



Plan Previo de Desmantelamiento Proyecto Castor

Dirección General de Infraestructuras
Fecha: Febrero de 2018

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	3
2. NORMATIVA Y ESTÁNDARES APLICABLES.....	4
3. ANTECEDENTES	5
4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	8
5. ESTRATEGIA DE DESMANTELAMIENTO	11
5.1 Propuesta de tramitación administrativa	12
5.2 Ejecución.....	16
5.2.1 Abandono de pozos	16
5.2.2 Desmantelamiento de las plataformas	20
5.2.3 Abandono de gasoducto submarino	26
5.2.4 Retirada de escombros del fondo marino e inspección.....	27
5.2.5 Desmantelamiento de la planta de Operaciones y BVS	27
5.2.6 Abandono del Gasoducto terrestre desde Planta de Operaciones a la BVS.....	28
5.2.7 Desmantelamiento de la posición de gasoducto en Planta de Operaciones (Pos. 15.03D.01) y abandono del gasoducto hasta la Pos. 15.03D del BVV (Ramal a Castor). (Instalaciones de Enagás)	28
6. CRONOGRAMA	30
7. PRESUPUESTO	32

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objeto exponer un plan de desmantelamiento de las instalaciones del Almacenamiento Subterráneo Castor. Con la información y la experiencia del personal de Enagás se tratarán de detallar las fases para dicho desmantelamiento, así como una planificación y estimación de costes.

Inicialmente se contempla el desmantelamiento de todas las instalaciones, a excepción de los gasoductos marino y terrestre, los cuales serán abandonados, tras realizar un estudio detallado sobre la viabilidad de dichas propuestas.

No es objeto de este plan previo el describir el tratamiento posterior que se haga con el material retirado, que bien podría ser reutilizado o bien tratado como chatarra. Este documento tan solo describe y contempla su retirada y transporte a un área donde se pueda realizar el desguace, pero no los costes o beneficios de la reutilización y desguace.

2. NORMATIVA Y ESTÁNDARES APLICABLES

Enagás se ceñirá a la normativa actual en esta materia, así como a las guías y estándares de operación establecidos en Reino Unido.

Se enumeran:

- Tratados internacionales a los que España también pertenece, en especial a la Convención OSPAR, Convenio para la Protección de Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste y en particular a la Decisión OSPAR 98/3, relativa a la eliminación de instalaciones mar adentro no utilizadas.
- Directiva offshore 2013/30/UE, recientemente transpuesta en el Real Decreto-Ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino.
- Resolución A.672 (16) del IMO (Organización Marítima Internacional) del 19 de octubre de 1989 por el que se establecen los estándares mínimos globales acerca del desmantelamiento de instalaciones mar adentro.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental

Igualmente, dado que no se dispone a nivel europeo de un estándar propio a la hora de la realización de estas actividades, Enagás tratará de ceñirse a las guías técnicas para el desmantelamiento de tuberías e instalaciones mar adentro de petróleo y gas, publicadas en Reino Unido por el OPRED (Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning), que forma parte de BIES (Department of Business, Energy and Industrial Strategy), y es la organización en Reino Unido responsable del cumplimiento de la Comisión OSPAR en lo que a este tipo de actividades se refiere.

3. ANTECEDENTES

Construcción

Las plataformas (topsides) fueron fabricadas en Ingleside (TX, EE.UU.) por KIEWIT, e instaladas en marzo de 2010 (WHP) y noviembre de 2011 (PUQ).

Para su montaje fueron necesarias las mayores grúas marinas existentes en la actualidad, SAIPEM 7000 para la WHP y THIALF para la PUQ.



Imágenes 1 a/b: HLV (Heavy Lift Vessel) SSCV THIALF durante operación de montaje de top side de plataforma de operación. Nov-2011

Los pozos fueron perforados entre agosto de 2010 y abril de 2012 empleando una plataforma de perforación tipo Jack-up, HAKURYU-10.



Imagen 2: Plataforma Jack-up durante operación de perforación de pozos en Castor. Feb-2012

La planta de tierra fue construida entre marzo de 2010 y junio de 2012.

Inicio y fin de la actividad

En julio de 2013, se comenzó con la inyección de gas en el Almacenamiento Castor. En total se inyectaron 105 MMNm³, hasta mediados de septiembre de 2013.

Entre finales de septiembre y principios de octubre de 2013, se produjeron una serie de sismos de hasta 4,3 Richter, lo que obligó a interrumpir temporalmente la actividad.

A mediados de 2014, ESCAL renuncia a la concesión y se publica el RDL 13/2014 por el cual se suspende la actividad y se indica que la gestión de la instalación es otorgada a Enagás, con la indicación de que las instalaciones sean hibernadas.

En mayo de 2017 el Ministerio de Energía, publica los resultados del estudio de operación encargado a MIT, concluyendo que la instalación no reemprenderá su actividad.

Situación actual

En enero de 2015 se inician por parte de Enagás las labores hibernación de las instalaciones, culminándose en julio de 2016.

El proceso de hibernación ha consistido básicamente en:

- Retirada del gas de las instalaciones en superficie, tanto terrestres como marinas.
- Sellado de pozos mediante la instalación de doble tapón, siguiendo la normativa NORSOK D-010 y API RP 90.
- Preservación de equipos y sistemas que han quedado fuera de servicio.
- Adaptación de las instalaciones a las nuevas condiciones de operación.
- Mantener operativos los sistemas de seguridad y equipos necesarios para poder realizar el mantenimiento de las instalaciones.

Actualmente en la instalación se realiza un mantenimiento mínimo, siguiendo las siguientes premisas:

- Garantizar la seguridad del personal y de las instalaciones.
- Mantener el buen estado de los equipos e instalaciones, con un mínimo de mantenimiento.
- Minimizar la degradación de la vida útil de funcionamiento de los equipos sin costes excesivos.

Actualmente en la instalación marina se encuentran los siguientes químicos:

- Gasóleo para alimentar generadores diésel temporales, generador diésel de emergencia, bombas PCI y botes de rescate. 100 m³.
- Aceite hidráulico para el accionamiento de la unidad de control de pozos (WHCP) y válvulas de gasoducto SSIV y SDV-30501. 2 m³.
- Químicos, grasas y aceites para mantenimiento de equipos. (Varios tipos - 2 m³).

Pueden existir posibles contaminantes en cantidades muy pequeñas del Medio Ambiente Marino como hidrocarburos en el tanque de drenajes cerrados derivados de los aceites de equipos, grasas, etc.

4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El Almacenamiento Subterráneo Castor lo forman dos instalaciones, una en tierra y otra en el mar unidas por un gasoducto de 30" (8 km terrestre y 22 km marino). Desde las plataformas están perforados 13 pozos al yacimiento.

