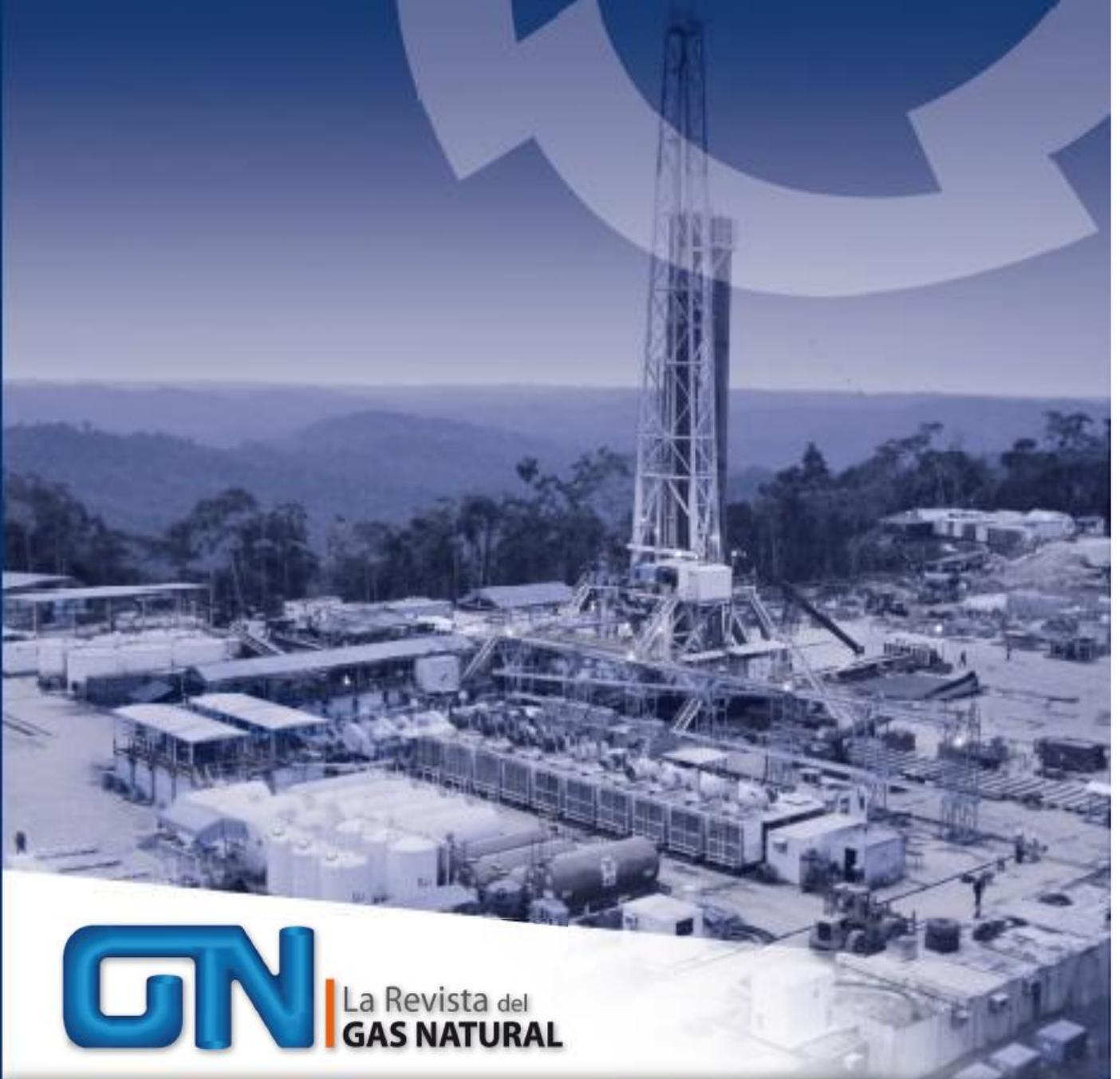




**Osinergmin**  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



**GN** | La Revista del  
**GAS NATURAL**

PUBLICACIÓN ESPECIALIZADA DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL

AÑO III – NÚMERO III – ABRIL 2012



---

Año: III / Abril 2012 / N°3

---

#### **COMITÉ EDITORIAL**

Julio Salvador  
Victor Fernández  
Quetver Jara

#### **AGRADECIMIENTOS**

##### **Coordinación:**

Abelardo Ortiz, Luis Carbajal,  
Ernesto Rosales.

##### **Fotos:**

Personal y supervisores de la Gerencia de  
Fiscalización de Gas Natural

---

Está permitida la reproducción total y parcial de esta revista, y/o su tratamiento informático siempre que se cite la fuente y se haya solicitado el permiso correspondiente a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

---

#### **Comentarios, consultas y sugerencias:**

**[gnavista@osinerg.gob.pe](mailto:gnavista@osinerg.gob.pe)**

---

# Presentación

La economía internacional se vio afectada en el año 2011, por una ola de shocks. Japón sufrió el devastador terremoto y tsunami de la costa del Pacífico, y estallaron disturbios en algunos países productores de hidrocarburos. Al mismo tiempo, en la economía estadounidense la transición de la demanda pública a la demanda privada se paralizó; la zona europea sufrió graves trastornos financieros.

Los problemas estructurales que afrontan las economías avanzadas golpeadas por la crisis han resultado ser inesperadamente difíciles de corregir y sus procesos de reformas aun más complicado. La incertidumbre en torno a las perspectivas de las economías de

Mercados emergentes se ha agudizado nuevamente, aunque se prevé que el crecimiento siga siendo más bien vigoroso, sobre todo en las economías que pueden contrarrestar el efecto del debilitamiento de la demanda extranjera en el producto con un menor endurecimiento de sus políticas.

En el Perú la economía viene creciendo sostenidamente, apoyado por los mercados de la energía y de los energéticos. El gas natural desde su entrada en operación de Camisea en el año 2004, es el eje sobre el cual ha girado la transformación de la matriz energética del Perú. El acelerado crecimiento de la demanda interna y el compromiso pactado para la exportación, bajo la sostenibilidad de una transformación energética a través de un marco institucional que facilite la oferta e incentive el uso eficiente del recurso y, consecuentemente, fortalezca los incentivos para la inversión en exploración, producción, transporte y distribución.

OSINERGMIN como organismo regulador está acompañando el crecimiento de la industria del gas natural a nivel interno, crecimiento que ha sido muy dinámico, coadyuvando a ser considerado como el segundo mayor energético nacional, conllevándonos a asegurar instalaciones y operaciones diseñadas dentro de los estándares de la ingeniería y sus buenas prácticas.

La revista del gas natural como fuente de conocimiento y el pensamiento crítico libre a través del portal electrónico “GN-La Revista del Gas Natural” pone a su disposición el número III de la edición correspondiente al año 2011. Se ha compilado nueve artículos y dos entrevistas de un selecto grupo de profesionales representativos que conforman la cadena de valor de la industria del gas natural, quienes accedieron a colaborar en esta publicación.

**OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en cada artículo pertenecen a sus autores.**

# Índice

## I. Entrevista

- Impacto del Gas Natural en la Región Ica  
**Entrevista a Edwin Quintanilla Acosta** 6
- Industria Petroquímica en el Perú  
**Entrevista a Julio Salvador Jácome** 11

## II. Acceso al Mercado

- El Gas Natural: Una visión del entorno internacional  
*Julio Salvador Jácome* 18
- Regulación Supervisión y Sanción- El ciclo  
*Julio Salvador Jácome* 24
- Liderazgo socialmente responsable en el sector hidrocarburos  
*Sergio Elera Nuñez* 33

## III. Investigación

- Barreras en zanja para tuberías de transporte de hidrocarburos  
*Christian Silva Bazan* 38
- Medios de Transporte de Gas Natural Licuado: GNL  
*Hugo Talavera Herrera* 43
- El Rol de la Seguridad Funcional en la Mejora de los Niveles de Seguridad, Productividad y Desempeño  
*José A. Rodríguez Seijas* 47
- Control de Calidad de Uniones Soldadas  
*José Nevado Yenque* 60
- Sistemas Instrumentados de Seguridad  
*Luis García Pecsén* 64
- Perspectives on facility damage-2010  
*J.D. Maniscalco* 71

# Impacto del Gas Natural en la Región Ica

Entrevista al Ingeniero Edwin Quintanilla Acosta  
Gerente General del OSINERGMIN

Por: Quetver Jara

Como resultado de la política de masificación de la industria del gas natural que viene fomentando el Estado Peruano, la descentralización del gas natural es una realidad en el país, siendo la región Ica la beneficiada en esta segunda etapa de crecimiento de la distribución después de las ciudades de Lima y Callao.

Como se sabe, con la ejecución de obras de servicios públicos tales como agua, desagüe, electricidad, y telefonía, se introducen mejoras sustanciales en las condiciones de vida de la población, por lo que la implementación de nuevos servicios en una localidad representa un esfuerzo más por alcanzar el tan anhelado objetivo de bienestar general para la sociedad. Con la pronta construcción del sistema de distribución de Ica, la disponibilidad del gas natural en la región se suma a lista de servicios ya existentes contribuyéndose con un energético competitivo y económico para el desarrollo local.

No obstante, el crecimiento en la región también representa un desafío no solo para la empresa Contugas S.A.C. concesionaria de gas natural de la zona, sino para la sociedad iqueña en general pues es necesario vincular dicho desarrollo con la implementación de una infraestructura adecuada, que permita asegurar el uso del gas natural de manera eficiente, sin que esto implique un riesgo en la seguridad de la instalación que comprometa la integridad persona, sus bienes y el medio ambiente.

En este escenario, OSINERGMIN se encuentra implementando mecanismos orientados a viabilizar el desarrollo seguro, implantando la

verificación del cumplimiento de la normatividad técnica y de seguridad mediante certificaciones realizadas por organismos de inspección acreditados.

Para tener una visión más amplia sobre el impacto del gas natural en la Región Ica y el rol que cumple OSINERGMIN en el presente escenario, entrevistamos con el Ingeniero Edwin Quintanilla Acosta, Gerente General de OSINERGMIN.

**1. El 07 de marzo del 2009 El Estado Peruano firmó con la Sociedad Concesionaria Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C (llamado luego Congas Perú S.A.C y posteriormente renombrado como Contugas S.A.C) el contrato BOOT para la distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, abriéndose una nueva etapa de oportunidades de desarrollo para los iqueños. ¿Cuáles son a su entender las principales incidencias de la implementación de redes de distribución de gas natural en la Región?**

**E.Q.:** El desarrollo del Proyecto Camisea ha generado un enorme impacto en el plano económico y social en el Perú. Importantes inversiones a largo plazo se han venido comprometiendo para impulsar el crecimiento de la Industria del Gas Natural en el país. Por otro lado, el contexto internacional y el precio de los energéticos, nos ha llevado, a la luz de este importante recurso nacional, a replantear nuestra política energética con miras a asegurar una sostenibilidad de crecimiento como país.



Edwin Quintanilla

Edwin Quintanilla Acosta es Gerente General de OSINERGMIN. Ingeniero Electricista, Magister en Administración por ESAN y PhD in Management Sciences por ESADE. Desde 1980 ha laborado en distintas empresas vinculadas al sector eléctrico. A partir del año 1991 ha trabajado en la regulación en la Comisión de Tarifas de Energía en la que fue Secretario Ejecutivo (1995-2001). En mayo del 2001 se incorporó a Osinergmin donde se desempeñó como Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria. Desde Junio 2003 se desempeña como Gerente General.

Dentro de este marco, el inicio del proyecto distribución Ica, abre nuevas posibilidades de crecimiento para el departamento, al disponerse de una fuente de energía alternativa de bajo costo, la cual por su naturaleza contribuye con la mejora de la competitividad en los sectores comercial e industrial de Ica, logrando un posicionamiento ante sociedad por su naturaleza de medio ambientalmente amigable.

Por otro lado, en el plano social, impactos favorables son previstos. La existencia de una red de gas natural propiciará una mejora en la calidad de vida de la población tanto por su uso directo como por su contribución favorable con la aparición de actividades económicas emergentes, en campos tales como el comercio, el transporte urbano, rural, interprovincial, industrial y de petroquímica. Hay que considerar además, que las inversiones privadas que se dirijan a este objeto, -en base a principios de responsabilidad social, orientarán parte de sus presupuestos a las localidades en las cuales tengan alguna influencia. Hablamos de inversión en ámbitos tales como la educación, la salud, o el incremento de empleo local, entre otros.

El gas natural desde luego, y desde la actual perspectiva socioeconómica, se configura como un factor de desarrollo. En dicho contexto, su incorporación en el mercado como fuente de energía convencional,

proporcionará tanto a particulares como a empresarios locales, una alternativa de desarrollo de bajo costo y en armonía con los actuales preceptos legislativos de cuidado del medio ambiente.

***2. Experiencia así como capacidad técnica y financiera, son características imprescindibles que toda empresa que tener si desea incursionar en las actividades de distribución de gas natural en nuestro país. En el caso de Ica, ¿Quién es la empresa concesionaria y cuál es su "back ground"?***

**E.Q.:** El concesionario de distribución del departamento de Ica es la empresa CONTUGAS S.A.C. empresa del Grupo de Energía de Bogotá, el cual es considerado como un grupo empresarial relevante en el mercado energético colombiano con negocios en los sectores electricidad y gas natural. En la actualidad, el grupo empresarial tiene un portafolio de inversiones en importantes empresas del sector energético entre las que se destacan CODENSA (primera empresa distribuidora-comercializadora de Colombia), EMGESA (segunda empresa generadora de Colombia), GAS NATURAL S.A. (la empresa distribuidora - comercializadora de gas natural más grande de Colombia, con más de un millón trescientos mil clientes), ISA ( posee cerca del 80% de la infraestructura de transmisión nacional), ISAGEN y la Electrificadora del Meta.

En el caso de Contugas S.A.C., la empresa representa al consorcio conformado por Empresa de Energía de Bogotá (EEB) de Colombia y Transportadora de Gas Internacional S.A. (TGI), éste último con la infraestructura de redes de transporte más grande de Colombia, cerca de 3.662 km extendidos desde la Guajira hasta el Valle del Cauca, y una capacidad promedio de transporte de 330 MMPCD.

***3. En las últimas dos décadas el Perú ha experimentado un favorable crecimiento económico de manera sostenida, a la par de una búsqueda constante de mejora en la competitividad de su industria. Un importante factor que aportado a ello ha sido el uso del gas natural como fuente energética ¿Qué puede decirnos usted acerca de la evolución en el consumo del gas natural en la actualidad y sus perspectivas de uso en poblaciones de la Región Ica?***

**E.Q.:** El uso de gas natural inició una nueva etapa de oportunidades de desarrollo, tanto para la población en general (al disponer de un combustible sustituto de bajo costo) como para aquellas actividades que requerían un energético más eficiente y económico pero menos contaminante. Entre dichas actividades, destaca el uso vehicular que representa una respuesta viable, sostenible y beneficiosa que contribuye con impulsar la masificación del uso del gas natural en el Perú, ello ante la creciente alza en los precios de los combustibles líquidos derivado del petróleo.

En una primera etapa, los beneficios del gas natural del proyecto Camisea se han visto reflejados en la ciudad de Lima y Callao. A diciembre del 2010, alcanzó los 1.273 km de la red construida, de la cual 310 km corresponden a redes de acero y 963 km corresponden a redes de HDPE (polietileno de alta densidad). Por otro lado, en lo que respecta a la evolución de consumidores residenciales, comerciales e industriales de gas natural en la ciudad de Lima y Callao, desde el 20 de agosto del 2004, fecha en la cual se inició la operación comercial del sistema de distribución en dichas ciudades, se han registrado un crecimiento importante sobre

todo si se evalúan los dos últimos años. Ello debido principalmente a una reorientación en la política comercial de la empresa concesionaria, la cual en los años 2009-2010 ha logrado incursionar en los segmentos C y D de la población, logrando aumentar sus clientes residenciales y comerciales de 16.544 en 2009 a 29.471 clientes en el 2010 de los cuales 361 son usuarios con instalaciones industriales, 28.946 son usuarios con instalaciones residenciales y comerciales y 144 son habilitaciones de GNV; constituyendo este último segmento el más significativo de los últimos cinco años.

Actualmente, en el departamento de Ica, el gas natural viene siendo utilizado principalmente a nivel de generación e industria en la zona de Pisco, tal es así que empresas como Aceros Arequipa, FUNSUR, y EGESUR vienen empleando el gas natural como parte de sus procesos. No obstante las perspectivas de uso son muchos más amplias en el ámbito de la región desde su uso en el sector agropecuario hasta su desarrollo en el sector transporte además de los usos a nivel residencial.

Mención especial son los proyectos petroquímicos considerados para los próximos 5 años en el departamento de Ica cargo de las empresas Nitratos del Perú S.A. y CFI Industries Perú S.A.C., en las ciudades de Pisco y San Juan de Marcona respectivamente, ello debido a su impacto en la generación directa e indirecta de nuevas actividades comerciales.

***4. Los beneficios del uso del gas natural son indudables y representan una mejora en la calidad de vida de las personas pues se dispone de un combustible sustituto de bajo costo y medio ambientalmente amigable. En ese sentido, ¿En cuánto tiempo se estima que el gas natural podrá ser finalmente utilizado en las casas iqueñas?***

**E.Q.:** El contrato BOOT de distribución de gas natural de Ica estableció como plazo máximo para la puesta en operación comercial veinticuatro (24) meses desde la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental o treinta (30) meses después de la Fecha de Cierre del contrato. Posteriormente, ante los temas

coyunturales de capacidad de transporte , mediante la Primera Clausula Adicional al contrato se suspendieron los plazos y obligaciones del concesionario vinculada con el diseño, suministro de bienes y servicios, la construcción, y la puesta en operación comercial en tanto el concedente (DGH-MINEM) no reciba por parte de la empresa concesionaria la comunicación informando que las restricciones en el suministro y transporte del gas no afectan el desarrollo de la concesión. El plazo máximo otorgado fue de 12 meses, los cuales fueron posteriormente ampliados mediante primera y segunda adenda del contrato fijándose como fecha máxima para tal comunicación el 01 de octubre del 2011.

Sin perjuicio de ello, el concesionario estima poder alcanzar el objetivo de iniciar el suministro de gas natural antes de lo previsto por el contrato. En tal sentido, actualmente la empresa Contugas se encuentra en proceso de licitación para la construcción del gasoducto troncal de alta presión Humay – Marcona y la derivación a Chicha, a la vez de venir instalando redes en la ciudad de Pisco al amparo del Decreto Supremo N° 006-2010-EM. Así mismo, se dispone de una capacidad asignada de transporte de 8,33 MMPCD para el punto de derivación – Humay como resultado del último proceso de Oferta Pública de asignación de capacidad de transporte, lo cual permitiría cubrir la demanda residencial de la zona. Para el caso de Pisco, es de interés de la empresa que la ciudad cuente con gas natural en el presente año, no obstante, primero es necesario resolver algunos aspectos clave sobre la modalidad transitoria que les permita proveer gas natural en tanto se culmine con las obras de alta presión.

Es preciso señalar que Contugas S.A.C. tiene previsto un Plan mínimo de cobertura para la penetración comercial a 50.000 residencias, el cual deberá efectuarse durante los primeros ocho (08) años de operación comercial del Sistema de Distribución Ica en las ciudades de Pisco, Ica, Nazca, Marcona, y Chincha.

**5. Tal como lo mencionó, con la aprobación del Decreto Supremo N° 006-2010-EM del 05**

**de febrero del 2010 se autorizó a los concesionarios de transporte y distribución, la instalación de redes e infraestructura en zonas en las cuales haya ocurrido situaciones de emergencia o desastres naturales. Por lo que en mayo del 2010, la empresa CONTUGAS S.A.C, concesionario de distribución en Ica, inició los trabajos de tendido de redes de baja presión en la ciudad de Pisco. Actualmente, ¿Cuál es el avance de las obras y cuántas conexiones del tipo residencial y/o doméstico ya se han logrado en la ciudad de Pisco?**

**E.Q.:** Efectivamente, la empresa Contugas S.A.C. inició sus actividades en la ciudad de Pisco el 14 de mayo del 2011, previa aprobación, por parte de OSINERGMIN, de su Programa de Instalación de Facilidades de Conexión y Redes de Suministro de Gas Natural para la provincia de Pisco, la cual incluyó inicialmente los proyectos denominados Av. Abraham Valdelomar, FONAVI, San Isidro, Humay-Comercio-Pedemonte, Anillo Vial Central y Bolognesi- Sta. Rosa – Arequipa. A tal efecto obtuvo el informe técnico favorable por parte de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural

Para fines del 2010, la empresa concesionaria ya había tendido cerca 38 km de tuberías de polietileno (HDPE) e instalado 1.816 tuberías de conexión de baja presión en domicilios de dicha ciudad de las 3.530 inicialmente estimadas. A estas tuberías queda pendiente colocar la caja de regulación/medición al usuario que lo solicite (una vez que se haga efectivo el suministro de gas natural en la ciudad). El concesionario está llevando a cabo la publicidad e impulso pertinentes a efectos de que la población en su conjunto tenga acceso a este servicio.

**6. En la industria de gas natural, es importante un crecimiento seguro y confiable sobre todo si se tiene en cuenta los antecedentes de accidentes y desastres ocurridos a lo largo de la historia que no han hecho más que recordarnos la importancia de la seguridad. Atendiendo a este principio ¿Cuales son los factores claves para el lograr**

### ***un desarrollo seguro y responsable del gas natural en la Región Ica?***

**E.Q.:** Un factor clave para lograr un desarrollo seguro y confiable es el respeto a las normas de seguridad, técnicas y medio ambientales, ello aunado a un modelo de supervisión y fiscalización acorde a un entorno dinámico y cada vez más complejo como es el de la industria del gas natural. Por ello, la reorientación de la naturaleza de la supervisión a un enfoque holístico de la seguridad basado en la certificación que reconozca la libertad de las empresas a ejecutar sus actividades dentro del marco de la ley a la vez de enfatizar sus responsabilidades por cumplir las obligaciones que establece la reglamentación es determinante.

Sin embargo, es necesario también resaltar la importancia clave que representa el manejo de la prevención y el fortalecimiento de la responsabilidad compartida. El desarrollo de la industria del gas no sólo involucra el accionar de las empresas concesionarias y al Estado, sino que requiere de la participación proactiva de la sociedad en general: usuarios, organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, así como público en general. En ese sentido, la creación de una cultura de gas natural desde el punto de vista de la concientización del riesgo y el respeto por la seguridad representan la base para el comportamiento responsable.

En una región como Ica, en la cual el uso del gas natural es relativamente nuevo este contexto puede significar una oportunidad de crecer en forma ordenada y responsable, pero ello dependerá de un trabajo conjunto entre Estado, la empresa privada y la sociedad en general.

### ***7. ¿Cuál ha sido la labor de OSINERMIN desde el inicio de actividades de la empresa Contugas S.A.C en la región y que planes de supervisión se han considerado para los próximas etapas?***

**E.Q.:** Desde la firma del Contrato Boot de Ica, OSINERMIN, a través de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural ha estado presente

en la zona de concesión, inicialmente participando en visitas de inspección a las zonas donde el concesionario estuvo realizando los trabajos de detalle en el levantamiento de información de la traza final del sistema de distribución y posteriormente monitoreando el desarrollo de los talleres participativos realizados por la empresa concesionario en las ciudades de Pisco, Chincha, Ica, Nazca y Marcona en diciembre del 2009.

Creo que es importante resaltar el esfuerzo de OSINERMIN por propiciar un entorno de entendimiento y promoción a la cultura del gas natural, tal es así que independientemente de la labor de supervisión, que se ha venido promoviendo de eventos como el Primer Taller descentralizado para periodistas en Ica denominado “Claves para la Cobertura Periodística del Sector Energético-Minero” en 2009 donde expuso sobre los lineamientos del modelo de Supervisión del Sistema de distribución y comercialización del gas natural para esta región. Asimismo se estuvo presente ese mismo año en la exposición del proyecto “Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica” por parte de la empresa Contugas S.A.C. propiciando un entendimiento con las autoridades locales.

En la actualidad, dada las actividades constructivas en Pisco se dispone personal supervisor de manera permanente en dicha ciudad, el cual según lo establecido en el programa integral de supervisión y fiscalización del proyecto Ica deberá extender su ámbito a los próximos proyectos de redes de San Andrés y Chincha que el concesionario tiene programado iniciar el presente año. Paralelamente, se viene culminando con los preparativos del proceso de certificación para la supervisión de la construcción del gasoducto troncal de alta presión Humay – Marcona y la derivación de Alta Presión a la ciudad de Chincha, cuyo inicio de construcción se tiene previsto para mediados del presente año.

# Industria Petroquímica en el Perú

Entrevista al Ingeniero Julio Salvador Jácome,  
Gerente de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN

Por: Quetver Jara

El desarrollo de la industria del gas natural en el Perú está creando nuevas oportunidades industriales en torno a este recurso, es el caso de la industria petroquímica, que proyecta instalarse principalmente en la zona Sur del Perú.

En este sentido, la industria petroquímica será de gran importancia, ya que continuará ampliando la cadena de valor, abriendo nuevas líneas de producción de mayor valor agregado al gas natural.

El contar con una industria petroquímica desarrollada nos permitirá obtener una serie de productos derivados del gas natural, que evidentemente tienen mayor valor para el desarrollo económico del país. Sin embargo, es necesario considerar que esta nueva línea industrial elevará los niveles de exigencias en seguridad así como nuevos perfiles para lograr un desarrollo sostenible en armonía con el ambiente.

En este escenario, considerando el inminente desarrollo de los proyectos Petroquímicos que se establecerán en país, el OSINERGMIN se encuentra implementando mecanismos orientados a viabilizar el desarrollo seguro de la industria petroquímica implantando la verificación del cumplimiento de la normatividad técnica y de seguridad mediante certificaciones realizadas por organismos de inspección acreditados.

Para tener una visión más amplia sobre el desarrollo de la Industria Petroquímica y el rol que cumple OSINERGMIN en el presente escenario, entrevistamos al Ingeniero Julio Salvador Jácome, Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

**1. Dentro del marco del desarrollo integral del país, es de importancia considerar el desarrollo de la Industria Petroquímica en el Perú, en este sentido ¿Cómo se está promoviendo el Desarrollo de la Industria Petroquímica en nuestro país?**

**J.S.:** El Estado Peruano, a través de Leyes de Promoción y de los entes gubernamentales relacionados, está promoviendo el desarrollo de la industria petroquímica en el Perú.

El objetivo es promover la creación de Polos Petroquímicos de desarrollo descentralizado que le permitan disponer de servicios industriales, comunes, que es fundamental en este tipo de industrias, a fin de atender adecuadamente el factor de economía de escala para lograr atraer a los inversionistas y lograr el desenvolvimiento y desarrollo de proyectos para la Industria Petroquímica.

En este sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha identificado zonas de desarrollo de polos petroquímicos, para lo cual ha dictado resoluciones mediante las cuales se han determinado tres Polos Petroquímicos, a lo largo del país. Uno, de ellos se ubica en Paracas, el segundo en San Juan de Marcona, ambos en Ica, y el tercero en Ilo, Moquegua, siendo altamente deseable que se destinen recursos para dotar de los servicios necesarios para que estos polos se hagan realidad en el menor plazo.

Es necesario enfatizar que, la Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica, Ley N° 29163, confiere a OSINERGMIN las competencias en la fiscalización de las actividades de la Petroquímica Básica.



**Julio Salvador Jácome**

Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con estudios de Maestría en Ingeniería de Sistemas en la UNI, Maestría en Administración de Negocios en ESAN- Doctorado en Administración y Dirección de Empresas en ESAN/ESADE. Candidato PhD.

Ha realizado cursos de especialización en Canadá, Japón, España, Estados Unidos, entre otros países. Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Experiencia gerencial en planificación, gestión, dirección y evaluación en empresas públicas y privadas del sector energía y educación. Ha desempeñado cargos directivos en la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.

En OSINERGMIN ha sido Jefe de la Oficina de Planeamiento, Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y actualmente se desempeña como Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

**2. Considerando que la promoción de la Industria Petroquímica se orienta a propiciar la inversión de proyectos petroquímicos en el Perú a partir del gas natural, ¿Cuáles son los proyectos Petroquímicos que los inversionistas prevén instalar en el Perú?**

**J.S.:** Los proyectos petroquímicos que prevén instalarse en los polos petroquímicos mencionados son: 1) El proyecto de construcción del Complejo Petroquímico en Marcona, de la empresa CF Industries Inc., 2) El proyecto de construcción de la Planta de Nitratos en Pisco, de la empresa Nitratos del

Perú S.A., ambos en Ica, 3) El proyecto de construcción de una Planta de etileno en Ilo, de la empresa Braskem en asociación con Petrobras y Petroperú y por ultimo 4) el proyecto de construcción de una Planta de nitrato de amonio en Marcona, Ica, de la empresa Orica Nitratos Perú, la que dependería de la realización del proyecto de la empresa CF Industries Inc. mencionado, quién la proveería de su materia prima el amoniaco, por lo que las actividades de Orica, al ser un proceso de segunda transformación, se encuentra dentro de las competencias del Ministerio de la Producción.



Fig.1 Proyectos Petroquímicos en el Perú

### 3. ¿Podría darnos un alcance sobre las características y el estado actual de estos proyectos?

**J.S.:** Uno de los proyectos de gran envergadura es el de la empresa CF Industries que tiene previsto invertir alrededor de 2.000 millones de dólares en la construcción de su planta petroquímica en Marcona (Ica). Este proyecto contempla la instalación de una planta con capacidad para producir 2,600 toneladas diarias de amoníaco, y una planta de urea con una capacidad de producción nominal de 3,850 toneladas diarias. El proyecto también comprende la construcción de un muelle para la exportación de sus productos.

El complejo petroquímico producirá urea y amoníaco para atender el mercado interno, así como a los mercados de fertilizantes en América del Sur.

Uno de los hitos importantes de este proyecto es el Suministro de Gas Natural, para lo cual CF Industries ha firmado un Contrato de Gas a 20 años por 99 mcf/día con el Consorcio Camisea

El proyecto de la empresa Nitratos del Perú S.A. considera la construcción de una Planta petroquímica para la producción de amoníaco y nitrato de amonio, con una inversión aproximada de US\$ 800 millones, el cual se ubicará, en un terreno de 1.200 hectáreas, en el distrito de Paracas, provincia de Pisco, región Ica. Los excedentes de amoníaco serán exportados luego de la satisfacción de la demanda interna del Perú.

