



Mesa redonda

Innovaciones legales en la normativa nacional y provincial sobre integridad de ductos

La mesa redonda que puso punto final al Congreso se concentró en el alcance y la renovación del marco legal que rige en la Argentina para el desarrollo y el mantenimiento de los ductos que transportan hidrocarburos. Se trató la Resolución SE 1460/2006 y la Parte “O” de las NAG-100 que promueve el Enargas. Se analizó también el papel de las leyes provinciales como complemento de las normas nacionales a raíz de la Ley de Hidrocarburos, que transfiere a las provincias los permisos de explotación

La coordinación de la mesa estuvo a cargo de los ingenieros Víctor Pozzo, Gerente Técnico de Transportadora de Gas del Norte, y Jorge Vega, Gerente de Ingeniería de Oldelval. Las ponencias fueron protagonizadas por el Ing. Carlos Navia, en representación de la Secretaría de Energía; el Ing. Luis María Buisel, Gerente de Transmisión del Enargas, quien acudió en representación de ese organismo junto con el Ing. Roberto Prieto, Gerente de Distribución, y Federico Krommel, en representación de la Secretaría de Hidrocarburo y Energía de Neuquén.

Carlos Navia

La implementación de la Resolución N.º 1460/2006 desde su puesta en vigencia

El Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos, aprobado por la Resolución SE N.º 1460/2006, se basa en diversas normas internacionales sobre las que se realizan modificaciones. El objetivo de este consiste en establecer los requisitos mínimos para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos con el fin de asegurar la integridad de las personas, de los bienes y del ambiente. Si bien se toma como inspiración el Código Federal estadounidense, CFR 49.195; la norma europea BS 14.162 de 2003; la API 1160; la ASME B31.8 y las prácticas de la industria, la base principal es la ASME B31.4 de la American Society of Mechanical Engineers, que sufre modificaciones para adaptarla a la realidad de nuestro país y, además, modernizarla, ya que data de 2002. De las ampliaciones, las modificaciones y los reemplazos de algunos de sus ítems, surge este reglamento técnico, hoy de cumplimiento obligatorio, al igual que lo serán sus futuras versiones. Es un código de cumplimiento preceptivo y no un manual de diseño, puesto que no exime del uso del buen juicio, otras normas y conocimientos específicos de los responsables técnicos.

Para facilitar su actualización a futuro, se opta por no transcribir los capítulos del código, sino que se enumeran los agregados, las modificaciones o los reemplazos; en estos ítems, figura la letra "A", "M" o "R", según el caso que corresponda. Así, las futuras actualizaciones serán automáticamente adoptadas, salvo que contradigan al RT 1460/2006, en cuyo caso valdrá este último. Esta primacía pudo apreciarse desde su confección, ya que la ASME con que se trabajó databa de 2002, pero nosotros tomamos su versión de 2006. Por ejemplo, una "R" se debió a que la ASME B31.4 aludía a hidrocarburos líquidos, pero también a alcoholes y amoníacos, mientras que en nuestro RT sólo hablamos de hidrocarburos líquidos. Si no hay indicaciones, es porque se acepta lo que figura en la ASME B31.4 sin necesidad de modificación alguna; así es que mantiene los mismos capítulos del 1 al 9, pero incorpora un prefacio para la Argentina y un agregado importante en el capítulo "Plan de Gerenciamiento de Integridad", básico para el reordenamiento de la mayoría de las empresas locales. Asimismo, se han añadido cuatro apéndices referidos a programas de prevención de daños



Carlos Navia

por excavaciones, actividades de voladuras, desafectación y abandono de cañerías, y capacitación de personal, puntos que no estaban incluidos.

Uno de los avances más notorios del RT es que prevé actualizaciones, un paso bastante importante porque muchas normativas locales no se actualizan hasta pasado mucho tiempo. Por ejemplo: el caso de un pozo de producción donde el petróleo va al conductor principal y después a la planta de tratamiento quedaba fuera del alcance de la norma, al igual que los pozos de gas, que se rigen por las NAG 100⁽¹⁾, ya que cuando la producción recién empieza, normalmente es baja y no conviene tener una planta de tratamiento in situ, por lo que se envía el crudo por tratar a otro yacimiento. Por el contrario, si la producción luego se incrementa, es preferible instalar una planta de tratamiento. Antes, esto no estaba contemplado por la norma, pero ahora sí: se prevé una construcción a futuro y, con ella, modificaciones. También se discutió el alcance de esta normativa; se involucra a todas las demás líneas: las que van a plantas de tratamiento, tanques de almacenaje, transporte, etc. y las que van al despacho, que puede ser en tierra o mar adentro en el caso de boyas.

