 CONTEXTO DE LA ORGANIZACIÓN

4.1 COMPRESIÓN DE LA ORGANIZACIÓN Y SU CONTEXTO

4.1.1 ORIGEN Y ACTIVIDAD DE LA EMPRESA

Total Austral SA es la filial argentina de la compañía TotalEnergies, que se dedica a la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos. La historia de esta filial comienza en Tierra del Fuego en 1978, con la adquisición de un contrato de exploración CMA-I por parte del Consorcio Cuenca Marina Austral I, operado por Total Austral SA e integrado por Wintershall Energía SA y Pan American Sur SRL. En 1989 comenzó la operación de un yacimiento costa afuera con la instalación de las plataformas Hidra Centro e Hidra Norte, ubicadas en el mar argentino frente a la costa de Tierra del Fuego.

En febrero de 1994, comenzó con las operaciones en la cuenca neuquina en las áreas Aguada Pichana (actualmente Aguada Pichana Este) y San Roque como operador de las Uniones Transitorias de empresas (UT) que conforma junto con YPF, Wintershall Energía SA y Pan American Energy LLC (suc argentina). Con posterioridad, en 2010, la filial comenzó a operar las UT Rincón La Ceniza y La Escalonada, que conforma junto con Gas y Petróleo del Neuquén SA, Shell Compañía Argentina de Petróleo SA y O&G Developments Ltd SA.

4.1.2 UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

4.1.2.1 Sitios operativos

Los sitios operativos de las áreas de explotación que opera Total Austral SA se encuentran ubicadas en las provincias del Neuquén (Cuenca Neuquina) y de Tierra del Fuego (Cuenca Austral).

- **Cuenca Austral**

En Tierra del Fuego la filial opera el área CMA-I, que cuenta con dos plantas interconectadas entre sí; Planta Río Cullen y Planta Cañadón Alfa. La primera se encuentra ubicada a 140 km al norte de Río Grande, que es la ciudad más próxima, mientras que la segunda se encuentra ubicada en el extremo norte de la isla, a aproximadamente 38 km de la planta Río Cullen, cercana a la costa atlántica y a la boca oriental del estrecho de Magallanes. El yacimiento Cañadón Alfa debe su nombre a un accidente geográfico (cañada o depresión provocada por antiguos glaciares) ubicado en la zona costera sobre la cual se localiza y comprende un área aproximada de 30 km².

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización escrita de la Compañía.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

Asimismo, cuenta con cinco plataformas de producción costa afuera: Hidra Norte, Hidra Centro, Carina, Aries y Vega Pleyade; y una base de soporte logístico a las operaciones costa afuera en Punta Quilla (provincia de Santa Cruz).

- **Cuenca Neuquina**

En la provincia del Neuquén, la filial opera las siguientes áreas de explotación: Aguada Pichana Este, San Roque, Rincón La Ceniza y La Escalonada. Asimismo, opera el área exploratoria Pampa Las Yeguas Bloque II en dicha provincia.

Aguada Pichana Este se encuentra a 150 km al noroeste de la ciudad de Neuquén y a 50 km al norte de la localidad de Añelo, mientras que San Roque se encuentra ubicada a 40 km al norte de Añelo. Rincón La Ceniza se localiza en el este-noreste de la provincia de Neuquén, en el departamento de Añelo, a unos 53 km hacia el sur-suroeste de la localidad de Rincón de los Sauces. La Escalonada se encuentra al norte de Rincón La Ceniza.

4.1.2.2 Oficinas

Las oficinas principales se encuentran ubicadas en la ciudad Autónoma de Buenos Aires, mientras que las otras oficinas se sitúan en las ciudades de Neuquén y de Río Grande.

4.1.3 ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR SITIO

4.1.3.1 SITIOS OPERATIVOS

- **Tierra del Fuego**

El sitio operativo cuenta con dos plantas de tratamiento de hidrocarburos Río Cullen y Cañadón Alfa.

La planta de Río Cullen recibe la producción de gas y petróleo de los yacimientos Hidra, Argo, Kaus Carina, Aries y Vega Pleyade, como así también la producción líquida de Cañadón Alfa, Cullen Norte y Alfa Sur. Las plataformas de producción en el mar Hidra Norte, Hidra Centro, Carina, Aries y Vega Pleyade son accionadas desde tierra por control a distancia y se vinculan con las instalaciones de Río Cullen mediante una red de conductos submarinos.