La empresa Braskem, en asociación con Petrobras y Petroperú, proyecta invertir US\$ 14,000 millones en la construcción de un complejo petroquímico que se ubicará entre los puertos de Ilo y Matarani en el Perú, el cual producirá hasta un millón de toneladas métricas de polietileno, Polipropileno y fertilizantes a partir del gas natural disponible en el Perú; sin embargo, este proyecto se encuentra en la parte inicial del estudio de prefactibilidad.

Un caso particular, es el proyecto de la empresa Orica Nitratos Perú, que considera la construcción de una Planta de nitrato de amonio en Marcona, Ica, la cual se abastecerá del amoníaco producido por la empresa CF Industries Inc. El proyecto supone una inversión estimada en US\$ 500 millones, tendría una producción de hasta 300 mil

toneladas anuales de nitrato de amonio y en principio estaría íntegramente destinada al mercado peruano.

### 4. ¿Cuáles son los proyectos petroquímicos que se avizoran a corto plazo?

**J.S.:** Nitratos del Perú S.A. ya cuenta con EIA aprobado con R.D. 019-2011-MEM/AAE del 24/01/2004 y CF Industries ha realizado su respectiva Audiencia Pública y ha presentado el Levantamiento de Observaciones para lograr la aprobación de su Estudio de Impacto Ambiental en la DGAAE del MINEM para la instalación de su planta petroquímica.

Así mismo, CF Industries ha evidenciado disponer del pre-planeamiento de la ingeniería de diseño (FEED Project — siglas en Inglés de la expresión Front-End Engineering and Design), con lo que ambas estarían en condiciones de presentar su solicitud Informe Técnico Favorable (ITF) de instalación de sus proyectos petroquímicos.

### 5. Estos proyectos Petroquímicos de gran envergadura implican una alta complejidad técnica y en consecuencia la supervisión de los mismos genera nuevos retos. ¿Cómo se realizará la supervisión de las actividades de la industria petroquímica en nuestro país?

**J.S.:** Si bien nuestra responsabilidad es verificar el cumplimiento de las normas que emite el MINEM, también es cierto que a la fecha es necesario complementarlas y definir expresamente las normas internacionales aplicables. No hay mejor insumo para la supervisión que un buen marco normativo y técnico.

Por otro lado, es necesario resaltar que en la actualidad la supervisión tiene como fundamento los estudios ambientales, el estudio de riesgos y los planes de contingencias, sobre la base de los cuales se realiza el diseño. Siendo que los estudios de riesgo son previamente evaluados por el OSINERGMIN.

Ahora bien, dadas las características especiales de las actividades vinculadas a la Industria Petroquímica, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural ha considerado necesario la implantación de la verificación del cumplimiento de la normatividad técnica y de seguridad a través de certificaciones emitidas

por organismos de inspección debidamente acreditados y para tal efecto viene adecuando la normatividad vigente para lograr que Empresas Supervisoras de Nivel A participen en la actividad de Petroquímica.

El criterio de capa múltiple en la supervisión de los proyectos petroquímicos tiene el propósito de dotar de mayores niveles de seguridad y calidad en las actividades de Petroquímica. El primer nivel comprende la calificación de las

empresas especializadas en el diseño y construcción, el segundo nivel abarca las actividades de supervisión y control de la construcción de plantas petroquímicas a cargo de los inversionistas dueños de los proyectos, el tercer nivel es la certificación de la construcción e instalaciones a cargo de certificadoras especializadas y el cuarto nivel comprende la Supervisión de las certificadoras a cargo del OSINERGMIN.



Fig.2 Criterio de Supervisión de Seguridad de Capa Múltiple

En este modelo seguro de desarrollo de la industria petroquímica, hay que considerar que el grado de seguridad, protección de las instalaciones y la integridad ambiental

depende estrechamente del grado de interacción y correlación existente entre la tecnología, diseño, normas técnicas, reglamentos y la experiencia en la construcción de plantas petroquímicas.

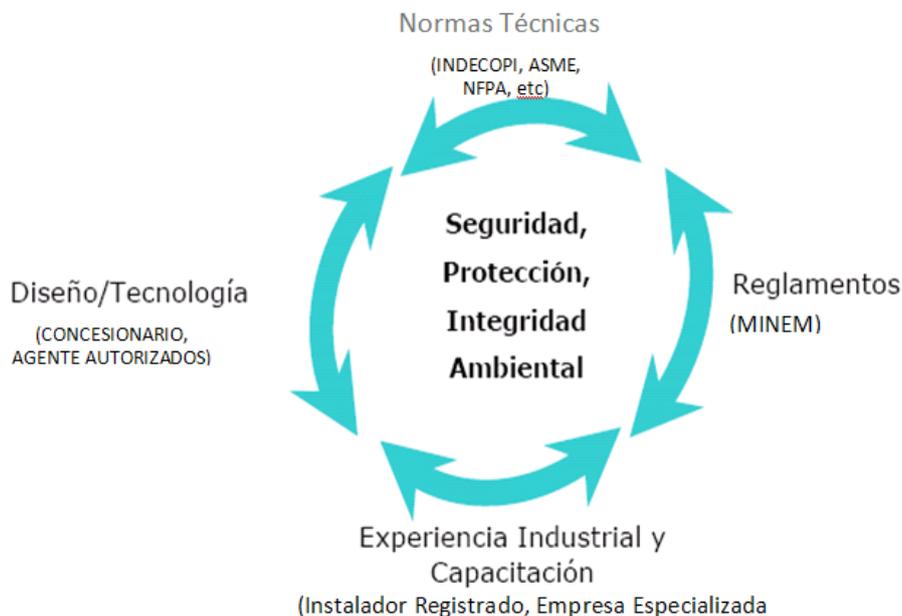


Fig.3 Desarrollo de Modelo Seguro de la Industria Petroquímica

**6. La implantación del criterio de Supervisión de Seguridad de Capa Múltiple considera la certificación de la construcción e instalaciones. ¿Cómo se realizará el proceso de certificación?**

**J.S.:** El proceso se inicia luego que la empresa solicita el Informe Técnico Favorable (ITF) para la instalación; las actividades de inspección del diseño, construcción, pre-comisionado y comisionado del proyecto las ejecuta la

Empresa Supervisora de Nivel A, competente para dicha actividad y luego de la verificación del cumplimiento de estándares y normas de diseño, construcción y pruebas respectivas, la Empresa Supervisora de Nivel A, en su calidad de Organismo de Inspección tipo A acreditado ante Indecopi para la inspección de actividades de Petroquímicas, emitirá No Conformidades o el Certificado de Conformidad dando lugar a la emisión del Informe Técnico Favorable de Uso y Funcionamiento por parte del OSINERGMIN.

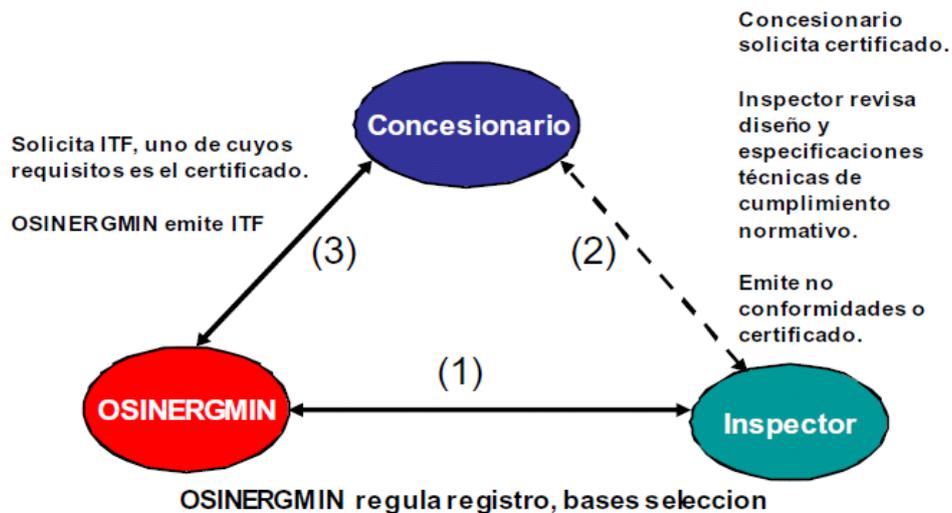


Fig.4 Proceso de Certificación

De lo expuesto, podemos afirmar con certeza que el modelo certificación permite que la responsabilidad sea asumida por quienes están previamente calificados por organismos y sistemas que evalúan el "expertise" y el "know how" de la industria especializada al nivel mundial, que a la vez se comprometen con la correspondiente transferencia tecnológica; proporcionando de esta manera la sostenibilidad al crecimiento seguro y confiable de la industria petroquímica.

**7. Bien, es claro entonces que el modelo de certificación nos brinda beneficios sustanciales en aspectos de seguridad e integridad ambiental proporcionando confiabilidad al desarrollo de la industria petroquímica del Perú. Mi pregunta final sería ¿Que beneficios traería al inversionista contar con la certificación?, y que ventajas y cómo se beneficiaría la sociedad.**

**J.S.:** Para el inversionista el contar con un registro de OSINERGMIN basado en

certificaciones dadas por organizaciones acreditadas internacionalmente, complementará de manera integral la certificación de sus instalaciones, ya que contarían con la acreditación de que lo construido "in situ" también lo está, y que fue realizado por organizaciones pares con reconocimiento internacional, así como también la idoneidad de la integración de sus partes que fueron certificadas individualmente en talleres, y no sólo en el aspecto técnico, sino también ambientalmente sostenibles y sustentables. Esto incidirá sustantivamente en los costos de las pólizas de seguros y por lo tanto en la competitividad de sus productos.

Por otro lado, atendiendo a la segunda parte de su pregunta, los beneficios para la sociedad, que existe el respaldo de empresas y profesionales acreditados internacionalmente, que dan garantía de la seguridad de las instalaciones certificadas, en adición a las que proporciona el propietario. Finalmente, si bien los proyectos generan valor económico, también tienen la obligación

de generar condiciones de convivencia sustentable con el entorno en el cual se desarrolla.

Por ello y en adición a lo expuesto, dado que el entorno es dinámico, la verificación de las instalaciones tiene que ser periódica.

# Acceso al Mercado





## El gas natural: Una visión del entorno Internacional

JULIO SALVADOR JÁCOME  
(PERÚ)

### Julio Salvador Jácome.

Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con estudios de Maestría en Ingeniería de Sistemas en la UNI, Maestría en Administración de Negocios en ESAN-Doctorado en Administración y Dirección de Empresas en ESAN/ESADE. Candidato PhD.

Ha realizado cursos de especialización en Canadá, Japón, España, Estados Unidos, entre otros países. Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Experiencia gerencial en planificación, gestión, dirección y evaluación en empresas públicas y privadas del sector energía y educación. Ha desempeñado cargos directivos en la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.

En OSINERGMIN ha sido Jefe de la Oficina de Planeamiento, Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y actualmente se desempeña como Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

## INTRODUCCIÓN

Una de las principales conclusiones que destaca la Agencia Internacional de la Energía (IEA - International Energy Agency, 2010) es que en los últimos años son los países emergentes los que han tomado la delantera en la tasa de crecimiento de consumo de los combustibles en el mundo a la par de sus impresionantes crecimientos económicos, tendencia que se espera mantener en el mediano plazo; tal es así que para el año 2020 se estima que el volumen producido de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) será mayor en los países emergentes que en los países desarrollados, situación opuesta a lo que se tiene ahora.

Dentro del grupo de los países emergentes, nuestro país ha tenido en los últimos años un fuerte y sostenido crecimiento económico, cuyo soporte energético ha sido el gas natural con una tasa de crecimiento que ha liderado el consumo de los energéticos en el país. El gas natural hoy se convierte en un factor fundamental en el escenario económico y social del país, no en vano el 50% en la punta anual de generación eléctrica depende de él, como tal es necesario conocer en una primera instancia el entorno en el cual se mueve el gas natural a nivel mundial, con la finalidad de obtener las mayores ventajas que contribuyan a darle sostenibilidad a esta industria.

¿Qué está pasando en el entorno?

“El mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedente” se afirma en el (IEA, 2010), ¿Qué razones han llevado al mundo de la energía a esta situación? Las causas más cercanas se relacionan por las consecuencias de las dos grandes crisis mundiales la energética y la financiera; ambas han influido en los niveles de producción de los países en el mundo y siendo que los países emergentes han resultado ser los beneficiados de esta coyuntura, por otro lado la crisis energética ha marcado y cambiado la forma como se venía gestionando en los niveles geopolíticos la energía en el mundo.

El mundo, sobre todo el desarrollado, comprendió que basar su desarrollo en energéticos en los cuales no podría tener control era construir un desarrollo no sustentable y como tal aprendió y emprendió el concepto de la autosuficiencia; como sucede en las grandes crisis, emergieron nuevas soluciones, por tanto es razonable que aparezcan nuevas tecnologías que hasta hace poco no eran consideradas viables (no convencionales y renovables) y que ahora los son o se estén reeditando tecnologías que en el pasado se descontinuaron por considerarlas peligrosas (como la nuclear) y no es precisamente porque dejaron de serlo.

Seguendo lo concluido por IEA, 2010; la mayor tasa de crecimiento de consumo de la energía en estos últimos años ha correspondido a los países emergentes y como caso emblemático se cita que para el año 2009 China ya habría superado en consumo de energía a los Estados Unidos de Norteamérica, pasando a ser desde entonces el primer consumidor de energía en el mundo, sin olvidar lo del CO2, destacando que en el año 2000 China consumía sólo la mitad del consumo energético de Estados Unidos de Norteamérica.

Vale recordar que hace algunos años se encontraron indicios que los países desarrollados estaban perdiendo competitividad en las industrias contaminantes, mientras que los países emergentes eran cada vez más competitivos en esas industrias (Jenkins 2000). Esta tendencia se corroboró después por las proyecciones que la Administración de Información de la Energía (EIA –Energy

Information Administration) de los Estados Unidos de Norteamérica realizó sobre la producción de dióxido de carbono, previendo que para el año 2020 su producción total en los países emergentes superaría la producción en los países desarrollados (World Energy Outlook –WEO, 2004). Lo reportado en el año 2010 por la IEA, corrobora lo previsto y más aún permitiría enfatizar que la fecha se ha adelantado.

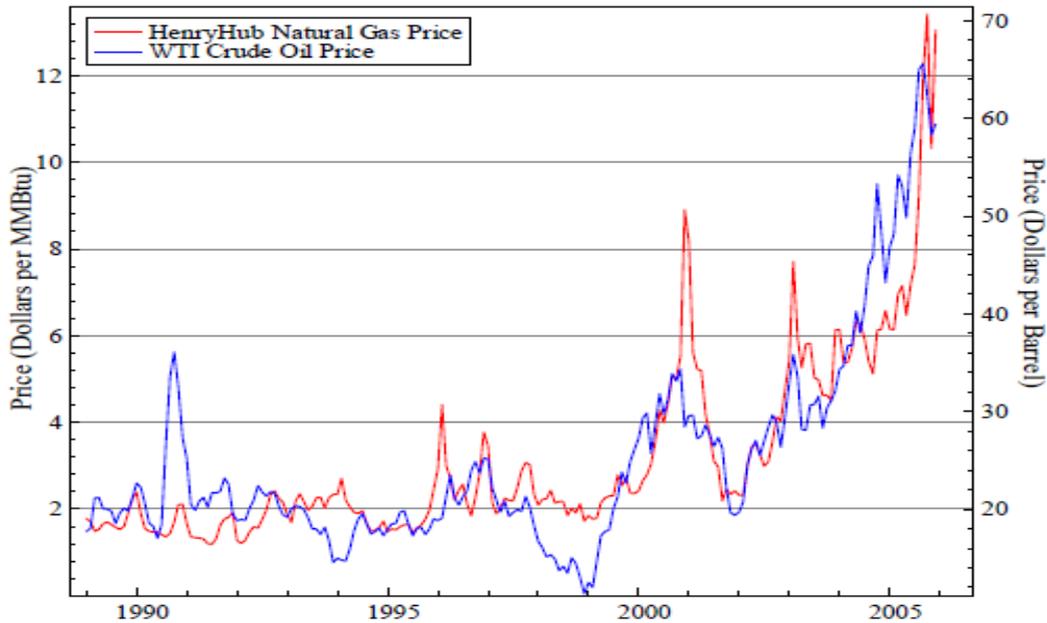
Las proyecciones de consumo de los energéticos en el largo plazo estiman una mayor presencia de los países emergentes, con sus impactos relacionados, asimismo que el gas natural sería el único combustible fósil que incrementa su participación en la cobertura de la demanda energética mundial, todos los demás de origen fósil decrecen; en el mismo sentido las energías renovables tienen una mayor participación.

Estos indicios, no son sino el insumo, para los que toman decisiones en el lugar donde se encuentren en la cadena de valor de los hidrocarburos y generan acciones de orden global, regional, nacional, local, individual y se manifiesta según sus expectativas en el precio.

**¿Qué ha sucedido con el precio del gas natural en el mundo?**

El precio del gas natural en el tiempo ha tenido un comportamiento correlacionado con el precio del petróleo (indexación), pues las oscilaciones del precio del petróleo tenían una correlación alta y positiva con el del gas natural, ver Grafico N° 01

**Gráfico N° 01. Secuencia de precios del gas natural y el petróleo**

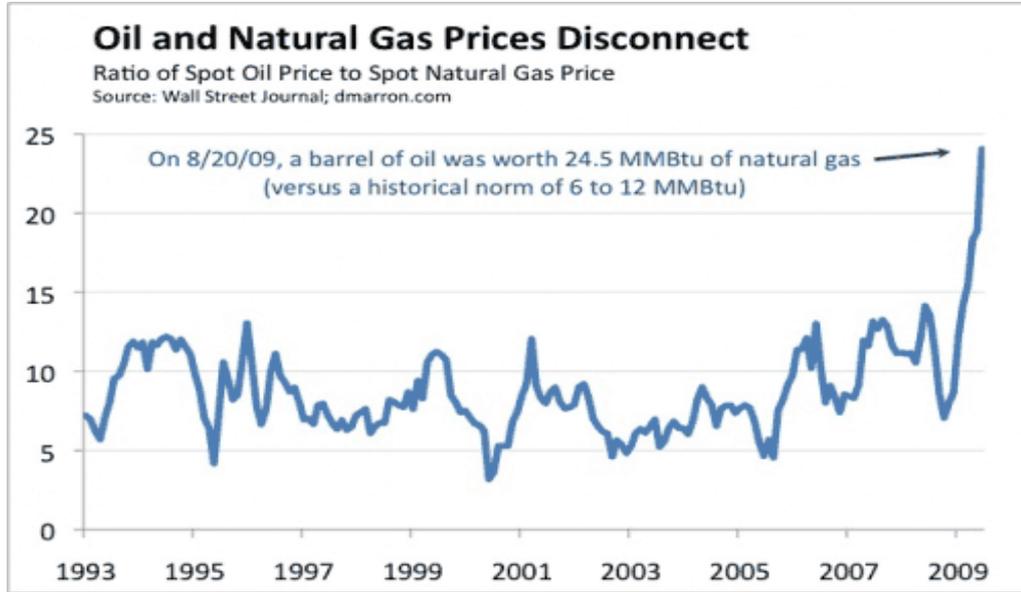


Source: Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, various issues.

A efectos de explicar esta tendencia se construyó un indicador que relaciona el precio por barril de petróleo (US\$/Barril) con el precio por MMBTU del gas natural (US\$/MMBTU), ver Gráfico N° 02, como se aprecia esta relación se mantuvo durante buen tiempo en la franja entre 6 y 12, sin embargo después del 2008 el indicador creció

exponencialmente, pues mientras el precio del barril de petróleo se incrementó el precio del gas natural no lo hizo en igual medida. En la fecha el precio del barril se cotiza en 95.5US\$/Barril y el gas natural está en 4US\$/MMBTU (Ver gráfico N° 04, marcador del Henry Hub que es el marcador de la región) la relación es 23.75.

**Gráfico N° 02. Relación de precios del petróleo y gas natural**

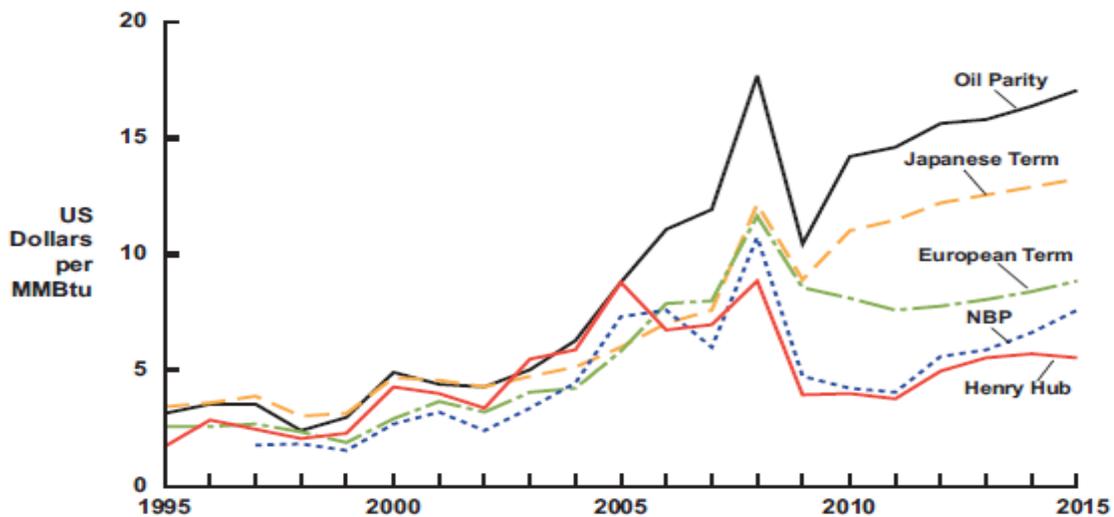


Luego de la crisis energética del 2008, el tren del precio del petróleo ya no jala más el vagón del precio del gas natural, podemos afirmar que hay una desconexión por lo menos en lo que al marcador

americano (Henry Hub) se refiere. Pero, el Henry Hub es uno de los otros marcadores que existen y que como se muestra en el Gráfico N° 03 han tenido distinto comportamiento en el tiempo.

**Gráfico N° 03. Variación de precios según marcador internacional**

**Selected Natural Gas Prices Around the World**



Source: IHS CERA.  
00602-1B

Fuente: BP, Statistical Review of World Energy 2010.

Así se puede notar que los marcadores de precio con menor cotización son el americano (Henry Hub) y el Canadiense (Alberta) asimismo, los mayores y con una diferencia importante son los

asiáticos y los europeos. Luego hay mercados diferentes y precios diferentes, algunos bastante diferentes, cuya tendencia se mantiene.

**Grafico N° 04. Precio de los últimos doce meses según Henry Hub  
NYMEX Henry-Hub Natural Gas - 12 previous months**



Disponible en: [www.oilnergy.com](http://www.oilnergy.com).

**¿Cómo se ha explicado la “desconexión” entre los precios del petróleo y del gas natural?**

La consecuencia de la crisis financiera mundial contrajo las economías y con mayor impacto en las desarrolladas, lo cual a su vez contrajo la demanda del gas de los hidrocarburos y del gas natural, generando un exceso en la oferta a nivel mundial. Los proyectos de Gas natural Licuado (GNL) que se iniciaron en el mundo antes de la crisis se concluyeron y contribuyeron a tener una mayor disponibilidad de gas natural con el añadido, que podían traerse y llevarse de lugares muy distantes, configurando un mercado con un marcado exceso de oferta, lo cual en teoría puede explicar porque el precio del gas natural haya mantenido bajo; pero finalmente lo que determinó la tendencia a la baja fue la aparición en los Estados Unidos de Norteamérica de la explotación del gas natural a partir de fuentes no convencionales provenientes de arcillas compactas (Shale gas) Esta es una de las principales razones por las que un actor importante en la demanda del gas natural en el mundo como Estados Unidos, pasó a tener en el mercado interno una mayor disponibilidad de gas y dejó de comprar del entorno.

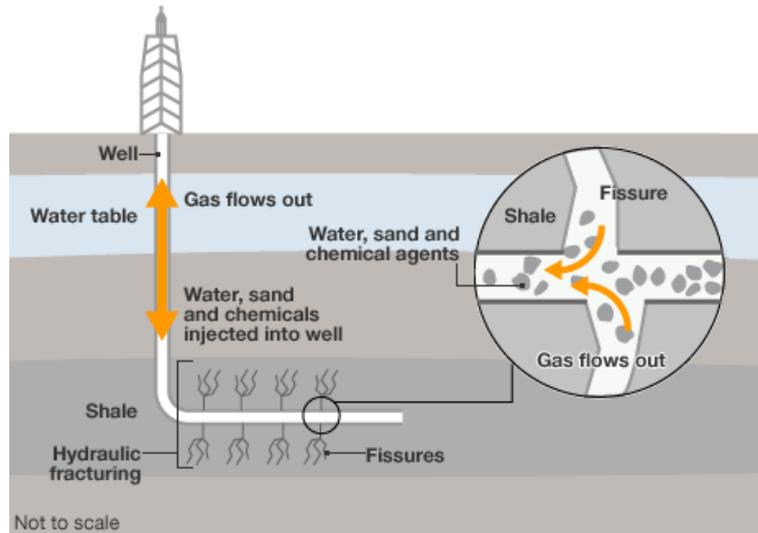
**Shale gas**

La explotación del gas natural convencional se ha concentrado en el desarrollo de pozos en yacimientos con grandes concentraciones de líquidos o de gases en rocas y arenas en cuyo interior el hidrocarburo puede fluir por la presión existente en su interior, la tecnología de la explotación se desarrollo y concentró en este tipo de pozos, sin embargo se conocían que existían enormes cantidades de gas en yacimientos con formaciones arcillosas/arenosas (shale gas/tight gas) o de carbón, (coalbed methane) en cuyo interior habían cavidades con hidrocarburos los mismos que no tenían comunicación uno con otro, por tanto aún cuando se conocía de la existencia de hidrocarburos, no se había desarrollado la tecnología que permitiera su extracción para ofertarlos en el mercado.

Para efectos de una explicación sencilla, de esta tecnología, la idea es comunicar las cavidades en las cuales hay volúmenes de hidrocarburos as y luego impulsarlos al exterior.

### Gráfico N° 05. Extracción del Shale gas

Shale gas extraction



Not to scale  
Fuente: BBC News, 2011

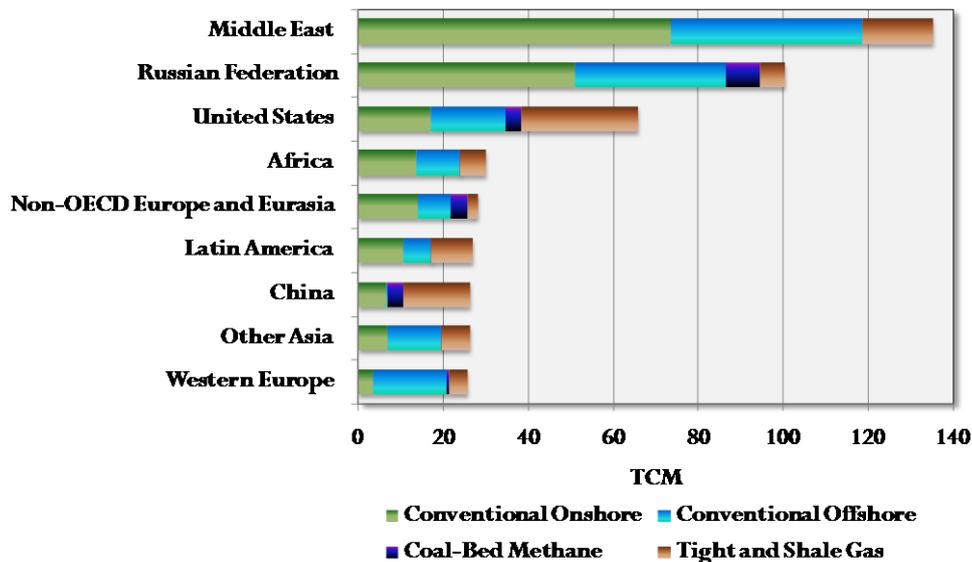
Esto se ha logrado realizar mediante la perforación de pozos con dirección horizontal (Ver Gráfico N° 05 ) en los cuales se inyecta un fluido compuesto por agua, arena y sustancias químicas a muy alta presión, los mismos que mediante orificios practicados en la dirección horizontal y en forma progresiva se va fracturando la arcilla e inyectando el fluido a alta presión; la fracturación de la formación arcillosa permite comunicar las cavidades y recuperar los hidrocarburos. El uso de esta tecnología está altamente focalizado en los Estados Unidos de Norteamérica.

Esta tecnología está siendo utilizada ya comercialmente para extraer el gas natural de las extensas formaciones arcillosas de la costa atlántica

americana (La formación Marcellus es la mayor de todas), esto ha permitido entre otras que la producción interna de gas natural se haya incrementado y las reservas en los dos últimos años 2008 al 2010 se estima que se ha duplicado; las importaciones por ductos de gas provenientes del Canadá no se han incrementado, antes bien se han reducido; igualmente las importaciones de GNL también han declinado.

En la actualidad cuando se trata de realizar las estimaciones de las reservas de hidrocarburos se están considerando las que provienen de las fuentes del shale gas, las mismas que han cambiado la relación de reservas y como tal las expectativas acerca de su disponibilidad.

### Gráfico N° 06. Nuevas reservas



Fuente: Resources for the future, 2010. Citando: UNECE LNG Report, Chapter 1 (draft); EIA, Journal of Petroleum Technology 6/2006, Potential Gas Committee 2009, BSA 2010.

Para enero del 2011, IEA confirmaba la estimación del gráfico anterior indicando que el mundo podría haber duplicado sus reservas de gas natural.

En consecuencia dado que uno de los principales demandantes de hidrocarburos no solo asegura su independencia energética sino que a la vez lo hace por muchos años (se estima que Estados Unidos tendría 250 años de reservas con su nivel de consumo actual), ha determinado que en el corto plazo el precio del gas natural no solo haya disminuido sino que no habrían razones para que se puedan incrementar en el futuro próximo. Así el IEA estima que el precio de los próximos dos años oscilaría entre 4,16 y 4,58 US\$ MMBTU.

El shale gas es una excelente demostración de la aplicación tecnológica a un problema concreto, sin embargo no todas son buenas noticias, pues han empezado a aparecer en los Estados Unidos voces, corrientes y manifestaciones respecto de los impactos ambientales que podría generar el proceso de fracturamiento hidráulico en los aprovechamientos del Shale gas, pues plantean el supuesto de que en adición a los componentes químicos que se añaden en el fluido a presión, estarían los componentes bencénicos propios de los hidrocarburos que podrían contaminar las napas freáticas. La tecnología del Shale gas tendrá que consolidarse y hacer frente a este supuesto, a efectos de poder hacer sostenible su explotación.

