

# **REGLAMENTO TÉCNICO PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS POR DUCTOS SUBMARINOS (RTDS). LA IMPLEMENTACIÓN DE LA REGLAMENTACIÓN TÉCNICA A PARTIR DE SU PUESTA EN VIGENCIA.**

Carlos Guillermo Navia/Elizabeth Peñafiel Sánchez, Ministerio de Energía y Minería de la  
Nación, [cnavia@minem.gob.ar](mailto:cnavia@minem.gob.ar)/[jpenafiel@minem.gob.ar](mailto:jpenafiel@minem.gob.ar)

## **1. Sinopsis**

En este trabajo se presentarán los lineamientos básicos del Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos por Ductos Submarinos (RTDS), detallando asimismo las modificaciones realizadas respecto al contenido del estándar internacional - DNV-OS-F101- Submarine Pipeline Systems - en el que se ha sustentado.

Adicionalmente, se mostrará un avance de las experiencias logradas hasta el presente, basadas en la documentación requerida por la Autoridad de Aplicación en relación a los sistemas alcanzados por la nueva Reglamentación tanto para las instalaciones nuevas de transporte submarino (*offshore*), como para los sistemas existentes.

Este RTDS, tiene por objetivo incrementar la seguridad de los sistemas offshore, los cuales operan sometidos a importantes amenazas y riesgos, que de no ser detectados y administrados preventivamente pueden producir accidentes, fatalidades, pérdidas materiales, económicas y daños ambientales de gran envergadura, por las dificultades de contener rápidamente y mitigar las consecuencias en el medio marino.

## **2. Introducción**

Antes de la puesta en vigencia del RTDS, las instalaciones offshore se encontraban alcanzadas por el Capítulo IX de la Resolución ex – Secretaría de Energía N° 1460/2006; sin embargo, debido a varios incidentes con derrames importantes verificados con posterioridad en distintas partes del mundo, se consideró necesario adoptar una normativa específica que estableciera estudios, análisis y controles de mayor rigurosidad para este tipo de instalaciones.

El RTDS fue aprobado como Anexo I de la Resolución ex – Secretaría de Energía N° 951, el 4 de noviembre de 2015. En él se establecen los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los operadores de sistemas de cañerías vinculados a plataformas y/o sistemas flotantes de producción offshore y oleoductos de conexión a boyas en terminales marítimas de carga/descarga de buques.

La citada Resolución también contiene un Anexo II (Normas de Protección Ambiental Aplicables a Ductos Submarinos que Transportan Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos), que no será tratado en este escrito.

## **3. Desarrollo**

Las disposiciones del RTDS se aplican a los ductos offshore e instalaciones complementarias que integran Concesiones de Transporte de petróleo o condensados en especificación, y ductos que transportan hidrocarburos líquidos y/o gaseosos fuera de especificación comercial, que no constituyen Concesiones de Transporte, denominados sistemas de captación.

El RTDS establece los requisitos a cumplir en el diseño, construcción, inspección, operación, mantenimiento, integridad y abandono de los sistemas de transporte offshore.

### 3.1. Normas de referencia, aplicación, requisitos y cambios realizados por la Autoridad de Aplicación

Al analizar los estándares internacionales de comprobada eficacia y mejores prácticas de la industria, se optó por tomar como norma base la DNV-OS-F101- Submarine Pipeline Systems, edición Agosto 2012, emitida por DET NORSKE VERITAS AS (DNV), en donde se describen las especificaciones, estándares, guías y prácticas de la DNV.

Este estándar cumple, asimismo, con la ISO 13623 “Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation System”. Aplican a su vez, los estándares, prácticas recomendadas, reglas de clasificación y notas de certificación del DNV, como así otros estándares internacionales API, ASTM, BS y EN, ISO y NORSOK.

La integridad de los sistemas de cañerías submarinas es asegurada en todas sus etapas, desde los conceptos iniciales hasta el abandono del sistema. En tal sentido, dos de esas etapas se encuentran definidas en la Figura 1, que establece la integridad de la siguiente manera:

- La integridad en las fases del desarrollo conceptual, diseño y construcción.
- Mantenimiento de la integridad en la fase de Operación.