Esta posibilidad de aceptar modificaciones se extiende a que los propios transportistas o sus representantes podrán plantearlas si ven la necesidad. Antes, deberán adjuntar la información necesaria y suficiente, experiencias o referencias a otros códigos internacionales que demuestren la validez de la propuesta, etc.; existe un plazo máximo de seis meses para solicitar modificaciones, pero no deja de ser un avance importante a los efectos de actualizar la norma.

Para actualizar el marco legal tras cuatro años desde su puesta en vigencia, se impondrán conceptos nuevos



con respecto a la ASME B31.4. Por ejemplo, esta hace referencia a fluidos e hidrocarburos totalmente líquidos, como el petróleo. Sin embargo, considerando que también hay hidrocarburos gaseosos que se transportan en estado líquido, como propano o butano, se han creado las categorías A (permanecen líquidos a presión atmosférica) y B (permanecen gaseosos a presión atmosférica, pero son transportados en estado líquido como GNL, propano o butano), ya que queda claro que estos fluidos deben tener una consideración diferente en determinadas circunstancias. Este punto, junto con el trazado, se ha tomado de la ASME B31.8 porque lo contemplaban las NAG 100^[1], pero no la ASME B31.4 ni la mayoría de las normas internacionales sobre hidrocarburos líquidos. Prácticamente la única norma internacional que tenía esto en cuenta era la norma inglesa BS EN 14.161/2003.

Se decidió que era importante que los operadores implementaran un Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI) que, mediante la sistematización y el análisis de la información, permitiera adecuar las prácticas de operación y mantenimiento y evitar los derrames. Este plan requiere una base de datos de entrega obligatoria a la Secretaría de Energía para que ésta pueda auditar el PGI. Y con esas entregas, el Estado ha podido ubicar una gran extensión de ductos, que revelaron, en algunos casos, inconvenientes con algunos indicadores de gestión. Por ende, tras el correspondiente apercibimiento a las empresas por sus incumplimientos, éstas generaban un mayor cuidado y atención en las siguientes presentaciones.

Luis María Buisel y Roberto Prieto

Adenda 1 (2010), inclusión de la Parte “O” en las NAG 100, “Gerenciamiento de la Integridad de Líneas de Transmisión”

En realidad, la Parte “O” de las NAG 100^[1] todavía no está terminada de promulgar; la idea es hacerlo antes del final de 2010. Aquí se intentará narrar el camino que hemos transitado junto con las licenciatarias, en un principio en el seno del IAPG y luego en una discusión que nos llevó dos años, para finalmente tener una normativa al nivel de los países más modernos en términos de transporte y distribución.

A modo de introducción, esta Parte “O” que estamos tratando de implementar en el corto plazo se encuentra enmarcada dentro de las normas NAG 100, del Enargas, que datan de 1993 y que encuentran como antecedentes fundamentales la norma GE-N-100 de la ex Gas del Estado “Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías”, sobre la base de la Parte 192 del Código Federal estadounidense que ha adoptado esta Parte “O” hace varios años (Standard Code for Pressure Piping - Gas Transmission and Distribution Piping Systems – B 31.8).

Básicamente, establece que todo está encuadrado en el gerenciamiento de la integridad de las líneas de transmisión. Los antecedentes son similares a los de las NAG 100, el código general, la Parte 192 y la ASME B31.8.S, que es justamente la que adopta la Parte 192. El marco que rige es el Artículo 52 de la Ley de Gas, cuyo inciso B dice que



Luis María Buisel

se otorga al Enargas la potestad de generar normas y procedimientos que regulen la industria, tanto del transporte como de la distribución, y el Anexo I, Capítulo XI, inciso 10 del Decreto Reglamentario N° 1738/92.

La célebre Parte "O", entonces, en su Parte 901 o Alcance, está relacionada con el gerenciamiento de la integridad de las líneas de transmisión. Por "línea de transmisión" de acero, se entiende "toda aquella línea que opere a una tensión circunferencial igual o superior al 20% de tensión máxima de fluencia especificada", según las NAG 100. En general, la implementación que está definida en la Sección 7 hace referencia a cómo el operador debe saber desarrollarla y a cómo debe implementarla utilizando como elemento de guía riguroso la ASME B31.8.S y sus apéndices.