Los mapas disponibles de posibles explotaciones de Shale gas no aluden en forma

significativa al Perú, sin embargo el año pasado, PERUPETRO anunció el descubrimiento de reservas de gas no convencional en el Lote 31-E, cuyos volúmenes deben ser confirmados con trabajos exploratorios complementarios.

### Visión del entorno

El balance oferta demanda del gas natural permite vislumbrar que hay gas en el mundo y que sus reservas serán por un período bastante prolongado (largo plazo), asimismo que debido al exceso de oferta el precio se mantiene bajo y no hay indicios actuales que este vaya a incrementarse en forma sustancial.

En el ámbito geopolítico disponer de tecnologías para explotación de reservas no convencionales como el Shale gas, tight gas o coalbed methane está permitiendo a los países disponer de importantes recursos no contabilizados hasta hace poco y que les puede garantizar autonomía energética, sin embargo hay un reto de garantía ambiental que superar.

¿"El mundo de la energía frente a una incertidumbre sin precedentes"? Ciertamente en muy corto tiempo ha cambiado el tablero mundial del gas natural, los supuestos antes del 2008 han cambiado y sus consecuencias también: Grandes volúmenes a bajos precios.



## Regulación, supervisión sanción – El ciclo

JULIO SALVADOR JÁCOME  
(PERÚ)

### Julio Salvador Jácome.

Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con estudios de Maestría en Ingeniería de Sistemas en la UNI, Maestría en Administración de Negocios en ESAN- Doctorado en Administración y Dirección de Empresas en ESAN/ESADE. Candidato PhD.

Ha realizado cursos de especialización en Canadá, Japón, España, Estados Unidos, entre otros países. Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Experiencia gerencial en planificación, gestión, dirección y evaluación en empresas públicas y privadas del sector energía y educación. Ha desempeñado cargos directivos en la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.

En OSINERGMIN ha sido Jefe de la Oficina de Planeamiento, Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y actualmente se desempeña como Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

GN – La Revista de Gas Natural

### 1. Introducción

*Ley 233: Si un arquitecto hizo una casa para otro y no hizo bien las bases, y si un nuevo muro se cayó, este arquitecto reparará el muro a su costa.  
Código Hammurabi. 1692 A. d.C.*

Dada una norma, que se presume necesaria, lo esperable es que se cumpla.

Las normas, las regulaciones o los ordenamientos, tienen las dos vertientes que conforman la institucionalidad de una sociedad, aquellas que son explícitas, es decir, que están escritas, y aquellas que son implícitas, es decir, que existen en la conciencia colectiva. Para las primeras son necesarias un conjunto de organizaciones, personas y recursos que hagan posible su implementación; mientras que las otras son las que están conformadas por los usos y costumbres, lo que implica que se rigen por un patrón de conducta que todos aceptan, siguen y cuidan que se siga.

La existencia de dichas normas no garantiza per se su cumplimiento, y por ende el cambio de conducta o de práctica indeseada; para erradicar una práctica indeseada lo fundamental es que la conducta cambie en tanto también haya un incentivo positivo y/o negativo para este cambio.

Para lograr ello, se requiere que el ciclo regulación, supervisión y sanción, esté

presente en forma permanente en las conductas de los sujetos, para lo cual es necesario que éstos lo conozcan y lo interioricen. En esa línea, se puede observar que cuando sucede un evento que no concuerda con lo que se espera, se evalúa si existe la norma que regula el evento; si existe, el siguiente paso es divulgar su existencia y buscar la formación de los “smart users” que asuman un rol activo y crítico que le dé sostenibilidad al desarrollo de las actividades reguladas. En esta secuencia es necesario determinar que existan él o los encargados de hacer cumplir la norma, en tal caso son éstos quienes deben identificar la falta y de acuerdo a lo que se establezca sancionarla; y esta sanción debiera ser lo más justa posible. Nótese que sólo se ha tomado la cadena donde se presume que existen cada uno de los elementos del ciclo: la norma, la supervisión, la fiscalización y la sanción; las otras opciones consideran desde que no exista ninguno de los elementos de dicha cadena, pasando por todos los posibles casos intermedios en los cuales puede faltar uno o más elementos, en cuyo caso, al no cerrar el ciclo, no hay posibilidad de lograr el objetivo: justicia.

¿Cómo podría interpretarse y aplicarse hoy la Ley 233 del Código Hammurabi citado al principio?

Desde la perspectiva de la defensa y el manido argumento generalizado de la relativización de los argumentos, para empezar habría que determinar si el “presunto infractor” es arquitecto, pues nadie es culpable si no se demuestra lo contrario; ya que la norma literalmente es aplicable sólo a ellos, aun cuando él sea el que haya realizado la construcción. En este sentido, se debería revisar cada término de la ley hasta reclamar que ésta ha sido mal escrita, dado que la norma regula el supuesto de haber hecho una casa y la reparación alude al muro. Por estas y muchas razones más la defensa reclamaría inocencia.

Desde el punto de vista del resultado, el peor escenario es que todos y cada uno de los elementos de la cadena regulación, entendida como supervisión, fiscalización y sanción,

existan y se pueda configurar la impunidad al hecho indeseado; por tanto es necesario no sólo comprender a todas las partes como un solo proceso, sino asegurar que se disponga de los recursos suficientes para asegurar que: Dada una norma que se presume necesaria, ésta se cumpla.

## 2. Regulación

Regulación en el más amplio sentido de la palabra significa “gobierno”. Según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española es determinar las reglas o normas a que debe ajustarse alguien o algo. Así, la regulación en su vertiente objetiva, comprende un conjunto de instrumentos que incluyen reglas formales, tales como leyes y decretos; así como instrumentos formales tales como estándares, guías, códigos y campañas de educación y formación. (Gaëtan Et.Al., 2004).

La teoría general de la institucionalidad en términos de su mentor (North, 1990) establece que son *“Reglas de juego en una sociedad, más formalmente son las limitaciones ideadas por el hombre que dan forma a la interacción humana. Por consiguiente, estructuran incentivos en el intercambio humano, sea político, social o económico”*; asimismo, (Williamson, 1995) define la institucionalidad como *el conjunto de normas básicas que constituyen las bases para la producción, intercambio y distribución de los bienes y servicios*. En consecuencia el concepto de la regulación, tiene sus bases en la institucionalidad.

El concepto general de la institucionalidad incluye las dos vertientes de las reglas de comportamiento de los individuos, así (Sebastián, 2006) describe la institucionalidad en dos partes: formal e informal, y señala que *“La existencia de las instituciones formales pretende regular el comportamiento de los agentes; las instituciones informales condicionan el cumplimiento de las normas a partir de los valores y códigos propios (hábitos, costumbres, tradiciones, etc.) del entorno donde se aplica la norma”*.

En consecuencia es pertinente enfatizar que la institucionalidad formal que son las reglas explícitas comprenden la regulación, sin embargo su aplicación está condicionada al contexto, al entorno. Más aun, no todas las conductas de las personas o agentes pueden ser explicadas por la regulación sino por la cultura del entorno; de allí que no es totalmente válido imponer normas que funcionando bien en una cultura, puedan funcionar con la misma efectividad en otras. En tal sentido, sostener que las normas han sido elaboradas tomando las mejores prácticas del Universo y, como tal, son las más avanzadas, entran en conflicto de aplicación y se quedan sólo en la formulación, si éstas no consideran el entorno inmediato.

Las regulaciones deben ser consistenciadas y de conocimiento previo de los grupos de interés y la sociedad, promoviéndose que la norma no sea un disparo de la autoridad sino una necesidad compartida, vía la participación ciudadana. La institucionalidad, incluida la regulación, ha sido identificada e incluida como el primer pilar en la evaluación del índice de competitividad global de los países (Schwab, 2010), en el cual se sostiene que la institucionalidad va más allá de la existencia de la estructura legal solamente, sino que antes tiene que ver con el entorno y la actitud y acción de los mismos, no es sólo el gobierno, son sus organizaciones privadas, son las personas y son sus prácticas.

La institucionalidad, insuficientemente desarrollada impone costos muy altos y retrasa el crecimiento y aunque el esfuerzo académico se ha concentrado en estudiar a los gobiernos, son igualmente importantes los actores privados. Las últimas crisis han mostrado que sin las mismas condiciones de transparencia y confianza de los privados, los efectos son de igual o mayor impacto que los gobiernos, finaliza (Schwab, 2010).

Según (Gaetan, 2004) las características que debe tener una regulación son:

### **2.1. Protectiva y habilitante**

El sistema regulatorio debe verse como un medio para generar beneficios sociales y

ambientales, mientras se dan condiciones para una economía innovativa y competitiva, de modo que atraiga inversiones y excelentes operadores, y así sostener una alta calidad de vida. Asimismo, haciendo una regulación lo más efectiva posible y asegurándose que no sea ni complicada ni costosa; en otras palabras, un regulación basada en incentivos (disuasivos) lo suficientemente convincentes.

### **2.2. Sensible**

El sistema regulatorio debe renovarse con los últimos desarrollos en ciencias, tecnología y mercados globales. Una regulación inteligente actúa rápido y en forma segura para prever los riesgos y hacer posible que la innovación sea una oportunidad para que los ciudadanos reciban mayores beneficios de los nuevos conocimientos. Esto también significa dar mayor flexibilidad a los regulados, en la forma como ellos deben lograr sus resultados, así como los altos estándares que deben mantener.

### **2.3. Cooperativo con el interés público.**

La regulación es una responsabilidad compartida por los gobiernos, los ciudadanos y la industria, todos tienen un rol activo que jugar para hacer un sistema más efectivo. La regulación inteligente toma en cuenta la visión de los ciudadanos y a la vez, estar atento y balancear las necesidades de las empresas y los retos que tienen frente a la economía internacional. Es entender que un sistema regulatorio es parte de un sistema complejo global que requiere que todos trabajen juntos hacia objetivos globales.

Los beneficios que este tipo de regulación puede proporcionar, considera entre otros:

- Dinamismo y sostenibilidad al Mercado
- Ciudadanos debidamente informados y empoderados: smart users
- Grupos de interés autoregulados, participación en la emisión de las normas y autovigilancia de su cumplimiento.
- Promueve la inclusión social, en el desarrollo del marco normativo regulador de un país.
- Sostenibilidad para el desarrollo de los mercados en el país.

- Contribuye a afianzar la explotación racional de los recursos del país.
- Apoyar y viabilizar la atención de las prioridades sociales, ambientales y económicas.
- Lograr altos estándares para la protección de los ciudadanos.
- Permitir la transición al desarrollo sostenible.
- Mejorar la confianza hacia el sistema regulatorio.
- Mejorar el posicionamiento de la industria como lugar para hacer negocios.
- Ayudar a los ciudadanos a tomar ventaja de nuevos conocimientos.
- Hacer un mayor y mejor uso de los recursos del Estado.

Lograr que una regulación tenga los atributos indicados tiene mucho que ver con la forma como se conceptúa la regulación, qué es lo que se busca y qué mecanismos se ponen a disposición para su implementación. Aun cuando se conozca con claridad lo que se quiere lograr con la regulación, existen dos extremos en la cual se expresa la regulación: La primera que considera ¿qué es lo que debe hacer y cómo debe hacerlo? y en el otro extremo se señala ¿qué objetivo debe lograr? Así, en el primer extremo, caso de la regulación Prescriptiva, se da por hecho que el cumplimiento de la norma da pasos expresos y formas de cumplimiento, mientras que en el otro extremo, regulación orientada a objetivos, se señala lo que se quiere lograr y no se detallan los pasos ni las formas de lograrlo.

#### a. Regulación Prescriptiva

La regulación prescriptiva especifica los medios y métodos por los cuales deben ser ejecutadas las obligaciones, las cuales pueden incluir qué debe ser hecho, por quién debe ser hecho y precisamente cómo debe ser ejecutado. En el mismo sentido, especifica quién debió haber sido inspeccionado, cuándo debió haber sido hecho y quien debió haber conducido dicha inspección.

La regulación prescriptiva establece los métodos a ser usados y los pasos a seguir en la ejecución de las actividades reguladas. No hay opción para usar un método alternativo, aun

cuando el alternativo pueda superar al prescrito. Está claro en adición que cualquier modificación de este molde puede ser penalizado.

#### b. Regulación basada en objetivos

Este tipo de regulación establece un conjunto de objetivos a cumplirse y deja que los individuos o las empresas encuentren la mejor vía para poder alcanzarlos o establecen los estándares que especifican resultados medibles y dejan que estos resultados sean de completa discrecionalidad de los regulados para lograr su cumplimiento. Los métodos y los medios son elegidos por los agentes, propiciando la innovación y creatividad para lograr sus objetivos. El cumplimiento de la norma puede en adición, para las empresas privadas, generar ventajas competitivas por la inclusión de métodos innovadores en sus prácticas.

Adicionalmente a estos dos tipos de regulaciones, la National Energy Board del Canadá acuñó el término de regulación Orientada a resultados.

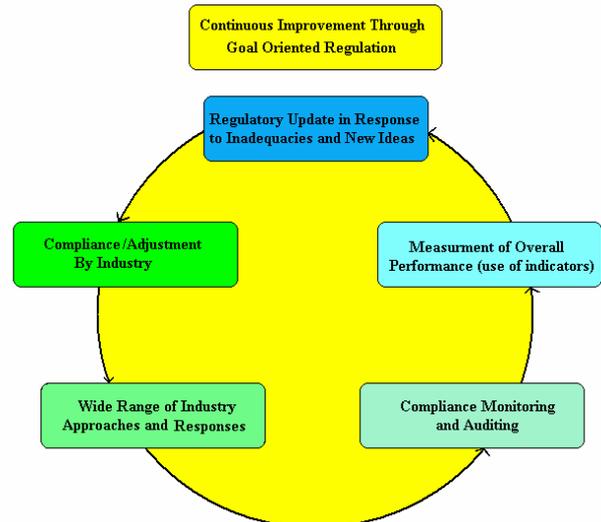
*Las raíces de la regulación orientada a objetivos en la industria de petróleo y gas ocurrió en 1988 cuando la plataforma Piper Alpha se desplomó en el mar del norte: “El 6 de julio de 1988, se incendió la plataforma Piper Alpha de la Occidental Petroleum. En sólo 22 minutos, 167 de los 229 trabajadores en la plataforma murieron en lo que fue caracterizado el mayor desastre mortal en el mar de la industria del petróleo”. Lord Cullen de Whitekirk, uno de los más reconocidos y respetados juristas escoceses, presidió una investigación pública. Con el encargo inicial de determinar las causas que originaron el desastre, sin embargo Lord Cullen se comprometió a desarrollar recomendaciones para evitar nuevos desastres. Cuestionó las bases prescriptivas y desarrolló un conjunto amplio de objetivos e hizo 106 recomendaciones específicas para iniciar un nuevo y mejorar el régimen de seguridad. Finalmente, todos los operadores fueron obligados a elaborar sus instrumentos de seguridad, los*

*mismos que fueron documentos con detalles muy completos de la gestión de salud, seguridad y ambiental. La industria hizo uso por primera vez de una regulación basada en objetivos, los operadores tuvieron la libertad de elegir la forma de cómo cumplir los objetivos. Como resultado de ello, las industrias reportaron que los accidentes declinaron en más del 75% respecto del año 2001. Lo más importante del reporte es que permitió traer tranquilidad al sector, la industria, el gobierno y los ciudadanos (Vergette, 2009).*

Existe una forma adicional de regulación que es una mezcla de los requerimientos prescriptivos y basados en objetivos. Un resultado es un hecho concreto, un objetivo es más ambicioso, siendo que ambos son necesarios pues es importante tener logros en el camino (objetivo) que se busca y medirlo para ajustar los medios necesarios. Las regulaciones en general contemplan ambas formas de enfocar la regulación, mucho cuenta en este sentido la parte del ciclo de vida de la industria regulada, pues las formas de enfocar actividades nacientes son diferente de aquellas que ya conforman mercados con madurez, al menos histórica.

Para las empresas, la regulación orientada a objetivos los potencia para evaluar y medir los riesgos en forma apropiada y tomar sus decisiones. Los medios empleados para ejecutar el objetivo final están bajo control individual de cada empresa, esto les permite emplear sus propios métodos y tecnologías, los cuales les puede permitir tener una ventaja competitiva (Porter, Van der Linde, 1995).

Ello no sólo es mutuamente beneficioso desde la perspectiva de la gestión de los riesgos y los recursos, sino también desde la perspectiva de la percepción pública; es cuando se entiende que la perspectiva científica del regulador tiene efectos prácticos en la percepción pública (Vergette, 2009).



Tomado de: (Banks y Bouckhout, 2004)

Al final se espera que las empresas suficientemente incentivadas y concientizadas puedan generar un mercado creíble y confiable, en la cual la pregunta sería ¿Cuál es el rol del estado? Muchos han pensado que ya es innecesario si el mercado es maduro. Sin embargo, las lecciones de la crisis financiera mundial señalan en palabras del presidente de la Reserva Federal, Ben Bernanke "La importancia de ser muy agresivos y no estar dispuestos a permitir a los bancos demasiada libertad de acción, especialmente cuando se salen de los límites en áreas como la gestión de riesgo".

De otro lado, la regulación no puede perder de vista la fenomenología global, pues plantea un nuevo reto para los reguladores, así el comisionado de Comercio de la Unión Europea, Peter Mandelson, señaló que la lección dejada por la actual crisis financiera es que necesita establecerse un nuevo paradigma regulador que refleje la interdependencia mundial y la forma en que funciona realmente la economía mundial. "La globalización exige un nuevo paradigma regulador: una regulación más inteligente, regulación que refleje nuestra interdependencia y la forma en que realmente funciona la economía mundial".

### 3. Supervisión

Formular la regulación con una orientación prescriptiva o de objetivos definirá la modalidad de supervisión, fiscalización y

sanción. Los métodos de supervisión de una regulación prescriptiva tendrán una connotación más de *Checklist*, con lo cual esta actividad es más estructurada y como tal, lo que se termina incentivando es que la industria realice siempre lo mismo, premiándose el *status quo* y penalizando la innovación. Si la industria realiza prácticas aun cuando los resultados puedan ser mejores, el incumplimiento es no hacer la acción prescrita. Este comportamiento es muy propio de la supervisión de las acciones de la gestión pública, pues, dado que la regulación se ha conceptualizado en el sentido que se presume poco confiable al servidor público, las normas son estrictamente estructuradas y cualquier desviación de la misma es percibida por la supervisión como signo de corrupción, en tanto se sanciona la creatividad “la sanción es directamente proporcional al nivel de creatividad”.

Una regulación basada en objetivos considera a la vez una supervisión de mayor creatividad y de mayor conocimiento, pues quien supervisa tiene que estar en el nivel de poder entender y seguir las innovaciones que se introducen en los agentes y la industria. Es pues potestativo de la regulación asumir una u otra forma de regulación, estando las estrategias de supervisión categorizadas en:

#### a. Ex ante

Esta es una modalidad de supervisión basada en la prevención, busca identificar problemas tempranos en la aplicación del proceso regulatorio. Tiene una mayor compatibilidad con las regulaciones basadas en objetivos o resultados, pues como el énfasis está en la prevención lo que se busca es que la industria demuestre previamente, por ejemplo, que sus operaciones no generarán riesgos innecesarios o si éstos existen, se tiene previsto como mitigarlos o afrontarlos. Esta modalidad requiere de un esfuerzo de evaluación previa y corresponden a esta categoría las licencias, revisión de procesos, reportes periódicos, visitas de campo e inspecciones, así como la disposición de indicadores de gobierno corporativo. Por naturaleza esta modalidad no es confrontacional.

#### b. Ex post

Esta modalidad de supervisión es reactiva, pues su énfasis no está en la prevención, sino en la sanción de los incumplimientos, es castigar lo que no se hizo bien. Se emplea para penalizar las infracciones a las leyes y regulaciones, y a partir de ello disuadir futuras inconductas. Esto significa que hay consecuencias tangibles por los incumplimientos. En adición el sistema el sistema de supervisión puede disponer de medidas coercitivas para volver a la situación anterior o recuperar lo indebidamente actuado o recaudado. (G-20, 2009). La modalidad ex post tiene más relación con los métodos regulatorios prescriptivos, pues lo que se explica es la omisión o el exceso de lo prescrito y nada más.

Nada más reactivo que el certificar que ya nada se puede hacer, más aun cuando la supervisión pueda ser capturada o manipulada, tal como demuestra la crisis ambiental del Golfo de México en la cuales se reconoció que las causas de la crisis provienen de la manipulación de la supervisión ambiental y la asignación de dicha dirección con criterio político a gente relacionada con la industria a la que supervisaban, lo cual dio lugar a su relajación.

#### 4. Sanción

El logro de los objetivos de un marco regulatorio requiere no sólo de una adecuada regulación, sino de un efectivo sistema de sanción, es así que si el sistema de sanciones no es efectivo o se percibe como inocuo, la capacidad del sistema para lograr lo deseado es anulado. Por tanto, es esencial que los participantes sean adecuadamente monitoreados, que los infractores identificados y que las sanciones sean impuestas adecuadamente cuando se rompan las reglas (G-20, 2009).

Para tener mercados seguros, la implementación de un efectivo y creíble programa de sanciones ha llegado a ser el reto para los reguladores del mundo. La existencia de una buena estructura legal es incompleta

sin una real potenciación del sistema de penalidades y sanciones, concluyen (Carvajal y Elliot, 2009).

Del análisis de los últimos casos de crisis de amplio impacto se ha podido determinar que la reputación y la credibilidad del regulador son insuficientes cuando se trata de disuadir violaciones de las leyes a gran escala. Por tanto, en la vía de crear un efectivo sistema de sanciones, los reguladores deben tener la suficiente autoridad legal para investigar y tomar acciones autónomas y dado que esta autoridad puede generar situaciones controversiales, requiere del compromiso político con la regulación. Finalmente, un regulador debe estar soportado por un efectivo sistema judicial (Carvajal y Elliot, 2009), pues no todos los casos son contemplados en la regulación y éstos se van creando por precedentes, es el caso de la crisis ecológica del Golfo de México un evento altamente improbable en la que el Fiscal General de EE.UU. Eric Holder señaló: "Queremos probar que estas empresas son las responsables del costo en que incurrió el gobierno, de las pérdidas económicas y de los daños al medio ambiente sin ninguna limitación", cuando en general las regulaciones normalmente establecen límites, pero esto no estaba en los cálculos.

El reto a que se refieren (Carvajal y Elliot, 2009) tiene que ver con la cantidad de recursos que requiere un sistema de sanciones, su independencia de los intereses políticos y comerciales, así como la capacidad para soportar la intensas presiones cuando se enfrenta a imponer fuertes sanciones.

En tal sentido IOSCO<sup>1</sup> define tres principios relacionados a las sanciones:

**Primer principio:** El regulador debería tener amplios poderes de inspección, investigación y vigilancia.

**Segundo principio:** El regulador debería tener amplios poderes de sanción.

**Tercer principio.** El sistema regulatorio debería asegurar un efectivo y creíble uso de sus facultades.

**a. Marco sancionatorio.**

La evidencia empírica demuestra que la disposición del marco legal es un paso insuficiente, dado que la implementación del sistema de sanciones es muy débil, estando éste en general asociado al nivel de desarrollo del país. Así, en los países de altos ingresos el nivel de implementación supera el 90%, cuando en los de menores ingresos éste apenas alcanza el 50% (Carvajal y Elliot, 2009)

El marco sancionatorio en este rubro considera que los principios mencionados han sido implementados, sin embargo hay enfatizar que las últimas grandes crisis han tenido lugar en los países con altos ingresos, mucho de los cuales se han explicado por la gran confianza depositada en la industria y la relajación de la regulación, de allí que el Estado esté de vuelta.

**b. Capacidad**

Tan importante como una robusta estructura legal de sanciones es la capacidad de poder implementarlo efectivamente porque no es el marco el que cuenta, sino la implementación del mismo.

- Independencia del poder político.
- Personal y recursos.
- Organización especial y separada (adecuada estructura organizacional)
- Integración con el poder judicial

A partir de contar con los requisitos requeridos lo que en coherencia se debe buscar es que con todos los recursos, el regulador tenga un comportamiento creíble, haciendo un uso razonable, efectivo y eficiente de los recursos asignados, pues de nada valdría tener los recursos y no tener la capacidad para lograr los resultados encomendados, ello implica que los recursos tiene que ser de calidad e idoneidad personal y profesional.

<sup>1</sup> IOSCO. International Organization of Securities Commissions

### c. Medida de la efectividad

El objetivo de un programa de sanciones es asegurar la conformidad de la regulación; y éste a su vez está diseñado para promover el desarrollo de un mercado estable, justo y transparente.

Es difícil, por no decir imposible, desacoplar la supervisión de la sanción son parte de un todo que debe estar perfectamente engranado.

En el proceso de medir la efectividad del proceso sancionatorio han surgido tendencias para sus indicadores:

La primera generación de indicadores estuvieron centrados en los inputs y outputs. Siendo que los inputs se relacionaban con el nivel de recursos asignados (número de personal y salarios) y los outputs medían la naturaleza de la acción adoptada (criminal o administrativa) el tipo de sanción impuesta (prisión, multa) y/o el número y monto de sanciones impuestas.

La segunda generación de indicadores ha tenido que ver con estudios de percepción de los agentes del mercado, acerca de la efectividad del sistema sancionatorio (credibilidad en el mercado).

Existe un conjunto de indicadores que son una combinación de inputs (calidad y cantidad de recursos, marco legal, número de casos, su resolución y tiempo de respuesta) con relación a los outputs (percepción del mercado, responsabilidad de las entidades regulatorias, etc.)

Finalmente, la crisis financiera ha demostrado, que aunque la acción del regulador pueda ser de la mejor su reputación puede ser afectada cuando existe la percepción de la actuación inoportuna.

## 5. Conclusión

El éxito en la formulación de las regulaciones tiene una relación directa con la forma como se diseña su aplicación y la supervisión de la misma; así es muy distinto

formular una norma en la cual se especifica qué es lo que se debe hacer, quién está obligado a cumplir la regulación, y otra en la que se señala cuál es el objetivo que se busca con el cumplimiento de la regulación.

En el caso de las regulaciones de las industrias, tiene más sentido formular las regulaciones en busca de objetivos, antes que el cumplimiento de pasos y metodologías únicas, pues en la medida que terminan haciendo lo mismo, no se genera la innovación y creatividad. En adición, la formulación de las regulaciones en uno u otro sentido terminan definiendo la forma de supervisión y sanción, en este último caso es más crítico debido a que un juicio basado en objetivos resulta siendo preventivo, cuando por lo prescriptivo resulta siendo reactivo. De nada serviría tener un efectivo sistema de sanciones cuando los incumplimientos pudieron haber sido prevenidos, lo cual generaría un círculo virtuoso de prevención de daños y sanciones.

Al final los mayores retos de las regulaciones en el mundo son los sistemas de sanciones, pues no han podido ser totalmente implementados en los países desarrollados y sub implementados en los países en desarrollo. Las razones de ello se explican por los recursos que se disponen para este efecto, así de nada valdría tener una adecuada regulación o una supervisión inteligente cuando los sistemas de sanciones no funcionan y no se cierra el ciclo, generando en el entorno, sensaciones de impunidad.

El costo de una regulación inoportuna es muy alto, en contraposición ello abona en el sentido de empoderar al regulador a niveles en los cuales su independencia, sus recaudos y su calificación sean suficientemente altos como para generar la confianza que ante los grandes intereses se opte por la confianza y estabilidad, sin embargo estas mismas exigencias de transparencia y credibilidad deben ser exigidas para las empresas privadas a juzgar por las consecuencias de las últimas crisis mundiales. La estrategia más efectiva de predicción y prevención debería involucrar a las empresas, agencias regulatorias y al poder judicial en una nueva forma de trabajo conjunto, en formas de

trabajo más de prevención y disuasión, pero que de darse el caso, la impunidad no sea el resultado inesperado de todo el esfuerzo por tener sistemas confiables.

Las crisis mundiales han dejado sobre el tapete la necesidad de darle un rol más activo al Estado, pues se reconoce su importancia en la regulación, más aun la necesidad de adaptar dicha regulación al paradigma de la globalización (regulador global). Asimismo, se reconoce su importancia en la supervisión, entendida en un rol autónomo e independiente y son igualmente dañinos la captura por cualquiera de los agentes y el Estado mismo. Esta mayor preponderancia del Estado surge sobre la base de una desconfianza de las empresas y su capacidad de autoregularse. Finalmente, el Estado tiene el reto de implementar un sistema efectivo de sanciones, igualmente autónomo e independiente, pero sobre todo con recursos.

### Referencias bibliográficas

1. Carvajal, A. y Elliot, J. (2009). The Challenge of Enforcement in Securities Markets: Mission Impossible? IMF Working Paper. International Monetary Fund.
2. Banks, J. y Bouckhout, L. (2004). Evaluation of Goal-Oriented Regulation. National Energy Board of Canada. Matrix Solutions. October.
3. G20 (2009). Enhancing Sound Regulation and Strengthening Transparency Final Report March, Working Group 1.
4. Gaëtan, L. Et.Al. (2004). Smart Regulation. A Regulatory Strategy for Canada Report to the Government of Canada. External Advisory Committee on Smart Regulation September 2004.
5. Porter, M. and Van de Linde, C. (1995) Toward a new conception of the Environment - Competitiveness Relationship. Journal of Economic Perspectives, 9(4). Pp. 97-118
6. Vergette, B. (2009) Goal Oriented Regulation. NEB Forum 2009. National Energy Board. May, 2009. Calgary, Alberta. Canada.
7. Viñals, J. Fiecher, J. Et.Al. (2010). The Making of Good Supervision: Learning to Say "No". International Monetary Fund.
8. Schwab, K (2010). The Global Competitiveness Report 2010 – 2011. World Economic Forum.



## LIDERAZGO SOCIALMENTE RESPONSABLE EN EL SECTOR HIDROCARBUROS

S. Elera  
(PER)

Sergio Elera Nuñez  
MBA with Specialization in Global Energy Management and Sustainable Development

Ingeniero Mecánico de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Executive Master of Business Administration with Specialization in Global Energy Management and Sustainable Development otorgado por Haskayne School of Business (Universidad de Calgary - CAN) y Magíster en Administración de Negocios Globales y Energía otorgado por CENTRUM (Pontificia Universidad Católica - PER).