El agua obtenida durante el proceso de separación es tratada en una pileta API y luego en un equipo de flotación que permite la recuperación del petróleo residual y alcanzar la especificación necesaria para la descarga en el mar (<30 ppm de HTP, según la normativa provincial).

El gas obtenido tiene tres destinos principales:

- Consumo interno de planta.
- Inyección de gas lift en los pozos productores de los yacimientos aledaños.
- Transporte por ductos a la Planta de Cañadón Alfa para su tratamiento y extracción de LPG para la venta.

La planta de Río Cullen genera la energía necesaria para su funcionamiento y abastece también a la Planta de Cañadón Alfa, con un parque de cuatro turbogeneradores con una capacidad del orden de los 18MW/h, que puede funcionar a gas o con diésel.

Cañadón Alfa es un yacimiento con pozos *onshore* básicamente gasíferos con anillos petroleros ubicados sobre el sector costero. Las operaciones básicas que se llevan a cabo en su planta son:

- Producción, compresión y tratamiento de gas.
- Transporte de petróleo hacia la Planta Río Cullen.
- Planta Turbo Expander de separación de LPG.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

- Transporte de LPG hacia la unidad LACT para exportar a Chile (ENAP).
- Transporte de gas hasta el gasoducto San Martín.

Desde la planta Cañadón Alfa, el LPG se exporta por un poliducto a Chile y el gas natural se inyecta al gasoducto Gral. San Martín. Desde la planta Río Cullen, el petróleo es exportado por la terminal marítima a buques tanques a través de una monoboya ubicada a 13 km de la costa, siendo impulsado por una bomba vertical centrífuga con una capacidad de carga que oscila los 1.500 m³/h.

Un barco de apoyo, dotado de sistema de lucha contra incendio y respuesta a derrames de hidrocarburos, realiza las maniobras de amarre y desamarre de los buques tanques a la monoboya de exportación.

- **Neuquén**

Entre los sitios operativos de Neuquén, se encuentra la Planta de Tratamiento Aguada Pichana recibe la producción desde los clusters proveniente de los pozos convencionales y no convencionales ubicados en diferentes sectores del área Aguada Pichana Este. Esta planta trata y posteriormente entrega los hidrocarburos por medio de un gasoducto de 24" de diámetro (de 41 km de longitud) y un oleoducto de 6" de diámetro (de 38 km de longitud), hacia las instalaciones ubicadas en el Área de Concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa operada por YPF.

La planta de Tratamiento Loma Las Yeguas concentra la producción de gas del área San Roque desde donde se envía hacia las instalaciones ubicadas en el Área de Concesión Loma La Lata-Sierra Barrosa operada por YPF por medio de un gasoducto. La producción de hidrocarburos líquidos se separa en las baterías ubicadas en cada yacimiento y se derivan por medio de ductos hasta la planta y desde ahí se transportan por oleoducto a las instalaciones ubicadas en el Área de Concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa operada por YPF.

En Rincón La Ceniza se perforaron pozos no convencionales para la producción de hidrocarburos y se construyó un Sistema Temprano de Producción. En la actualidad, un pozo productor de hidrocarburos del área La Escalonada envía su producción por ducto a las instalaciones de Rincón La Ceniza. En el Sistema Temprano de Producción, los hidrocarburos líquidos son evacuados para la venta por camiones y los gaseosos son bombeados por ducto al Gasoducto Gas Pacífico.

- **Base logística de Punta Quilla**

La base logística está ubicada en el puerto de Punta Quilla, en las cercanías de la ciudad Puerto Santa Cruz de la provincia de Santa Cruz. Esta base se encarga de las actividades de apoyo logístico para las actividades costa afuera que se realizan en la provincia de Tierra del Fuego y, además, cuenta con depósitos de materiales y equipos de repuesto para las instalaciones marítimas, talleres y oficinas administrativas.

4.1.3.2 OFICINAS

- **Ciudad Autónoma de Buenos Aires**

Las oficinas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires están ubicadas en el edificio situado en la esquina de las calles Moreno y Tacuarí. Cuenta con nueve pisos de oficinas (15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23 y 24), talleres y depósitos (3° y 4° subsuelo). En estas oficinas se llevan a cabo las tareas administrativas, y de planificación y coordinación de las tareas operativas de las áreas de Neuquén y Tierra del Fuego.