| Conceptual                                          |  | Diseño                                   |  | Construcción                                             |   |                                                         |    |                                                                                     |  | Operación                                                                                                |  |  |  |          |
|-----------------------------------------------------|--|------------------------------------------|--|----------------------------------------------------------|---|---------------------------------------------------------|----|-------------------------------------------------------------------------------------|--|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|----------|
| Desarrollo de negocios<br><br>Desarrollo conceptual |  | Informe básico<br><br>Informe de detalle |  | Cañería de Conducción<br><br>Componentes y prefabricados |   | Protección contra la corrosión y peso del revestimiento |    | Pre-intervención<br><br>Instalación<br><br>Post-intervención<br><br>Pre-comisionado |  | Comisionado<br><br>Gerenciamiento de la integridad<br><br>Inspección y reparación<br><br>Re-calificación |  |  |  | Abandono |
|                                                     |  |                                          |  |                                                          |   |                                                         |    |                                                                                     |  |                                                                                                          |  |  |  |          |
| 2 y 3                                               |  | 4, 5 y 6                                 |  | 7                                                        | 8 | 9                                                       | 10 |                                                                                     |  | 11                                                                                                       |  |  |  |          |
| Establece la Integridad                             |  |                                          |  |                                                          |   |                                                         |    |                                                                                     |  | Mantenimiento de la Integridad                                                                           |  |  |  |          |

**Figura 1.** Actividades de aseguramiento de la integridad durante las etapas del sistema de cañerías de acuerdo a las Secciones de la DNV-OS-F101.

### **3.2. Estructura de la Norma DNV–OS-F101**

La Norma DNV-OS-F101 está constituida por 13 Secciones y 6 Apéndices que son de cumplimiento obligatorio, y sus contenidos están estructurados de la siguiente manera:

La Sección 1 - Objetivos y alcances de la Norma. Introduce conceptos, normas de referencia, definiciones y abreviaturas.

La Sección 2 - Filosofía de seguridad y los fundamentos de diseño. Introduce la metodología de clases de seguridad y la clasificación normal de clases de seguridad. Se establecen los requisitos generales para la revisión sistemática de riesgos o Análisis Cuantitativo de Riesgo.

La Sección 3 - Requerimientos de desarrollo conceptual, establece las premisas de diseño, sistemas de seguridad, y sistemas de control y la recolección de datos ambientales.

La Sección 4 - Define las cargas de diseño que se deben considerar en la sección 5. Se incluye una clasificación de las cargas en: funcionales, ambientales, por interferencias y accidentales.

La Sección 5 - Requerimientos de configuración de tuberías, pruebas del sistema y pruebas en fábrica. Contiene una descripción del formato de diseño y una caracterización de la resistencia de materiales para tubos rectos y soportes. También contiene los criterios de diseño para los diferentes estados límite para todas las fases: instalación, tendido, comisionado y operación.

La Sección 6 - Guía de ingeniería de los materiales: selección, especificaciones, soldadura y control de la corrosión.

La Sección 7 - Requerimientos para selección de tubería. Los requerimientos de aceros al C-Mn se basan en la Norma ISO 3183, incluyendo tubería de aleación resistente a la corrosión y tuberías con revestimiento interno.

La Sección 8 - Requerimientos de materiales y fabricación de componentes de sistemas de tuberías.

La Sección 9 - Requerimientos para la protección anticorrosiva y revestimiento de concreto.

La Sección 10 - Requerimientos de instalación, incluyendo pre intervención, post intervención y pre comisionado.

La Sección 11 - Requerimientos de operación desde el comisionado e incluye las guías para el gerenciamiento de la integridad, las reparaciones, recalificaciones, decomisionado y abandono del sistema de ductos Offshore.

La Sección 12 - Requerimientos de documentación para el sistema de ductos Offshore, desde el desarrollo conceptual hasta el abandono. Se detalla la estructura del Manual de Operación con los límites puestos por el diseño.

La Sección 13 - Sección informativa en la que se discuten aspectos de la norma. Se detalla la información de soporte y las guías de las mejoras prácticas de ingeniería.

El Apéndice A - Evaluación del estado límite de fractura de soldaduras circunferenciales.

El Apéndice B - Requerimientos de los ensayos mecánicos, químicos y de corrosión.

El Apéndice C - Requerimientos de calificación de procedimientos de soldadura.

El Apéndice D - Requerimientos para ensayos no destructivos, excepto para ensayos ultrasónicos automáticos de soldaduras circunferenciales.

El Apéndice E - Requerimientos de ensayos ultrasónicos automáticos de soldaduras circunferenciales.

El Apéndice F - Requerimientos para las partes de instalaciones en tierra de los sistemas de ductos Offshore.

### **3.3. Estructura del RTDS**

El Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos por Ductos Submarinos (RTDS) consta del siguiente contenido:

- I. General
- II. Alcance
- III. Normas de referencia, aplicación y requerimientos
- IV. Documentación
- V. Cronograma de Entrega de Documentación a la Autoridad de Aplicación
- VI. Glosario

### **3.4. Normas de uso obligatorio en el RTDS**

Para instalaciones nuevas, incluidas en el alcance, así como también modificaciones esenciales, agregados de tramos, re-ruteo o cambios de secciones de cañerías existentes, será de aplicación obligatoria la Norma DNV-OS-F101 desde el diseño, construcción, inspección, operación, mantenimiento, integridad, desafectación y/o abandono.