Ha realizado estudios de Especialización en Gestión de Proyectos y Calidad (Project Management Institute) y en Ingeniería de Combustibles Gaseosos otorgados por la PUCP.

Cuenta con más 10 años de experiencia en temas de Planeamiento, Fiscalización, Seguridad y Normatividad en el Sector Hidrocarburos (Petróleo & Gas).

Se desempeñó como Especialista en la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN, durante los años 2004-2011.

### 1. SUMARIO:

¿Cuáles son las cualidades de éxito que se espera de un líder en el sector hidrocarburos?, una pregunta difícil si consideramos el entorno cambiante y los múltiples intereses que debe afrontar un líder en la dirección de una empresa inmersa en el sector. El liderazgo socialmente responsable que se requiere en la industria de los hidrocarburos debe ser necesariamente transformacional y en ese sentido buscar un profundo cambio en el sector a través de una visión de futuro sostenible. El ejercer el liderazgo transformacional supone articular una visión e inspiran a sus seguidores, los motivan y generan un entorno propicio para un gran cambio. La tarea no es fácil, no obstante representa un aspecto clave para la legitimidad de la existencia del sector y su proyección a largo plazo

### 2. ANTECEDENTES

El liderazgo es una condición muy valorada y escasa. D'Alessio (2010, p. 5) lo define como "un proceso que involucra una visión y pensamiento de largo plazo implícito, de donde la transformación y el cambio para ser mejores le son inherentes; sobre todo en la transformación de las organizaciones y sus culturas". Burn (1978, p. 425) señala al liderazgo como "el proceso recíproco de movilizar, por personas con ciertos motivos y valores, varios recursos económicos, políticos, y otros, en un contexto de competencia y conflicto, para lograr las metas independientemente ó mutuamente abrazadas por líderes y seguidores". Ambas nociones del liderazgo nos refieren otros conceptos igualmente importantes a considerar como visión, transformación, valores, competencia, conflictos, líderes y seguidores.

Según Ancona, Malone, Orlikowski, y Sengue (2007) el liderazgo se concibe como un conjunto de cuatro capacidades interdependientes: (a) la

construcción de sentido (comprender el contexto en que opera una empresa y sus trabajadores), (b) el relacionamiento (establecer relaciones dentro y fuera de las organizaciones), (c) el envisionamiento (crear perspectiva de futuro convincente) y (d) la inventiva (desarrollar nuevas formas de plasmar la visión). Estas capacidades, a la luz de las nuevas necesidades que plantea el sector hidrocarburos deben desarrollarse sobre la base del comportamiento ético y la responsabilidad social, la integralidad de todos estos conceptos no lleva a un concepto de liderazgo socialmente responsable.

El liderazgo socialmente responsable busca gestionar a través de la ética el desarrollo de un mundo mejor, enfrenta desafíos con una profunda preocupación por generar un valor integral para la sociedad. Ser socialmente responsable es desarrollar una visión compartida y sostenible, no busca la satisfacción personal ó del grupo de interés al cual pertenece si ello implica un costo de afectar al ambiente ó a otras personas, y ese sentido busca alinear los intereses de todos agentes involucrados, trabajadores, accionista, gobierno y sociedad. En esencia, el líder socialmente responsable es profundamente democrático, reconoce la empatía, el respeto y la tolerancia como cualidades clave para enfrentar los retos de hoy a la vez que es consciente de la real dimensión que significa el tratar de conjugar los intereses legítimos de todos y cada uno de los actores

### **PROBLEMÁTICA DEL SECTOR:**

La industria de los hidrocarburos es un sector complejo y desafiante para el desarrollo de un liderazgo socialmente responsable, sobre todo si pensamos en la naturaleza transformacional que se requiere. Dada la importancia que representa en las economías locales e internacionales la industria de los hidrocarburos en general está permanentemente sujeta a presiones de intereses privados y políticos que terminan por afectar la verdadera naturaleza del sector.

La paradoja del sector hidrocarburos en el Perú es que a pesar de representar uno de los factores claves en la economía nacional por sus implicancias directas ó indirectas en otras actividades productivas (servicios, minería, industrial, transporte, etc.). No se aprovecha el enorme potencial que representa la actividad en temas relacionados al desarrollo de la población y la generación de riqueza sostenibles para el país.

### **3. PROTAGONISMO DEL LÍDER SOCIALMENTE RESPONSABLE:**

La gran labor del líder socialmente responsable es lograr generar un cambio estructural permanente en el sector que lleve a la industria a desempeñar un nuevo rol en el desarrollo del país y de aporte a la sociedad. Un rol proactivo

que busque desarrollarse como un todo, entendiendo que la empresa es una extensión de la comunidad. Debe lograr que el sector se reinvente asimismo desde adentro hacia afuera bajo el marco de un comportamiento ético y de profundo respeto por los intereses de los demás actores. No obstante la tarea no es fácil, muchos son los retos que deben abordarse en la industria de hidrocarburos para alcanzar el objetivo de reestructurarse como un sector socialmente responsable no solo pasa por resolver los problemas ahora existente a lo largo de cada una de las etapas de su cadena productiva tales como la decisión del uso de la tecnología adecuada, la gestión de recursos humanos, la maximización de los beneficios económicos sin perjuicio social, el cumplimiento de regulaciones de seguridad, o los temas ambientales y/o comunitarios, si no por un cambio interno en la forma de ver y hacer negocios en forma ética y responsable.

Ante tal tarea se requiere de una decidida y desafiante actitud que transforme el sector reorientándolo a su verdadero compromiso con la sociedad con una visión holística del negocio buscando generar valor a través de una sostenibilidad enfocada en tres dimensiones: (a) económica, (b) social, y (c) medioambiental. Por ello un exitoso líder en el sector debe tener conciencia de estas tres dimensiones y reconocer en la búsqueda de los objetivos comunes existen múltiples procesos entrelazados, complejos y multicausales. Debe desafiar el statu quo establecido por la visión tradicional que considera a la empresa un ente autónomo y soberano en sus decisiones, el líder debe reconocer que la empresa es una entidad orgánica que esta insertada en el mercado, en la sociedad y en el medio ambiente.

Según D'Alessio (2010, p. 60):

"los líderes transformacionales son proactivos; es decir, ellos procuran optimizar e innovar el desarrollo individual, grupal, y organizacional, y que no se quede solo en expectativas. Por otro lado se señala que los mismos operan con una genuina preocupación por los otros, son éticos por naturaleza, y parecen ser guiados por un conjunto de valores morales que están basados en principios y referidos a hacer lo correcto"

El proceso de cambio, es necesario y el líder juega un papel importante al propiciar la necesidad de urgencia de cambio hacia un comportamiento socialmente responsable que reconozca una nueva función social de la industria y el impacto agregado que toda la cadena productiva de sus operaciones tiene en todos esos ámbitos. El líder debe aportar su pensamiento integrador en la búsqueda de soluciones más óptimas y creativas dentro un mundo de aparentes conflictos y posiciones encontradas. El pensamiento integrador genera opciones y soluciones nuevas y representa una cualidad innata en los líderes exitosos. Para Martin (2007, p. 469) los pensadores

integradores no les importan las complicaciones. De hecho, celebran su aparición, porque les aseguran que no han descuidado nada que pueda dar luces a un problema en su conjunto. Asumen la complejidad, porque de allí provienen las mejores respuestas. Confían en que se abrirán paso y saldrán de ella con una solución clara.

Sin embargo como todo proceso cambio, el éxito no solo radica en el esfuerzo de líder sino también en el grado de compromiso y confianza generada entre sus seguidores, los cuales deben reconocer en el líder una autenticidad en su comportamiento y valores. Por ello son importantes las cualidades que debe reflejar el líder hacia dentro y fuera de la organización como la admiración, respeto y confianza. De acuerdo a Goffe & Jones (2005) si un líder no es auténtico tarde ó temprano sus seguidores se seguirán engañados, y una vez que esta impresión se arraiga es difícil recuperarse. Para Bennis (2001) la confianza es una pequeña connotaciones poderosas y es un factor enormemente complejo. Sus ingredientes son una combinación de competencia, constancia, atención, imparcialidad, franqueza y autenticidad.

En la actualidad la sociedad reconoce la necesidad que las empresas desarrollen políticas de responsabilidad social, y la exigencia va a en aumento. En el Reporte del World Business Council for Sustainable Development (2000) "amado Corporate social responsibility: making good business sense se intenta definir a la responsabilidad social corporativa como "un compromiso continuo de la empresa con un comportamiento ético contribuyendo al desarrollo económico mientras se mejora la calidad de vida de los trabajadores y sus familias, así como de la comunidad y la sociedad en general"

Kliksberg (2009) señala a la Responsabilidad Social Empresarial como: "una exigencia ética de la sociedad, pero al mismo tiempo es el modo en que la empresa pueda reciclarse para el Siglo XXI. Un Siglo donde deberá rendir cuentas no solo a sus dueños como equivocadamente creía Friedman, sino a todos los stakeholders lo que significa a sus propios empleados, los pequeños inversionistas, los consumidores, la opinión pública, y la sociedad civil en sus variadas expresiones".

#### 4. RETOS DEL UDERAZGO:

Hoy en día la contribución de la empresa a la sociedad ya no se trata solo con la creación de empleo y de generar riqueza y valor. El éxito involucra el desarrollo de la comunidad vinculante que la rodean y participan en ella directa ó indirectamente de sus actividades. No obstante, en la industria de hidrocarburos en el Perú, el aspecto de responsabilidad social aun es abordado por la mayoría de las empresas

solo desde un enfoque meramente reglamentario, ello puede apreciarse en el mínimo cumplimiento de requisitos como Estudios de Impacto Ambiental y procesos de participación social. Sin embargo, esta aproximación no es sostenible en el tiempo puesto que demanda siempre de una actitud a la propia preocupación por aportar a la sociedad un real valor. Garriga & Mele (2004) mapean las principales teorías y aproximaciones a la responsabilidad social y los cuatro grupos:

(a) teorías instrumentales, en la cual la empresa solo es vista como un instrumento de creación de riqueza y la responsabilidad social solo tiene sentido si alcanza un resultado económico, (b) teorías políticas, en la cual la preocupación es el poder de las empresas en la sociedad y el uso responsable de ese poder en el escenario político, (c) teorías integradoras, en la cual las empresas se enfocan en satisfacer las demandas sociales, y (d) teorías éticas, basadas en la responsabilidad ética de la empresa. La naturaleza de una responsabilidad ética es la verdaderamente sostenible pero involucra un proceso lento y estructural. En ese contexto el líder debe ser capaz de comprender y transmitir a sus seguidores el valor de la responsabilidad social que por mucho tiempo se consideró más gasto que una inversión. Debe promover la idea que la responsabilidad social es un aspecto clave para la legitimidad de la existencia de la empresa y su proyección a largo plazo lo Cuanto valoro una estrecha relación con sus trabajadores, proveedores y comunidad? ¿Son éticas mis decisiones de corto y largo plazo? ¿Cómo impacta el comportamiento social de la empresa en el valor de la misma? ¿Cuál es el valor de haber honrado todos los contratos? ó visto desde otro enfoque ¿Cuál es el costo de contaminar el medio ambiente y volverse vulnerable a acciones judiciales que terminan por destruir valor de la empresa? ¿Cuál es el costo de no respetar los derechos de los empleados y volverme blanco de demandas laborales? Estas preguntas son clave para evaluar con una nueva visión del valor de una empresa. El líder socialmente responsable reconoce la naturaleza de la empresa como un ente vivo no ajeno a la sociedad e identifica el potencial que significa el trabajo conjunto para asegurar su subsistencia, es consciente que cual daño que suceda en el entorno generado por sus propias actividades finalmente afectaran a la empresa misma.

#### 5. REFERENCIAS:

- Ancona, D.,Malone,T.W.,Orlikowski, W,J., & Senge, P.M. (2007). *Elogio del Lider incompleto*. Harvard Business Review America Latina, 85(2), 66-75.

- Bennis, D.G. (2001) *El fin de Liderazgo*. Harvard Deusto Business Review. Edición Especial (100), 74-81
- Burns, J.M. (1978) *Leadership*. New York: Harper & Row
- O'Alessio, FA (2010) *El Liderazgo y atributos gerenciales: Una visión global y estratégica*. Mexico DFMexico: Prentice Hall -Pearson
- Garriga, E. & Mele, D. (2004) Corporate Social Responsibility Theories: Mapping the Territory. *Journal of Business Ethics* 53: 51-71. Kluwer Academic Publishers.
- Kliksberg, B. (2009) *Una agenda renovada de responsabilidad social empresarial para America Latina en la era de la crisis*. Borrador utilizado en el Programa de Formación de Formadores en RSE. RedUNIRSE
- Martin, R. (2007) *Como piensan los líderes exitosos*. Harvard Business Review America Latina 85(6), 40-49

# Investigación





## Barreras en Zanja para tuberías de transporte de hidrocarburos

CHRISTIAN SILVA BAZAN  
(PERÚ)

### Christian Silva Bazan.

[csilva@colp.com.pe](mailto:csilva@colp.com.pe)

Ingeniero Civil (URP) con 10 años de experiencia profesional. Actualmente es Geotechnical Engineer en la operación y mantenimiento del gasoducto PERULNG (COLP), ha trabajado en la construcción del proyecto Melchorita (pipeline), en la primera ampliación de la planta de fraccionamiento de LNG de Pisco (PLUSPETROL), en la operación y mantenimiento de gasoducto TGP y en la ampliación de los embarcaderos lacustres en el lago Titicaca (MTC)

**RESUMEN:** *Las Barreras en Zanja son elementos de retención, que se instalan externamente a las tuberías o ductos (PIPELINE en inglés) que transportan hidrocarburos (GN, LNG, Oil, etc) con el objetivo de retener el material seleccionado que conforma la cama de arena y el relleno selecto en envuelve la tubería de transporte, cuando estas son afectadas por una geografía agreste (pendientes pronunciadas) y precipitaciones pluviales importantes.*

**PALABRAS CLAVE:** construcción de gasoductos.

### 1 INTRODUCCIÓN

La metodología constructiva para la instalación de tuberías de transporte de hidrocarburos que recorren grandes distancias y cubren diversos tipos de geografías (selvas tropicales, valles interandinos, mesetas, altiplanos, desiertos, dunas, valles costeros, etc) generalmente especifican que éstas deben ubicarse en una zanja dentro del derecho de servidumbre o derecho de vía (DDV), y a su vez deben estar asentadas sobre una cama de arena (arena o material propio zarandeado) y al mismo tiempo el relleno que envuelve la tubería también debe ser de este material; al tratarse de un material fino que originalmente no estaba en ese lugar, dicho relleno puede sufrir un desplazamiento subterráneo producto de la gravedad (pendientes de terreno muy elevadas) o por alguna infiltración de agua (napa freática, infiltración por lluvia, etc.) y/o una combinación de ambas; para evitar este desplazamiento subterráneo dentro de la zanja se deben instalar elementos de retención llamados “Barreras en Zanja” o “Trench Breakers”.



Fig. 1: DDV de PERULNG en el progresiva KP 155, donde se observan barreras de espuma instalados en la zanja y cubiertos por material seleccionado (pre tapado).

## 2 TIPOS DE BARRERAS EN ZANJA

Los diferentes tipos de los elementos de retención lo definen los materiales con que están hechos, a continuación se presentan tres de los diferentes tipos empleados en la construcción de los taponen den zanja.

Existen varios tipos de barreras o taponen en zanja entre los más comunes tenemos.

### 2.1 BARRERA DE SACOS SUELOS CEMENTO (SSC)

Las barreras en SSC se fabrican "In Situ" y son una mezcla de suelo extraído de la excavación de la zanja con cemento (para mejorar la calidad de suelo) generalmente en una proporción en volumen de 1:4 (una parte de cemento por cuatro partes de suelo), los sacos pueden ser de yute o polipropileno. Este tipo de construcción se considera "flexible".



Fig. 2 Barrera en saco suelo cemento (1:4) los sacos son de yute.

### 2.2 BARRERA DE ESPUMA (POLIURETANO)

Las barreras de espuma son instalados "In Situ" y generalmente son de poliuretano; son muy rápidos de instalar y tienen una buena resistencia al empuje del relleno de la zanja, sin embargos son de naturaleza "frágiles" como el concreto.



Fig. 3 Tapón en espuma (poliuretano) DDV PERULNG

### 2.3 BARRERA EN GAVIÓN

Las barreras en gavión son similares a los de saco suelo cemento sin embargo se le agrega rigidez a la estructura mediante su confinamiento en canastillas de gavión, generalmente dichas canastillas tienen las siguientes dimensiones 2 m X 1 m X 1 m.

Este tipo de estructura se usa generalmente en lugares donde el suelo es pobre (falta de cohesión) como por ejemplo las selvas tropicales donde predominan las arcillas.



Fig. 4 Tapón en gavión (SSC + Canastilla de gavión)

## 3 CRITERIOS DE DISEÑO

### 3.1 RECONOCIMIENTO DE CAMPO

Es el primer paso para determinar la ubicación en campo de las barreras en zanja, previamente se debe contar con la topografía de todo el trazo

del ducto (pendientes longitudinales) así como la pluviosidad de todo el trazo de la tubería; debido a lo extenso del trazo generalmente se hace una inspección visual aérea y/o a través de planos satelitales.

### 3.2 PARÁMETROS DE ESPACIAMIENTO

Una vez que se tiene los planos topográficos, los datos pluviométricos y el reconocimiento visual de todo el trazo de la tubería, se calculan los empujes activos que deberán ser capaz de retener las barreras en zanja a lo largo de la tubería y se confeccionan las tablas y ábacos para determinar el espaciamiento óptimo en campo; en el caso particular del PIPELINE PERULNG, antes del inicio de los trabajos se contaba con la topografía y pluviosidad histórica del trazo esto sumado a la vista de campo se elaboró la siguiente tabla y ábaco:

INCLINACION (Grados)	KP 0 al KP 50 (600-2000 mm)	KP50 al KP 265 (400-1000 mm)	KP265 al KP408 (<400 mm)
9	40	50	
10	31	40	
11	23	31	
12	19	23	
13	17	19	50
14	15	17	31
15	13	16	23
16	11.5	14	18
17	10.5	13	16
18	10	12	14
19	9.5	11	13
20	9	10	12
21	8.5	9	11
22	8	8	10

Fig. 5: Tabla de espaciamiento entre barreras en zanja empleada en la construcción del gasoducto PERULNG.

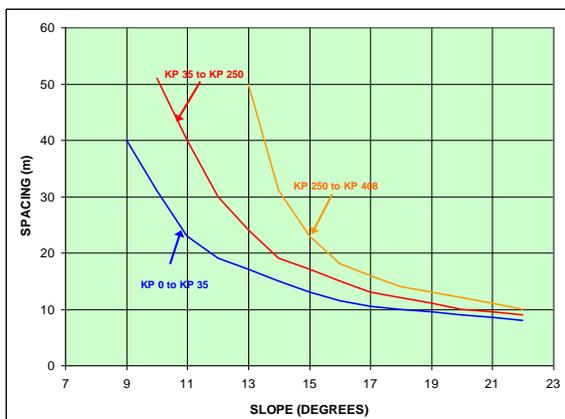


Fig. 6: Abaco de espaciamiento entre barreras en zanja empleada en la construcción del gasoducto PERULNG.

### 3.3 DIMENSIONAMIENTO

Para el dimensionamiento de los tapones en zanja el parámetro que se calcula es el grosor (t) del tapón ya que la profundidad y el ancho están dados por la zanja donde se instalaran dichos tapones, para calcular este parámetro se toman en cuenta los empujes activos del material envolvente de la tubería.

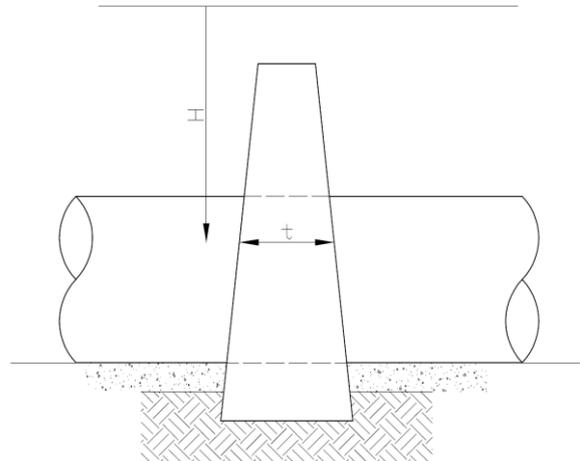


Fig. 7: Idealización de la tubería y el tapón en zanja para el cálculo del espesor (t) en función de la profundidad (H).

H Profundidad (m)	W (Empuje activo) (T/m)	T Espesor (mm)
0.3	0.04	300
0.4	0.071	340
0.5	0.11	370
0.6	0.159	400
0.7	0.216	425
0.8	0.282	450
0.9	0.357	475
1.0	0.441	500
1.1	0.534	520
1.2	0.635	540
1.3	0.746	560
1.4	0.865	580
1.5	0.993	600
1.6	1.13	615
1.7	1.275	630
1.8	1.43	650
1.9	1.593	665
2	1.765	680
2.1	1.946	695
2.2	2.136	710
2.3	2.334	725
2.4	2.542	740
2.5	2.758	755

Fig. 8: Cálculo de empuje activo y el espesor del tapón.

## 4 INSTALACION DE LAS BARRERAS EN ZANJA

Para la instalación de los tapones en zanja se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Contar con los ábacos y tablas de espaciamentos.
- Realizar la marcación de tapones In Situ.
- Contar con el personal y equipos adecuados para la instalación.
- Registrar la ubicación de la instalación de los tapones en zanjas para plasmarlos en los planos Post Construcción o "As Built"

### 4.1 MARCACION DE TAPONES IN SITU

Se denomina así, al proceso de marcar los tapones de zanja In Situ a lo largo de toda la traza de la tubería, para lo cual se requiere de un equipo topográfico básico, como son un clinómetro, dos jalones y un GPS de mano, con estos elementos se mide la pendiente del terreno y utilizando el Ábaco de la figura 6 se determina el espaciamiento de los tapones, dicha ubicación deberá ser registrada por el GPS de mano. A continuación se presenta un registro de marcación de campo del gasoducto PERULNG, nótese que al momento de la marcación la tubería se encuentra soldada (registro de juntas de soldaduras), para hacer la marcación de tapones no necesariamente deberá cumplirse esta condición. Ver fig. 9.

KP (3D)	Name	North	East	Level (m/s)	Joint	Slope °	Spacing (m)	Comments
PK 125+799.17	B125-C	8531389	560240	4033	125/61	11	40	Polyurethane
PK 125+820.47	B125-B	8531383	560220	4028	125/63	12	30	Polyurethane
PK 125+981.27	B125-A	8531334	560068	4012	125/74	9	51	Polyurethane
PK 126+066.65	B126-01	8531276	560009	4001	126/05	17	13	Polyurethane
PK 126+077.34	B126-02	8531268	560003	3997	126/06	18	12	Polyurethane
PK 126+090.98	B126-03	8531259	559994	3992	126/07	18	12	Polyurethane
PK 126+110.23	B126-04	8531246	559981	3987	126/09	17	13	Polyurethane
PK 126+132.76	B126-05	8531230	559966	3981	126/10	14	19	Polyurethane
PK 126+154.01	B126-06	8531215	559952	3975	126/12	15	17	Polyurethane
PK 126+172.30	B126-07	8531203	559939	3970	126/13	16	15	Polyurethane
PK 126+190.70	B126-08	8531191	559926	3965	126/15	15	17	Polyurethane
PK 126+209.22	B126-09	8531179	559913	3960	126/16	15	17	Polyurethane
PK 126+243.35	B126-10	8531155	559890	3955	126/19	13	24	Polyurethane
PK 126+296.69	B126-11	8531119	559852	3944	126/22	11	40	Polyurethane
PK 126+328.39	B126-12	8531097	559830	3938	126/25	12	30	Polyurethane
PK 126+348.08	B126-13	8531084	559816	3933	126/27	14	19	Polyurethane
PK 126+365.15	B126-14	8531073	559804	3929	126/28	15	17	Polyurethane
PK 126+390.42	B126-15	8531053	559789	3924	No Weld	13	24	Polyurethane
PK 126+433.02	B126-16	8531022	559761	3916	No Weld	14	19	Polyurethane

Fig. 9: Tabla de marcación de tapones In Situ durante la etapa pre operativa del gasoducto PERULNG.

## 4.2 CONSTRUCCIÓN

Una vez definido o marcado en campo las barreras en zanja se procede a su instalación, como primer paso se construye el empotramiento dentro de la zanja y luego mediante un equipo de aplicación de espuma de poliuretano se aplica la espuma hasta completar el tapón.



Fig. 10: Equipo de aplicación de espuma (Poliuretano) nótese el empotramiento previo en el terreno antes de la instalación.



Fig. 11: Barrea en zanja instalada, nótese que el cable de fibra óptica al igual que el ducto esta empotrada en el elemento de retención.

## 4.3 REGISTRO

Una vez instalado el tapón en zanja se deberá levantar su ubicación topográfica exacta, dicha ubicación deberá quedar plasmada en los planos Post Construcción o As Built.

## 5 CONCLUSIONES.

Las principales funciones de las barreras en zanja son:

- Evitar el deslizamiento de de la “cama de arena” y material de relleno en la zanja de las tuberías de transporte de hidrocarburos.
- Evitar que por acción del agua (Pluviométrica) se “lave” el material de relleno de la zanja y la tubería quede expuesta.

- Evita que se produzca un “Wash Out” o lavado de material dentro de la zanja en las zonas de la traza con mayor pendiente longitudinal.

## 6 REFERENCIAS

Procedure: POLYURETHANE DITCH BREAKERS – PERULNG



## **MEDIOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO: GNL**

**H. Talavera  
(PER)**

Hugo Talavera Herrera  
División de Distribución y Comercialización  
Gerencia de Fiscalización de Gas Natural  
OSINERGMIN

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional del Callao, realizó su Maestría con mención en Ciencias en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica en la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), egresado de la maestría Ingeniería de Aplicación Energética del Gas Natural de la Facultad de Ingeniería Mecánica en la UNI. Cuenta con más de 13 años de experiencia en las actividades de Hidrocarburos en la Supervisión de obra en zona de Procesos, Almacenamiento y Planta de Ventas de Hidrocarburos. Asimismo, en mantenimiento y construcción de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos, Tuberías para hidrocarburos, entre otras.

Actualmente trabaja como Especialista de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Gas Natural del OSINERGMIN.

### **1. RESUMEN.**

El presente artículo, tiene como objetivo general dar a conocer las características generales del Gas Natural Licuado (GNL), su medio de transporte, la normativa relacionada a esta actividad, así como la forma de calcular el gas natural a condiciones estándar que se puede obtener, una vez regasificado el mismo.

Por otro lado, urge la necesidad de difundir este tipo de tecnología que a la fecha no es utilizada en el Perú, con el propósito de promover el mercado e incentivar el mayor consumo de Gas Natural a nivel nacional, mostrándose como una alternativa adicional a la distribución por ductos y al Gas Natural Comprimido (GNC).

### **2. INTRODUCCION.**

El uso domiciliario, comercial e industrial del Gas Natural, se encuentra restringido en el Perú a causa de la dependencia de las redes de distribución de Gas Natural, cuyo alcance es limitado y solo beneficia a los que se encuentran cerca de las mismas o dentro del radio de acción del GNC, el mismo que oscila en promedio alrededor de los 300 metros, dependiendo del precio de venta final.

A la fecha el único centro de producción de GNL en el Perú, es la Planta de Licuefacción de Melchorita, ubicada en la provincia de Cañete, departamento de Lima, cuya producción está destinada a la exportación, pero sin embargo es factible, que un futuro muy cercano se disponga de cierta parte de su producción para el mercado interno.

Este gran paso en el uso de un nuevo producto, no tiene porque ser ajeno, a lo que ha sucedido en otros países, como España, Japón, EE.UU. o nuestro vecino país del sur, Chile, que para empezar a enfrentar la escasez de gas natural originada con la crisis del gas argentino, estableció un sistema de importaciones marítimas de GNL. A la fecha Chile ha establecido transportar en camiones cisternas especialmente diseñados para el transporte GNL

(construidos en España) desde el puerto de Quinteros hacia la planta de regasificación para la VIII Región en Hualpén.

Nuestro vecino país ya dio el primer paso en Latinoamérica respecto al transporte de GNL por camiones y ha de esperarse que el Perú lo haga muy pronto, ya sea desde la Planta Melchorita o desde cualquier estación de licuefacción, hacia consumidores directos de GNL, plantas satélites o redes locales de gas natural.

### 3. ¿QUE ES EL GNL?

El gas natural tratado se enfría hasta aproximadamente  $-161^{\circ}\text{C}$ , que es la temperatura a la cual el metano - su componente principal - se convierte a forma líquida. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como propano, etano / etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. De este modo, el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en líquido. Una vez que el gas ha sido licuado se somete a un proceso de Joule Thompson o expansión con extracción de trabajo para poderlo almacenar a presión atmosférica. El GNL producido se almacena en tanques especiales para ser luego transportado en medios de transporte especiales.

### 4. ¿POR QUÉ SE UTILIZA EL GNL?

Cuando hay poblaciones retiradas de los gasoductos y la demanda de gas no justifica económicamente la construcción del mismo, o cuando la demanda se encuentra fuera del radio de acción del transporte de GNC, se puede utilizar el sistema de GNL, como medio de proveer energía en un lugar que necesite beneficiarse de las ventajas económica que resulta en comparación con los combustibles alternativos. También se ha utilizado en algunos países cuando se quiere ir creando la cultura del gas o polos de desarrollo, mientras se construye la red nacional de gasoductos.

### 5. NORMATIVA RELACIONADA

#### DS Nº 057-2008-EM

##### Artículo 1°.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL).

Las actividades de comercialización de GNC y GNL se desarrollan sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, debiendo los interesados cumplir con las disposiciones del presente Reglamento y demás normas aplicables.

##### Artículo 2°.- Alcance

(...)

b) El diseño, construcción y operación de Estaciones de Regasificación de GNL,

Estaciones de Recepción de GNL, Unidades Móviles de GNC-GNL y de los Consumidores Directos de GNL. En cuanto al diseño y construcción de Estaciones de Licuefacción se aplicará lo establecido en el artículo 14° del presente Reglamento.  
(...)

**Artículo 9°.- Alcance de la autorización para comercializar y operar con GNC y GNL.** La autorización a los Agentes Habilitados para la comercialización de GNC y/o GNL y la autorización para operar de los Consumidores Directos de GNC y/o GNL, tendrá validez en todo el territorio nacional, incluso en aquellas zonas en donde exista concesión de distribución de gas natural por red de ductos.(...)