En la Sección 911, encontramos los elementos fundamentales que deben tener gerenciamiento de la integridad, puntualicen el riesgo en cada línea de transmisión e incluyan un plan de mejoras continuas: identificar las áreas sensibles y las amenazas no sólo en estas áreas, sino a lo largo de toda la línea. A diferencia del Código, hemos establecido que este gerenciamiento sobre la línea de transmisión debe estar desarrollado a lo largo del 100% de la línea: un plan de evaluación base, la evaluación directa, los procesos de evaluación continua, la evaluación confirmatoria directa, y luego las medidas preventivas y mitigatorias para proteger las líneas. Elementos indispensables que tienen que estar identificados en un PGI son la



Los moderadores Jorge Vega y Víctor Pozzo

previsión de riesgos definida en la Sección 947 y el proceso de gerenciamiento, incluso de los procedimientos.

En la Sección 917, se categorizan las amenazas según el código de área: las dependientes del tiempo —vinculadas con la corrosión, las estáticas o residuales—, y las independientes del tiempo y del error humano, que siempre están presentes. A partir de la identificación, se procede a recopilar datos, instancia fundamental porque se evalúan los riesgos de acuerdo con las amenazas identificadas; y, según su ubicación, se realiza un tratamiento particular.

En la Sección 919, se trata el Plan de Evaluación Base, que se desarrolla en mayor profundidad, en la Sección 921. Asimismo, se identifican las amenazas, en particular en las áreas sensibles; se realiza un informe técnico y se confecciona un cronograma para ponerlo en acción y controlar lo que las NAG-100 intentan resguardar: las normas ambientales y, como está definido en su título, la seguridad. Los métodos de evaluación son los ya desarrollados en la industria: herramientas de inspección interna capaces de detectar corrosión y cualquier otro tipo de amenaza, prueba de resistencia y hermeticidad en concordancia con la Parte “J” de estas normas, un plan para manejar las amenazas de corrosión interna, externa y bajo tensión; en suma, tecnologías que el operador pueda comprobar que proporcionan un conocimiento equivalente asumiendo las responsabilidades de cambio y notificando con antelación de 180 días.

En la Sección 921, se identifican las prioridades de los segmentos y se trabaja con lo que el operador ya debió haber estipulado: las áreas sensibles. El período de implementación en el tiempo de esta evaluación base fue muy debatido con las licenciatarias; en general, en seis años se puede implementar el sistema de integridad al 100% de la línea.

La Sección 923 es la *vedette* de estas normas porque es, en última instancia, donde se viene a desarrollar la evaluación directa y la detección de amenazas. Básicamente,

establece que el operador podrá utilizar los métodos de operación directa para una evaluación primaria o como un suplemento a otros métodos. Se identifican amenazas de corrosión externa (EDCE), interna (EDCI) y bajo tensión (EDCBT).

Las secciones 925, 927 y 929 desarrollan cuáles son los requerimientos de la evaluación directa para la EDCE, la EDCI y la EDCBT. En la Sección 927, se identifican las amenazas debidas a la corrosión externa por ciertos microorganismos provenientes de la mano de los propios fluidos que van a ser transportados. En la Sección 929, se describen los parámetros para realizar la evaluación directa bajo tensión. Por su parte, la 931 desarrolla la evaluación confirmatoria directa, que satisface determinados requerimientos estipulados en la ASME (amenazas, plan para corrosión externa, plan para corrosión interna y defectos que requieren remediación en el corto plazo).

En la Sección 937, se trata el proceso continuo de evaluación para mantener la integridad y establece que, una vez que el operador identificó la amenaza y recopiló los datos y fue implementando un sistema de gerenciamiento de la integridad, lo que debe hacerse es mantenerlo en el tiempo. En la Sección 939, se describen los intervalos de evaluación requeridos y los intervalos máximos de reevaluación, quizás lo que ha suscitado el mayor debate.

Por último, la Sección 947 establece cómo deben crearse y mantenerse los registros, y la Sección 949 deja claro que el operador debe brindar a la Autoridad Regulatoria cualquier notificación requerida en esta Parte “O”, suscripta por el profesional técnico responsable.

Aunque el Enargas aún no promulgó estas normas, creemos que lo hará en el corto plazo porque hemos alcanzado un producto riguroso, moderno, competitivo y en vigencia con el mercado internacional, como el estadounidense, que entendemos como parámetro.