Para los sistemas de transporte existente, incluidos en el alcance, será de aplicación obligatoria la misma Norma DNV-OS-F101, en lo referente a procedimientos de operación, inspección, mantenimiento, integridad, desafectación y/o abandono.

Asimismo, para los sistemas de flexibles en servicio offshore (mangueras), se establece lo descripto en la Guide to Purchasing, Manufacturing and Testing of Loading and Discharge Hoses for Offshore Moorings y Guidelines for Handling, Storage, Inspection and Testing of Hoses in the Field, última edición, emitida por la Oil Companies International Maritime Forum (OCIMF).

Las futuras actualizaciones de los distintos estándares, prácticas recomendadas y toda aquella reglamentación mencionada serán automáticamente adoptadas, salvo que contradigan lo prescripto en el RTDS, en cuyo caso vale este último.

Adicionalmente, el Anexo I del RTDS contiene aclaraciones, plazos y/o modificaciones a la Norma DNV-OS-F101, realizados por la Autoridad de Aplicación.

### **3.5. Instalaciones y productos alcanzados por el RTDS**

#### **3.5.1. Instalaciones**

Los ductos Offshore e instalaciones complementarias citadas precedentemente son los que transportan hidrocarburos en las siguientes configuraciones:

- Ductos de plataformas y/o sistemas flotantes a plataformas y/o sistema flotante.
- Ductos de plataformas y/o sistemas flotantes a la costa.
- Oleoducto y/o poliductos de terminales marítimas al PLEM (Pipeline End Manifold).
- Sistemas de flexibles (mangueras) vinculados a los ductos Offshore.

#### **3.5.2. Límites de las instalaciones**

- Trampa de scrapper de lanzamiento en la plataforma y/o sistema flotante de producción, hasta trampa de scrapper de recepción en la otra plataforma y/o sistema flotante.
- Trampa de scrapper en la plataforma y/o sistema flotante de producción hasta trampa de scrapper de recepción e instalaciones asociadas, en la costa.
- Trampa de scrapper de lanzamiento en la terminal marítima hasta el PLEM.
- El PLEM a boya de carga/descarga de hidrocarburos líquidos a/de buques, y desde la boya al buque (incluyendo válvula de seguridad de cierre rápido – breakaway).

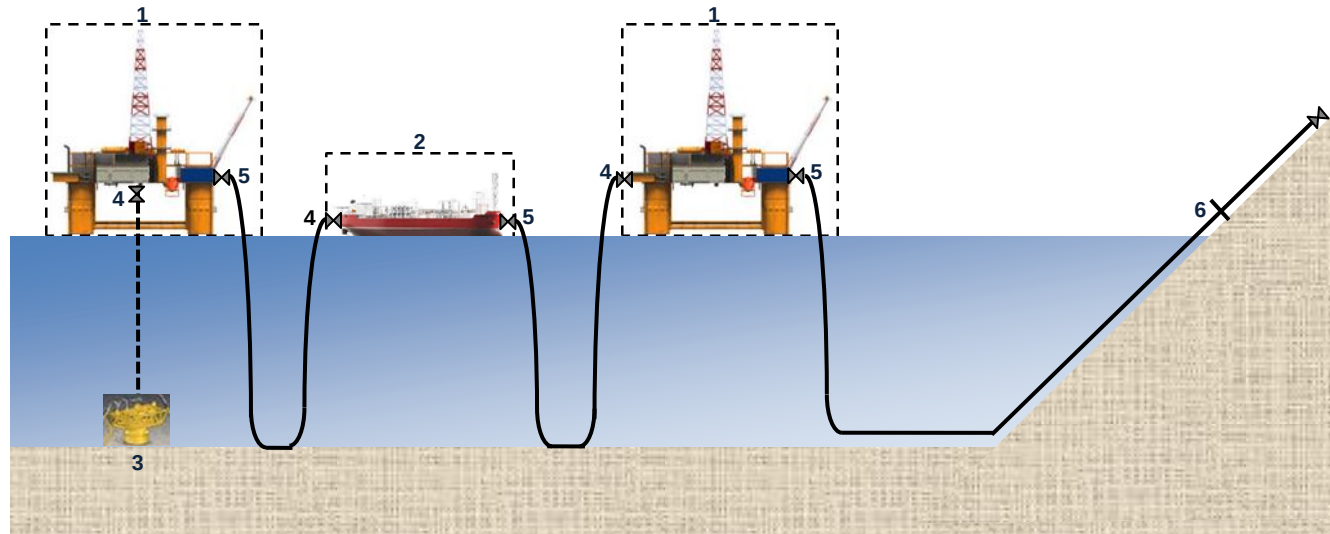
#### **3.5.3. Productos**

Los sistemas de ductos off shore alcanzados por el RTDS son todos aquellos que transporten:

- Hidrocarburos líquidos (petróleo, condensado y combustibles) en especificación y fuera de especificación comercial.
- Hidrocarburos gaseosos fuera de especificación comercial.
- Mezclas en distintas proporciones de los fluidos antes mencionados.