**Artículo 14°.- Normas de cumplimiento para la construcción, ampliación y operación.** Para el diseño, construcción, operación y ampliación de las Estaciones de Compresión, Estaciones de Carga de GNC, Estaciones de Descompresión de GNC, Unidades de Trasvase de GNC, Estaciones de Regasificación de GNL, Estaciones de Recepción de GNL, Unidades Móviles de GNC-GNL y Consumidores Directos de GNC y GNL, según sea el caso, se deberá cumplir con lo señalado en el presente Reglamento, la legislación vigente en el Subsector Hidrocarburos, las Normas Técnicas Peruanas emitidas por el INDECOPI; y, a falta de estas últimas o cuando existan situaciones no reguladas en las normas internas, se aplicará lo establecido en las normas técnicas internacionales: ISO, ASTM, API, ASME, ANSI, NFPA, OIML, DOT en lo que resulte pertinente.

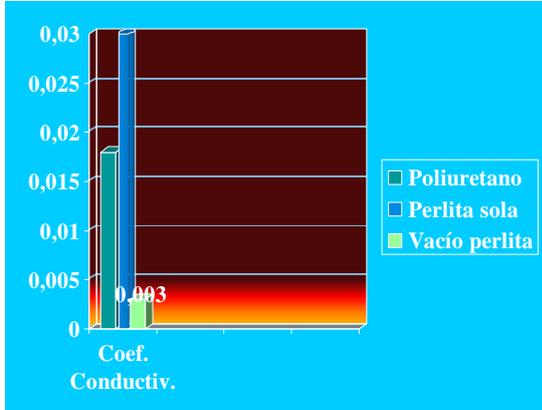
### 6. CADENA DE VALOR DEL GNL

El gas natural procede de una red de suministro, y es licuado a través de una planta de licuefacción en un proceso de enfriamiento hasta los  $-161^{\circ}\text{C}$  y prácticamente presión atmosférica, luego, a través de una planta de abastecimiento es cargado a los camiones o vagones cisterna, luego, se descarga en recipientes aislados, para posterior a ello regasificarlo a través de un medio natural o forzado, para que finalmente se use como gas natural, tal como se muestra en el esquema adjunto:



**7. AISLAMIENTO**

Los camiones de GNL no necesitan de un sistema de refrigeración, por el contrario se comportan como un “termo”, en el cual es el aislante quien cumple una función muy importante en la transferencia de calor.



**8. FACTOR DE CONVERSIÓN DEL GNL**

El factor de conversión del GNL al Gas Natural es una simple relación de sus densidades. La densidad aproximada del GNL a condiciones de almacenamiento es aprox. 450 kg/m3.

Por otro lado, para el caso del gas natural, analizaremos el caso del gas natural de Camisea, el cual de acuerdo a lo señalado en el contrato BOOT del Estado Peruano con la empresa concesionaria de Lima y Callao, se establece como composición referencial los siguientes valores:

COMPONENTES	FRACCION MOLAR
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.0106
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	0.0032
Agua (H <sub>2</sub> O)	0.0000
Metano (CH <sub>4</sub> )	0.8937
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.0857
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.0065
Iso-Butano ((CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> CH-CH <sub>3</sub> )	0.0002
Normal-Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.0001
<b>TOTAL</b>	<b>1.0000</b>

Por lo tanto, si se desea saber el factor de conversión del GNL a Gas Natural a condiciones estándar, conoceremos la densidad del Gas Natural a dichas condiciones.

Se partirá de la composición molar del Gas Natural utilizado en el simulador luego, se calculará el peso molecular de cada uno de los componentes con una estimación básica de sus elementos:

- M(N<sub>2</sub>) = 28 g/mol
- M(CO<sub>2</sub>) = 44 g/mol
- M(CH<sub>4</sub>) = 16 g/mol
- M(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) = 30 g/mol
- M(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) = 44 g/mol
- M((CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>CH-CH<sub>3</sub>) = 58 g/mol
- M(C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) = 58 g/mol

Por lo tanto el peso molecular del Gas Natural (MG) será la sumatoria de los productos de los pesos moleculares de sus componentes por su fracción molar respectiva:

$$MG = 0.0106 \times 28 + 0.0032 \times 44 + 0.8937 \times 16 + 0.0857 \times 30 + 0.0065 \times 44 + 0.0002 \times 58 + 0.0001 \times 58$$

$$MG = 17.6112 \text{ g/mol}$$

Para estimar la densidad se usará:

$$PM = \rho RT \rightarrow \rho = PM / RT$$

Convirtiendo la temperatura de Fahrenheit a Kelvin tenemos:

$$[K] = ([^{\circ}F] + 459.67) \times 5/9 = (60 + 459.67) \times 5/9 = 288.7056$$

Reemplazando valores para hallar la densidad:

$$\rho = (1 \text{ atm} \times 17.6112 \text{ g/mol}) / (0.08205746 \text{ atm.L/(K.mol)} \times 288.7056 \text{ K})$$

$$\rho = 0.7434 \text{ g/L} = 0.7434 \text{ kg / m}^3 \text{ (Densidad del GN a condiciones estándar)}$$

Por un tema de facilidad en el manejo de data utilizaremos el valor de 0.75 kg/m3;

Por lo tanto:

$$\text{Factor de conversión del GNL} = \frac{450.00 \text{ kg/m}^3}{0.75 \text{ kg/m}^3} = \mathbf{600 \text{ veces}}$$

**9. EJEMPLOS PRÁCTICOS**

Un camión de 53 000 litros de GNL, cuantos m3 de gas natural a condiciones estándar generará?

Sabemos:

$$\text{Factor de conversión del GNL} = \mathbf{“600 \text{ veces}”}$$

Además, 1000 litros = 1 m3 lo que significa que la unidad contiene 53 m3 de GNL.

Por lo tanto el volumen a condiciones estándar es:

$53 \text{ m}^3 \times 600 \text{ veces} = 31\,800 \text{ m}^3$

Nota, Un camión de GNC en promedio está entre los 5 000 a 10 000 m<sup>3</sup> de gas natural a condiciones estándar.

Otro caso práctico es para aquellos que manejan las unidades en galones y para el mismo ejemplo sería un camión de 53 000 litros de GNL, equivalente a 14 000 galones aproximadamente.

Supongamos un camión de menor tamaño, por ejemplo 10 000 galones

Sabemos:

Factor de conversión del GNL = "600 veces"

Además, 1000 litros = 1 m<sup>3</sup> y 1 galón = 3.785 litros, lo que significa que la unidad contiene 10 000 galones  $\times$  1 m<sup>3</sup>/1000 litros  $\times$  3.785 litros/galón, lo que es igual a 37.85 m<sup>3</sup>

Por lo tanto el volumen a condiciones estándar es:  
 $37.85 \text{ m}^3 \times 600 \text{ veces} = 22\,710 \text{ m}^3$

Nota, Un camión de GNC en promedio está entre los 5 000 a 10 000 m<sup>3</sup> de gas natural a condiciones estándar.

Veamos un tercer caso práctico para casos por peso de la carga de GNL, por ejemplo un camión con una carga de 20 000 kg (2 Ton).

Sabemos:

Factor de conversión del GNL = "600 veces"

Densidad del GNL a condiciones de almacenamiento es aprox. 450 kg/m<sup>3</sup>

Por lo tanto el volumen en m<sup>3</sup> sería:

$20\,000 \text{ kg} / 450 \text{ kg/m}^3 = 44.4 \text{ m}^3$

Por lo tanto el volumen a condiciones estándar es:  
 $44.4 \text{ m}^3 \times 600 \text{ veces} = 26\,640 \text{ m}^3$

Nota, Un camión de GNC en promedio está entre los 5 000 a 10 000 m<sup>3</sup> de gas natural a condiciones estándar.

En todos los casos se ve la ventaja volumétrica de transportar GNL con su más cercano competidor el GNC, resaltando que este último solo tiene un radio de acción aprox. de 300 m.

## 10. CONCLUSIONES

Los medios de transporte de GNL actuales son sistemas aislados, en un inicio se utilizaron sistemas refrigerados.

Los medios de transporte de GNL representan la alternativa tecnológica de llevar el GNL a diferentes puntos del país, generando puntos de desarrollo.

Estos puntos de desarrollo podrían significar en el futuro nuevas redes de distribución, generando anillos energéticos.

La actividad comercial de GNL es una actividad de libre competencia y libre acceso al mercado.

El GNL regasifica 600 veces su volumen a condiciones estándar.

## 11. RECOMENDACIONES

El GNL es originado por baja temperatura y el GNC lo es por compresión, por lo tanto, se deja abierta la posibilidad de combinar tecnologías existentes con el fin de buscar nuevas formas o nuevos productos y continuar con la optimización para promover e incentivar el uso de uno de nuestros principales recursos, el Gas Natural.

## 12. BIBLIOGRAFIA

- INDECOPI: NTP 101.001-2002 Gas Natural Seco. Terminología Básica. 1era. Edición.
- Ministerio de Transportes y Comunicaciones: [www.mtc.gob.pe](http://www.mtc.gob.pe)
- Ministerio de Energía y Minas: [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- Organismo Superv. de Inversión en Energía y Minería: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)



## *El Rol de la Seguridad Funcional en la Mejora de los Niveles de Seguridad, Productividad y Desempeño*

JOSÉ A. RODRIGUEZ SEIJAS  
(ESPAÑA)

### José A. Rodríguez Seijas.

Ingeniero Industrial de la Universidad Industrial de Santander (UIS) (Colombia), con un Magister en Seguridad en Procesos y Prevención de Pérdidas de la Universidad de Sheffield (Reino Unido). Certificado como Ingeniero Químico (CEng) por el Engineering Council del Reino Unido, y certificado como Ingeniero Europeo (Eur Ing) por la European Federation of National Engineering Associations.

Cuenta con más de 36 años de experiencia práctica en Ingeniería y Gestión de Riesgos en la industria de gas y petróleo a nivel internacional, incluyendo Petróleos de Venezuela (PDVSA), British Petroleum (BP), Saudi Aramco, KOC (Kuwait), y otros. Se ha desempeñado, entre otros, como Gerente de HSE, Consultor de Ingeniería de Riesgos, y Líder de Seguridad en Diseño para proyectos multimillonarios (más de US\$ 1.5 billones).

Altamente experimentado en el uso de metodologías de diseño y evaluación, tales como "Análisis Cuantitativo de Riesgos (ACR)", "Estudios de Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)", HAZOP, "Análisis de Árbol de Fallas (FTA)", "Análisis de Árbol de Eventos (ETA)", "Análisis de Consecuencias", y en general todas las metodologías y técnicas relacionadas con el área de la ingeniería de control de riesgos.

Altamente familiarizado con estándares internacionales (API, NFPA, ISA, IEC, etc.) y su aplicación en el diseño y operación de instalaciones de producción y refino de crudo y gas. Altamente competente en estudios de revisión de seguridad en diseño.

Miembro del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE), y del Instituto de Ingenieros Químicos del Reino Unido (IChemE).

GN – La Revista de Gas Natural

### Resumen

La industria de los hidrocarburos está enfrentando cada vez con mayor intensidad la obligación de cumplir con regulaciones en materia de seguridad y por lo tanto está obligada a gestionar los riesgos de una manera más eficiente y efectiva. Esta situación se ha hecho más evidente después de accidentes como Buncefield, Texas City y el último de BP ocurrido en el golfo de México con la plataforma Horizon.

Las empresas de hidrocarburos a nivel mundial están en la búsqueda de vías adecuadas que les permitan incrementar los niveles de seguridad de la gente, productos y procesos, reducir el coste de cumplir con las regulaciones, y a la vez lograr un mejor desempeño en términos de mejoramiento de la productividad, competitividad, y de la rentabilidad. Surge entonces la gran pregunta, **¿es factible alcanzar este nivel de gestión, o es una utopía y debe, por tanto, ser abandonada?**

Este artículo pretende demostrar, a través de algunos ejemplos traídos de la realidad propia del autor en su experiencia en la industria de los hidrocarburos, que sí existen posibilidades de lograr dicho nivel de gestión. El artículo relatará además, los resultados de las últimas investigaciones en Gestión de Riesgos, y como estas demuestran que las mejores empresas a nivel mundial han alcanzado niveles de reducción de consumo de

energía de hasta 10%, tasa de repetición de accidentes del 1% y tasas de frecuencia de lesiones del 0.1%, comparado con los niveles obtenidos por las peores empresas que reflejan un incremento (no reducción) del consumo de energía del 0.5%, tasa de repetición de accidentes del 11% y tasas de frecuencia de lesiones del 1.3%. El factor fundamental que diferencia a las mejores empresas, entre otros muy importantes, es que en todas ellas existe un Sistema de Gestión de Riesgos formal.

Los ejemplos que se presentarán en este artículo están referidos a la utilización de metodologías para la determinación del SIL (Nivel de Integridad de Seguridad) en conjunto con la utilización de la tecnología adecuada, para dentro del marco de un Sistema de Gestión de Riesgos formal, lograr reducir dramáticamente el coste de cumplir con regulaciones y normas, reduciendo a la vez el riesgo a niveles tolerables. Estos ejemplos se describen brevemente a continuación:

1. Instalación de una serie de ESP (Bombas Eléctricas Sumergibles) en un conjunto de pozos de petróleo costa-afuera, cuya presión de cierre superaba la presión de diseño del oleoducto existente asociado. Se logra cumplir con las regulaciones, reducir el riesgo a un nivel tolerable y ahorrar a la vez US\$ 300 millones en CAPEX (Inversión de Capital), sin afectar significativamente el OPEX (gasto operativo).
2. Cumplir con regulaciones nacionales y normas internacionales en una serie de instalaciones de producción de crudo y gas. Se logra cumplir con las regulaciones nacionales e internacionales, reducir el riesgo a un nivel tolerable y ahorrar a la vez US\$ 40 millones en CAPEX, así como mejoras considerables en reducción de mantenimiento y reducción de falsas paradas de planta (reducción de producción diferida y mejora del desempeño global).

Finalmente, el artículo concluye que la utilización de metodologías como las desarrolladas aquí, enmarcadas dentro de un sistema de Gerencia de Riesgos formal y adecuado, en combinación con el uso de

tecnologías de seguridad fiables y un enfoque riguroso de la seguridad durante el Ciclo de Vida, permite reducir los costes de cumplir con leyes, regulaciones y normativa en aspectos de seguridad, a la vez que incrementa la productividad, el desempeño y finalmente la rentabilidad.

## Introducción

Las empresas de los hidrocarburos a nivel internacional, reconocen de forma unánime tanto la importancia, como el rol absolutamente crítico que juega la seguridad en ayudar a proteger el personal, los activos y a cumplir con los requerimientos legales y normativos. No obstante, no todas (más bien muy pocas) alcanzan a entender que aun cuando estos son objetivos válidos, se está perdiendo una oportunidad muy valiosa de lograr incrementar productividad y rentabilidad a la vez que se evitan consecuencias negativas.

Históricamente, la industria de los hidrocarburos ha visto las prácticas de seguridad como actividades para evitar medidas punitivas, o de cumplimiento obligatorio, pero muy pocas veces se han visto como un medio importante para mejorar la eficiencia y la productividad. Afortunadamente, ya es posible vislumbrar algunos signos de cambio en este enfoque, ya se puede ver una cierta tendencia hacia la utilización de metodologías de Gerencia de Riesgos en combinación con el uso de tecnologías de seguridad fiables y un enfoque riguroso de la Seguridad durante el Ciclo de Vida siguiendo IEC 61511 (ver referencia No. 1), para reducir los costes de cumplir con leyes, regulaciones y normativa en aspectos de seguridad, y a la vez incrementar la productividad, el desempeño y finalmente la rentabilidad.

Este artículo elabora y presenta ejemplos de cómo la combinación de las nuevas tecnologías de seguridad, la seguridad funcional y el diseño innovador, pueden posicionar la función de seguridad, no solo como el factor primordial para reducir los riesgos hasta un nivel tolerable (ALARP), sino

también como una función clave para el logro de un valor económico y de negocio, mucho más allá de la sola reducción de costes asociados con los accidentes.

### Algunas Definiciones

La primera pregunta que seguramente surge en la mente del lector es ¿qué es la seguridad funcional?, ¿de qué trata? La seguridad funcional consiste en el uso de sistemas cuyo funcionamiento adecuado es requerido para alcanzar o mantener un estado seguro del proceso. No aplica al campo de la seguridad ocupacional. El término cubre sensores, disparos, alarmas, en general cualquier dispositivo que necesita operar de alguna manera para obtener seguridad. Algunos ejemplos mecánicos incluyen válvulas de alivio y seguridad, discos de ruptura, etc. No obstante la normativa de seguridad funcional aplica solo a aquellos elementos que tienen

una base eléctrica, electrónica o electrónica programable (E/E/EP), pero incluyen consideraciones sobre la capacidad de reducción del riesgo provista por el resto de elementos, a los cuales se les conoce en forma general como **Capas Independientes de Protección** (IPL por sus siglas en inglés).

También es muy importante entender a que nos referimos cuando hablamos de una función de seguridad. Función de seguridad se refiere a toda función cuyo objetivo es el de alcanzar o mantener un estado seguro del proceso con respecto a un evento peligroso específico. Cuando una función de seguridad es implantada a través del uso de una tecnología en base a sistemas E/E/EP, se le conoce como una Función Instrumentada de Seguridad (SIF por sus siglas en inglés), o también llamado Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS). La figura No. 1 representa un ejemplo de un SIS.

**Figura 1. Sistema Instrumentado de Seguridad**



Otro concepto clave es el de **Nivel de Integridad de Seguridad**, conocido por sus siglas en inglés como **SIL**. Este concepto aplica al SIF y da una indicación de la fiabilidad de la función de seguridad. El SIL está clasificado en 4 niveles (1-4), siendo el SIL 4 el que indica el

mayor nivel de fiabilidad. Para sistemas de parada en las plantas de proceso, estos cuatro niveles se definen en términos de la probabilidad de que el SIF falle cuando es demandado a operar. La tabla No. 1 presenta la definición de estos niveles de SIL.

**Tabla No. 1. Niveles de Integridad de Seguridad (SIL)**

SIL	PFD (Modo de Operación en Demanda)	Factor de Reducción del Riesgo (RRF)
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	100000 to 10000
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	10000 to 1000
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	1000 to 100
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	100 to 10

De suma importancia es entender el concepto de **ALARP**, abreviatura de **As Low As Reasonably Practicable**, que podemos traducir como **“Tan Bajo Como sea Razonablemente Posible”**. Concepto que expresa que el nivel de riesgo ha sido reducido a través de un proceso sistemático y documentado, hasta un punto tal que no es posible identificar ninguna medida adicional de reducción del riesgo que sea económicamente efectiva.

Por su parte el **Sistema de Control Básico del Proceso (BPCS)** por sus siglas en inglés), es un sistema que responde a señales de entrada del equipo de proceso bajo control y/o del operador y genera señales de salida causando que el equipo de proceso opere de la forma deseada.

Por último, veamos que se entiende por un **Sistema de Protección de Alta Integridad**, conocido por sus siglas en inglés HIPS. Se puede decir que un HIPS es un mecanismo de seguridad (normalmente una especie de SIS) que ofrece igual o mejor protección que una válvula de alivio o un disco de ruptura. Es aplicado cuando la planta o equipo no están diseñados para resistir las presiones a las cuales pueden estar expuestos en una condición de falla, y cuando:

- No existe un sistema mecánico de protección (válvula de alivio, disco de

ruptura) para prevenir la sobrepresión y pérdida potencial de contenido, o,

- Existen tales sistemas mecánicos de protección pero son inadecuados por si mismos para prevenir tal sobrepresión y pérdida potencial de contenido, bajo ciertas condiciones que pueden ser razonablemente previsibles.

**Desarrollo de la Seguridad Funcional.**

Desde principios de la década de los 1990, se hizo cada vez más evidente que los sistemas programables ofrecían mayor flexibilidad y funcionalidad que sus contrapartes no-programables. No obstante, no existía prácticamente ninguna guía en cuanto a cómo los sistemas programables podían ser usados en aplicaciones relacionadas con la seguridad. Con esto en mente, comenzó el trabajo para desarrollar un estándar internacional que se conoce como IEC 61508 y que fue publicado en el año 2000. Posteriormente, en el año 2003 se publica el estándar internacional IEC 61511 que nace del anteriormente mencionado, y que aplica específicamente a la industria del proceso, incluyendo la industria de los hidrocarburos. IEC 61511 fue adoptado en Estados Unidos en el año 2004 a través de la publicación del estándar ANSI/ISA 84.00.01-2004.

Está claro que la publicación de estos estándares es de reciente data, pero a partir de su publicación, se ha comenzado a desarrollar en forma clara el concepto de seguridad funcional. Este concepto presenta una serie de aspectos clave que es importante conocer. En primer lugar el concepto aplica a la seguridad durante todo el ciclo de vida de un SIF, es decir el concepto considera desde el análisis de riesgos necesario para decidir sobre la necesidad de un SIF, pasando por su adecuado diseño, instalación, prueba, inspección y mantenimiento, hasta su desmantelamiento.

El concepto de seguridad funcional es un concepto claramente basado en riesgo, es decir, su aplicación exige la reducción del riesgo hasta un nivel tolerable (ALARP). Adicionalmente, el concepto aplica a la seguridad de la gente en primer lugar, pero se ha venido utilizando cada vez más, aplicado a la seguridad del ambiente y de los activos.

Por último, el concepto de seguridad funcional incorpora la estimación del SIL, cuya definición se incorpora en el punto anterior. No obstante, es importante aclarar que el concepto de SIL aplica a una función instrumentada de seguridad (SIF) como un todo, es decir desde el fluido del proceso en el sensor, hasta el fluido del proceso en el elemento final. Podemos por tanto hablar de un SIF SIL 2 o SIL 3, pero no es apropiado hablar de un sensor SIL 2.

### **Determinación del SIL**

La determinación del SIL de un SIF se lleva a cabo durante la etapa del ciclo de vida correspondiente a la valoración del riesgo. El proceso consiste en identificar todos los eventos peligrosos significativos, y para cada uno de ellos se estima que cantidad de reducción del riesgo es necesaria para que la función instrumentada de seguridad alcance un nivel de riesgo tolerable (ALARP).

El resultado de la determinación del SIL es la definición de la fiabilidad requerida por el SIF. Este es el llamado riesgo meta. Existen distintas metodologías para la determinación del SIL, tales como Grafico de Riesgo, Matriz de

Capas de Protección, pero el usado por el autor para llevar a cabo los proyectos descritos en este artículo, debido a su mayor exactitud y objetividad, y a su capacidad para llevar a cabo un análisis completamente cuantitativo, es el método conocido por sus siglas en inglés LOPA (Layers of Protection Analysis).

### **Aplicación del Concepto de Seguridad Funcional**

Un estudio del HSE del Reino Unido (referencia No. 6), determina claramente que los accidentes ocurren a través de todo el ciclo de vida de una instalación. Pero lo que llama más la atención es que en aquellos accidentes que de alguna forma están relacionados con un SIF, dicho estudio determina que el 59% de los mismos ocurrieron por un diseño inadecuado del SIS.

Este hecho indica a las claras que el proceso de seleccionar y diseñar la solución de seguridad más adecuada para una instalación es sumamente complejo, y además está en evolución permanente. Cada operación, instalación, actividad, y proceso son diferentes, y requieren por lo tanto un examen profundo de los aspectos críticos de seguridad funcional para implantar el nivel apropiado de reducción del riesgo, y no sobre-diseñar o sub-diseñar los sistemas de protección. Ambos extremos conducen a una desmejora de la seguridad de las instalaciones.

Este artículo presenta a continuación un par de ejemplos prácticos traídos de la realidad propia del autor en su experiencia en la industria de los hidrocarburos. Estos ejemplos pretenden demostrar como a través de la implantación del concepto de seguridad funcional en estos casos reales, se logró implantar una serie de medidas de reducción de riesgos proporcionales con los riesgos existentes, que redujeron los mismos hasta un nivel tolerable, proporcionando los niveles de disponibilidad y fiabilidad adecuados, y a la vez lograron altos niveles de rentabilidad para la empresa.

### Ejemplo 1-Instalación de Sistemas de Protección de Alta Integridad (HIPS)

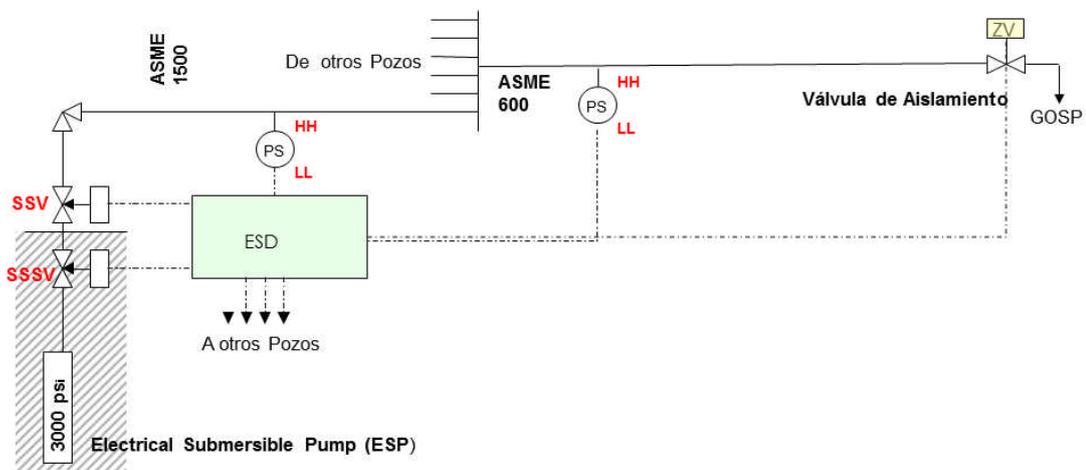
La empresa en la cual se desarrolla este proyecto, planeaba un incremento de producción de crudo en uno de sus campos costa-afuera de 300 mil barriles por día (MBPD) hasta 450 MBPD. Este desarrollo requería la instalación de bombas eléctricas sumergibles (ESP por sus siglas en inglés) en cada uno de los seis pozos asociados a siete plataformas de producción (cabezales). La presión de cierre de las nuevas ESP variaba, así tres de las plataformas dispondrían de ESP con presión de cierre que excedía el MAWP de ASME 600, siendo la máxima presión de cierre de 3000 psi.

El proyecto contemplaba además la instalación de dos nuevas líneas de flujo de 16" cada una, sirviendo a dos plataformas cada una, y enviando la producción a una plataforma de recolección nueva. Una nueva línea troncal de 42" transportaba la producción

desde esta plataforma de recolección nueva hasta tierra firme.

Todo el sistema nuevo de tuberías estaba diseñado para una presión máxima de trabajo permitida (MAWP) de 1350 psi a 160° F. Esta presión corresponde al MAWP ASME, Clase 600. La tubería de los pozos hasta las plataformas existentes para el momento del proyecto era ASME 1500. Como es obvio, durante la revisión técnica del proyecto se identificó la posibilidad de sobre-presurizar los cabezales de descarga, así como los risers, líneas de flujo y la línea troncal asociadas a estas plataformas, como el mayor peligro del proyecto desde el punto de vista de seguridad y ambiente. Las prácticas de ingeniería aplicadas por la empresa dueña de este campo indicaban que toda la tubería debía ser diseñada para la presión máxima de cierre de los pozos. La figura No. 2 representa esquemáticamente la situación descrita.

Figura No. 2. Esquemático de una Plataforma Típica.



Como consecuencia de esta situación, se imponía reemplazar una extensa cantidad de tubería con especificación ASME Clase 600 a ASME Clase 1500, incluyendo las válvulas submarinas, para cumplir con la norma de la empresa. El coste de diseño, materiales, etc. para llevar a cabo esta solución era de unos 300 millones de US\$, sin incluir la producción diferida por unos 18 meses al precio del barril de crudo para el año 2004.

Dado el alto impacto económico representado por la opción de reemplazo de la tubería, se decidió buscar y estudiar otras opciones para lograr reducir el coste de cumplir con regulaciones y normas, reduciendo a la vez el riesgo a niveles tolerables. Una de las opciones planteadas estaba referida a la instalación de un sistema de HIPS. El diseño del sistema de HIPS planteaba tres niveles de

parada de emergencia configurados de la siguiente manera (ver figura No. 3):

- Un nivel de parada por alta presión instalado aguas abajo de la válvula choke, y que cierra las SSV y SSSV.
- Un segundo nivel de parada por alta presión instalado aguas arriba de la válvula de bloqueo de la plataforma (ZV), el cual cierra la válvula ZV, y las válvulas SSV y SSSV y para todas las ESP de la plataforma.
- Un tercer nivel de parada por alta presión que corta la energía eléctrica a las ESP.

Con el fin de estudiar todas las opciones posibles de solución, se desarrolló un proceso innovador para la época, y que sigue siendo aplicado con éxito por esta empresa, habiendo pasado a formar parte de su normativa técnica. Este proceso se presenta y describe brevemente más adelante en este artículo. El proceso definió la opción de la instalación de un sistema de HIPS, como la más prometedora, y en consecuencia, se siguió un enfoque global referido a la seguridad del ciclo de vida, lo cual incluyó llevar a cabo un estudio cuantitativo de SIL.