- **Ciudad de Río Grande**

En las oficinas administrativas de la ciudad de Río Grande se realizan las tareas necesarias para la administración de las operaciones de campo. Además, cuentan con un depósito para el almacenaje de



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

equipos y repuestos que no se usan habitualmente y material en tránsito hacia las instalaciones de campo.

- **Ciudad de Neuquén**

En las oficinas administrativas de la ciudad de Neuquén se realizan las tareas necesarias para la administración de las operaciones de campo, y cuentan con almacenamiento de coronas, laboratorio de petrofísica, taller de flota liviana, depósito de informática y telecomunicaciones.

4.2 COMPRENSIÓN DE LAS NECESIDADES Y EXPECTATIVAS DE LAS PARTES INTERESADAS

La Gerencia de Higiene Seguridad y Ambiente confecciona y mantiene actualizada la tabla de Contexto ambiental que contiene las amenazas y oportunidades de la organización y que identifica las cuestiones externas e internas que afectan su capacidad para lograr los resultados previstos en su sistema de gestión. Estas cuestiones incluyen las condiciones ambientales capaces de afectar o de verse afectadas por la organización.

Los criterios para elaborar este análisis de contexto ambiental se detallan en el procedimiento "Identificación, Evaluación y Registro de Aspectos e Impactos Ambientales" (PRC-GG-HSE-241).

Asimismo, para establecer, implementar y mantener el SGA se deben tener en cuenta los requisitos legales y de otro tipo aplicables a las actividades, productos y servicios, que se gestionan según el procedimiento "Identificación y evaluación de requisitos legales y de otro tipo en los Sistemas en el Gestión Ambiental y Sistema de Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-242) tanto para el SGA como para el SGE. Los requisitos a los que la filial adhiere incluyen el cumplimiento de la legislación y reglamentaciones internacionales, nacionales, provinciales y municipales aplicables; y los estándares de la industria y de la compañía TotalEnergies.

Esta información se encuentra disponible en un disco de red para los Coordinadores del SGA y RD.

4.3 DETERMINACIÓN DEL ALCANCE DEL SGA

El SGA comprende todas las actividades de exploración y producción de hidrocarburos *onshore* y *offshore* llevadas a cabo en las áreas de Neuquén y Tierra del Fuego. Las áreas operativas alcanzadas son las siguientes:

- en provincia del Neuquén: APE, SR y RCza.
- en la provincia de Tierra del Fuego: CMA-I.

Asimismo, se encuentran abarcadas por el SGA las actividades llevadas a cabo en las oficinas de Buenos Aires, Neuquén y Río Grande, y en la Base de apoyo logístico de Punta Quilla en la provincia de Santa Cruz.

El SGA alcanza también a las actividades que las Contratistas realizan para la filial, cuya aplicación se rige a través del documento "Gestión HSE de contratistas" (PRC-GG-HSE-180).

4.4 SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL

La filial ha establecido un Sistema de Gestión Ambiental (SGA) que se encuentra enmarcado dentro del Sistema de Gestión de Higiene, Seguridad y Medio Ambiente en el "Manual del One-Maestro" (MDP-GG-HSE-455) y que satisface los requisitos de la Norma Internacional ISO 14001.

El SGA está conformado por los siguientes documentos:



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

- MDP-GG-HSE-240, Manual del Sistema de Gestión Ambiental (SGA)
- PRC-GG-HSE-241, Identificación, Evaluación y Registro de Aspectos e Impactos Ambientales
- PRC-GG-HSE-242, Identificación y evaluación de requisitos legales y de otro tipo en los Sistemas en el Gestión Ambiental y Sistema de Gestión de la Energía
- PRC-GG-HSE-243, Programa de Gestión Ambiental. Seguimiento y Medición del SGA
- PRC-GG-HSE-244, Capacitación, Toma de Conciencia y Competencia de los Sistemas de Gestión Ambiental y Gestión de la Energía.
- PRC-GG-HSE-245, Gestión de documentos, registros y comunicaciones de los Sistemas de Gestión Ambiental y de Gestión de la Energía
- PRC-GG-HSE-248, Gestión de Desvíos y Auditorias del Sistema de Gestión Ambiental.
- PRC-GG-HSE-252, Revisión por la Dirección del Sistema de Gestión Ambiental.