A continuación se presentan las Figuras 2 y 3, en las que se exponen las instalaciones alcanzadas por el RTDS.

## ALCANCE DEL RTDS EN PRODUCCIÓN COSTA AFUERA



### REFERENCIAS:

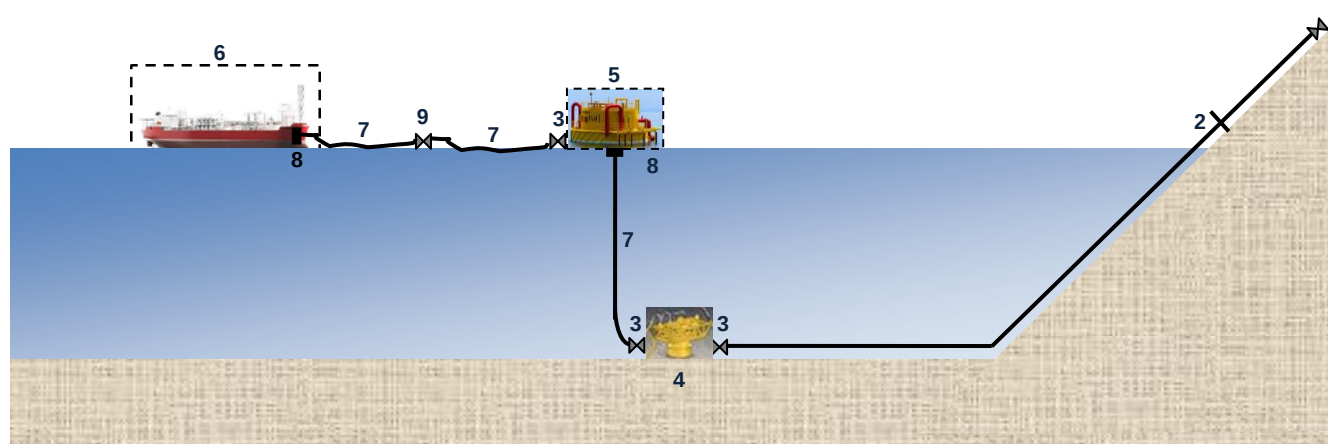
Alcanzado: Línea continua ( ——— )

No alcanzado: Línea punteada ( - - - - - )

- 1 Plataforma de producción
- 2 Buque o plataforma de carga/descarga
- 3 Colector
- 4 Trampa de scrapper/válvula de bloqueo de entrada a plataforma
- 5 Trampa de scrapper/válvula de bloqueo de salida de plataforma
- 6 Junta de aislamiento
- 7 Válvula de bloqueo/trampa de scrapper en costa

**Figura 2.** Alcance del RTDS

## ALCANCE DEL RTDS EN TERMINALES MARÍTIMAS DE CARGA/DESCARGA DE BUQUES



### REFERENCIAS:

Alcanzado: Línea continua ( ——— )

No alcanzado: Línea punteada ( - - - - - )

- 1 Trampa de scrapper/válvula de bloqueo en costa
- 2 Junta de aislación
- 3 Válvula de bloqueo
- 4 PLEM
- 5 Monoboya
- 6 Buque tanque
- 7 Flexibles
- 8 Brida de conexión
- 9 Válvula de seguridad de cierre rápido-breakaway

**Figura 3.** Alcance del RTDS

### 3.6. Documentación incluida en la DNV-OS-F101 y agregados en el RTDS

La documentación mínima requerida relativa al diseño, construcción, operación, mantenimiento, integridad, eventual desafectación y/o abandono de los sistemas de ductos Offshore junto con los manuales y/o procedimientos que tengan relación con la operación y la seguridad de las instalaciones son las definidas en las secciones de la norma DNV-OS-F101 con los agregados fijados en el RTDS, que deberá constituir la documentación que el operador deberá contar dentro de sus registros, a saber:

- Un resumen de Diseño, Fabricación, Instalación (DFI), con el fin de proporcionar los datos más relevantes de las fases de diseño, fabricación e instalación (incluyendo pre-comisionado) (Sección 12H).
- Un Archivo del Sistema en Servicio (ASS), el cual contiene todos los datos relevantes durante la fase de operación del sistema de ductos Offshore, con el principal objetivo de sistematizar la información necesaria para la gestión y evaluación de la integridad de las instalaciones (Sección 12 F 200).
- Todos los documentos requeridos para las etapas de diseño, fabricación e instalación deberán estar incluidos en un Documento de Registro Maestro (MDR) (Sección 12 F 104).
- Un sistemático Análisis de Riesgos cuantitativo deberá ser implementado y documentado en todas las fases de un proyecto.
- El operador deberá plasmar en un Manual de Integridad (MIN), antes del inicio de las operaciones la estructura de un Proceso de Gerenciamiento de Integridad que incluirá como mínimo los contenidos indicados en la Sección 11 C y D para todo el sistema offshore alcanzado por el RTDS. Debido a que el sistema es dinámico, dicho Manual se irá modificando periódicamente, en función de las reevaluaciones que se deberán realizar de acuerdo al Proceso de Gerenciamiento de Integridad elaborado.
- El RTDS establece que los proyectos offshore deberán ser supervisados por entidades especializadas que emitirán certificados en las etapas de Diseño, Construcción, Operación Segura y Abandono.

Las entidades que podrán emitir los certificados, pueden ser Sociedades de Clasificación o sus compañías asociadas especialistas a nivel internacional en instalaciones de gas y petróleo, preferentemente pertenecientes a la INTERNATIONAL ASSOCIATION OF CLASSIFICATION SOCIETIES LTD. (IACS), u otras entidades con experiencia comprobada en este tipo de certificaciones.

Para cada una de las etapas del proyecto, las organizaciones que emitan las certificaciones deberán tomar como referencia el RTDS, con las actualizaciones que se produzcan en el futuro, más criterios propios que demuestren incrementar el grado de seguridad de las instalaciones.

Las organizaciones que realicen las certificaciones serán solidariamente responsables conjuntamente con los operadores/concesionarios, por cualquier daño y/o perjuicio

derivado del proceso de certificación, imputable a la inobservancia en el debido cumplimiento de las tareas asignadas.

Para la certificación de Operación Segura, se indica como referencial la Norma DNV-OSS-301 –Verificación y Certificación de cañerías submarinas- y para las mangueras la Norma de la OCIMF, pero podría aceptarse otro procedimiento de comprobada eficiencia que utilice la industria offshore para certificar estas instalaciones.

### **3.7. Documentación solicitada por el RTDS para entregar a la Autoridad de Aplicación**

La documentación que debe presentar el operador ante la Autoridad de Aplicación de acuerdo a lo solicitado en Anexo I del RTDS, en las distintas etapas (Conceptual, Diseño, Construcción, Operación y Abandono) de la vida de un proyecto de sistemas alcanzados por el mismo, se encuentran relacionadas con las distintas secciones de la Norma DNV-OS-F101 indicadas en Figura 1, incluyendo los agregados y modificaciones fijados en el RTDS.

#### **3.7.1. Para nuevos proyectos**

Se deberá presentar la documentación correspondiente a:

- La etapa Conceptual.
- La etapa de Diseño y el Certificado de Diseño.
- La etapa de Construcción y el Certificado de Construcción.
- La etapa de Operación y el Certificado de Operación Segura.

Adicionalmente para cada una de las etapas mencionadas, el operador deberá presentar los Análisis de Riesgo requeridos, de acuerdo a la Sección 2 de la DNV-OS-F101. Estos análisis deberán ser presentados ante la Autoridad de Aplicación. En ningún caso podrán ser las mismas entidades que emitan las certificaciones para una determinada instalación.

#### **3.7.2. Instalaciones existentes**

En el caso de los operadores de instalaciones que se encontraban operando a la fecha de entrada en vigencia del RTDS, atento que han debido cumplir con lo establecido en el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías aprobado por la Resolución de la ex – Secretaría de Energía N° 1460 del 24 de octubre de 2006, deberán presentar:

- Actualización de la Traza.
- Documento de Verificación de Límites Operacionales.
- Programación para la Inspección de Espesor de Pared Remanente.
- Programa de Inspección Externa.
- Manual de Integridad (MIN).
- Certificado de Operación Segura.

- Información georreferenciada de los ductos.

### 3.7.3. Documentación circunstancial de instalaciones nuevas y existentes

De acuerdo a las circunstancias (incidente, accidente, desafectación o abandono de las instalaciones), la documentación a entregar a la Autoridad de Aplicación, será:

- Informe Final de Derrame, Fuga o Rotura.
- Para la desafectación de las instalaciones:
  - Una descripción del procedimiento de desafectación.
  - Un plan de mantenimiento y conservación de las instalaciones, para preservar su estado, integridad y capacidad de operación.
- En el caso de abandono de las instalaciones:
  - Plan de actividades de Abandono: incluyendo causas que lo motivan, procedimientos, metodologías, y especificando si las cañerías serán removidas o mantenidas en el sitio.
  - Documento de Resultado de las Actividades de Abandono y Certificado de Abandono

### 3.8. Cronograma de entrega de documentación a la Autoridad de Aplicación

Dicho cronograma va acompañado, con las referencias sobre la norma base y aclaraciones adicionales para los casos que corresponda.