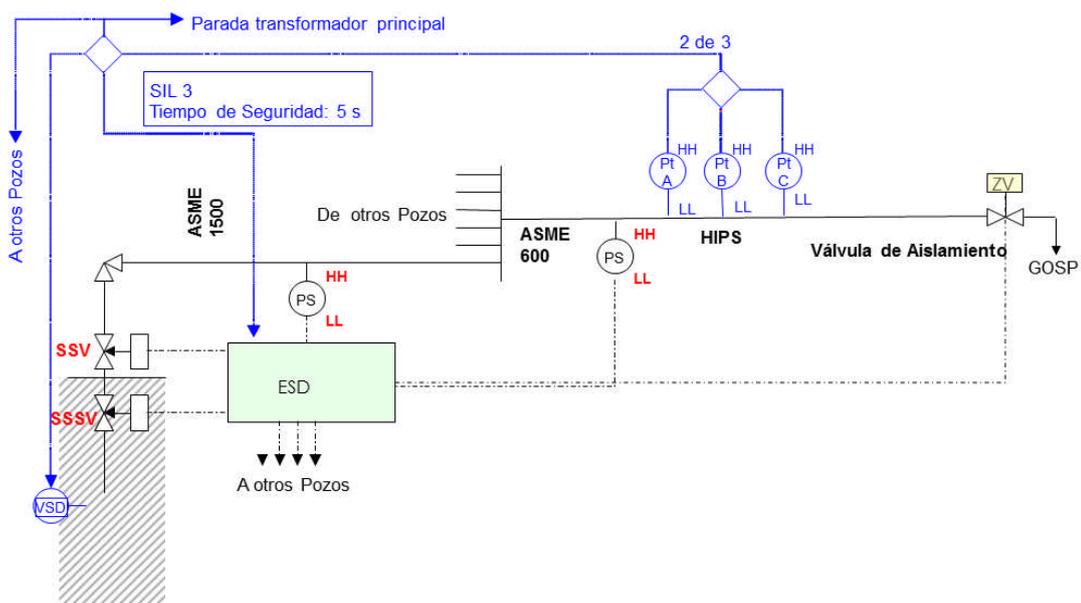
El riesgo estudiado en este estudio cuantitativo de SIL fue el de la posibilidad de

sobre-presurización de los nuevos sistemas Clase ASME 600, debido a los diversos escenarios de alta presión en el sistema, producida por eventos de cierres de válvulas, obstrucciones, etc. El riesgo se estudió para tres escenarios básicos, a saber:

- El sistema de tuberías Clase ASME 600, dotado con un sistema de protección estándar que actúe sobre las válvulas de seguridad de sub-superficie (SSSV), y de seguridad de sub-superficie (SSV)
- El sistema de tuberías Clase ASME 600, dotado con un sistema de protección estándar que actúe sobre las válvulas de seguridad de sub-superficie (SSSV), y de seguridad de sub-superficie (SSV), y un sistema de HIPS adicional.
- El sistema de tuberías Clase ASME 1500, dotado con un sistema de protección estándar que actúe sobre las válvulas de seguridad de sub-superficie (SSSV), y de seguridad de sub-superficie (SSV).

La figura No. 3 presenta un esquema de una plataforma típica con la solución de HIPS incorporada.

**Figura No. 3. Esquemático de una Plataforma Típica con HIPS.**

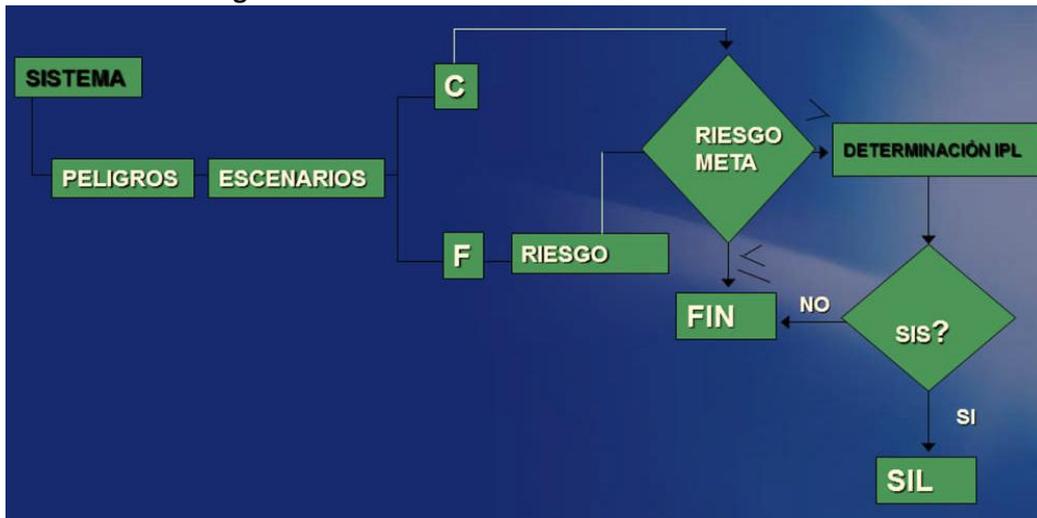


El proceso del estudio cuantitativo de SIL, a diferencia de los estudios normales basados en LOPA u otra metodología usada para la determinación de SIL, consistió en una combinación de la estimación cuantitativa de la frecuencia de los escenarios de sobre-presión usando las metodologías de Árbol de Eventos y del Árbol de Fallas, y la estimación de las consecuencias de dichos escenarios utilizando

modelos de simulación de consecuencias cuantitativos y computarizados.

El resultado fue que la metodología desarrollada para la determinación del SIL fue 100% cuantitativa, altamente objetiva y representó también una innovación para la época. Un esquema de esta metodología se presenta gráficamente en la figura No. 4.

**Figura No. 4. Proceso de Estudio Cuantitativo de SIL**



El criterio de tolerancia establecido para la reducción del riesgo en este caso particular (riesgo meta), estuvo fundamentado en el riesgo de ruptura del sistema de tubería suponiendo que el mismo hubiese sido diseñado basado en las prácticas de diseño de la empresa, es decir, si el sistema hubiese sido diseñado para cumplir ASME/ANSI Clase 1500. En concordancia con este criterio, los objetivos del estudio fueron fijados en el sentido de estimar y valorar en forma totalmente cuantitativa el riesgo diferencial entre los tres escenarios básicos establecidos arriba.

La información de fallas de equipos fue tomada de la base de datos recolectada por el HSE (Health & Safety Executive) del Reino Unido, la cual es reconocida a nivel mundial, y considerada como la más completa y exacta. Para la estimación de la probabilidad de falla en demanda (PFD), se consideraron los factores de Modo Común de Fallas, y Factor de Cobertura.

Como resultado del estudio cuantitativo de SIL se determinó que la solución planteada (implantación de un sistema de HIPS), no solo cumplía con el criterio de tolerancia de riesgos establecido, sino que lo mejoraba, tal y como se demuestra en la tabla No. 2.

**Tabla No. 2. Comparación de los Resultados de Riesgos.**

Área	Riesgo Tubería ASME 1500 (año <sup>-1</sup> )	Riesgo Tubería ASME 600 y HIPS (año <sup>-1</sup> )
En la Plataforma	9.83 x 10 <sup>-5</sup>	6.78 x 10 <sup>-5</sup>
Línea de Flujo	1.07 x 10 <sup>-3</sup>	5.66 x 10 <sup>-5</sup>
Línea Troncal	1.50 x 10 <sup>-4</sup>	1.97 x 10 <sup>-6</sup>

Estos resultados favorables a la opción de Clase 600 y HIPS, se lograban con la configuración (arquitectura) para el sistema de HIPS mostrada en la figura No.3, y estableciendo un periodo de prueba de una vez cada seis meses. En consecuencia la probabilidad de falla en demanda (PFD) del

sistema de HIPS presentó los siguientes valores:

- 5.57E-06 con respecto a la plataforma
- 4.00E-06 con respecto a las líneas de flujo, y
- 4.64E-08 con respecto a la línea troncal.

Estos PFD corresponden a un SIL bastante superior a SIL 4. La decisión final tomada por la empresa operadora de este campo productor costa-afuera, consistió por tanto, en adoptar la opción del uso del HIPS para la protección del sistema de tuberías a ser instalado en este campo.

Este ejemplo de un caso real demuestra claramente como una adecuada implantación del concepto de seguridad funcional a través del ciclo de vida, permite lograr una reducción apropiada del nivel de riesgo en este campo productor costa-afuera, y a la vez reducir el CAPEX del proyecto en 300 millones de US\$ y evitar producción diferida por 18 meses. Todo esto sin afectar de forma significativa el OPEX (Gasto Operacional) de las instalaciones. Demuestra también que este enfoque provee la mejor protección legal, puesto que incorpora el uso de las mejores prácticas de ingeniería, representadas en este caso por la aplicación de IEC 61511.

### Ejemplo 2-Revisión del Diseño de Sistemas de Parada de Emergencia.

Este proyecto consistía en revisar los Sistemas de Parada de Emergencia (ESD) de las instalaciones mencionadas a continuación:

- 14 Estaciones de Flujo Costa-Afuera.
- 1 Planta de Compresión de Gas.
- 2 Plantas de Fraccionamiento de GLP.
- 1 Planta de Refrigeración de Gas.
- 1 Estación de Flujo en Tierra.

En esta empresa los ESD se venían diseñando basándose en análisis cualitativos de los niveles de seguridad de integridad de las instalaciones, lo que por su grado de subjetividad, resultaba en sistemas por lo general costosos y con frecuencias de fallas indeseables que impactaban la producción.

Como ejemplo de ello en las Estaciones de Flujo se producían paros no programados con una producción diferida asociada muy alta, o fallas en la actuación del ESD con riesgos de daños al ambiente por efecto de derrames. En el caso de las plantas de procesamiento de gas, la integridad de los ESD no obedecía al nivel de riesgo de la instalación y en consecuencia, las plantas estaban sub-protegidas, lo cual obviamente incrementaba el riesgo.

Se decide entonces hacer una revisión de todos los ESD disponibles en las instalaciones mencionadas, con el fin de determinar en primer lugar su necesidad, y en segundo lugar definir si su integridad se correspondía con el riesgo protegido. Así mismo, como parte de esta revisión se incluyó la determinación de SIF adicionales en aquellos casos en que se justificase su instalación.

En este caso se utilizó exactamente el mismo enfoque y concepto utilizado en el ejemplo No. 1. La tabla No. 3 presenta los resultados del estudio.

**Tabla No. 3. Comparación de los Resultados de Riesgos**

Proyecto/Planta	SIL Propuesto en la Ingeniería Conceptual	SIL Obtenido por la Revisión
Plantas de Fraccionamiento	3	1 y 2
Estaciones de Flujo Costa-Afuera	3	1
Estación de Flujo en Tierra	1	1
Planta de Compresión	3	1 y 2
Planta de Refrigeración.	3	1 y 2

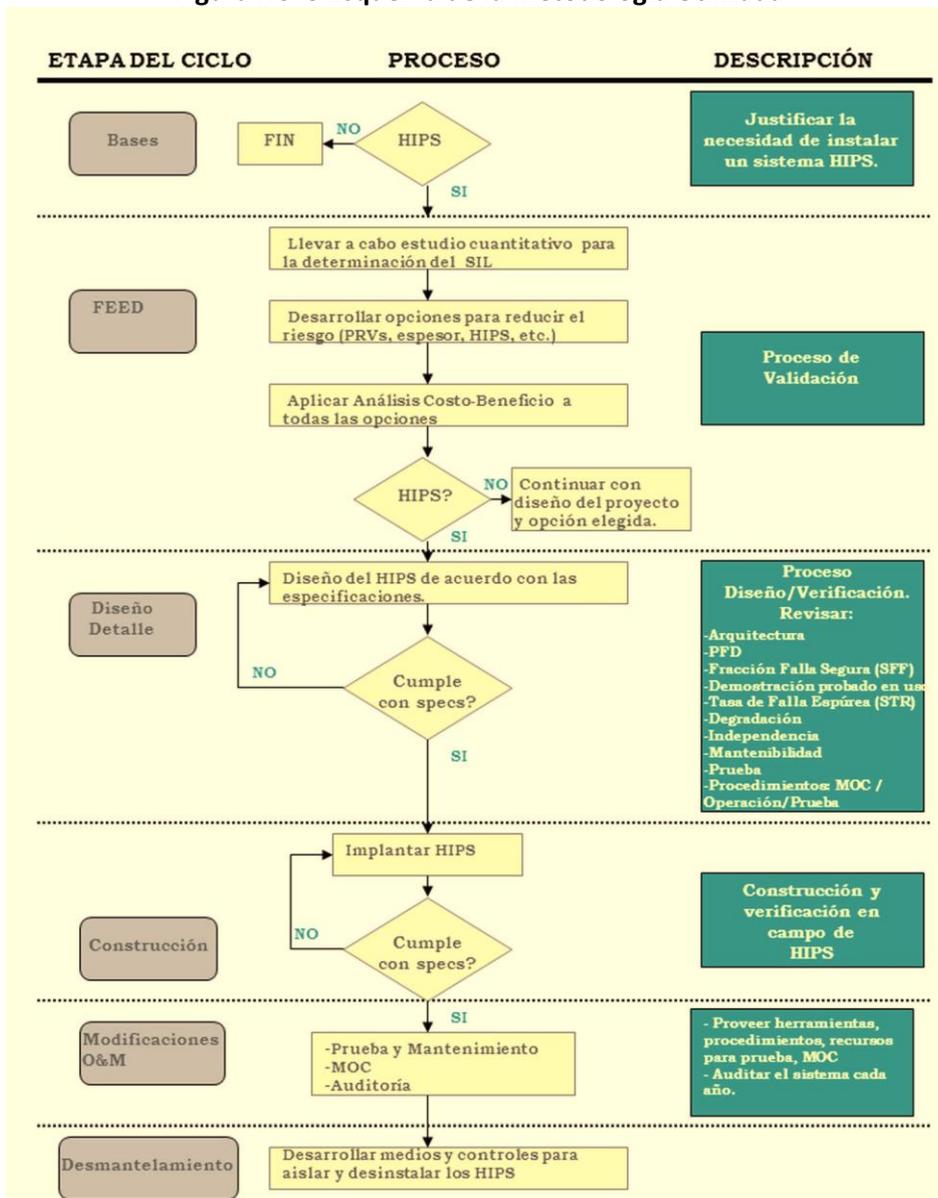
Estos resultados representaron una mejora substancial en el diseño de los ESD de estas instalaciones, ofreciendo una reducción del riesgo hasta un nivel tolerable (ALARP), y permitieron una reducción en CAPEX de 40 millones de US\$. Adicionalmente, esta empresa fue la pionera en la aplicación de esta metodología en el país donde se encuentra asentada.

### Descripción de la Metodología Utilizada

El enfoque generalizado para el diseño de tuberías de producción de petróleo es el de diseñarlas para la máxima presión de cierre. No obstante, en este caso que nos ocupa, se presentó una necesidad clara de balancear los requerimientos de seguridad y ambientales contra limitaciones técnicas y económicas. De ahí surge la necesidad de desarrollar una metodología que permitiese balancear todos estos aspectos críticos, reduciendo el riesgo hasta un nivel tolerable (ALARP), y permitir así llevar a cabo el proyecto de incremento de producción de forma exitosa.

Como se puede observar en la gráfica No. 5, la metodología desarrollada cubrió todo el ciclo de vida tanto del proyecto, como de la solución planteada (HIPS o ESD en este caso), desde la conceptualización de la solución hasta su desmantelamiento. Para cada etapa del ciclo de vida se establecieron los requerimientos necesarios para que la solución fuese técnica y económicamente viable, y permitiese reducir el riesgo hasta el nivel tolerable planteado por la empresa.

Figura No. 5 Esquema de la Metodología Utilizada



## Contribuciones Técnicas y Económicas

Este artículo ha descrito la importancia y el rol del concepto de la seguridad funcional como parte de un sistema de Gestión de Riesgos, para lograr la reducción de los riesgos hasta un nivel tolerable. Se ha descrito así mismo, la aplicación de una metodología innovadora desarrollada por el autor basada en ese concepto de seguridad funcional, que permite la aplicación de las mejores prácticas de ingeniería para el desarrollo de SIS a través de todas las etapas de su ciclo de vida.

La aplicación de la metodología ha quedado demostrada en dos ejemplos prácticos reales, descritos en este artículo. Se ha demostrado así mismo que a través de la aplicación efectiva de la seguridad funcional enmarcada en un sistema de Gestión de Riesgos formal y adecuado, se logra un enfoque riguroso y práctico en el diseño de los SIS y/o HIPS, y permite la aplicación de nuevas técnicas de seguridad, así como nuevas tecnologías.

La metodología desarrollada es una metodología basada en riesgo, y tiene su fundamento básico en IEC 61508 e IEC 61511, reconocidas a nivel mundial como las mejores prácticas en el tema de seguridad funcional. Se ha demostrado por tanto que esta metodología asegura la correcta aplicación del concepto de seguridad funcional en el ciclo de vida, y permite identificar las causas de los accidentes para lograr la reducción de los riesgos, y permite además, cuantificar y justificar el valor real de la seguridad de una manera más fácil y entendible. Esta metodología utiliza un enfoque metódico que ofrece la posibilidad de ajustar las funciones de seguridad al riesgo de la aplicación bajo estudio. De esta forma ayuda a reducir tanto el riesgo como el coste y la complejidad, mejora la sostenibilidad, y ayuda a lograr un nivel de seguridad óptimo que resulta en una mejora de la utilidad.

En términos de la contribución económica, se demostró cómo a través de la aplicación de esta metodología se lograron ahorros de hasta US\$ 340 millones en dos proyectos

distintos, lográndose al mismo tiempo, mantener y aun superar los niveles requeridos de reducción del riesgo. Esto pone de manifiesto que la aplicación correcta de la seguridad funcional presenta beneficios de tan largo alcance que no deberían ser pasados por alto por ninguna empresa. Aplicando el concepto de la seguridad funcional a través de metodologías iguales o similares a la desarrollada, ayudaría a las empresas, además de lograr un diseño, operación y mantenimiento seguro de sus instalaciones, a mejorar su productividad y rentabilidad.

Una investigación llevada a cabo por el Grupo Aberdeen, demuestra que las empresas con mejores resultados en seguridad, salud y ambiente a nivel mundial, han alcanzado niveles de reducción de consumo de energía de hasta 10%, tasa de repetición de accidentes del 1% y tasas de frecuencia de lesiones del 0.1%. Todo ello comparado con los niveles obtenidos por las empresas con peores resultados que reflejan un incremento (no reducción) del consumo de energía del 0.5%, tasa de repetición de accidentes del 11% y tasas de frecuencia de lesiones del 1.3%. El factor fundamental que diferencia a las mejores empresas, entre otros muy importantes, es que en todas ellas existe un sistema de Gestión de Riesgos formal, bien diseñado, y que provee una visión a largo plazo, invirtiendo en tecnología para gestionar desempeño en todas sus operaciones. Es obvio que la aplicación del concepto de la seguridad funcional tiene un rol fundamental en los resultados de las empresas que presentan los mejores resultados

Es claro entonces, que el rol fundamental del concepto de la seguridad funcional dentro de un sistema de Gerencia de Riesgos viene dado por:

- Identificar las funciones de seguridad.
- Determinar el SIL para cada una de esas funciones de seguridad.
- Aplicar el enfoque de la seguridad en el ciclo de vida de los sistemas instrumentados de seguridad (SIS).
- Verificar la integridad de los SIS y demostrar que esa integridad puede ser sostenible y mantenida a través de todo el ciclo de vida.

- Documentar de una forma precisa y metódica todo el proceso.
- En resumen, ayudar a lograr mejoras de los niveles de seguridad, productividad y desempeño

En resumen, el artículo deja claramente establecido que los accidentes y situaciones anormales de operación cuestan vidas humanas y cuestan miles de millones de US\$ en pérdidas. Esto ha sido demostrado hasta la saciedad por una gran cantidad de accidentes a nivel mundial, solo como ejemplo ver los accidentes de BP en Texas City y en el Golfo de México (Horizon). Se ha establecido entonces, como estos accidentes y situaciones anormales indican claramente la necesidad de aplicar el concepto de la seguridad funcional para proveer un ambiente de trabajo seguro, mientras que al mismo tiempo, se incrementa la disponibilidad de los procesos y se reducen los costes.

### Conclusiones

Es evidente que la aplicación del concepto de la seguridad funcional requiere cambios en los procesos de trabajo, procedimientos, herramientas y planes de acción. En este sentido, las empresas deberían continuar desarrollando estándares corporativos, lineamientos y herramientas para guiar a los equipos de proyectos, operacionales y de mantenimiento, de forma de mejorar la consistencia y la coherencia requeridas para implantar de forma exitosa el concepto de la seguridad funcional en un ambiente tan complejo en todos los sentidos, como el que se presenta hoy en día dichos procesos, procedimientos, herramientas y planes.

Por otro lado, la aplicación del concepto de la seguridad funcional refleja la aplicación de las mejores prácticas de ingeniería para la gestión de los SIFs. Es por lo tanto de suma importancia para toda empresa, estar al tanto de los beneficios, en términos de la gestión adecuada de los riesgos, que les puede acarrear la aplicación de este concepto.

Sin la aplicación del concepto de la seguridad funcional a través de metodologías

como la aquí explicada, es sumamente difícil para una empresa, demostrar que los riesgos de sus instalaciones son gestionados y reducidos hasta un nivel tolerable (ALARP). En consecuencia, quedarían expuestas a críticas en el sentido de que fallan en la aplicación de las mejores prácticas de ingeniería.

Finalmente, el artículo concluye que la utilización de metodologías como las desarrolladas aquí, enmarcadas dentro de un sistema de Gerencia de Riesgos formal y adecuado, en combinación con el uso de tecnologías de seguridad fiables y un enfoque riguroso de la seguridad durante el Ciclo de Vida, permite reducir los costes de cumplir con leyes, regulaciones y normativa en aspectos de seguridad, a la vez que incrementa la productividad, el desempeño y finalmente la rentabilidad.

### Bibliografía

1. BSI/IEC 61511-1, "Functional Safety. Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Part 1: "Framework, Definitions, Systems, Hardware and Software Requirements", British Standards Institution, London, 2003.
2. BSI/IEC 61511-2, "Functional Safety. Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Part 2: "Guidelines for the Application of IEC 61511-1", British Standards Institution, London, 2003
3. ANSI/ISA 84.00.01, "Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements", The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA), North Carolina (USA), 2004.
4. ANSI/ISA TR-84.00.01, "Safety Instrumented Functions (SIF). Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques. Part 2: Determining the SIL of a SIF Via Simplified Equations", The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA), North Carolina (USA), 2004
5. ANSI/ISA 84.00.01, "Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Part 3: Guidance for the Determination of the Required

- Safety Integrity Levels”, The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA), North Carolina (USA), 2004.
6. Health and Safety Executive, “Out of Control, Why Control Systems Go Wrong and How to Prevent Failure”, Sheffield, (UK), 2nd Edition, 2007.
  7. Rodríguez, J.A; Preliminary Major Hazard Analysis of the New Eastern Refinery, The University of Sheffield, Sheffield (U.K.), 1992.
  8. Lees F. P, Loss Prevention in the Process Industries: Hazard Identification, Assessment and Control, Edited by Sam Mannan, Butterworth-Heinemann Ltd, 2005, ISBN 0750675551
  9. Rodríguez, J. A., El Rol del Análisis Cuantitativo de Riesgos (ACR) en la Gestión de Riesgos, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires, Argentina, 2010.
  10. Summers, A., “Techniques for Assessing a Target Safety Integrity Level”, Transactions 37 (1998), The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA) North Carolina (USA), 1998.
  11. Beckman, L., “Determining the Required Safety Integrity Level for your Process”, Transactions 37 (1998), The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA), North Carolina (USA), 1998.
  12. Marzal, E. M. et al, “Comparison of Safety Integrity Level Selection Methods and Utilization of Risk Based Approaches”, Process Safety Progress, Volume 18, No. 4, American Institute of Chemical Engineers, New York, 1999.
  13. Rodríguez, J. A., Aplicación de Criterios de Tolerancia de Riesgos y Costo-Beneficio en los Estudios de Análisis de Riesgos de la Industria Petrolera y Petroquímica Venezolana, ARPEL, México, 1991.
  14. Gruhn, P., “Safety Instrumented Systems Design: Lessons Learnt”, Process Safety Progress, Volume 18, No. 2, American Institute of Chemical Engineers, New York, 1999.



## CONTROL DE CALIDAD DE UNIONES SOLDADAS

J. Nevado  
(PER)

José Nevado Yenque  
División de Distribución y Comercialización  
Gerencia de Fiscalización de Gas Natural  
OSINERGMIN

MBA, Ingeniero Mecánico, Ingeniero Internacional de Soldadura (IWE-ES-351), con experiencia en Diseño y Construcción de Ductos (gasoductos, oleoductos, poliductos, acueductos). Se ha desempeñado como Ingeniero de Control de Calidad y Aseguramiento de la Calidad de Grandes Proyectos en el Sector Hidrocarburos laborando en el Proyecto Camisea.

Actualmente trabaja como Especialista en Redes en la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

### 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años en el país se han ejecutado grandes proyectos. Uno de los más grandes es el Proyecto Camisea, el cual continúa extendiéndose. En este como en otros proyectos una de las actividades más importantes es el de la Soldadura, ya sea por la cantidad de uniones soldadas que se realizan en las instalaciones de las Plantas del Proyecto, como también en los diferentes ductos, ya sean Gasoductos, Poliductos, etc., por lo que deseamos resaltar la importancia del Control de Calidad de las Uniones Soldadas. Está demostrado, dentro de un proyecto, de que si se realiza correctamente el control de calidad de las uniones soldadas, éste proyecto no va a tener problemas en relación a ésta actividad. Por lo que es recomendable darle la debida importancia desde la planificación para contar con los recursos necesarios para la correcta ejecución de la actividad. A su vez el Control de Calidad de las uniones soldadas recae básicamente en los Inspectores de Soldadura, quienes son los profesionales que realizan la Inspección Visual detectando y corrigiendo a tiempo los defectos en la aplicación de la soldadura evitando gastos innecesarios por reparación o corte y rehacer las uniones soldadas, con la consecuente utilización de mayores recursos (personal y tiempo).

El presente tiene como objetivo dar a conocer la importancia que tiene realizar una correcta Inspección Visual de las Uniones Soldadas y desterrar los conceptos equivocados que se tiene de la Inspección Visual, como:

- Que la Inspección Visual solo se realiza cuando se ha concluido el proceso de soldadura
- Que la Inspección visual solo verifica el aspecto del pase final de soldadura.

Cuando en realidad la Inspección visual de las soldaduras es un proceso que se inicia en la revisión de los requerimientos contractuales y el

cual termina con los informes finales de todo lo relacionado con la soldadura, pasando por todas las actividades intermedias.



Los resultados de la soldadura se pueden predecir porque la soldadura es una ciencia. Por lo que para obtener buenos resultados necesitamos conocer las variables iniciales que debemos controlar. Para lo cual debemos tener presente que debemos conocer los siguientes puntos:

- Los materiales de construcción (material base, material de aporte, etc.)
- El diseño de la unión soldada (que corresponde a la forma geométrica en la que se presenta el material base para el proceso de soldadura)
- El procedimiento de soldadura (establece como se deben llevar a cabo las diferentes variables. Es la guía que debe seguirse en la ejecución de la unión soldada para obtener un buen resultado)
- La forma de aplicar la soldadura (básicamente es la verificación de la ejecución de la soldadura de acuerdo al procedimiento de soldadura calificado)
- El programa de inspección que se establezca para la verificación y control de las variables aplicables a la ejecución de la soldadura.

Por lo tanto la calidad de una unión soldada se planifica desde la oficina y no tiene porque ser dejado al azar.

**Inspector de Soldadura**

El Inspector de Soldadura debe ser una persona capacitada y con buena experiencia para realizar una buena labor. El objetivo del inspector de Soldadura es el de esforzarse para que las estructuras soldadas cumplan con los requerimientos de calidad, dentro del cronograma establecido.

## 2. Responsabilidades del Inspector de Soldadura

En proyectos de Ingeniería donde la soldadura es una de las actividades más importante de dicho proyecto, las responsabilidades de los Inspectores de soldadura son claves, ya que si la aplicación de soldadura no se realiza cumpliendo con la normativa aplicable, estas no van a tener las propiedades químicas y mecánicas requeridas en su diseño y al menor esfuerzo podrían fallar, especialmente porque los Ensayos No Destructivos (END) como radiografía, ultrasonido, que son las más usadas solo detectan discontinuidad de la densidad de material, más no verifican la estructura molecular interna de la soldadura que define las propiedades mecánicas de la unión soldada.



El Inspector de soldadura mantiene una posición de responsabilidad que requiere de actitud profesional, buen carácter, habilidad y sentido común. Desde que el Inspector de soldadura esta en estricta observancia de las normas y regulaciones, debe ser imparcial y tomar decisiones rápidamente. La presencia de los Inspectores de soldadura es fundamental y deben estar presentes, cuando se les requiere o sea: antes, durante y después de la ejecución de la soldadura. Un ejemplo de los requerimientos de inspección de soldadura típica se lista debajo:





### 3. Responsabilidades de la Inspección antes de la Soldadura

- Revisión de los planos y normas, por si hubiera algún detalle faltante, este debe comunicárselo al personal de Ingeniería, para su implementación.
- Verificar órdenes de compra para asegurarse que el metal base y el material de aporte están apropiadamente especificados, con la finalidad de verificar que los materiales llegados a obra correspondan con lo solicitado.
- Verificar e identificar que los materiales de aporte son los solicitados y están en buenas condiciones de acuerdo a las especificaciones, a su vez estos deben ser correctamente almacenados de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
- Verificar los certificados de fábrica del material de aporte, especialmente sus propiedades químicas y mecánicas, las cuales deben corresponder al material solicitado.
- Verificar las condiciones del equipo a utilizarse, especialmente los instrumentos que contienen los cuales deben ser calibrados periódicamente.
- Verifique los límites geométricos del material a soldar, los cuales deben estar de acuerdo con lo especificado en los procedimientos calificados de soldadura
- Verificar el alineamiento, separación entre extremos
- Verificar la limpieza de las partes a soldar, así como las juntas
- Verificar la apropiada aplicación del procedimiento calificado de soldadura y las calificaciones de los soldadores
- Verificar las temperaturas de precalentamiento, contando con los equipos ó accesorios para realizarlo

### 4. Responsabilidades de la Inspección durante la Soldadura

El Inspector de Soldadura, continuando con el Control de Calidad, tiene numerosos puntos a

verificar durante la ejecución de la soldadura, esta fase es muy importante ya que realizando una correcta Inspección, se detecta alguna irregularidad corrigiéndola en el momento, con lo cual se ejecuta la soldadura siguiendo el procedimiento calificado, evitando problemas futuros. Los puntos más relevantes que se deben verificar en la ejecución de la soldadura son:

- Verificar los parámetros y técnicas de soldadura de acuerdo con el procedimiento calificado. El Inspector de Soldadura debe monitorear la soldadura de producción asegurándose que se está realizando de acuerdo con dicho procedimiento
- Verificar la calidad de cada pase de soldadura, esta actividad es una de las más importantes dentro de la Inspección de la soldadura, ya que verificándose que cada uno de los pases se aplique correctamente y de acuerdo con el procedimiento calificado de soldadura, ya sea temperatura, limpieza, rangos de velocidad de soldeo y todo lo indicado en el procedimiento calificado; no habría problemas posteriores con la soldadura
- Verificar que los Ensayos No Destructivos (END) requeridos se realicen, algunos procedimientos indican Partículas Magnéticas, Líquidos Penetrantes, para verificar el pase de raíz (o primer pase).