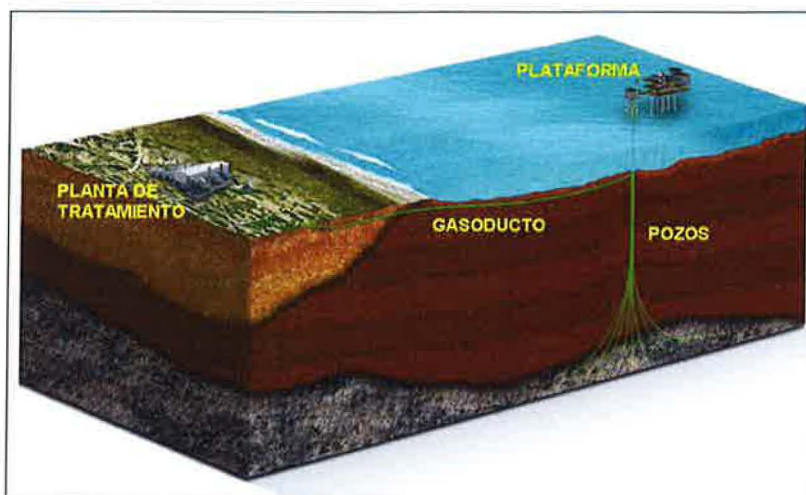


Imagen 3: Proyecto Castor.

La planta de operaciones está situada en el término de Vinaroz (Castellón) 40°32'55.0"N 0°25'28.5"E, ocupando alrededor de 130.000 m2.



Imagen 4: Imagen aérea planta de operaciones Ignacio Pérez y Posición de válvulas 15.03D.01 de Enagás. Abr-2012

De la Planta de Operaciones parte un gasoducto de 30 km y 30" de diámetro a plataforma. Consta de un tramo terrestre de 8 km y un tramo marino de 22 km. Antes de llegar a costa, se encuentra una posición de

válvulas llamada BVS (Block Valve Station / Beach Valve Station) de una superficie aprox. de 600 m².



Imagen 5: Block Valve Station (Posición de seccionamiento).

Seguidamente el gasoducto entra en el mar a través de un micro-túnel de 300 m de longitud.

El gasoducto marino, que recorre los 22 km hasta plataforma, se encuentra enterrado bajo el lecho marino. Justo antes de la llegada a plataforma y de emerger del mar, se encuentra una válvula submarina, conocida como SSIV.

Igualmente existe otro gasoducto terrestre de 12 km y 30" de diámetro desde la Planta de Operaciones hasta la RBG (Red Básica de Gasoductos), cuyo entronque está en la localidad de Uldecona, en la Posición 15.03D del gasoducto BVV, así como la Estación de Medida (de superficie alrededor de 450 m²) situada dentro del recinto de la planta.

La instalación marina se encuentra a unos 22 km de la costa de Vinaroz. (coordenadas 40° 23'43,1" N 0° 42'37,6" E). Las plataformas están asentadas sobre el fondo marino, con una altura de lámina de agua de 60 m. Se compone de dos plataformas WHP (Pozos) y PUQ (Proceso, servicios y acomodación) unidas por un puente o pasarela.

Respecto a la plataforma de proceso PUQ, su topside (parte aérea) tiene unas dimensiones de 80 m x 35 m. Consta de tres niveles (cotas +15 m, +24 m y +35 m). Su peso es de 9.000 t y está apoyada sobre una estructura (jacket) de 6 patas de 4.700 t de peso.

Respecto a la plataforma de pozos WHP, su topside tiene unas dimensiones de 25 m x 30 m, distribuidas en dos niveles (cotas +14 m y +23 m), con un peso de 1.200 t y apoyada sobre una estructura de 4 patas (jacket) de 1.400 t de peso.

Por último las estructuras restantes que forman la instalación marina son el puente o pasarela que las une, de una longitud de 45 m de largo y 280 t de peso y la antorcha, que se erige sobre la PUQ, alcanza la cota +80 m tiene un peso de 150 t.



Imagen 6: Vista general plataformas PUQ, WHP y pasarela.

Ambas plataformas se asientan sobre el fondo marino (cota -60m) y fijadas por medio de pilotes hincados 40 m bajo el fondo. 4 pilotes en la WHP, uno por cada pata y 12 pilotes (2 por cada pata) en la PUQ.

De la plataforma WHP parten los 13 pozos que componen el desarrollo del Almacenamiento Castor, 8 de producción, 4 de monitorización y 1 de reinyección de fluidos, fundamentalmente agua de formación acompañante del gas producido.

El yacimiento se encuentra a una profundidad en el subsuelo entre 1.700 m y 1.920 m. De dicho yacimiento se extrajo petróleo en los años 60 por Shell y fue abandonado a finales de los años 70, fue el entonces denominado Yacimiento Amposta.

5. ESTRATEGIA DE DESMANTELAMIENTO

En el presente documento se presenta una estrategia de desmantelamiento tanto para las instalaciones del proyecto Castor propiamente dichas (ejecutadas por ESCAL) como para las instalaciones de Enagás diseñadas y construídas para conectar el proyecto con la Red Básica de Gasoductos. En la imagen 7 se puede ver un esquema de las instalaciones a desmantelar.

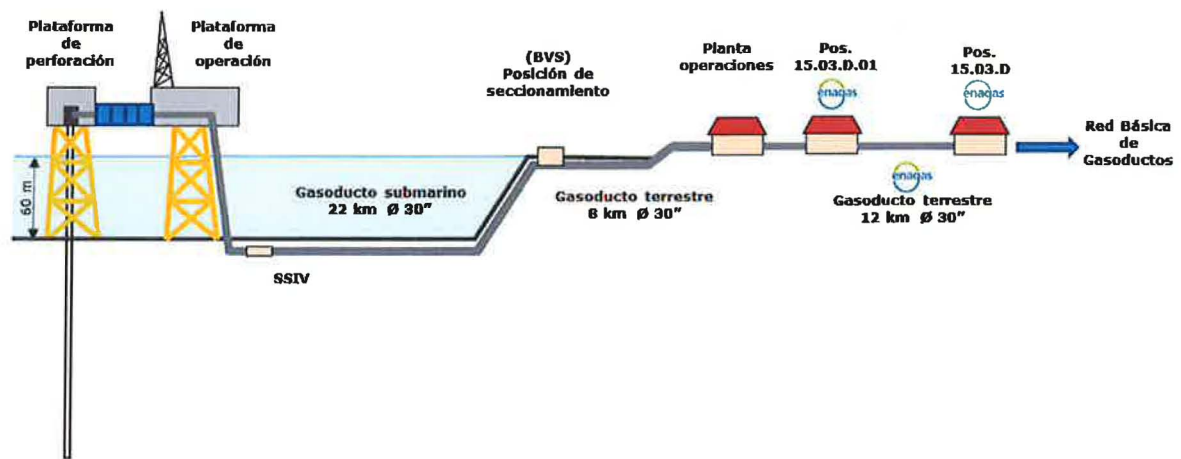


Imagen 7: Esquema general de las instalaciones a desmantelar.