Federico Krommel

Las normativas provinciales para la integridad de ductos, ampliatorias y complementarias de las nacionales

Según la “Ley Corta” 26197/2006, en su Artículo 3, “el Poder Ejecutivo nacional y las provincias acordarán la transferencia a las jurisdicciones locales de todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos que se transfieren en virtud de la presente ley”. Quedan, entonces, para el Estado Nacional “todas aquellas facilidades de transporte de hidrocarburos que abarquen dos (2) o más provincias o que tengan como destino directo la exportación”. Y se deberá “transferir a las provincias todas aquellas concesiones de transporte donde las trazas comiencen y acaben dentro de la misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación”, es decir, todo aquello que está dentro de yacimientos dentro de la misma provincia pertenece a la provincia y se aplica la Resolución SE Nº 1460/2006. Al poder central le queda casi el 69% de los viaductos y el 97% de los poliductos, es decir, el 80% ha quedado para el Estado. En el caso de boyas, la autoridad es compartida porque se trabaja localmente y para la exportación; entonces, la Secretaría de Energía lleva la parte técnica, mientras que la legal corresponde a las provincias.

Surge la necesidad de tener una base de datos georeferenciada de los ductos que existen en la provincia con el fin de mejorar los controles efectuados. Necesitamos información sobre el Plan de Gerenciamiento de Integridad y sobre el Plan de Operación y Mantenimiento de cada ducto, incluso de aquellos que transportan hidrocarburos fuera de especificación, así como de las nuevas obras que atañen a la actividad hidrocarburífera realizadas en la provincia.

La Resolución Provincial Nº 230/2008 anuncia que “las empresas operadoras y transportistas de hidrocarburos líquidos y gaseosos de la provincia del Neuquén deberán remitir a la Autoridad de Aplicación de la Provincia todos los datos técnicos y de ubicación planimétrica en el plazo de 30 días” de los ductos que poseen “desde los colectores principales y/o separadores primarios hasta despacho y en el caso de interjurisdiccionales, hasta el límite de la provincia”; esto también vale para toda actualización o modificación futura. En su Artículo 2º, cita el Anexo de la Resolución SE Nº 1460/2006: “Las empresas operadoras y transportistas de hidrocarburos líquidos de la provincia del Neuquén deberán remitir a la Autoridad de Aplicación de la Provincia los requerimientos sobre ductos que transportan hidrocarburos líquidos” emanados de ese anexo.

Con la Resolución SE Nº 1460/2006, que se refiere a todos los líquidos transportados en especificación dentro y fuera de la provincia, y las NAG-100, que se refieren a todo lo que se transporta por cañerías en especificación, intentamos armar nuestra propia normativa, cuya finalidad es tener un conocimiento real y exclusivo de qué ductos surcan la provincia y qué mantenimiento se les hace. Porque cuando recibimos todo este cúmulo de responsabilidades, nos planteamos que necesitábamos contar con una base de datos georeferenciada de los

ductos que existen en la provincia con el fin de mejorar los controles efectuados y conocer el PGI de esos ductos, incluso de aquellos que transportan hidrocarburos fuera de especificación.

Reconocemos que el Enargas es la Autoridad de Aplicación para toda normativa del gas y que la Ley de Hidrocarburos 26797 nos transforma en Autoridad de Aplicación en lo relativo a ductos. Nosotros, en la Parte 004, también agregamos lo relativo a las nuevas obras que se van a construir en la provincia; pero excluimos la Resolución Nº 230/08, que alcanza a empresas operadoras o transportistas de hidrocarburos líquidos o gaseosos “desde los colectores principales y/o separadores primarios hasta despacho y en el caso de interjurisdiccionales, hasta el límite de la provincia”.

Sólo pedimos a los transportistas que nos brinden la misma información que suministran al Enargas para saber por dónde pasa cada ducto dentro de nuestros límites provinciales, qué hacen en cada uno y cómo los mantienen. Y no porque vayamos a aprobarlos o desaprobarnos, sino porque necesitamos saber qué están haciendo. La información provista por las empresas es controlada, reclamada su compleción y cargada en nuestra base de datos georeferenciada.

El Artículo 3 se refiere a los ductos existentes; y el Artículo 4, al seguimiento de las nuevas instalaciones y ductos.

Vimos que había datos, por ejemplo, referidos a averías debido a los ductos que transportaban líquidos con especificación. Nos planteamos, entonces, ampliar la base de datos georeferenciada, ya que contábamos con información de todas las instalaciones fijas y de los ductos, llevar controles pormenorizados sobre los incidentes y extender



Federico Krommel

el alcance a todas las instalaciones fijas y los ductos, desde los pozos. Además, nos propusimos incluir, por sus reiterados incidentes, las instalaciones correspondientes al transporte y tratamiento de agua de formación e inyección; conocer los controles y las calibraciones que se realizaban en los puntos de medición fiscal o de transferencia (*custody transfer*) porque éstos también forman parte de la provincia; conocer el uso de materiales no convencionales en la provincia y su desempeño; y determinar procedimientos de instalación, operación y mantenimiento que aseguren la integridad de éstos.