### 5. Responsabilidades de la Inspección después de la Soldadura

El Inspector de Soldadura debe inspeccionar y verificar si el proceso de soldadura fue terminado, para lo cual se recomienda el siguiente listado:

- Verificar la buena apariencia del pase final de soldadura, con la finalidad de asegurarse que este pase no tenga discontinuidades ni en el metal base ni el metal de aporte
- Verificar dimensiones del pase final de soldadura, sobre todo partes que estén con

bajo y/o exceso de material de aporte, si se detecta que falta relleno, se solicita realizarlo y si hay exceso de material removerlo adecuadamente

- Verificar la exactitud dimensional de la estructura soldada de acuerdo a lo solicitado
- Seleccionar las muestras para las pruebas de producción, si las especificaciones lo requieren, es el Inspector quien debe definir de donde se toma las muestras.
- Evaluar los resultados de las pruebas. El Inspector es quien debe evaluar los resultados de las pruebas, verificando el cumplimiento de la especificación de la misma
- Verificar que el Ensayo No Destructivo (END) final haya sido realizado
- Preparar y mantener los informes de inspección

## 6. CONCLUSIÓN:

Por lo mencionado debemos estar conscientes que la Inspección Visual no es la “observación” de soldaduras concluidas para estimar su calidad. La Inspección visual es una secuencia de actividades que tiene como finalidad asegurar la calidad de las uniones soldadas.

Si el Inspector de Soldadura realiza estas recomendaciones, verificando las actividades previas, durante y después de la aplicación de la soldadura, así como el cumplimiento del procedimiento calificado de soldadura, la buena labor de los soldadores calificados y la realización de las pruebas o ensayos no destructivos, se puede afirmar que se ha realizado Un Buen Control de Calidad de las Uniones Soldadas. Contando con instalaciones confiables para el servicio al que fueron diseñadas.



## SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD (SIS)

Luis García Pecsén  
(PERÚ)

Luis García Pecsén  
OSINERGMIN

Ingeniero Electrónico egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en 1977, laboró catorce años en PETROPERÚ Operaciones Talara, destacando como Especialista en Electricidad, Instrumentación y Sistemas de Control Automático.

Durante los años 1992 al 1996, se ha desempeñado como Ingeniero de Instrumentación y Control en la Planta Termoeléctrica de Qurayyah - Arabia Saudita (2500 MW), en la empresa Saudi Consolidated Electric Company (SCECO).

Desde el año 2007 al 2010, efectuó labores de supervisión en la Unidad de Producción, Procesos y Distribución de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN. Actualmente desempeña actividades de supervisión en el Área de Petroquímica de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Gas Natural de OSINERGMIN.

**¿Por qué ocurren fallas catastróficas en las instalaciones industriales?**

**¿Qué son los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) en una planta industrial, en una Refinería, en un complejo petroquímico..?**

La agencia norteamericana para investigación de accidentes químicos Chemical Safety Board - CSB<sup>1</sup>, publica en la web cada accidente que es reportado por las empresas petroquímicas:

[http://www.csb.gov/investigations/investigations.aspx?Type=1&F\\_All=y](http://www.csb.gov/investigations/investigations.aspx?Type=1&F_All=y).

La Autoridad Británica Health and Safety Executive - HSE<sup>2</sup>, publicó en el año 1995 un artículo titulado "Fuera de control" (Out of Control), donde se discute el por qué los sistemas de control fallan y como evitar que los mismos fallen. Ver Figura 1.

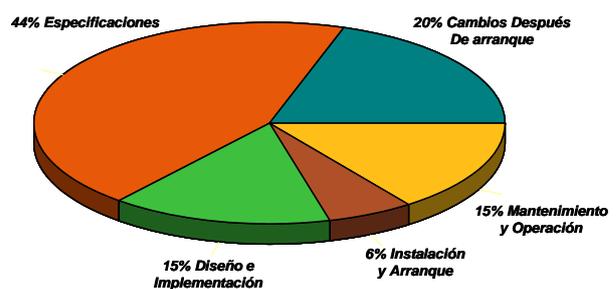


Figura 1. Fuente: "Out of Control", publicado por UK HSE (Fuente: Referencia 6, Página 2 de 10)

<sup>1</sup> CSB, CHEMICAL SAFETY BOARD, es una agencia norteamericana independiente que investiga los accidentes ocurridos en plantas petroquímicas y que emite y publica un Reporte Final al culminar una investigación: <http://www.csb.gov/investigations/default.aspx>

<sup>2</sup> HSE, HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE, es la autoridad británica que regula y actúa en consecuencia para reducir los accidentes de trabajo en el territorio inglés.

En esta publicación se analizó el origen de las causas de varios accidentes industriales, los cuales fueron iniciados por fallas en los equipos de control y se concluyó lo siguiente:

- 44% de los accidentes, se debieron a deficiencias en las especificaciones de los equipos e instrumentos,
- 15%, a deficiencias en el diseño e instalación,
- 6%, durante el arranque de la planta,
- 15%, durante el mantenimiento y operación, y
- 20%, a cambios y modificaciones después del arranque de la planta.

El resultado de este estudio es lo que llevó al desarrollo de "el ciclo de vida" de seguridad funcional y a implementar las normas internacionales de seguridad funcional tales como: la ISA S84.01 de 1996, la IEC 61508 de 1998 y la IEC 61511 del año 2003<sup>3</sup>.

Estas normas han sido actualizadas: En el año 2004 la norma ANSI/ISA S84.00.01 adoptó íntegramente la Norma IEC 61511 del año 2003. La norma IEC 61508 se ha actualizado en el año 2010.

Es así que, actualmente en la literatura técnica de Seguridad, encontramos términos comunes tales como:

- SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS, Safety Instrumented System)
- BPCS, Sistema de Control Básico de Proceso (BPCS, Basic Process Control System)
- SIF, Función Instrumentada de Seguridad (SIF, Safety Instrumented Function)
- SIL, Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level)
- PFD, Probabilidad de Falla en Demanda (PFD, Probability of Failure on Demand)
- SLC, Ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle)
- FS, Seguridad Funcional (FS, Functional Safety)
- LOPA, Análisis de Capas de Protección (LOPA, Layers of Protection Analysis)

En una planta industrial, en un complejo petroquímico, se presentan situaciones de riesgo como consecuencia del almacenamiento, procesamiento y generación de sustancias peligrosas que tienen asociado un determinado nivel de riesgo. Un suceso incontrolado en estas instalaciones podría ocasionar efectos dañinos (térmicos, físicos y/o químicos) sobre las personas, bienes materiales y/o medio ambiente.

<sup>3</sup> ANSI/ISA-84.01, Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries, The Instrumentation, Systems, and Automation Society, Research Triangle Park, NC, 1996

IEC 61508, Functional Safety of Electrical, Electronic and Programmable Electronic Safety-related Systems, Part 1-7, Geneva: International Electrotechnical Commission, 1998

IEC 61511, Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Parts 1-3, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2003

ANSI: American Standards Institute (Normas con carácter de Ley en USA), IEC: International Electrotechnical Commission (Norma europea), ISA: Instruments, Systems and Automation Society (Norma Americana).

Por lo tanto, se exige criterios estrictos no solamente en el diseño de las instalaciones y equipos, también en la adopción de medidas de seguridad. La elaboración de un análisis de riesgos específico y aplicación de una o varias técnicas de identificación y evaluación de riesgos, derivarán en las medidas de seguridad o capas de protección a implementarse en las instalaciones industriales, entre ellas un **Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)**.

Respondiendo a las preguntas iniciales:

Un SIS es una capa de protección de un complejo industrial, el cual una vez que detecta que una variable del proceso ha alcanzado un valor peligroso predeterminado, realizará las acciones correctivas para conducir el estado de las instalaciones a una condición segura. En caso que no se disponga de SIS en las instalaciones, o que se disponga de SIS pero éste no actúa o lo hace incorrectamente, entonces se generará en el proceso una situación de riesgo que finalmente puede provocar la ocurrencia de un accidente grave en las instalaciones.

### SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS, Safety Instrumented System)

Es un sistema compuesto por sensores, procesadores lógicos y elementos finales de control que tiene el propósito de implementar las funciones de seguridad necesarias para llevar al proceso a un estado seguro, cuando se han violado condiciones predeterminadas.

Las Figuras 2, 3 y 4 nos muestran un sistema instrumentado de seguridad y podemos decir que un sistema de control (BPCS) consta también de los mismos elementos, pero actúan de diferente manera: El sistema de control regula y controla el proceso, el sistema instrumentado brinda seguridad al proceso.



Figura 2. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencias 7, Página 8 de 24)

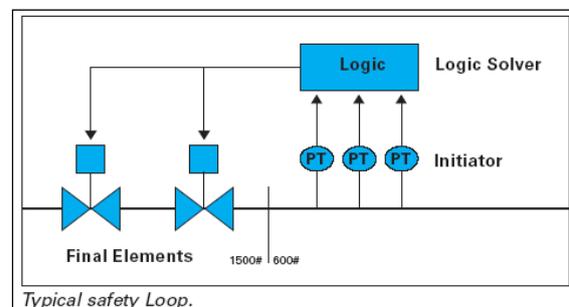


Figura 3. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencia 13, Página 2 de 4)

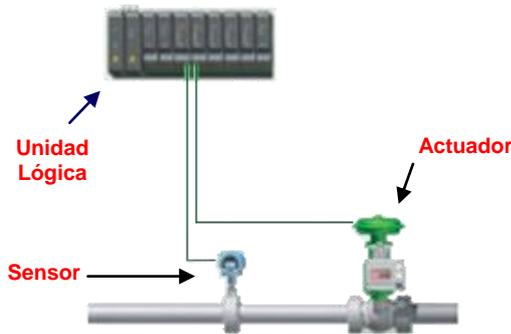


Figura 4. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencias 11, Página 40 de 60)

El **sensor**, que generalmente es un transmisor de presión, o de nivel, o de temperatura, o de flujo, etc., continuamente mide la variable del proceso y envía una señal a la **unidad lógica** o controlador, o LOGIC SOLVER<sup>4</sup>, el cual “decidirá” si la señal recibida ha superado o no un valor predeterminado (que es el set point o punto de ajuste) y finalmente enviará una señal de corrección al **actuador** o elemento final de control, que generalmente es una válvula de control, una válvula de cierre rápido, o un pistón, o un servomecanismo, etc.

La diferencia está en la señal que va al actuador: En un BPCS, la señal actuará sobre la válvula para regular o controlar el proceso. En un SIS, la señal actuará sobre la válvula para brindar seguridad a las instalaciones, abriéndola o cerrándola totalmente de acuerdo al diseño del SIS. Otra diferencia es que la señal del SIS prevalece o tiene preferencia sobre la señal del BPCS, es decir, una vez que actúa la señal del SIS la señal del BPCS queda anulada.

En la Figura 3 se muestra un SIS con nivel de seguridad SIL 3, que se utiliza en un HIPPS<sup>5</sup> instalado en la Planta de Gas Natural Licuado de Pampa Melchorita de la empresa PERU LNG. Nótese la redundancia: tres transmisores de presión y dos válvulas de cierre rápido “shut off valves”.

Un SIS debe contar con el sello de certificación TÜV o la aprobación de FMR<sup>6</sup> o de otro organismo calificador que lo certifique y lo garantice como apto para la protección del proceso.

### BPCS, Sistema de Control Básico de Proceso (BPCS, Basic Process Control System)

Es la capa de automatización que permite el control del proceso manteniendo las variables dentro de los valores normales de operación.

Es la primera capa de protección que se implementa en una instalación industrial y es considerada como una capa de protección NO SIS, que es totalmente independiente de un SIS, tal como se aprecia en la Figura 5.

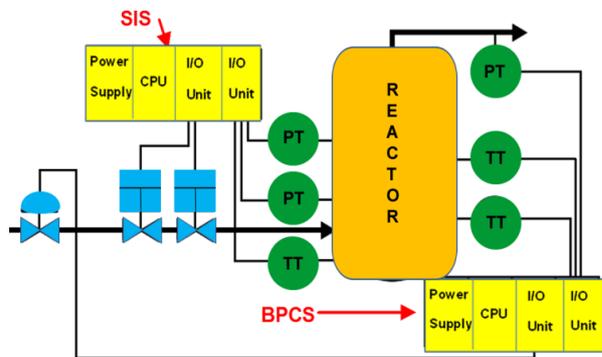


Figura 5. Ejemplo de SIS y BPCS  
(Fuente: Referencias 4, Página 15 de 157)

En la parte derecha de la Figura 5 se ha graficado el BPCS que consta de dos transmisores de temperatura y un transmisor de presión instalados a la salida del reactor y que envían señales al Logic Solver, el cual procesa los datos y envía una señal a la válvula de control para regular la entrada al reactor. Ante una desviación de la presión o temperatura del reactor, actúa la válvula de control para eliminar la desviación y estabilizar el proceso.

En la parte izquierda de la Figura 5 se ha graficado el SIS, que consta de dos transmisores de presión y un transmisor de temperatura instalados a la salida del reactor y que envían señales al Logic Solver, el cual procesa los datos y envía una señal a dos válvulas de cierre rápido “shut off valves”. Ante una desviación excesiva y peligrosa de la presión o temperatura del reactor, cierran las “shut off valves” para brindar seguridad a las instalaciones. Nótese la redundancia tanto en los sensores como en los actuadores, para brindar mayor confiabilidad al sistema.

### SIF, Función Instrumentada de Seguridad (SIF, Safety Instrumented Function)

Es una capa de protección a ser implementada por un SIS con la finalidad de lograr o mantener el proceso en un estado seguro frente a un evento peligroso específico.

Se define también como un conjunto de acciones específicas y su equipo correspondiente, necesario para identificar un peligro sencillo y actuar para llevar al proceso a un estado seguro.

Una SIF es diferente a un SIS, el cual puede abarcar múltiples funciones instrumentadas de seguridad y actuar en múltiples formas para prevenir múltiples resultados peligrosos.

<sup>4</sup> LOGIC SOLVER o Solucionador Lógico, es un dispositivo electrónico de control que consta de un módulo de suministro de energía (power supply), una unidad central de proceso (CPU, central process unit) y una o más unidades de entrada/salida de datos (input/output unit). En un sistema de control (BPCS), se puede instalar un PLC o Controlador Lógico Programable.

<sup>5</sup> HIPPS, High Integrity Pressure Protection System, es un sistema instrumentado de seguridad (SIS), diseñado para cumplir con el nivel de seguridad SIL 3, de acuerdo a la norma ANSI/ISA S84.00.01 y IEC 61511. El propósito de un sistema HIPPS es el de proteger equipos e instalaciones aguas abajo contra una sobrepresión de gas, cerrando las válvulas “shut off” que lo aíslan de la fuente de esa sobrepresión.

<sup>6</sup> FMRC, Factory Mutual Research Corporation, organización certificadora americana conocida como FM.TÜV, (Technischer Überwachungs-Verein), organización certificadora alemana.

La Figura 6 nos muestra que un SIS puede tener múltiples SIF. Cada una de estas SIF es un lazo de seguridad que cuenta con los mismos elementos de un BPCS, y tiene un SIL (Nivel de Integridad de Seguridad) que puede ser diferente. Resulta incorrecto y ambiguo definir un único SIL para todo un SIS.

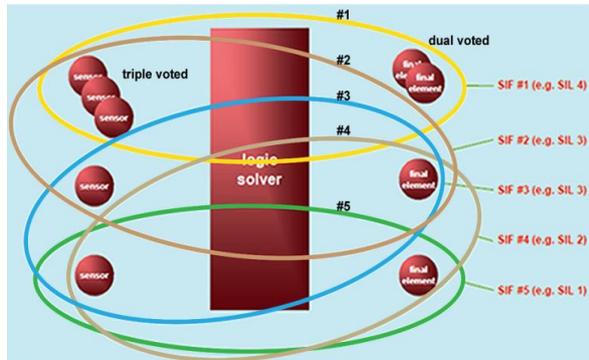


Figura 6. Funciones instrumentadas de seguridad (SIF)  
(Fuente: Referencia 9, Página 14 de 23)

#### Ejemplos de SIF

- Cierre del suministro de combustible a un horno, en caso de pérdida de llama.
- Suministro de enfriamiento de emergencia para reducir una temperatura excesiva.
- Apertura de una válvula para reducir el exceso de presión.
- Dirigir un derrame hacia el sistema de manejo de residuales.
- Activación de la alarma de fuego luego de producirse un incendio.
- Activación de mensajes de emergencia pregrabados para el equipo de respuesta ante emergencias.

#### SIL, Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level).

Es un nivel discreto para la especificación de los requerimientos de integridad de las funciones de seguridad a ser asignadas a los sistemas instrumentados de seguridad. Cada nivel discreto se refiere a la probabilidad de que un sistema referido a la seguridad realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado. Ver Figuras 7 y 8 y Tabla 1.

Safety Integrity Level	Probability of failure on demand, average (Low demand mode of operation)	Risk Reduction Factor
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	100000 to 10000
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	10000 to 1000
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	1000 to 100
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	100 to 10

Figura 7. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)  
(Fuente: Referencia 5, Página 5 de 29)

SIL	PFD	Fallo máximo aceptado del SIS
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	Un fallo peligroso en 10000 años
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	Un fallo peligroso en 1000 años
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	Un fallo peligroso en 100 años
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	Un fallo peligroso en 10 años

Figura 8. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)  
(Fuente: Referencia 7, Página 12 de 24)

Relación de índices SIL con probabilidad de fallo en demanda			
SIL	Consecuencias	Disponibilidad requerida (%)	PFD media <sup>2</sup>
4'	Daños catastróficos en el exterior	> 99,99	$10^{-5}$ - $10^{-4}$
3	Daños humanos en el interior y daños materiales en el exterior	99,90-99,99	$10^{-4}$ - $10^{-3}$
2	Daños materiales y posibles daños humanos en el interior	99,00-99,90	$10^{-3}$ - $10^{-2}$
1	Pequeños daños materiales en el interior	90,00 - 99,00	$10^{-2}$ - $10^{-1}$

Tabla 1.- SIL 4 es utilizado en plantas nucleares<sup>7</sup>  
(Fuente: Referencia 10, Página 2 de 5)

#### PFD, Probabilidad de Falla en Demanda (PFD, Probability of Failure on Demand)

Es un valor que indica la probabilidad de que un SIS falle al responder a una demanda, ésta es una condición o evento que requiere que el SIS lleve a cabo una acción apropiada para prevenir un evento peligroso. Se define también como la inversa del Factor de Reducción del Riesgo.

**Falla segura.** Es una falla que no tiene el potencial para poner el SIS en un estado dañado o en un estado de falla para funcionar.

**Fallas sistemáticas.** Son las fallas debido a errores (incluyendo equivocaciones y omisiones) en las actividades del ciclo de vida de seguridad, las cuales causan que el SIS falle bajo alguna combinación particular de entradas o bajo ciertas condiciones ambientales.

**Falla de causa común.** Es una falla resultado de uno o más eventos, causando fallas coincidentes de dos o más componentes separados conduciendo a la falla del SIS.

**Tasa de fallas.** Es la tasa promedio a la cual se espera que ocurran fallas en los componentes del SIS.

<sup>7</sup> Los accidentes ocurridos en las centrales nucleares de Chernobyl (26-04-1986), de Fukushima (11-03-2011) y tantos otros ocurridos, nos induce a pensar que en instalaciones nucleares no es suficiente un SIL 4.  
(<http://www.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=787767>).

**SLC, Ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle)**

Es una metodología práctica que establece los pasos necesarios para alcanzar la seguridad integral de una planta industrial, definiendo la secuencia y documentación desde la etapa de concepción y diseño hasta la etapa de abandono de la misma.

La Figura 9, 10 y 11 muestra el ciclo de vida de seguridad funcional tal como se define en la IEC 61511 (o la ANSI/ISA 84.00.01-2004), el cual puede dividirse en tres fases:

**La fase de análisis** (resaltada en color azul claro), que está enfocada en la determinación y documentación de cuánta seguridad se requiere o se necesita. Orientada a resolver y evitar el 44% de los accidentes debido a especificaciones inadecuadas, que se indica en la Figura 1.

**La fase de ejecución o realización** (resaltada en color verde claro), que está enfocada en el diseño mismo y en la implementación del sistema, así como en la documentación del nivel de seguridad alcanzada con dicho diseño. Orientada a disminuir el 21% de los accidentes causados por errores y/o omisiones durante el diseño, la implementación, la instalación y la puesta en servicio, que se indica en la Figura 1.

**La fase de operación** (resaltada en color rojo claro), que está enfocada en las actividades y documentación necesaria para operar y mantener el sistema al nivel integral de seguridad original. Orientada a disminuir o eliminar el 35% de los accidentes que son causados por incorrecta operación o mal mantenimiento y cambios realizados después que el sistema ha sido puesto en servicio, que se indica en la Figura 1.

Todas las etapas del Ciclo de Vida de Seguridad deben ser debidamente fundamentadas y documentadas

El ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle) permite comprender sistemáticamente lo siguiente:

- Entender el proceso en términos de peligros y riesgos.
- Trasladar estos peligros y riesgos en funciones de seguridad
- Implementar estas funciones de seguridad como sistemas de seguridad
- Planificar la realización, instalación, validación, operación, mantenimiento y reparación del sistema de seguridad.
- Actualizar el diseño de un sistema de seguridad o modificarlo de acuerdo a nuevas exigencias.
- Desmantelar el sistema de seguridad al llegar al fin de su uso.

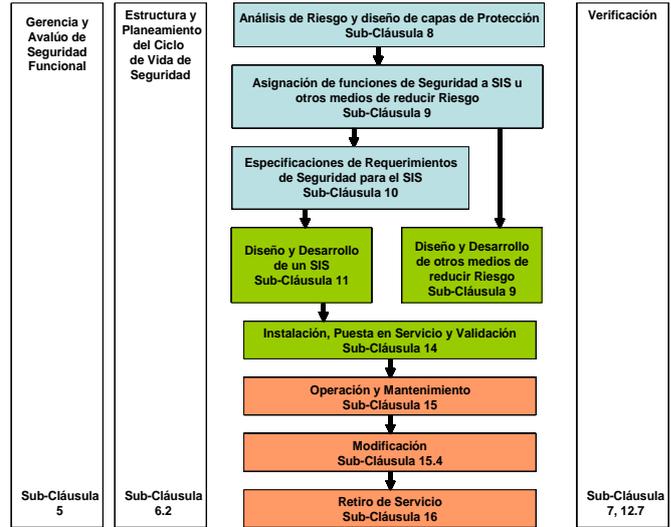


Figura 9: Ciclo de vida de seguridad funcional según norma IEC 61511 y ANSI/ISA 84.00.01 (Fuente: Referencias 6, Página 3 de 10)

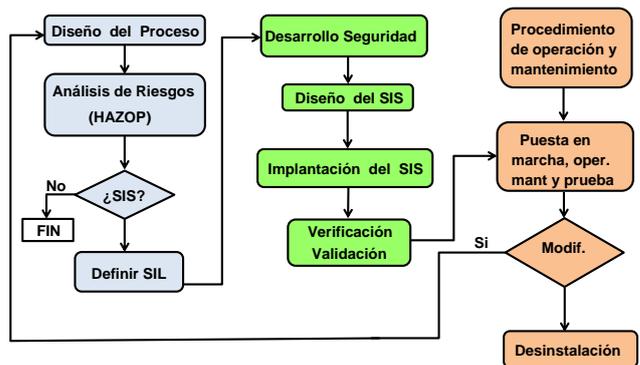


Figura 10: Ciclo de vida de seguridad (SLC) (Fuente: Referencia 10, Página 5 de 5)

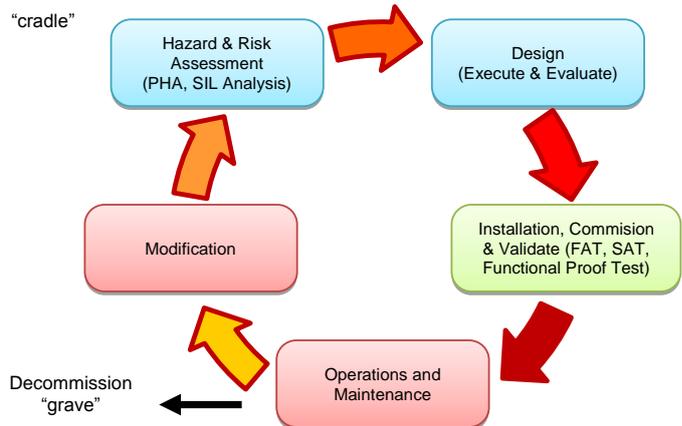


Figura 11: Ciclo de vida de seguridad (SLC) (Fuente: Referencia 12, Página 5 de 21)

**LOPA, Análisis de Capas de Protección (LOPA, Layers of Protection Analysis)**

Las capas de protección son sistemas de protección independientes que reducen el riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación. Ver Figura 12 y 13.

Las medidas de seguridad o capas de protección más adecuadas a adoptar en las instalaciones se derivarán de la elaboración de un análisis de riesgos específico en las mismas, mediante la aplicación de una o varias técnicas de identificación de riesgos.



Figura 12: Capas de protección (Fuente: Referencias 8, Página 7 de 39)



Figura 13: Capas de protección (Fuente: Referencia 10, Página 1 de 5)

Existe una gran variedad de técnicas de identificación de riesgos, tal como se indica en la Tabla 2. La técnica de identificación seleccionada dependerá de los propósitos perseguidos con la identificación de riesgos, así como de los datos y recursos disponibles.

Tabla 2. Técnicas de identificación de riesgos	
Técnicas	¿Cuándo utilizarlas?
<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisión de seguridad</li> <li>Lista de verificación</li> <li>Análisis preliminar de peligros</li> <li>Análisis de situaciones</li> <li>Estudio HAZOP</li> </ul>	Se usan en estudios de evaluación de peligros preliminares para proporcionar un panorama general de los riesgos existentes. Generalmente no consumen demasiado tiempo.
<ul style="list-style-type: none"> <li>What if?</li> <li>Lista de verificación</li> <li>Estudio HAZOP detallado y completo</li> <li>Análisis de evento y modo de fallo</li> </ul>	Se usan para desarrollar un análisis más detallado de los riesgos potenciales.
<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de árbol de fallas</li> <li>Análisis de árbol de eventos</li> <li>Análisis causa-consecuencia</li> <li>Análisis de fiabilidad humana</li> </ul>	Se usan en combinación con el análisis cuantitativo de riesgos para establecer un alto nivel de detalle acerca de los riesgos. Generalmente se usan sólo para áreas u operaciones unitarias específicas.

(Fuente: Referencia 8, Página 20 de 39)

**FS, Seguridad Funcional (FS, Functional Safety)**

Primeramente debemos definir el término Seguridad, como la ausencia de riesgo de daño físico o de daño a la salud de las personas ya sea directa o indirectamente, como resultado del daño a la propiedad o al ambiente.

Seguridad Funcional es la parte de la seguridad que depende de un equipo o sistema que opera correctamente en respuesta a sus entradas, para reducir el riesgo a una magnitud tolerable.

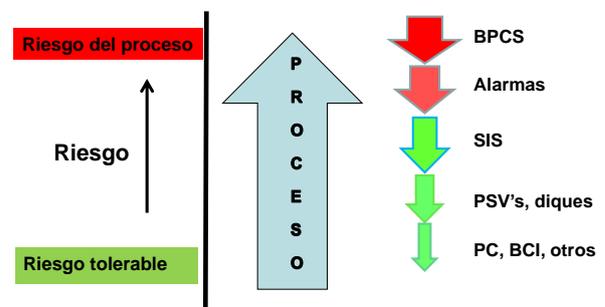


Figura 14 Esquema de reducción del riesgo (Fuente: Referencia 12, Página 9 de 21)

La Figura 14, nos indica que todo proceso tiene un riesgo inherente que generalmente es alto, el mismo que debe reducirse con las Capas de Protección que se indican a la derecha de la figura. La primera capa de protección viene a ser el diseño adecuado del proceso y de su sistema básico de control de procesos, seguido del sistema de alarmas con la intervención del operador. Pero esto es a veces insuficiente para reducir el riesgo a un rango tolerable y es entonces que se diseñan los sistemas instrumentados de seguridad.

## CONCLUSIONES

En una instalación industrial se presentan situaciones de riesgo como consecuencia del almacenamiento, procesamiento y generación de sustancias peligrosas que tienen asociado un determinado nivel de riesgo. Un suceso incontrolado en estas instalaciones podría ocasionar efectos dañinos sobre las personas, bienes materiales y/o medio ambiente.

Un SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad, brinda seguridad y confiabilidad a la operación de un complejo industrial. En caso que no se disponga de SIS en las instalaciones, o que se disponga de SIS pero éste no actúa o lo hace incorrectamente, entonces se generará en el proceso una situación de riesgo que finalmente puede provocar la ocurrencia de un accidente grave en las instalaciones.

En este primer artículo se han presentado conceptos fundamentales de los Sistemas Instrumentados de Seguridad, Seguridad Funcional, Ciclo de Vida, etc., haciendo referencia a los estándares internacionales ISA y IEC que nos permiten exigir criterios estrictos en el diseño de las instalaciones y equipos así como en la adopción de medidas de seguridad; y que nos indican que un SIS debe contar con el sello de certificación TÜV o la aprobación de FMRC o de algún otro organismo calificador que lo certifique y acredite como apto para la protección del proceso según el nivel SIL que le corresponde a cada SIF.

Un próximo artículo tratará sobre selección y cálculo de SIL.

## REFERENCIAS

- 1 IEC 61508, Functional Safety of Electrical, Electronic and Programmable Safety-related Systems, Part 1-7, Geneva: International Electro Technical Commission, 2010.
- 2 IEC 61511, Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Parts 1-3, Geneva: International Electro Technical Commission, 2003.
- 3 ANSI/ISA S84.00.01-2004, Functional Safety: Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries. The International Society of Automation, Research Triangle Park, NC, 2004.
- 4 Ingeniería de Seguridad Funcional, Curso I y II. EXIDA.
- 5 IEC 61508-Overview Report, Version 2.0, January 2, 2006. EXIDA,
- 6 Automatización del Ciclo de Vida de un SIS, L. M. García. CFSE - GPSI Group, Presented at ISA Safety Symposium, Madrid - Spain - June, 2005
- 7 Seguridad funcional en la instrumentación de procesos con clasificación SIL. Siemens, Process Automation AG-2007
- 8 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS), Joan J. Garcin - Dpto. Ing. de Mantenimiento BASF Española, 04-07-2007.
- 9 Practical Implementation of IEC 61508, Yokogawa TI48A02D00-E00-N, September 2003
- 10 Seguridad funcional en plantas de proceso, Gabriela Reyes Delgado y Victoriano Macías Jaén, Dpto. Seguridad Industrial Inerco. Publicado en OILGAS, Mayo 2005
- 11 Riesgo, Seguridad Funcional, SIL. Héctor Gallegos Juez, Gerente Seguridad Industrial ITSEMAP, publicado por Fundación MAPFRE, Diciembre 2009.
- 12 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) y Nivel de Integridad de Seguridad (SIL), Jenniffer L. Bergstrom, Process Engineering Associated LLC, September 2009.
- 13 Considerations in designing HIPPS, Willem-Jan Nuis, Rens Wolters, Mokveld Valves, Gouda, The Netherlands. July 2004.