5.1 Propuesta de tramitación administrativa

El proyecto se iniciará tras el Acuerdo del Consejo de Ministros que decreta el desmantelamiento (artículo 1.2 y 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares) y serán necesarias las siguientes actuaciones:

1. a- Solicitud de determinación del alcance del Estudio de Impacto Ambiental (artículo 34 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental)

Documentación: Documento inicial del proyecto con el contenido establecido en dicho artículo 34.

Plazo: 3 meses desde la recepción de la solicitud ante el MAPAMA.

1. b- Solicitud por parte de la Autoridad Competente de informe/permiso a la comisión OSPAR de conformidad con el tratamiento de las instalaciones mar adentro no utilizadas dentro de la zona marítima (Decisión 98/3 de OSPAR en virtud de la adhesión del Estado español al Convenio para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste).

Para la elaboración de toda la documentación técnica relativa al desmantelamiento (documento inicial del proyecto, Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Desmantelamiento) y para cualquier proceso de evaluación de las actuaciones correspondientes, tanto el promotor como las Autoridades Competentes (MINETAD Y MAPAMA) deberán tomar en consideración las prescripciones contenidas en la Decisión OSPAR que, por principio general, prohíbe el hundimiento y abandono de las instalaciones mar adentro no utilizadas dentro de la zona marítima, imponiendo la reutilización, reciclaje o eliminación definitiva en tierra de las instalaciones. Ello no obstante, establece un marco para la eliminación en el mar de instalaciones mar adentro no utilizadas mediante un procedimiento de evaluación y posterior permiso por las que se permite una eliminación alternativa. Permitiría en ciertos supuestos el hundimiento o dejar parcial o totalmente en su emplazamiento parte de las instalaciones. Es un procedimiento excepcional que requiere:

Documentación: Preparación de informe para la evaluación técnico-ambiental de la eliminación de las instalaciones (Anexo 2 de la Decisión 98/3) y preparación de informes antes y después de la actuación (Anexo 4) a presentar en la Comisión.

Procedimiento de consultas a los otros Estados miembros, procedimiento de evaluación y posibilidad de reuniones consultivas que coordinará el Secretario Ejecutivo de la Comisión OSPAR.

Además será requisito indispensable una verificación independiente.

El plazo estimado para el otorgamiento del permiso es de 8 a 10 meses.

Órgano que otorga el permiso: MAPAMA/MINETAD

1. c- En cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 16/2017, de 17 de noviembre (artículo 2 y Disposición Adicional Segunda), por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino se deberá:

- Designar un operador en medio marino como máximo responsable en el proceso de Desmantelamiento (artículo 3)
- Elaborar el informe modificado de Accidentes Graves (aplica al desmantelamiento. Artículo 7.5)
- Elaborar Plan Interno de Emergencia (artículo 8)
- Someterse a una verificación independiente (artículo 9)
- Cumplir con el Plan Externo de Emergencias que prepare el Ministerio de Fomento (artículo 13).
- Elaborar el plan de respuesta ante emergencias en cada fase de desmantelamiento de las instalaciones offshore (artículo 15).

2.- Solicitud de Autorización Administrativa de cierre de instalaciones (artículo 88 del Real Decreto 1434/2002 de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural) y de Evaluación Ambiental del desmantelamiento de las instalaciones (artículo 7.1 a) en relación con el Anexo I. Grupo 9. 17 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

Documentación: Proyecto cierre/desmantelamiento y Estudio de Impacto Ambiental.

Plazo para formulación de la DIA: 4 a 8 meses desde la solicitud.

Plazo para autorización de cierre/desmantelamiento: 1 a 2 meses desde la DIA (se precisan informes preceptivos del GTS y de la CNMC.)

3.-Autorizaciones Sectoriales. Solicitud una vez obtenida la Autorización de cierre.

3.a.- Licencias municipales:

- Provincia de Tarragona. Término municipal: Uldecona
- Provincia de Castellón. Términos municipales: San Jorge, San Rafael del Río, Traiguera y Vinaroz

3.b.-Permisos:

- Provincia de Tarragona:
 - Permiso de Arqueología.- Dirección General del Patrimonio Cultural de la Generalitat de Cataluña
 - Autorización de las Comunidades de Regantes de Pou dels Valentins y Uldecona
 - Permiso de la Confederación Hidrográfica del Ebro para actuaciones en el dominio público hidráulico.
 - Vías Pecuarias.- Dirección General del Medio Natural.
 - Carreteras autonómicas.- Departamento del Territorio y Sostenibilidad.
- Provincia de Castellón:
 - Permiso de Arqueología.- Dirección General del Patrimonio Cultural de la Generalitat Valenciana.
 - Permiso tala/afección árboles monumentales.- Dirección General del Medio Natural.
 - Autorización de las Comunidades de Regantes de Pou del Senia, Planes Altes y Planetes-Estació.
 - Permiso para actuaciones en el dominio público hidráulico.- Confederación Hidrográfica del Júcar.

3.c.- Concesiones:

- Concesión de uso del Dominio Público Marítimo Terrestre. Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y el Mar.
- Concesión de Uso Superficie Puerto de Vinaroz.

3.d.- Autorizaciones derivadas de la AAI (Autorización Ambiental Integrada):

La instalación cuenta con una Autorización Ambiental Integrada otorgada por la Consejería de Agricultura y Medio Ambiente de la Generalitat Valenciana de fecha 2 de febrero de 2010. Debido al cese de la actividad y al no alcanzar la instalación los umbrales de capacidad establecidos en el anexo I de la Ley 6/2014, de 25 de julio, de la Generalitat, de Prevención, Calidad y Control Ambiental de Actividades en la Comunidad Valenciana, pasa a estar sometida a un instrumento de intervención ambiental inferior. En virtud de este proceso de transición de la A.A.I al régimen de

autorizaciones sectoriales y para el desmantelamiento de la instalación se precisan los siguientes permisos adicionales:

- 1- Control de ruidos, por lo que hay que contratar una OCA y llevar a cabo una medición de ruidos.
- 2- Una vez resuelva la Generalitat, dejando sin efecto a la AAI, hay que tramitar las notificaciones y autorizaciones APCA y la autorización como pequeño productor de residuos peligrosos.
- 3- Autorización de vertidos ante la Confederación Hidrográfica del Júcar

3.e. Modificación inscripción en el registro Industrial y Registro Industrial Integrado.