#### 3.8.1. Nuevos Proyectos

| ETAPA        | DOCUMENTACIÓN                                                                                                                                                  | PLAZO DE ENTREGA                                                                                                                |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Conceptual   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación del proyecto.</li> <li>• Colección de datos.</li> <li>• Consideraciones técnicas tempranas.</li> </ul>     | Finalizadas las actividades relacionadas a su etapa.                                                                            |
| Diseño       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resumen (DFI), incluyendo pre-comisionado.</li> <li>• CERTIFICADO DE DISEÑO.</li> </ul>                               | Finalizadas las actividades relacionadas a su etapa.                                                                            |
| Construcción | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resumen (DFI), incluyendo flexibles.</li> <li>• CERTIFICADO DE CONSTRUCCIÓN.</li> <li>• Traza del sistema.</li> </ul> | Finalizadas las actividades relacionadas a su etapa.                                                                            |
| Operación    | Acta de comisionado                                                                                                                                            | Finalizadas las actividades de comisionado.                                                                                     |
|              | Verificación de límites operacionales                                                                                                                          | Al año y la programación anualmente después del segundo año                                                                     |
|              | Programación para la inspección de espesor de pared remanente                                                                                                  | Al año y anualmente después del segundo año.                                                                                    |
|              | Programa de inspección externa                                                                                                                                 | Al año y anualmente después del segundo año. La primera inspección deberá realizarse dentro del año, de inicio de la operación. |
|              | Manual de Integridad (MIN), que incluya procedimientos y programa de inspecciones, mitigación, intervención y planes de reparaciones, y mangueras submarinas o | Antes del inicio de la operación y anualmente las modificaciones que se produzcan en cualquiera de los ítem.                    |

|                                                                                                                                                        |                                 |                                                                                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                        | flotantes.                      |                                                                                  |
|                                                                                                                                                        | CERTIFICADO DE OPERACIÓN SEGURA | Al año y luego, cada CINCO (5) años, a lo largo de la vida de las instalaciones. |
|                                                                                                                                                        | Información georreferenciada    | Al año y posteriormente de manera bienal.                                        |
| Adicionalmente, en cada etapa deberá presentarse el Análisis de Riesgo correspondiente, de acuerdo a lo establecido en la Sección 2 de la DNV-OS-F101. |                                 |                                                                                  |

### 3.8.2. Ductos en Operación

| ETAPA                                                                                                                                                                                                               | DOCUMENTACIÓN                                                                                                                                                                     | PLAZO DE ENTREGA                                                                                                  |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Operación                                                                                                                                                                                                           | Actualización de la traza.                                                                                                                                                        | Dentro de los primeros TRES (3) meses.                                                                            |
|                                                                                                                                                                                                                     | Verificación de Límites Operacionales.                                                                                                                                            | A los SEIS (6) meses y la programación anualmente después del segundo año.                                        |
|                                                                                                                                                                                                                     | Programación para la Inspección de Espesor de Pared Remanente                                                                                                                     | Al año y anualmente después del segundo año.                                                                      |
|                                                                                                                                                                                                                     | Programa de Inspección Externa                                                                                                                                                    | Al año y anualmente después del segundo año.                                                                      |
|                                                                                                                                                                                                                     | Manual de Integridad (MIN), incluyendo Procedimientos y programa de Inspecciones, Mitigación, Intervención y Planes de Reparaciones, incluyendo Mangueras Submarinas o Flotantes. | Dentro de los primeros TRES (3) meses y anualmente las modificaciones que se produzcan en cualquiera de los ítem. |
|                                                                                                                                                                                                                     | CERTIFICADO DE OPERACIÓN SEGURA                                                                                                                                                   | A los SEIS (6) meses y luego, cada CINCO (5) años, a lo largo de la vida de las instalaciones.                    |
|                                                                                                                                                                                                                     | Información georreferenciada                                                                                                                                                      | Al año y posteriormente de manera bienal.                                                                         |
| Dentro de los primeros SEIS (6) meses se deberá presentar el primer el Análisis de Riesgo correspondiente a esta etapa, y luego sus actualizaciones de acuerdo a lo establecido por la Sección 2 de la DNV-OS-F101. |                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                   |