Cabe mencionar que el SGA está vinculado y comparte algunos procedimientos con el Sistema de Gestión de la Energía (MDP-GG-HSE-613) y que, además, existen otros documentos que están estrechamente relacionados con el SGA, como ser:

- PRC-GG-HSE-254, Gestión de residuos en Total Austral.
- PRC-GG-HSE-425, Gestión de productos químicos.

Certificaciones ISO 14001

El SGA no sólo satisface los requisitos de la Norma Internacional ISO 14001, sino que además se encuentra alcanzado por la certificación de esta Norma que se realiza en las siguientes 3 instancias:

- Neuquén: plantas de APE y SR, sistema de producción de RCza. Comprende las actividades de construcciones, operaciones e instalaciones relacionadas con los sistemas de perforación, extracción, captación, conducción, separación, compresión, tratamiento y entrega de gas y petróleo y servicios asociados. Comprende las actividades de oficina, actividades de almacenamiento de coronas, laboratorio de petrofísica, taller de flota liviana, depósito de informática y telecomunicaciones.
- Tierra del Fuego: planta de Río Cullen con actividades *offshore*, planta de Cañadón Alfa y oficinas de la ciudad de Río Grande. Comprende las actividades de construcciones, conducción, separación, compresión, tratamiento y entrega de gas y petróleo y servicios asociados, las actividades de oficinas administrativas y depósito temporario en la ciudad de Río Grande y las actividades de apoyo logístico para el *offshore*.
- Buenos Aires: oficinas de dirección y administración de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas *onshore* y *offshore*.

5 LIDERAZGO

5.1 LIDERAZGO Y COMPROMISO

El Director General ha suscripto en la "Política HSE de Total Austral SA" (POL-GG-HSE-089) el compromiso con los Principios Voluntarios sobre Seguridad y Derechos Humanos, marco en el que la filial desarrolla sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La responsabilidad HSE es parte integral y permanente de la responsabilidad operacional desde el Director General hacia cada uno de los empleados, cualquiera sea su nivel de responsabilidad. La

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

Gerencia HSE, bajo control directo del Director General, está a cargo de manejar un proceso de mejora continua en conformidad con el sistema de Gestión HSE de TotalEnergies (One-MAESTRO).

5.2 POLÍTICA AMBIENTAL

La "Política HSE de Total Austral SA" (POL-GG-HSE-089) se basa en valores fundamentales como la seguridad, la higiene de los puestos de trabajo, la protección de las personas y del medio ambiente, la optimización de la eficiencia energética, el desarrollo de sus operaciones en armonía con las comunidades locales y la integridad de las instalaciones.

Esta política se encuentra disponible en WAT Referencial Total Austral SA, como así también exhibida en las oficinas, salas de reunión y sitios. Cada empleado es responsable de llevar adelante los puntos correspondientes a su puesto dentro de la organización.

5.3 ROLES, RESPONSABILIDADES Y AUTORIDADES EN LA ORGANIZACIÓN

5.3.1 Roles y responsabilidades

Dentro del SGA existen dos roles principales por sitio; (i) el responsable por la Dirección (RD) y (ii) el Coordinador del SGA; y sus responsabilidades se detallan a continuación:

(i) RESPONSABLE DE LA DIRECCIÓN (RD)

- Representar al Director General en lo concerniente al SGA.
- Establecer, implementar y mantener el SGA en el sitio y cumplir con la "Política HSE de Total Austral SA" (POL-GG-HSE-089).
- Asegurar medios y recursos para la implementación y correcto funcionamiento del SGA.
- Proponer objetivos y metas ambientales verificando que se encuentren alineados con los objetivos generales de la filial, y aprobar el Programa de Gestión Ambiental (PGA), el Programa Anual de Auditorias y el Plan Anual de Capacitación (PAC).
- Revisar el funcionamiento del SGA en la Revisión por la Dirección con el fin de verificar el cumplimiento de las metas y objetivos ambientales y asegurar su mejora continua. Asimismo, realizar el seguimiento de las acciones correctivas y preventivas, y poner en marcha los ajustes necesarios.
- Coordinar la comunicación con las partes interesadas externas respecto a los aspectos ambientales y administrar el registro de sus reclamos y necesidades.
- Comunicar las responsabilidades del SGA que le competen a todos sus empleados y Contratistas, y verificar su cumplimiento.
- Administrar y aprobar procedimientos, registros y documentos específicos de tareas operativas del sitio relacionados con el SGA.