4. Situación Propietarios afectados por la imposición de servidumbres permanentes de paso de gas para los gasoductos terrestres y la expropiación del pleno dominio para la construcción de las instalaciones fijas en superficie. Artículo 54.1 Ley Expropiación Forzosa: *"en el caso de no ejecutarse la obra o no establecerse el servicio que motivó la expropiación, así como si hubiera alguna parte sobrante de los bienes expropiados o desapareciese la afectación, el primitivo dueño o sus causahabientes podrán recobrar la totalidad o la parte sobrante de lo expropiado, mediante el abono a quien fuera su titular de la indemnización que se determina en el artículo siguiente".*

La solución técnica propuesta es dejar los gasoductos enterrados inertizados y sin ningún servicio y desmantelar las instalaciones de superficie. Por ello hay que considerar que los distintos propietarios pueden ejercer (artículos 54 y 55 de la Ley de Expropiación Forzosa y 63 a 70 de su Reglamento), en el plazo de tres meses desde que se otorgue la autorización de cierre, el derecho de reversión que consiste en recuperar, bien la propiedad, bien los derechos reales constituidos, previo pago del importe del valor del suelo actualizado a la fecha de su solicitud.

5.2 Ejecución

5.2.1 Abandono de pozos

En la actualidad, los pozos cuentan con tapones temporales (bridge plugs) que deberán ser desmontados, previo al abandono definitivo de los mismos. El abandono de los pozos se realizará de acuerdo a la normativa y estándares de la industria y, en resumen, consistirá en la instalación de una serie de barreras mecánicas (tapones de cemento) para aislar el yacimiento del fondo marino.

El abandono de los pozos se llevará a cabo de tal manera que se minimice el riesgo de desplazamiento de fluidos al yacimiento. Dicho riesgo se mitigará con la instalación de un tapón en profundidad como primera etapa del abandono.

Durante las actividades de abandono se instalará una estación submarina de monitoreo de eventos sísmicos OBS (Ocean-Bottom Seismometer). Asimismo, se establecerá un protocolo de actuación ante sismicidad con sistema de alertas análogo al implantado en otros almacenamientos subterráneos y, en todo caso, coordinado con el Instituto Geográfico Nacional (IGN). Este sistema permitirá conocer en tiempo real la existencia de eventos durante las operaciones. Al estar situado a una distancia considerable de las estaciones de seguimiento actuales, servirá para localizar con mayor precisión cualquier seísmo que se pudiera producir en el entorno.

La retirada de los tapones temporales se realizaría antes de la movilización de equipos para el abandono definitivo de los pozos. Se estima que se podría llevar a cabo en 6 semanas, con un único turno de 12h/día y 10 personas, mediante una unidad de slick-line. Entre la retirada de los tapones y la movilización de equipos de abandono, el pozo permanecería en condiciones de seguridad, manteniendo las válvulas de cabeza (Master y Wing) y de fondo (SCSSV) cerradas.

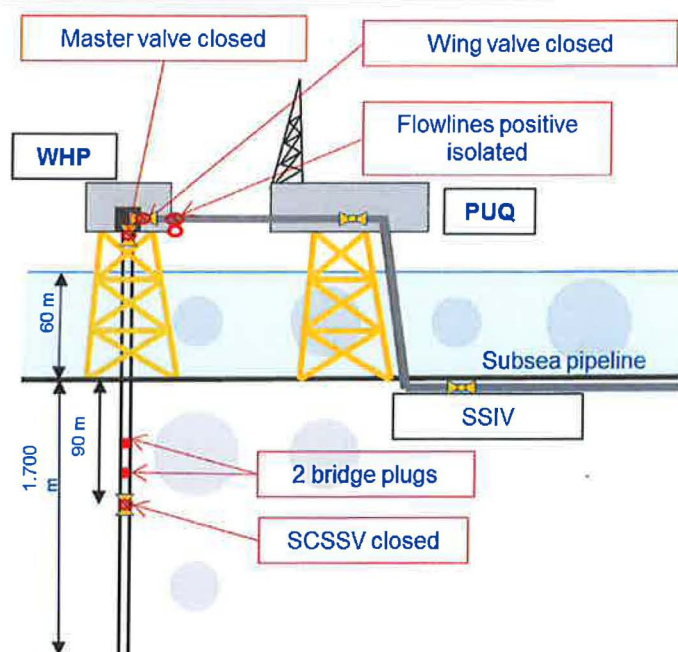


Imagen 8: Esquema de cierres actuales en los pozos. Localización de los tapones temporales, aislamientos y válvulas.

La operación de abandono definitivo se ejecutaría con una plataforma Jack-Up. La elección de Jack-Up como equipo para el abandono de los pozos se justifica por dos motivos:

- Permite ampliar la actual limitación del personal en la plataforma (POB), actualmente en 25, lo cual limita los trabajos.
- Permite una mayor capacidad de respuesta, tanto por espacio disponible como por capacidad de tiro (imprescindible para la retirada de los casing).

Para esta operación se estiman necesarios 190 días para completar el trabajo y una vez movilizada la Jack-Up. Estas operaciones se harían con personal trabajando a dos turnos de 12h/turno. Podría llegar a ser necesario alrededor de 20 personas por turno.



Imagen 9: Jack-up HAKURYU-10 durante operación de perforación de pozos en Castor. Nov-2010

A la hora de hacer el estudio detallado, se debe tener en cuenta la particularidad de que se ha detectado la presencia de asfaltenos (chapapote) en la tubería de producción, lo cual requiere de una limpieza previa al abandono definitivo (cementación) de los pozos.

Las principales etapas para el abandono definitivo serían las siguientes:

1. Instalación de un tapón sobre la tubería de producción (lo más profundo posible) lo cual evita el riesgo de que pueda haber desplazamiento de fluidos hacia el yacimiento.
2. Limpieza de la tubería de producción (tubing), lo cual obliga una logística adecuada para el traslado a tierra de todos estos fluidos, así como el coste de su tratamiento como residuo especial.
3. Instalación del primer tapón de cemento (150 m de columna de cemento)
4. Corte y extracción de la tubería de producción (tubing de 7")
5. Corte y extracción del primer casing (9-5/8")
6. Instalación del segundo tapón de cemento (150 m de cemento)
7. Corte y extracción del primer casing (13-3/8")
8. Instalación del tercer tapón de cemento (150 m de cemento)
9. Corte y extracción de todos los casing 5m por debajo del fondo marino (casing de 18-5/8" y conductores de 24" y 26")
10. Inspección ROV para verificar estado del abandono de los pozos en el fondo marino (una vez retirada la WHP)