### 3.8.3. Nuevos Proyectos y en Operación

| ACTIVIDAD              | DOCUMENTACIÓN CIRCUNSTANCIAL                              | PLAZO DE ENTREGA                                         |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Derrame, Fuga o Rotura | Informe Previo                                            | Dentro de las 24 hs.                                     |
|                        | Informe Final                                             | A los CIENTO VEINTE (120) días de ocurrido el incidente. |
| Desafectación          | Documento de Procedimiento de Desafectación.              | Previo al inicio de las actividades de desafectación.    |
|                        | Plan de Mantenimiento y Conservación de las Instalaciones | Anual.                                                   |
| Abandono               | Plan de Actividades de Abandono.                          | Previo al inicio de las actividades de abandono.         |
|                        | Documento de Resultado de las Acciones de Abandono        | Una vez finalizadas las actividades de abandono.         |
|                        | CERTIFICADO DE ABANDONO                                   | Una vez finalizadas las actividades de abandono.         |

## 4. Implementación del RTDS a partir de su puesta en marcha

Actualmente, son cinco (5) las empresas alcanzadas por el RTDS, de las cuales tres (3) están dentro del grupo a, una (1) dentro del grupo b y una (1) dentro del grupo c, que se describen a continuación:

- a. Oleoductos y/o poliductos desde las terminales marítimas al PLEM y los sistemas flexibles vinculados a los ductos offshore de cargas y descargas a buques.

- b. Los sistemas offshore de producción.
- c. Los que tienen ambos sistemas.

#### **4.1. Objetivos planteados a partir de la vigencia de la RTDS**

- Actualizar la información de todos los sistemas alcanzados por la Reglamentación (ductos, tramos, longitudes, espesores, etc.).
- Conocer el estado de integridad de los sistemas que están dentro del alcance de la Norma.
- Obtener Certificados que proporcionen la seguridad requerida en las operaciones de las instalaciones offshore operadas por las empresas.
- Cumplir el cronograma con plazos y presentaciones de documentación requerida por la Autoridad de Aplicación.
- Alinear las prácticas operativas de ductos offshore a las prácticas de comprobada eficiencia en la industria, basándonos para ello en el uso de la Normativa DNV-OS-F101 “Submarine Pipeline System” de la Det Norske Veritas AS.

#### **4.2. Balance del cumplimiento de la RTDS**

Hasta el momento se ha recibido la documentación según el cronograma establecido en el RTDS con cierto nivel de retraso inicial, pero de a poco los plazos empezaron a regularizarse.

En varios casos, como se detallará a continuación, la Autoridad de Aplicación y las Sociedades Certificadoras han efectuado observaciones y recomendaciones respecto a los sistemas verificados. Como consecuencia de ello, se requirieron inspecciones y determinados estudios que deben llevarse a cabo con cronogramas autorizados, para que finalmente se emitan los Certificados de Operación Segura.

#### **4.3. Consideraciones sobre los Certificados de Operación Segura**

Las Sociedades o compañías asociadas que fueron contratadas por los operadores para llevar a cabo las certificaciones son: ABS Group, DNV-GL, RINA y BUREAU VERITAS (todas pertenecientes al IACS) habiendo validado las verificaciones y observaciones con especialistas del exterior.

Las verificaciones para la certificación han tenido como referencia las siguientes normativas:

- La RTDS de noviembre de 2015.
- DNV-OS-F101 de agosto de 2012.
- DNV-OSS-301 enero de 2014.
- Procedimientos específicos de las certificadoras para: La certificación de ductos y mangueras en operación. Verificación de los sistemas de gerenciamiento de integridad del sistema específico. Construcción, instalación y pre-comisionado y Operación de los ductos del sistema.

Al momento no se ha llegado a emitir ninguna Certificación de Operación Segura puesto que en todos los casos existen observaciones especificadas en los Reportes de consolidación, como asimismo en las Declaraciones de conformidad.

Hay aclaraciones por parte de las Certificadoras tales como, que la documentación presentada para la verificación emitida se encontró aceptable, pero las recomendaciones a seguir son fijadas como así los plazos para realizarlas. En otros casos, se indica que como resultado final, el proceso de certificación del sistema en la condición de Operación Segura será concluido tan pronto se presente de manera satisfactoria y comprobada, la resolución de los aspectos pendientes mencionados.