(ii) COORDINADOR DEL SGA

- Mantener actualizada la documentación correspondiente a los requisitos de la Norma ISO 14001 del sitio.
- Asistir al RD en la implementación y mantenimiento del SGA, participando en el equipo de elaboración de las matrices de aspectos/impactos de cada sector y recopilando información sobre las metas y objetivos para la confección del PGA.
- Realizar el seguimiento del PGA (metas y objetivos ambientales) e informar sobre el cumplimiento y desvíos al RD; y realizar la carga y seguimiento de los hallazgos de las auditorias en Synergi.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

- Elaborar y actualizar el Plan Anual de Capacitación y el Programa Anual de Auditorías.
- Asistir al Superintendente HSE en la investigación de incidentes y/o accidentes ambientales ocurridos.
- Organizar y participar en auditorías de medio ambiente en el sitio.

5.3.2 Autoridades del SGA

Los RSES designados por el director general cumplen con el rol de Responsable por la Dirección (RD) de cada sitio.

Responsable por la Dirección (RD): este rol es ejercido por los Jefes de Operaciones en las áreas operativas de Neuquén y Tierra del Fuego, los Gerentes de Distrito en las oficinas de Río Grande y Neuquén, el Jefe de Servicios Generales en las oficinas de Buenos Aires, el Jefe de Base en la base de apoyo logístico de Punta Quilla y el *Company Man* en los equipos de perforación.

EL rol de Coordinador del SGA: este rol es ejercido por los Supervisores de Medio Ambiente de los sitios operativos de Neuquén y Tierra del Fuego, el *Safety Man* en los equipos de perforación, el Responsable de Gestión y Mantenimiento Edificio en las oficinas de Buenos Aires y por las personas definidas por el correspondiente RD en las oficinas de Neuquén, Río Grande y base logística de Punta Quilla.

5.3.3 GG/HSE y sus responsabilidades dentro del SGA

GG/HSE es responsable de coordinar la implementación del SGA y su funcionamiento en las áreas operativas de Neuquén y Tierra del Fuego, en las oficinas de Bs As, Neuquén y Río Grande, y base de apoyo logístico de Punta Quilla. Además, es responsable de la actualización y aprobación de los procedimientos de este sistema, y de asesorar sobre temas HSE y sobre las obligaciones legales relacionadas con el SGA.

6 PLANIFICACIÓN

6.1 ASPECTOS AMBIENTALES

La filial debe identificar los aspectos ambientales de las actividades que realiza por sí misma o a través de contratistas y evaluarlos con el fin de evitar que se produzcan efectos negativos sobre el ambiente. Asimismo, debe verificar que se cumplan con los requisitos de la legislación vigente y las especificaciones de la compañía TotalEnergies. Los criterios y métodos requeridos tanto para identificar y evaluar aspectos ambientales y sus impactos, como para definir e implementar las acciones para controlarlos, se detallan en el procedimiento "Identificación, evaluación y registro de aspectos e impactos ambientales" (PRC-GG-HSE-241).

Este registro de aspectos e impactos ambientales es para uso interno de la filial solamente.

6.2 REQUISITOS LEGALES Y OTROS

El procedimiento "Identificación y evaluación de requisitos legales y de otro tipo en los Sistemas en el Gestión Ambiental y Sistema de Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-242) establece las responsabilidades y metodología para la identificación, registro, actualización, distribución, acceso y evaluación del cumplimiento de la legislación ambiental aplicable a las actividades, productos y servicios de la filial, como así también de otros requisitos a los que TotalEnergies suscribe

Cuando existe un requisito legal o de otro tipo aplicable a un aspecto ambiental, este último se considera significativo independientemente de la evaluación del impacto asociado y debe ser contemplado dentro

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

de las medidas de control. El procedimiento "Identificación, evaluación y registro de aspectos ambientales" (PRC-GG-HSE-241) hace referencia al tratamiento de dichos aspectos.

6.3 OBJETIVOS Y METAS: PROGRAMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGA)

Los Coordinadores del SGA consolidan las metas y objetivos ambientales propuestas por cada sector en el PGA, conforme con el procedimiento "Programa de gestión ambiental. Seguimiento y medición del SGA" (PRC-GG-HSE-243), que deben encontrarse alineados con los objetivos estratégicos y con la "Política HSE de Total Austral SA" (POL-GG-HSE-089).