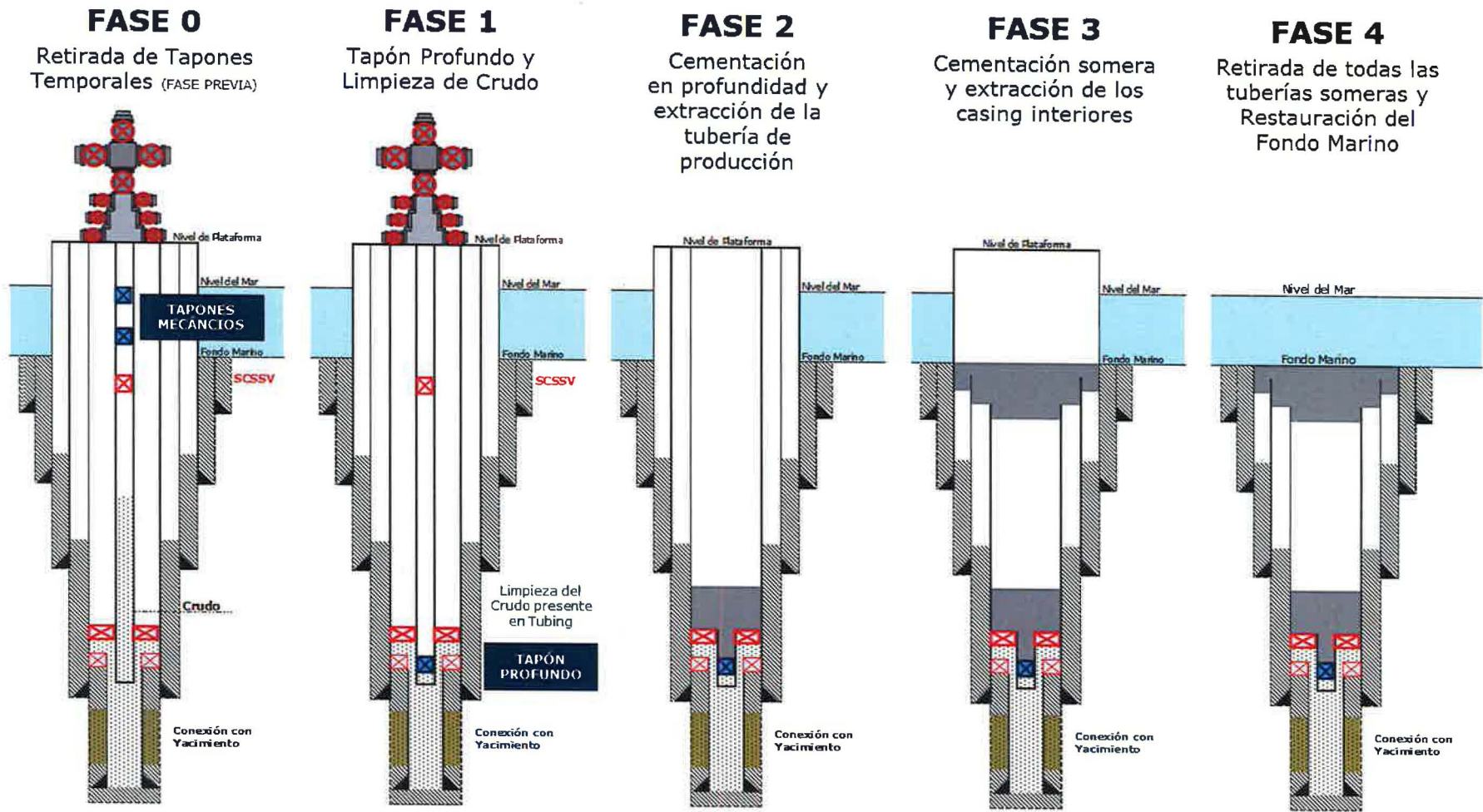


Imagen 10: Fases del abandono definitivo de pozos.

5.2.2 Desmantelamiento de las plataformas

La secuencia de desmantelamiento que se seguiría sería la de retirar la plataforma de pozos (WHP) y posteriormente la plataforma de procesos (PUQ), ya que de esta forma, durante el desmantelamiento de la WHP, se podrá aprovechar, tanto el módulo de acomodación como todos los servicios auxiliares que parten de la PUQ.

Durante las fases previas, es necesario realizar un reconocimiento submarino previo tanto de los jackets (estructura sumergida) de las plataformas como del lecho marino, mediante buzos para localizar posibles obstáculos o escombros que pudieran perjudicar el desmontaje de la plataforma, así como posibles miembros estructurales de las jacket inundados. Según el estado en el que se encuentre, se deberá valorar cómo acometer los trabajos.

La operación de desmantelamiento se estudiará teniendo en cuenta los equipos actualmente disponibles a nivel mundial, que bien pueden ser grúas marinas de alta capacidad de carga (HLV) o un buque especialmente diseñado para el desmantelamiento de plataformas, el *Pioneering Spirit*, de la compañía Allseas, que no requiere del uso de grúas de alta capacidad de carga HLV.

Respecto a las grúas marítimas HLV, el proceso consistiría en realizar la operación de forma similar a la que se realizó para su montaje, pero a la inversa. Actualmente solo hay dos grúas (SSCV *Thialf* y *Saipem 7000*) capaces de realizar la maniobra de izado de la plataforma PUQ, si la operación se realizase sin desmantelar la instalación en alta mar. Esta opción de desmantelamiento por partes en alta mar, supone un mayor riesgo y por tanto, un mayor coste.



Imagen 11 a/b: HLSSCV THIALF durante carga de topside y montaje de jacket de la plataforma PUQ. Nov-2011



Imagen 12: HLSSCV Saipem 7000 durante carga de topside WHP. Mar-2010

La otra opción es el empleo de un buque que realiza la operación posicionándose bajo la plataforma, elevándola y sustentándola por medio de unos gatos sobre balancines hidráulicos. Ello minimiza los trabajos previos requeridos y reduce los riesgos. Actualmente se está analizando la viabilidad de esta alternativa.



Imagen 13: Posible alternativa de desmontaje sin HLV. EL buque Pioneering Spirit portando un topside en su proa y la jacket en su popa.

Se debe tener en cuenta que estos equipos (grúas y buque) pueden estar muy solicitados según la época del año y su precio puede variar notablemente. Por ello es recomendable reservarlos con mucha antelación.

5.2.2.1. Operaciones previas

Las operaciones de preparación para el desmontaje de las plataformas variarán según la opción final:

Opción de izado con grúas HLV:

- Reponer orejeta faltante en la plataforma WHP, que fue eliminada después del montaje.
- Reponer los 4 trunions de izado de la plataforma PUQ, que fueron eliminados después del montaje.
- Despejar nivel 3 de la plataforma PUQ (retirar turbocompresores, turbogeneradores, enfriadoras, tanques de succión, slug-catchers y otros equipos menores) para poder apoyar las eslingas o bien fabricar una sobre-estructura como la que se empleó durante el montaje. La retirada de los equipos requeriría de un estudio previo del centro de gravedad de la plataforma PUQ para el izado.
- Colocación de la eslingas para el izado en ambas plataformas, puente y antorcha.
- Instalación de andamios temporales, tanto en las patas del jacket de la WHP, cómo del jacket de la PUQ, que posibiliten el trabajo

posterior de corte almenado de patas, utilizando para ello los soportes existentes en todas las patas.