Surge, entonces, la Resolución 004/10, que extiende aún más los alcances de la Resolución 230/08. Pedimos los datos que van desde la producción hasta los límites de la provincia, y alcanzan a empresas operadoras de áreas de concesión de explotación o con permiso de exploración, o empresas transportistas de hidrocarburos líquidos o gaseosos en especificación o no.

Queremos una presentación anual de un Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI) para los ductos mencionados en el Anexo de la Resolución SE N.º 1460/2006 y en las NAG-100 que transporten hidrocarburos en condiciones comerciales, una presentación anual de un Plan de Integridad y Operación (PIO) para el resto de los ductos, salvo las líneas de conducción, y una presentación anual de un Plan de Operación y Mantenimiento (POM) para



las líneas de conducción; es decir, un único plan por tipo de pozo. Elegimos los meses de octubre y marzo para la presentación de datos, puesto que este período coincide con las fechas en que tienen que entregar al Enargas y a la Nación, respectivamente, todos los datos, para que evitar superposiciones. Y como hay empresas que no tienen la información en los puntos de sistemas de medición, sino en los centros operativos, pretendemos que nos digan en qué centro operativo se encuentran, para ir y verificar. No pedimos copia, simplemente saber dónde están los datos,



Los panelistas Carlos Navia, Federico Krommel, Roberto Prieto y Luis María Buisel

que se complementan con parte de la Resolución SE N° 318/10 sobre supervisión y medición.

Merece un apartado el tema de incidentes: según el Artículo 3, más allá de la magnitud, pedimos que se nos informe al respecto dentro de las 24 horas y que se nos den detalles técnicos que describan tipo, causa, consecuencia y tipo de reparación realizada, tanto para tanques, válvulas y bridas, piletas API, Manifold y Plantas T. En cuanto a la autorización de obras, el Artículo 4 solicita que toda obra de hidrocarburos sea visada por la Secretaría de Hidrocarburos. También exige presentar una memoria técnica, es decir, que incluya toda la información técnica que sustenta la obra, la localización (coordenadas o trazas de la ubicación final de la instalación de superficie o ducto), así como el conforme final.

El Artículo 5 se refiere al uso de materiales distintos del acero. Aquí se analiza por separado: A) para ductos alcanzados por la Resolución SE N° 1460/2006 desde su entrada en vigencia, cuyo alcance se amplía a partir de la notificación de la Resolución SRN N.° 230/08 hasta los ductos que ella contempla y B) para ductos e instalaciones fijas contempladas en la Resolución SRN N.° 004/10 desde su entrada en vigencia. Se pide asimismo la justificación del uso de materiales no tradicionales a fin de conocer las dificultades que presentan las distintas áreas frente al uso de acero. Acceder a estos datos no busca el mero control, sino posibilitar los análisis de muchos aspectos de la actividad.

Para todo esto es esencial invertir en capital humano, capacitarse previamente y trabajar con las últimas tecnologías disponibles. Las empresas que operen en Neuquén deben ser conscientes de la necesidad de mantener una relación de contacto fluido y de fomentar la confianza mutua en forma práctica y constante. ■

[1] Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías.

Carlos Navia es ingeniero químico egresado de la UTN de La Plata. Participó durante más de 40 años en la industria del petróleo: inició sus actividades en YPF y luego trabajó en empresas privadas. En la actualidad, se desempeña como consultor en el área técnica relacionada con los aspectos referentes a la integridad de los sistemas de transporte por ductos de hidrocarburos limpios, para la Secretaría de Energía de la Nación.

Luis María Buisel es ingeniero industrial egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Inició su carrera profesional en el Enargas, en el área técnica, y actualmente se desempeña como Gerente de Transmisión en esa misma empresa.

Roberto Prieto es ingeniero electricista egresado de la UTN de Avellaneda. Inició su carrera profesional en Gas del Estado y luego pasó a Enargas SA, donde ocupó diversos cargos gerenciales y de jefatura en las áreas técnicas. En la actualidad, se desempeña como Gerente de Distribución de esa misma empresa.

Federico Krommel es ingeniero egresado de la Universidad de Buenos Aires. Se desempeñó en la Gerencia de Ingeniería de Techint y luego se dedicó a la actividad privada, donde constituyó e integró varias empresas relacionadas con el petróleo y la minería. Es Director de Transporte de la Dirección Provincial de Hidrocarburo y Energía dependiente de la Secretaría de Hidrocarburo y Energía, de la provincia del Neuquén.