El RD de cada sitio aprueba el PGA que sirve como base para preparar y ajustar el presupuesto anual que asegura la provisión de los recursos necesarios para alcanzar las metas y objetivos ambientales.

Periódicamente, el RD revisa y evalúa los avances del PGA en las reuniones de revisión por la Dirección según el procedimiento PRC-GG-HSE-252 de "Revisión por la Dirección del Sistema de Gestión Ambiental". En caso de modificaciones o ajustes al PGA para asegurar el logro de sus objetivos, o por cambios en las condiciones originales, el RD generará una nueva revisión donde se indiquen los motivos de estos cambios.

7 APOYO

7.1 COMPETENCIA Y TOMA DE CONCIENCIA

La Política HSE de la filial expresa el objetivo de "Definir y evaluar en forma regular las competencias requeridas para todo el personal e implementar planes de capacitación y desarrollo considerando los aspectos HSE". Todo el personal debe contar con los conocimientos necesarios para cumplir con dicha Política.

Aquellos que supervisen las tareas alcanzadas por el SGA deben contar con conocimientos al menos de:

- Política HSE de Total Austral S.A. (POL-GG-HSE-089).
- Objetivos HSE y Plan de acción (NOR-GG-HSE-088).
- Inducción al Sistema de Gestión Ambiental. Responsabilidades y funciones de su puesto.
- Procedimiento de Identificación, Control y Evaluación de aspectos e impactos ambientales (PRC-GG-HSE-241).
- Procedimiento de Gestión de desvíos y auditorías al SGA (PRC-GG-HSE 248)
- Procedimientos de Sitio que controlen aspectos ambientales significativos del sector
- Respuesta ante emergencias: rol en el Plan de intervención interna, según documentos análogos.
- Procedimiento de Gestión de Residuos (PRC-GG-HSE-254)

Los RD identifican la necesidad de formación del personal en materia de SGA en función al procedimiento "Capacitación, toma de conciencia y competencia de los Sistemas de Gestión Ambiental y Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-244), a partir del cual se prepara el Plan Anual de Capacitación (PAC) que contempla los temas necesarios para la toma de conciencia por parte de los empleados acerca de:

- La importancia de cumplir con la Política, Procedimientos y requisitos del Sistema de Gestión Ambiental.
- Los aspectos ambientales significativos, los impactos asociados con su trabajo o los beneficios ambientales de un mejor desempeño ambiental.
- La relevancia e importancia de sus actividades y de cómo ellas contribuyen a alcanzar los objetivos de medio ambiente.

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

- Sus roles y responsabilidades para lograr el cumplimiento de la Política, Procedimientos y requisitos del Sistema de Gestión Ambiental.
- Las consecuencias potenciales de desviarse de los procedimientos especificados.

La eficacia del entrenamiento y capacitación son evaluadas por el responsable directo de cada trabajador.

7.1.1 COMUNICACIÓN E INFORMACIÓN DOCUMENTADA

7.1.1.1 Comunicación

En relación con su SGA y SGE, la filial establece el procedimiento "Gestión de documentos, registros y comunicaciones de los Sistemas de Gestión Ambiental y de Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-245).

La comunicación interna entre distintos niveles y funciones respecto de los procesos del SGA se realiza de acuerdo con los procedimientos publicados en el Referencial en WAT, mediante reuniones, comunicaciones en cartelera, revista Tierra Austral, correo electrónico, comunicaciones telefónicas y otros.

Por decisión de la filial, los aspectos ambientales significativos no serán comunicados externamente.

Para los casos de crisis, el sistema de comunicación se encuentra definido dentro del documento "Plan de Respuesta a Emergencias de Total Austral S.A." (PLA-GG-HSE-416).

7.1.1.2 Información documentada

El SGA está conformado por distintos tipos y niveles de documentación:

- Política HSE de Total Austral SA,
- Manual del Sistema de Gestión Ambiental (SGA),
- procedimientos generales,
- procedimientos e instructivos de trabajo,
- registros.

GG/HSE/MAH debe realizar la revisión del Manual del SGA cuando ocurra lo siguiente:

- revisión y actualización de la Política HSE de Total Austral S.A. u otro documento mencionado en este Manual,
- cambios importantes en la organización, y en particular en HSE,
- hallazgos de auditorías que la requieran,
- necesidad de incluir modificaciones por otros motivos.