- Diseñar y montar cunas en barcasas para el posicionamiento seguro de los equipos.

Opción por buque Pioneering Spirit:

- Si fuera necesario tras realizar los cálculos de esfuerzo, habría que reforzar la estructura bajo el nivel 1 de ambas plataformas en los puntos en los cuales se posicionan los gatos hidráulicos.
- Preparar las patas para la inserción de los útiles de corte interior.

Actividades comunes:

WHP, PUENTE Y ANTORCHA

- Retirar almacén de herramientas y caseta medidora de inmisiones en el nivel 2 de la WHP.
- Retirar aceite hidráulico de la unidad de control de pozos de WHP y de la válvula hidráulica de gasoducto (SDV-30501) y posterior limpieza.
- Sellado de los drenajes de plataforma WHP.
- Retirar partes de la estructura del puente que pudiesen interferir durante la maniobra. Si es necesario, colocar andamios temporales en zonas que hubiese algún riesgo debido a dicha retirada.
- Si fuese necesario, añadir orejetas a la antorcha para su posterior eslingado.
- Cortar tuberías y cableado eléctrico de interconexión del puente. Se debe tener en cuenta que las balizas de posicionamiento (Nav-Aids) deberán estar en funcionamiento hasta su retirada.
- Cortar tuberías y cableado eléctrico de la antorcha a excepción de las balizas de navegación aérea.
- Cortar escalera de ascenso desde la jacket a plataforma WHP.

A partir de este punto se podría proceder a la retirada del puente, plataforma WHP, jacket WHP y antorcha.

PUQ

- Cortar caissons de las bombas de agua de mar de la plataforma PUQ. Apoyarlos en la jacket y fijarlos a la misma para evitar su movimiento durante el transporte.
- Vaciar sistema de agua de mar.
- Instalación de un radioenlace temporal de comunicaciones.
- Desconexión de la tubería de gas en el fondo marino. Esta actividad se deberá coordinar con el abandono del gasoducto.
- Cortar tubería de gas entre plataforma PUQ y jacket. (Riser).

- Cortar y retirar tramo bridado de los J-tubes (tubos por los cuales ascendían las comunicaciones y umbilicales)
- Cortar y retirar caisson descarga del sistema de agua de mar.
- Instalar sistema temporal de carga y baterías para suministrar energía a las balizas de las plataformas.
- Sellado de los drenajes de plataforma PUQ.
- Comprobar la correcta fijación de los equipos principales y secundarios para evitar movimientos y roturas innecesarias durante el izado y navegación.
- Vaciado del tanque de drenajes abiertos y cerrado.
- Cortar escalera de subida desde la jacket a la plataforma PUQ. Asegurar la escalera con diferenciales de cadena para subir previo a la maniobra ya que debe estar operativa para el embarque de personal.
- Desconectar todos los sistemas eléctricos.
A partir de este punto la instalación no tendrá energía y por lo tanto no será habitable. El personal se deberá de desplazar a la misma desde tierra, preferiblemente en barco.
- Con la ayuda del diésel de emergencia, retirar generadores diésel de energía temporales, tanques y PCI colindante.
- Vaciar anillo PCI.
- Vaciar y limpiar tanque de diésel principal.
- A valorar si es necesario la retirada de botellas de agentes extintores CO2 y FM200.
- Desmontar bombas jockey y bombas PCI.
- Cortar y retirar caisson descarga Jockey y bombas PCI.

Se estima que la realización de estas actividades puede variar entre 6 y 9 meses, según el medio con el que se cuente para la retirada.

5.2.2.2. Retirada de las plataformas

Se estima que la realización de estas actividades puede variar en función de los medios con los que se cuente, como el número de barcasas. Se estima puede ser de entre 1 y 3 meses.

Por medio de grúa HLV

- Conexión de las eslingas de la antorcha.
- Cortar cables que suministran energía a las balizas de la antorcha.
- Cortar patas de la antorcha.
- Retirar la antorcha ubicada en el nivel 3 de la PUQ y carga y transporte en barcaza a desguace.
- Fijar eslingas en el puente.

- Cortar cables que suministran energía a la WHP en ambos extremos del puente.
- Retirada del puente/pasarela de unión entre las plataformas y carga en barcaza y transporte a desguace.
- Conexión de las eslingas al topside del WHP y tensionado de las mismas.
- Corte en forma de almenas de las 4 patas de la estructura del jacket de la WHP justo por debajo de su unión con el topside, para independizar ambas estructuras.
- Izado y colocación en barcaza del topside de la WHP y transporte al punto indicado.
- Conexión y tensionado de las eslingas en los trunions del jacket de la WHP.
- Liberación del jacket WHP por medio del sistema que lleva instalado para tal fin. Si no es posible, se deberá realizar un corte 5 metros por debajo del lecho marino de los 4 pilotes de fijación del jacket de WHP.
- Izado, vaciado del agua de mar, colocación en barcaza del jacket de la WHP y transporte a astillero para desmantelamiento definitivo.
- Conexión de las eslingas al topside del PUQ y tensionado de las mismas
- Corte en forma de almenas de las 6 patas de la estructura del jacket de la PUQ justo por debajo de su unión con el topside, para independizar ambas estructuras.
- Izado y colocación en barcaza del topside de la PUQ y transporte a punto indicado.
- Conexión y tensionado de las eslingas en los trunions del jacket de la PUQ.
- Liberación del jacket PUQ por medio del sistema que lleva instalado para tal fin. Si no es posible, se deberá realizar un corte 5 metros por debajo del lecho marino de los 12 pilotes de fijación del jacket de WHP.
- Izado, vaciado del agua de mar, colocación en barcaza del jacket de la PUQ y transporte a astillero para desmantelamiento definitivo.

Por medio de buque Pioneering Spirit

- Instalar útiles de corte interno de las patas de la jacket WHP
- Fijar eslingas en el puente.
- Cortar cables que suministran energía a la WHP en ambos extremos del puente.
- Retirar puente mediante grúa del buque. Acopiar en el buque o barcaza si fuese necesario.
- Posicionar buque bajo plataforma WHP y equilibrar los gatos
- Cortar las 4 patas.

-
- Levantar y retirar con el buque la plataforma.
 - Retirar útiles de corte de las patas de la WHP.
 - Liberación del jacket WHP de los pilotes del fondo marino por medio del sistema que lleva instalado para tal fin. Si no es posible, se deberá realizar un corte 5 metros por debajo del lecho marino de los 4 pilotes de fijación del jacket de WHP.
 - Izado, vaciado del agua de mar, colocación en la parte trasera del buque.
 - Transporte hasta astillero o punto indicado.
 - Instalar útiles de corte interno de las 6 patas de la jacket PUQ
 - Posicionar buque bajo plataforma PUQ y equilibrar los gatos
 - Cortar las 6 patas.
 - Levantar y retirar con los hidráulicos del buque la plataforma.
 - Liberación del jacket PUQ de los pilotes del fondo marino por medio del sistema que lleva instalado para tal fin. Si no es posible, se deberá realizar un corte 5 metros por debajo del lecho marino de los 12 pilotes de fijación del jacket de PUQ.
 - Izado de la jacket de la PUQ, vaciado del agua de mar, colocación en la parte trasera del buque.
 - Transporte hasta punto indicado.