En general se puede indicar que las observaciones están centradas en realizar las siguientes acciones según los diferentes sistemas:

- La necesidad de inspección interna, mediante el pasaje de herramienta inteligente en toda la extensión de la cañería para atestiguar la integridad remanente de las respectivas líneas por medio de espesores actuales de pared de los ductos.
- Necesidad de verificación completa de límites operacionales, detallando el análisis de la integridad remanente de los respectivos ductos.
  - Cálculo del espesor mínimo requerido de cada ducto, según estándar de referencia (API 579).
  - Proyección de la vida residual de los ductos, según última inspección.
  - Presión Máxima Admisible de Operación (MAPO) actualizada, compatible con el espesor actual remanente del ducto.
- Inspección externa con ROV (Remote Operated Vehicle) y buzos con el fin de identificar:
  - Cualquier daño en la capa anti-corrosión, recubrimiento de hormigón y revestimiento de juntas.
  - Estado de protección catódica (ánodos) en tuberías y risers (particularmente en determinadas zonas).
  - Los free spans principalmente en regiones identificadas, donde se encontró a los mismos con longitudes y altura estimada en principio a investigar, solicitando el análisis de fatiga de los mismos debido a la vibración inducida por vórtice (VIV) con el fin de determinar la vida útil remanente por fatiga.
- Realizar nueva inspección de risers, spools rígidos y flexibles.
- Actualización del Análisis de Riesgo en las actuales condiciones de Operación de acuerdo a la Norma API 1160.

## 5. Conclusiones

*La Autoridad de Aplicación elaboró este Reglamento Técnico reconociendo que constituye un estándar sumamente exigente; sin embargo, estamos seguros que redundará en beneficios para la industria y la sociedad en su conjunto al minimizar las amenazas en una actividad de alto riesgo operativo.*

Adicionalmente, podemos destacar lo siguiente:

- ✓ Las disposiciones y requerimientos del RTDS apuntan a mejorar la calidad del servicio del transporte por Sistemas Costa afuera, como resultado de una mayor disponibilidad de dichos sistemas en buen estado técnico-operativo. Consecuentemente, el rendimiento de los activos crecerá en la misma medida que crezca la eficiencia del sistema.
- ✓ Los Análisis de Riesgo y la elaboración de la ingeniería correspondiente a los planes de mitigación, traerán como consecuencia una mejora en las instalaciones y una disminución de la posibilidad de fallas.
- ✓ Las verificaciones y certificaciones beneficiarán en la Operación y la Administración de los activos ya que:
  - Garantizarán el control de la información de los sistemas.
  - Se minimizan los riesgos asociados al personal, comunidades, medio ambiente y el patrimonio de la empresa.
  - Mejora la imagen de la empresa.
  - Incrementa la seguridad de las instalaciones.
  - Garantiza la continuidad Operativa.
  - Reduce conflictos por fallas asociadas a mala calidad de trabajos de terceros e interrupción de la operación por paros no programados.
  - Ante fuentes externas como aseguradoras y/ o entes financieros ayuda a la negociación reduciendo el riesgo asegurable.
  - Incrementa el valor de las instalaciones y permite una vida económica más prolongada.

## 6. Bibliografía

- DNV-OS-F101-Submarine Pipeline Systems (2012).
- DNV-OSS-301-Certification and Verification of Pipeline (2014).
- ISO 13623-Petroleum and natural gas industries-Pipeline Transportation Systems (2009).
- OCIMF-Guide to Purchasing, Manufacturing and Testing of Loading and Discharge Hoses for Offshore Moorings (2009).

- OCIMF-Guidelines for Handling, Storage, Inspection and Testing of Hoses in the Field (1995).
- API-579-Fitness-For-Service (2016).
- API 1160-Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines (2013).

## ***CV's***

### ***Carlos Guillermo Navia***

Ingeniero Químico. Inició sus actividades en YPF en el Laboratorio de Investigación y Desarrollo en el que participo de la organización del Departamento de Materiales y Corrosión. En la actividad privada trabajo en las áreas técnicas, de desarrollo y comercial de productos químicos para producción de petróleo y gas y procesos de refinerías, siendo Gerente de dicha área en la empresa Bolland y Cia.

Actuó como Consultor independiente en empresas de Servicios Petroleros y Medio Ambiente.

Desde 1999 es Asesor técnico en el actual Ministerio de Energía y Minería, en el área técnica relacionada con los aspectos referentes a la integridad de los sistemas de transporte por ductos de hidrocarburos.

### ***Elizabeth Peñafiel Sánchez***

Ingeniera en Petróleos (Ecuador), Especialista en Gas y en Petróleo, y actualmente desarrollando la Tesis de la Maestría en Ingeniería en Petróleos y Gas Natural del Instituto del Gas y del Petróleo de la UBA.

Sus actividades iniciaron en Ecuador como auditora de personal en EP PETROECUADOR, después como encargada del Departamento de Bombeo Hidráulico en PETROTECH y posteriormente como asistente de cátedra en la Facultad de Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional.

Desde el año 2013 trabaja como asesora técnica en sector de Transporte de Hidrocarburos por Ductos del Ministerio de Energía y Minería.