El Gerente de HSE y del Director Técnico de Operaciones son responsables de controlar la nueva versión de este documento y el Director General de su aprobación.

Todos los documentos del SGA son revisados y actualizados de acuerdo con lo establecido en el procedimiento "Gestión de la documentación del Referencial Total Austral S.A." (PRC-GF-GOV-000).

El tratamiento de los registros básicos del SGA, necesarios para el desarrollo de las actividades de la filial, queda determinado en el procedimiento "Gestión de documentos, registros y comunicaciones de los Sistemas de Gestión Ambiental y de Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-245), incluyendo en él su archivo y períodos de guarda.

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

8 OPERACIÓN

8.1 CONTROL OPERACIONAL

El equipo de trabajo definido por el RD de cada sitio identifica y monitorea aquellas actividades que se encuentran asociadas a los aspectos ambientales significativos identificados en forma coherente con la Política HSE, metas y objetivos ambientales, con el fin de comparar si existen variaciones.

En la filial, cada sector responsable de controlar un aspecto ambiental significativo planifica sus actividades con el fin de asegurar que se lleven a cabo bajo las condiciones adecuadas y por ello debe:

- Estipular criterios operativos en los procedimientos del SGA y establecer, implementar y documentar otros procedimientos para evitar desvíos con respecto a la Política y a los objetivos.
- Disponer de reglamentaciones expedidas por la autoridad de aplicación.
- Tener en consideración los indicadores de desempeño definidos en el procedimiento "Programa de Gestión Ambiental, Seguimiento y Medición del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-243).
- Identificar, evaluar y controlar los aspectos ambientales aplicando el procedimiento "Identificación, evaluación y registro de aspectos ambientales" (PRC-GG-HSE-241) cuando se realicen nuevas actividades (propias o de terceros) o cuando se modifiquen las instalaciones existentes o equipos.

Para operaciones críticas de HSE se preparan procedimientos o instrucciones de trabajo específicos para tal fin.

Los procedimientos operativos y el Manual de operación de planta se encuentran disponibles en las Salas de control.

8.2 PREPARACIÓN Y RESPUESTA ANTE EMERGENCIAS

Con el objeto de responder eficazmente ante accidentes y situaciones de emergencia y de prevenir o mitigar los impactos ambientales adversos asociados, la filial cuenta con el documento "Plan de respuesta a emergencias de Total Austral S.A." (PLA-GG-HSE-416). Dichos documentos son utilizados para actuar ante cualquier tipo de emergencias y establecen el modo de realizar las siguientes tareas:

- Identificación de las situaciones de emergencias potenciales que puedan producir impactos ambientales significativos o que signifiquen riesgos para la salud y seguridad de las personas en los distintos sitios y actividades.
- Planificación de las acciones a seguir frente a diferentes escenarios de emergencias.
- Definición de los recursos y roles para el cumplimiento de los planes.
- Comunicación pertinente.
- Accionar las medidas de mitigación que correspondan.

Asimismo, los sitios tienen planes de contingencias específicos, que se actualizan con regularidad, para hacer frente a situaciones de emergencia particulares donde se identifican y analizan sistemáticamente las situaciones potencialmente críticas con el fin de prever los recursos humanos y los medios necesarios a su gestión. Ante situaciones de emergencia y/o ante accidentes en el sitio, se examinan y revisan sus procedimientos de preparación y respuesta.

Para evaluar la eficacia de estos procedimientos se organizan y realizan simulacros periódicos de situaciones de emergencia y se analizan los resultados después de ocurrida dicha práctica emergencia con el fin de introducir mejoras en los procedimientos y consecuentemente en el desempeño del SGA.

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

9 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

9.1 SEGUIMIENTO, MEDICIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN

El seguimiento y medición del SGA se realiza mediante la revisión periódica de los procedimientos y documentos, los indicadores del desempeño ambiental y la revisión por la Dirección.

Por medio del procedimiento "Identificación, evaluación y registro de aspectos ambientales (PRC-GG-HSE-241) se evalúan los aspectos e impactos ambientales y se determinan los procedimientos y registros para su control con el fin de implementar las acciones de mejora pertinentes.