5.2.2.3. Desguace en tierra

El destino final de los restos de la plataforma seguirá el esquema de reutilización antes que el reciclaje y éste preferiblemente a la eliminación, tal y como propone la OSPAR 98/3. Los compresores de inyección podrían ser reutilizados, así como parte de los equipos o estructuras reciclados. Aquellas partes que no puedan ser empleadas de esta manera serán eliminadas como chatarra.

5.2.3 Abandono de gasoducto submarino

El gasoducto en la actualidad se encuentra inertizado y limpio ya que no ha pasado por el gas "sucio", procedente del almacenamiento. Teniendo en cuenta que el gasoducto está enterrado, el desmantelamiento total del mismo sería muy costoso y técnicamente difícil de ejecutar, por no mencionar el impacto que se ocasionaría sobre el fondo marino. Por lo tanto, en el presente documento se considera como mejor estrategia de desmantelamiento el abandono del mismo. Los pasos a ejecutar serán acordados junto con el organismo ambiental competente, si bien, a *grosso modo*, se podría considerar lo siguiente:

-
- Si se determina, limpieza interior de la tubería de gas con el paso de pistones.
 - Inundación del gasoducto submarino.
 - Por medio de buzos o ROV, se deberá proceder a:
 - Retirada de la válvula de fondo SSIV.
 - Retirada de los tubos umbilicales desde la SSIV a plataforma, tanto fibra como aceite hidráulico para operar la SSIV. Notar que dicho aceite es biodegradable.
 - Retirada de los 4 tramos bridados de gasoducto desde la SSIV hasta la subida a plataforma (riser)
 - Si se determina, tapar dicho gasoducto para evitar la entrada de vida marina.

Estas actividades se deberían realizar al tiempo que se están realizando los trabajos previos a la retirada de plataformas y una vez se haya instalado el radioenlace temporal. Con posterioridad al abandono de la instalación se realizará una monitorización del fondo marino, en el área afectada por el gasoducto, con objeto de comprobar que se mantienen las profundidades de enterramiento.

5.2.4 Retirada de escombros del fondo marino e inspección

Con posterioridad al desmontaje de plataformas y abandono del gasoducto, se realizará una inspección del fondo marino en un área de 500 m de la cabeza de los pozos y en una franja de 200 m centrados en el eje del gasoducto submarino, con objeto de detectar cualquier residuo procedente de proyecto desmantelado. Los residuos serán posteriormente recogidos y trasladados a costa para su desguace.

5.2.5 Desmantelamiento de la planta de Operaciones y BVS

Se estima que estas actividades pueden durar entre 6 y 9 meses.

- Desconexión eléctrica de equipos de planta
- Retirada de los equipos. Posible reutilización o bien a chatarra.
- Retirada de las líneas y estructuras como chatarra.
- Demolición de cimentaciones y zapatas hasta una profundidad mínima de 1 metro.
- Retirada de pavimentos.
- Retirada de escombros a través de un gestor
- Desconexión eléctrica de edificios.

- Retirada de material como plásticos, metales y cables. Tratamiento como chatarra.
- Demolición de edificios y vallados perimetrales
- Demolición de cimentaciones hasta un metro de profundidad.
- Retirada de escombros a través de un gestor.
- Nivelación del terreno.

5.2.6 Abandono del Gasoducto terrestre desde Planta de Operaciones a la BVS.

Como se ha comentado con anterioridad, el gasoducto tanto en su parte terrestre como submarina, se encuentra inertizado y limpio, ya que por el no ha pasado gas sucio procedente del almacenamiento. El gas que ha pasado procedía de la red básica de gasoductos, el cual es un gas seco y filtrado. Por lo tanto, no se están considerando operaciones de limpieza o inertizado del mismo. La estrategia de desmantelamiento del gasoducto será la del abandono en el sitio (gasoducto enterrado) y, en los cruces del gasoducto con servicios (autopistas, carreteras, caminos asfaltados), el aislamiento del mismo y relleno con mortero (tanto tubería de línea como de perforación), con objeto de evitar posibles subsidencias futuras.

5.2.7 Desmantelamiento de la posición de gasoducto en Planta de Operaciones (Pos. 15.03D.01) y abandono del gasoducto hasta la Pos. 15.03D del BVV (Ramal a Castor). (Instalaciones de Enagás)

La Posición 15.03D.01 de Enagás es el final del Ramal a Castor y cuenta con los siguientes elementos:

- Nudo de válvulas de seccionamiento y derivación con trampa de rascadores (final del ramal a Castor).
- Unidad de medición Fiscal (Medidores tipo MUS) con cobertizo en el área de medidores.
- Sala de control.

El proceso de desmantelamiento será el siguiente:

1. Desmontaje de elementos mecánicos unidad de medición para posible reutilización (válvulas, spool de medición, instrumentos, carretes, etc).

-
2. Desmontaje de equipos (armarios de control, comunicaciones, cromatógrafos, sistema de seguridad patrimonial, etc.)
 3. Desmontaje de equipos aéreos del nudo de válvulas (principalmente trampa de rascadores y tuberías bridadas).
 4. Retirada de cables.
 5. Excavación sobre tuberías de nudo de válvulas.
 6. Corte y desmonte de nudo de válvulas.
 7. Retirada de vallado perimetral.
 8. Demolición de estructuras (sala de control, viales, cimentaciones, arquetas, etc.
 9. Retirada de escombros y gravilla y transporte a vertedero.
 10. Escarificado del terreno y movimiento / aportación de tierras para su restitución a su estado inicial.

La estrategia de desmantelamiento para el gasoducto de Enagás denominado "Ramal a Castor" es la misma que para el gasoducto terrestre desde la Planta de Operaciones a la BVS, es decir, abandono en el sitio y, en los cruces del gasoducto con servicios (autopistas, carreteras, caminos asfaltados), el aislamiento del mismo y relleno con mortero (tanto tubería de línea como de perforación), con objeto de evitar posibles subsidencias futuras.

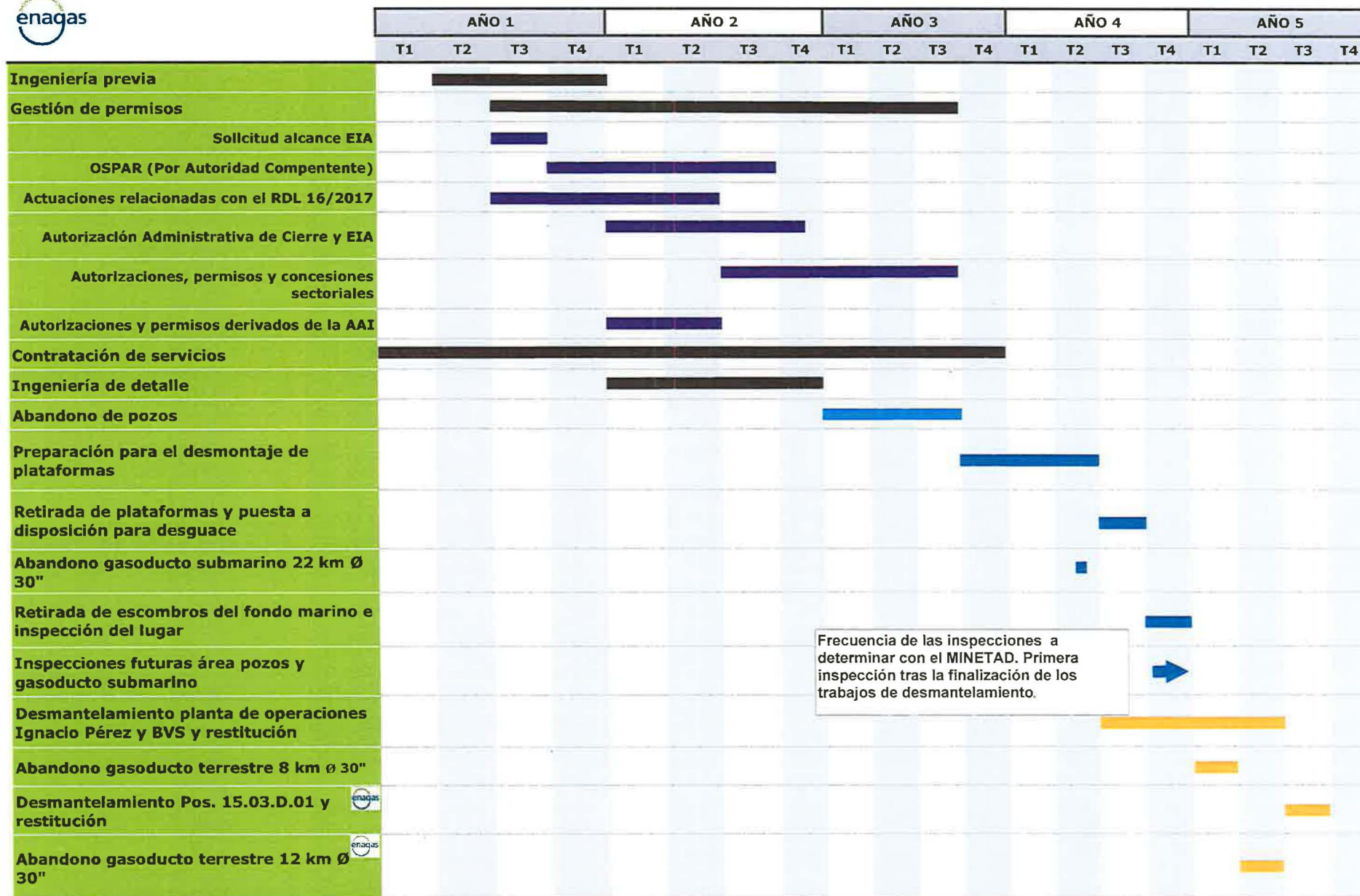
En la Posición de cabecera del gasoducto simplemente se aislará la derivación del ramal mediante la instalación de un CAP (aislamiento mecánico).

6. CRONOGRAMA

En la página siguiente se incluye un cronograma propuesto para la ejecución del proyecto de desmantelamiento. No obstante, hay que tener en cuenta que este cronograma puede verse sensiblemente modificado teniendo en cuenta que ciertas actividades que se encuentran en la ruta crítica no dependen exclusivamente de Enagás (Gestión de permisos, ventanas de trabajo de equipos (HLV's), etc).

Febrero de 2018

Cronograma desmantelamiento Proyecto Castor Rev. 2



7. PRESUPUESTO

A continuación se incluye el presupuesto para el proyecto de desmantelamiento de Castor, bajo las siguientes premisas:

1. Presupuesto de clase 3. Grado de precisión $\pm 30\%$
2. Se trata de un presupuesto de coste (costes directos), no incluyéndose en el mismo gastos generales ni beneficio de Enagás.
3. Se consideran un 20% de contingencias.
4. Existen partidas que tienen un alto riesgo de sufrir variación bien por condiciones de contratación fluctuantes, bien por imprevistos durante la ejecución. Las partidas que mayor riesgo de variación tiene son las relacionadas con la contratación de la HLV en el desmantelamiento de plataformas, el abandono de pozos y el desmantelamiento de las instalaciones de superficie.
5. En el presupuesto de abandono de pozos se han incluido los costes de operación de la plataforma durante un periodo de un año (personal de operación y mantenimiento durante fase de abandono de pozos e inicio de preparación de plataformas).
6. No se han tenido en cuenta ni ingresos ni gastos relacionados con las actividades de aprovechamiento de los equipos existentes o bien su tratamiento como chatarra, que deberán ser valorados con posterioridad.
7. En el presupuesto se tiene en cuenta que la estrategia de abandono de los gasoductos (onshore y offshore) es dejarlos en el sitio, no considerándose su desmantelamiento. La estrategia que se adopte finalmente dependerá de lo que indiquen las autoridades ambientales e impactarán en el presupuesto de ejecución del proyecto.
8. La partida de gestión del proyecto incluye los costes de personal de gestión de todo el proyecto. Si el proyecto se decide ejecutar por partes (por ejemplo, sólo abandono), esta partida deberá recalcularse.
9. El presupuesto es en euros constantes de 2018.
10. La frecuencia y el número de las inspecciones a realizar en el área de pozos y gasoducto submarino puede variar con respecto a lo contemplado en el presupuesto.

PRESUPUESTO DESMANTELAMIENTO CASTOR		Total (€)
1	Abandono de pozos	58.158.000
2	Desmantelamiento de plataformas	159.360.000
3	Limpieza y reposición de entorno marino	8.400.000
4	Abandono gasoducto submarino 22 km Ø 30"	4.200.000
5	Inspecciones futuras área pozos y gasoducto submarino	1.056.000
6	Desmantelamiento planta de operaciones Ignacio Pérez y BVS y restitución	18.927.944
7	Abandono gasoducto terrestre 8 km Ø 30"	960.000
8	Desmantelamiento Pos. 15.03.D.01 y restitución	2.400.000
9	Abandono gasoducto terrestre 12 km Ø 30"	1.200.000
10	Gestión del proyecto	5.254.560
Presupuesto Clase 3 (± 30%)		259.916.504