La filial ha establecido el procedimiento "Programa de gestión ambiental, seguimiento y medición del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-243) para el seguimiento y registro regular de las características claves de sus operaciones y actividades que puedan tener asociado un impacto ambiental significativo.

Los Coordinadores del SGA de cada sitio miden y analizan las acciones para la mejora continua del SGA. Estas acciones se cargan en el sistema Synergi y los involucrados deben actualizar, en la medida que corresponda, el grado de avance en las tareas que le fueron asignadas.

9.2 AUDITORÍA INTERNA

Con el fin de evaluar el funcionamiento y eficacia del SGA y suministrar información de su desempeño para la revisión por la Dirección, la filial ha establecido el procedimiento de "Gestión de los Desvíos y Auditorías del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-248) para la organización, planificación y realización de auditorías internas. Además, en dicho procedimiento se describe la gestión de los desvíos hallados en las auditorías internas y externas. Los hallazgos de estas auditorías deben ser cargadas en el Synergi para realizar el seguimiento de su corrección.

Las auditorías internas pueden realizarse sobre todo el SGA o sobre algunos de sus componentes, conforme se establezca en el "Programa de Auditorías anuales" aprobado por RD de cada sitio.

Para evaluar el cumplimiento de las leyes y reglamentaciones ambientales, la filial ha establecido el procedimiento "Identificación y evaluación de requisitos legales y de otro tipo en el Sistema de Gestión Ambiental y Sistema de Gestión de la Energía" (PRC-GG-HSE-242), el cual cuenta con el Registro "Matriz de normas ambientales aplicables a Total Austral".

9.3 REVISIÓN POR LA DIRECCIÓN

La filial estableció el procedimiento "Revisión por la Dirección del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-252), en el cual se estipula que el SGA debe ser revisado, como mínimo dos (2) veces al año, con el objetivo de asegurar su conveniencia, adecuación y eficacia. De estas revisiones surgen las oportunidades de mejora y la necesidad de efectuar ajustes en el SGA.

10 MEJORAS

10.1 GESTIÓN DE DESVÍOS

La filial planifica y gestiona los procesos necesarios para la mejora continua de eficacia del SGA. Cada Coordinador del SGA realiza el control de los desvíos detectados al SGA de acuerdo con el procedimiento "Gestión de Desvíos y Auditorías del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-248). Este procedimiento establece el tratamiento de los registros, comunicación y control de los desvíos mediante la implementación de acciones y su posterior seguimiento.

Este documento es propiedad de Total Austral. No puede ser reproducido o distribuido a terceros sin autorización.



TOTAL AUSTRAL S.A.

Rev: 9 Fecha de emisión: 08/2021

MDP-GG-HSE-240

Todos los accidentes y daños ambientales son investigados y documentados, conforme lo especifica el procedimiento "Reporte y registro de anomalías, incidentes y enfermedades ocupacionales" (PRC-GG-HSE-027). Las acciones correctivas, resultado del análisis de las causas de estos accidentes, se cargan en Synergi para el seguimiento de su avance hasta el cierre del caso.

El procedimiento "Gestión de desvíos y auditorias del Sistema de Gestión Ambiental" (PRC-GG-HSE-248) define los pasos a seguir en la detección de desvíos y seguimiento de las acciones que sean necesarias realizar para su corrección.

En el caso de la existencia de no conformidades se analiza la causa raíz con el fin de evitar su repetición, y las acciones correctivas surgidas se cargan en Synergi para su seguimiento hasta el cierre del caso.

11 ANEXOS

N/C

4.15 Apéndice 1. Hojas de seguridad

Se presentan las hojas de seguridad de las sustancias usadas en el proyecto, como documento independiente que acompaña al presente capítulo. Identificado como EsIA - Fenix - Capítulo 4 - Apéndice 1 - Hojas de Seguridad.pdf.

4.16 Apéndice 2. Especificaciones para control de blow out para instalaciones

Se presenta como documento independiente que acompaña al presente capítulo. Identificado como EsIA - Fenix - Capítulo 4 - Apéndice 2 - PLI-TO-D&W-769.pdf

4.17 Apéndice 3 – Plan de contingencia de surgencia no controlada (blow out)

Se presenta como documento independiente que acompaña al presente capítulo. Identificado como EsIA - Fenix - Capítulo 4 - Apéndice 3 - PLC-TO-D&W-429.pdf.