## PERSPECTIVES ON FACILITY DAMAGE – 2010

J.D. Maniscalco  
(USA)

J.D. Maniscalco  
Executive Director  
Utility Notification Center of Colorado (UNCC)

J.D. Maniscalco has served as Executive Director of the Utility Notification Center of Colorado (UNCC) for the past 13 years, and was UNCC's Call Center Manager from 1991-94. In addition to his leadership at UNCC, Maniscalco is also at the forefront nationally as a damage prevention proponent. He currently serves on the board of directors for the Common Ground Alliance representing One Call centers, and has been a member on the Data Collection and Evaluation Committee since 2001. Under his direction, UNCC developed the nation's first Damage Reporting Mechanism, now Internet-based, and is collecting data on an international level. He is also an accomplished jazz musician.

2011 marks the tenth year for publication of the Colorado underground facility damage report, *Perspectives on Facility Damage-2010*. COLORADO 811 publishes the only comprehensive annual report in the nation that analyzes the root cause of all underground facility damage in a state. COLORADO 811 is indebted to the member organizations that provide this valuable information.

Many of the Colorado underground facility owners/operators have consistently reported their excavation damage information since the 2001 reporting year. The current dataset spans ten years, contains detailed information on 83,519 separate facility damages and encompasses all facility types in nearly every county in Colorado. The decreasing trend since 2003 in the number and severity of facility damages in Colorado is evidence that shared responsibility, mutual cooperation and accurate information do make a difference.

**The moderate decrease in damages from 3,192 in 2009 to 2,847 in 2010, a 10.8% reduction in the number of facility damages, occurred in light of the following conditions:**

- 1) A tenuous stabilization of the state and national economy,
- 2) A 25.9% increase in residential construction activity in the state (from the lowest level in over 30 years),
- 3) A 6.4% increase in adjusted One-Call incoming ticket activity (from levels last seen in 1996), and
- 4) An increase in the efforts and more effective programs by a number of industry stakeholders to increase public awareness of One-Call (811) requirements and stakeholder damage prevention education.

The real decrease in damages attributable to stakeholders' public awareness and damage prevention efforts in 2010 can be determined by subtracting the 10.8% decrease in damages from the 6.4% increase in ticketing activity. By this method, continued stakeholder efforts have reduced damages by an additional 17.2% in 2010.

Colorado stakeholders reduced their *all-facility damages per 1,000 incoming tickets* from 17.2 in 2003 to 5.7 in 2010, a 66.9% decrease. At the same time, *natural gas damages per 1,000 incoming*

*tickets* have decreased from 5.7 in 2003 to 2.0 in 2010, a 64.1% decrease. During these seven years, incoming tickets decreased 36.5% while all-facility damages decreased 79.0%. By these measures, facility damages have decreased at over twice the rate of incoming tickets during a time when economic growth and residential construction activity also slowed. The influence of legislatively mandated damage reporting has had both an absolute and relative impact in improving public awareness and reducing facility damages in Colorado.

Colorado is the only U.S. state that has legislatively mandated the annual collection and reporting of comprehensive facility damage information by all facility owners/operators to the state One-Call center. This distinction provides Colorado facility owners/operators the ability to both understand the causes of facility damage and to implement targeted public awareness and industry educational activities. These activities are designed to increase requests by homeowners and professional excavators, promote safer excavation practices and to ultimately reduce facility damages. The cooperation of all industry stakeholders to facilitate the success of these actions ensures the delivery of vital utility services and creates a safer Colorado.

Colorado can take pride in its leadership role in damage prevention standards, practices, programs and bottom line results. We encourage the public and all involved in the damage prevention industry to maintain their efforts in the coming years. COLORADO 811 is always open to feedback and suggestions to improve the usefulness of the report. Please contact the COLORADO 811 Public Relations Administrator if you have any questions, need additional information or would like to arrange damage prevention education or support programs in your community.

**ABOUT THIS REPORT**

Underground facility owners and operators in Colorado have submitted their damage data for analysis in this report as required by C.R.S. 9-1.5-103(7)(b). COLORADO 811 has collected and summarized the data and published this report to its membership and to the Public Utilities Commission of the State of Colorado as required by C.R.S. 9-1.5-103(7)(c)(d) & 9-1.5-105.

The intended audience for this report includes the following stakeholder groups: underground facility owners and operators, the underground facility location and marking industry, the excavation and construction industry, related industry associations, the One-Call industry, related regulatory and compliance agencies, appropriate local, county and state governments, and the interested public. COLORADO 811 anticipates that these stakeholder groups will utilize this information to create positive transformation within the utility safety and damage prevention community and specifically within damage prevention programs and efforts. COLORADO 811 is not responsible for any action taken based upon the data or the interpretation of any information presented within this report.

Additional information is available in past Damage Data Report reports from 2001 to 2009. Please visit the COLORADO 811 web site at [www.Colorado811.org](http://www.Colorado811.org). Click the Menu Bar on the left side then click: *Reports* followed by *Damage Data Reports*.

**IMPORTANT REPORTING INFORMATION**

Colorado facility owners and operators are required by state law to submit their facility damage data within 90 days of service restoration for each damage event. Other damage prevention stakeholders are encouraged to submit their damages to help facilitate analysis of the damage data.

Please visit: [www.cga-DIRT.com/Colorado811](http://www.cga-DIRT.com/Colorado811) to register and submit your underground facility damages for 2010. The deadline for 2011 data submission is March 31, 2012.

*The methods and formulas used to determine the damage prevention metrics, regressions, scores and grades utilize proprietary techniques and intellectual property that was developed and is owned by Foresight Advantage. They may not be used without the expressed written consent of Foresight Advantage. COLORADO 811 is granted the right to publish the results, but not the methods used in this report.*

**COLORADO DAMAGE PREVENTION REPORT CARD**

This report includes the **2010 Damage Prevention Report Card** for each of the 64 counties in Colorado. 2010 marks the 4th year COLORADO 811 has published this valuable resource. The report card is designed to provide interested stakeholders a detailed understanding of damage reporting compliance by local stakeholders as well as the effectiveness of public awareness and damage prevention efforts in the county. Based upon the grading results each year, COLORADO 811 will identify and acknowledge those stakeholders who are performing effectively at the highest levels and provide guidance and assistance to those stakeholders needing improvement. Since each county is evaluated and graded relative to all other counties, our aim is to raise the reporting compliance, public awareness, and damage prevention level of all counties over time through continued innovation and sharing of effective damage prevention practices. Information is presented in this report that demonstrates Colorado has been effective at improving public awareness and decreasing damage metrics since 2003

**KEY FINDINGS**

**General facility damage information.**

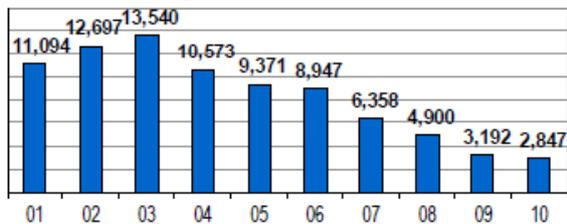
- 2,847 damages were reported in 2010, a 10.8% decrease from 3,192 damages in 2009.
- This decreasing trend is in its seventh year (Charts 1&2).
- **Excavators requested a locate on 73.4% and did not request a locate on 26.6% of the damages where a root cause option**

was selected (Chart 3, also see Root Cause section).

- Facility owners did not specify a root cause option for 47.1% of reported damages. The share of damages without a reported root cause increased from 7.5% in 2009.
- DIRT Damages were reported in 53 of 64 counties, and in 230 cities.

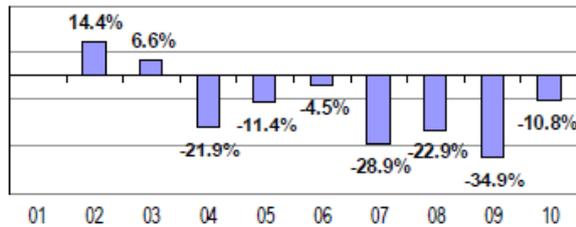
**Colorado Facility Damages 2001-2010**

**Chart 1 # Damages**



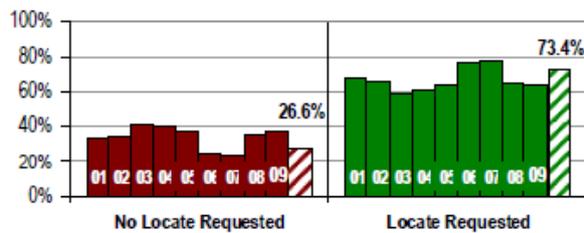
**Colorado Facility Damages 2001-2010**

**Chart 2 % Change in Damages Year to Year**



**Colorado Facility Damages 2001-2010**

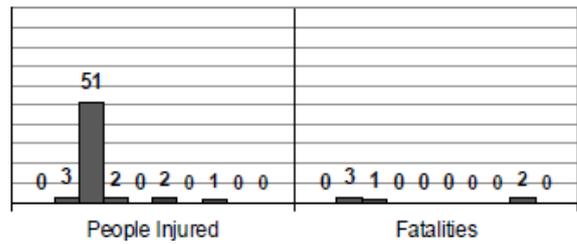
**Chart 3 % Damages Without and With Request**



- No injuries and no fatalities were reported in 2010 (Chart 4).
- Owners reported 1,505 customers were affected by the facility damages (Chart 5).
- 62% of the owners reported some value >=0, as shown by the diamond line.
- Owners reported 615 hours of service outage due to facility damages (Chart 6).
- 16% of the owners reported some value >=0, as shown by the diamond line.
- The large decrease in recent years is likely due to under-reporting of this information after conversion to the Virtual Privat DIRT system in 2006.

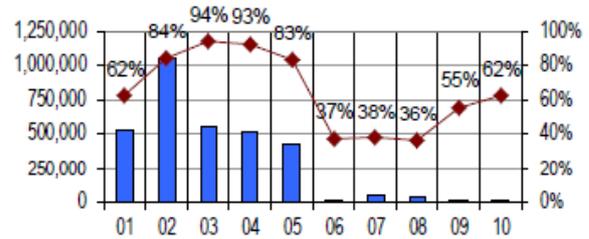
**Colorado Facility Damages 2001-2010**

**Chart 4 Injuries and Fatalities**



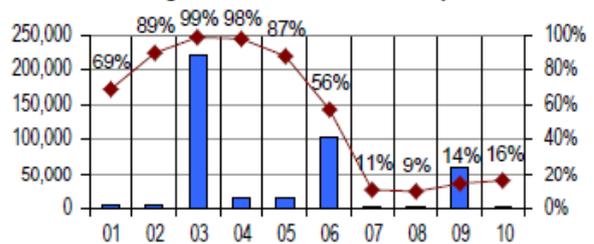
**Colorado Facility Damages 2001-2010**

**Chart 5 Customers Affected & %Reported >=0**



**Colorado Facility Damages 2001-2010**

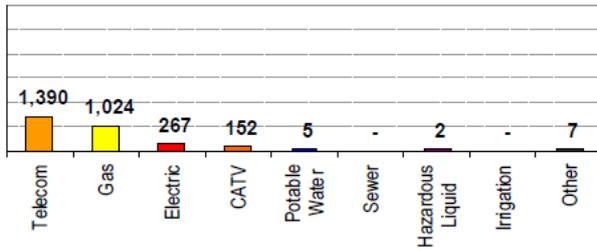
**Chart 6 Outage Hours Duration & %Reported >=0**



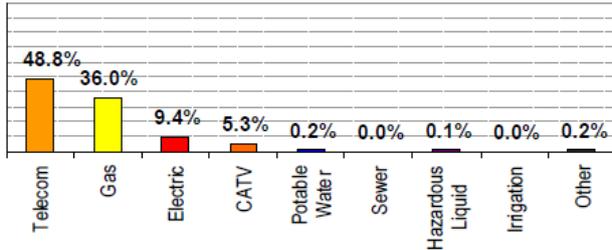
**Which facility type was damaged?**

- Owners reported 1,390 (48.8%) Telecommunication facility damages (Charts 7&8).
- Owners reported 1,024 (36.0%) Gas facility damages, an increase from 2009.
- Owners reported 267 (9.4%) Electric facility damages.
- The general trend of all facility damages has been decreasing since 2003 (Chart 9).
- Telecommunication, gas and electric facility represent the best quality of data reporting.
- 11 counties (17% of 64 counties) had at least 75 facility damages, and combined these counties had 2,154 (75.7%) facility damages. (See also Page-9, Table-C)

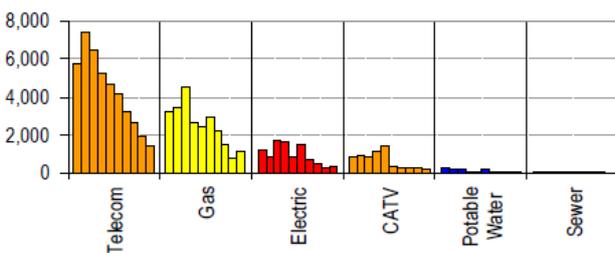
**Colorado Facility Damages 2010 (All data)**  
**Chart 7 # Damages by Facility Type**



**Colorado Facility Damages 2010 (exclude Unknown)**  
**Chart 8 % Damages by Facility Type**



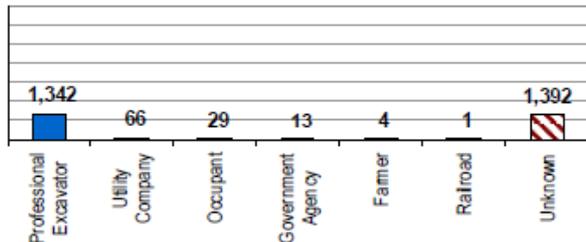
**Colorado Facility Damages 2001-2010**  
**Chart 9 Damage Trend by Facility Type**



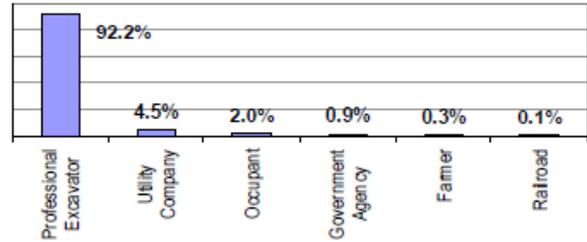
**Who was excavating when the damage occurred?**

- A professional excavator was identified on 1,342 damages (92.2%) (Charts 10&11).
- Professional excavators' contribution ranged between 78-94% over the years (Chart 12).
- Utility company staff was identified on 66 damages (4.5%).
- A homeowner or business occupant was identified on 29 damages (2.0%).
- Facility owners did not report the excavator type on 1,392 damages (48.9%), significantly reducing the quality of the data reporting and analysis after 2005.
- The share of damages reported for each excavator type has been similar over the years (Chart 12).

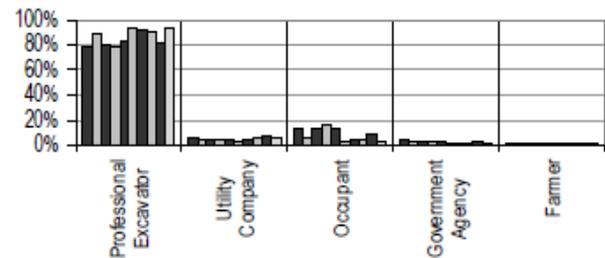
**Colorado Facility Damages 2010 (All data)**  
**Chart 10 # Damages by Excavator Group**



**Colorado Facility Damages 2010 (exclude Unknown)**  
**Chart 11 % Damages by Excavator Group**



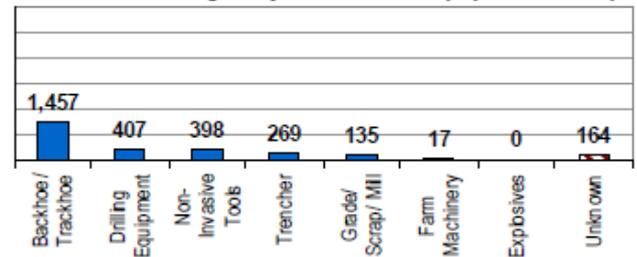
**Colorado Facility Damages 2001-2010**  
**Chart 12 % Damage Trend by Excavator Group**



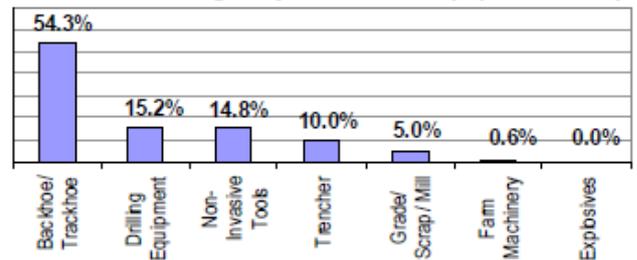
**What excavation equipment was used when the damage occurred?**

- Backhoe and trackhoe equipment damaged 1,457 facilities (54.3%) (Charts 13&14).
- Drilling equipment (all types) damaged 407 facilities (15.2%)
- Non-invasive (hand tool, probe and vacuum) equipment damaged 398 facilities (14.8%).
- Facility owners did not report the excavation equipment type on 164 damages (5.8%), significantly improving the quality of the data reporting and analysis over 2006.
- The share of damages reported for each equipment type has been similar over the years (Chart 15).

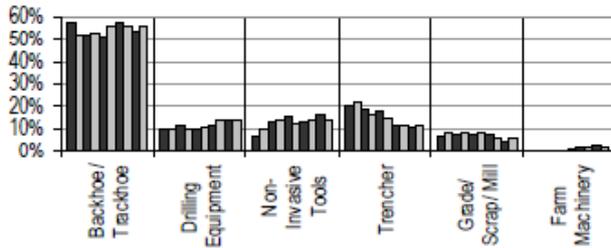
**Colorado Facility Damages 2010 (All data)**  
**Chart 13 # Damages by Excavation Equipment Group**



**Colorado Facility Damages 2010 (exclude Unknown)**  
**Chart 14 % Damages by Excavation Equipment Group**



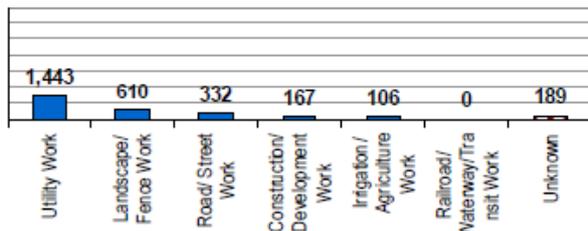
**Colorado Facility Damages 2001-2010**  
**Chart 15 % Damage Trend by Excavation Equip Group**



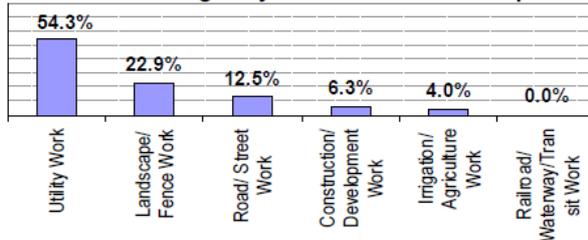
**What work was performed when the damage occurred?**

- The utility work group contributed 1,443 damaged facilities (54.3%) (Charts 16&17).
- The landscaping/fencing work group contributed 610 damaged facilities (22.9%).
- Sewer work contributed the most damages with 507 (19.1%) followed by Electric work 361 (13.6%). (Note: The charts reflect groupings of similar work performed types).
- Landscaping work contributed the next most damages with 356 (13.4%) followed by Fencing work 254 (9.6%). (Note: The charts reflect groupings of similar work performed types).
- Facility owners did not report the work performed type on 189 damages (6.6%), significantly improving the quality of the data reporting and analysis since 2006.
- The share of damages reported for each work group type has been similar over the years (Chart 18). Note the increase share for the utility work group type since 2006 which reflects a reduction in residential and commercial construction and landscape and an increase in utility infrastructure maintenance.

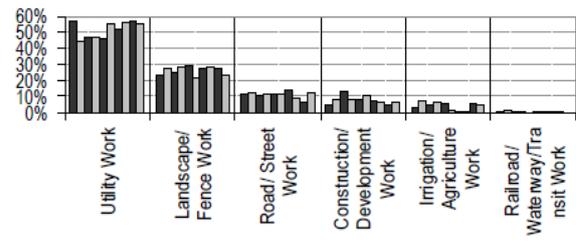
**Colorado Facility Damages 2010 (All data)**  
**Chart 16 # Damages by Work Performed Group**



**Colorado Facility Damages 2010 (exclude Unknown)**  
**Chart 17 % Damages by Work Performed Group**



**Colorado Facility Damages 2001-2010**  
**Chart 18 % Damage Trend by Work Performed Group**

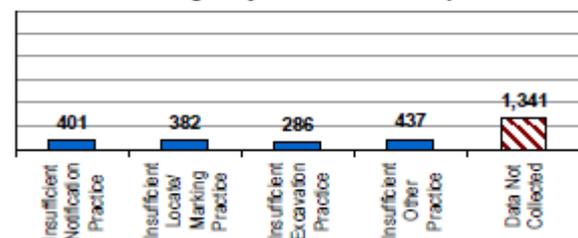


**What was the root cause of the damage?**

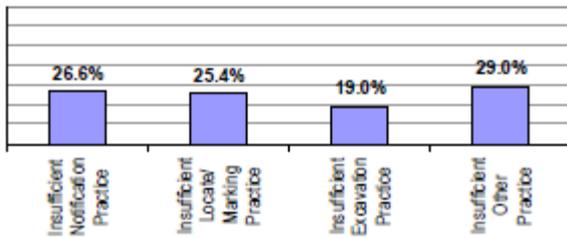
- Facility owners reported 401 damages (26.6%) due to insufficient notification practices.
- 332 (22.0%) of these were reported as *No Notification Made* and 60 were reported as *Wrong Information Provided* (Charts 19 & 20).
- Facility owners reported 382 damages (25.4%) due to insufficient locate/marking practices.
- Facility owners reported 286 damages (19.0%) due to insufficient excavation practices.
- Facility owners reported 437 damages (29.0%) due to another root cause not listed.
- Facility owners did not report the root cause on 1,341 damages (47.1%), significantly reducing the quality of the data reporting and analysis over 2008 and 2009.
- The share of damages due to each root cause has shown some variance over the years, and changed considerably in 2006 and 2007 (Chart 21), likely due to inconsistent data collection procedures and the switch-over to the Virtual Private DIRT system.

**NOTE:** Use of the option “Other Root Cause” does not provide any clue as to the root cause of the damage. The submitter did NOT select “Locate Not Requested”, so we might assume a locate was if fact requested. But we do not know if the root cause was due to insufficient notification practices, insufficient locate/marking practices, or insufficient excavation practices. **Facility owners are encouraged to research the damage incident and provide an appropriate root cause to facilitate proper analysis of the data.**

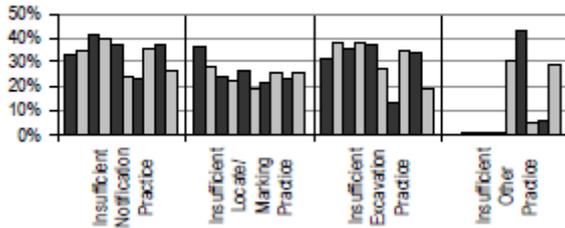
**Colorado Facility Damages 2010 (All data)**  
**Chart 19 # Damages by Root Cause Group**



**Colorado Facility Damages 2010 (exclude Unknown)**  
**Chart 20 % Damages by Root Cause Group**



**Colorado Facility Damages 2001-2010**  
**Chart 21 % Damage Trend by Root Cause Group**



**Root Cause Detail**

- Of the 382 damages with a locate request and insufficient locate/markings practice:
  - 160 were located but had insufficient marks,
  - 214 were not located by the facility owner/operator,
  - 5 were not located because they could not be found by the locator,
  - 3 were not properly located because of incorrect map information.
- Of the 286 damages with a locate request and insufficient excavation practice:
  - 172 were reported as insufficient excavation practices,
  - 71 indicated that a hand tool was not used by excavator within 18 inches of marks,
  - 24 indicated that 18” of clearance was not maintained by the excavator,
  - 11 indicated that the excavator did not properly maintain the marks,
  - 4 indicated that a test hole (potholing) not used by excavator when required,
  - 3 indicated that the facility was not properly supported during excavation,
  - 1 indicated that excavator did not properly backfill the excavation.
- Of the 437 damages with a locate request and sufficient excavation practice, but some other root cause:
  - 420 listed some other root cause,
  - 3 listed previous damage or abandoned facility,
  - 14 listed a call center error.

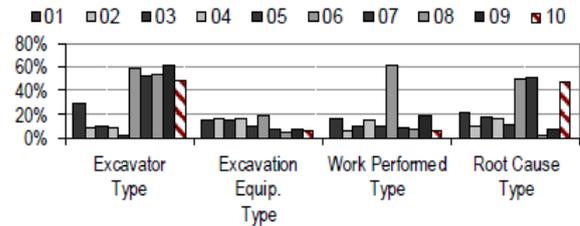
**A NOTE ABOUT “DATA NOT COLLECTED / UNKNOWN”**

From 2001-2005, the quality of the information submitted for most of the requested data elements was improving. This means that facility owners/operators were researching and providing a

valid option for the data element instead of the “Unknown/Other” or “Data Not Collected” options. As Chart A and Table A show, when facility owners/operators began submitting their data directly into Virtual Private DIRT in 2006, the quality of the information decreased significantly as measured by the percent of unknown or not collected data.

**Colorado Facility Damages 2001-2010**

**Chart A % Data Unknown / Not Collected**

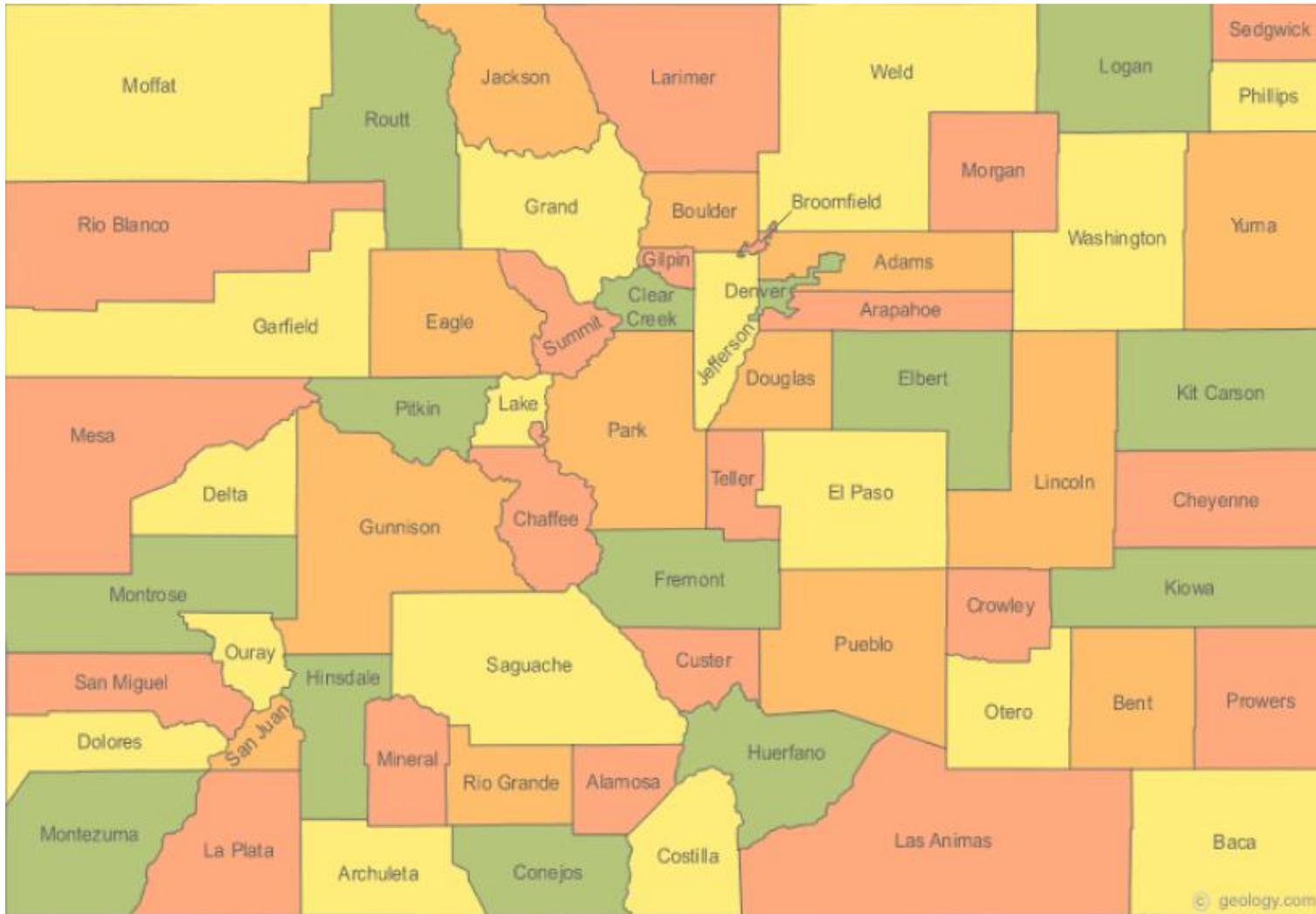


Colorado Facility Damage % Data Unknown or Not Collected	05	06	07	08	09	10
Excavator Type	2.2%	59.4%	51.9%	54.1%	61.6%	48.9%
Excavation Equipment Type	10.0%	18.5%	7.2%	5.6%	7.4%	5.8%
Work Performed Type	10.0%	61.7%	8.7%	8.1%	18.1%	6.6%
Root Cause Type	12.0%	49.7%	50.5%	2.9%	7.5%	47.1%

Note the general reporting improvement for Excavation Equipment Type and Work Performed Type from 2007 to 2010. Also note the poor reporting in 2010 for Excavator Type and Root Cause Type. *Facility owners/operators are encouraged to collect and submit accurate and complete information on all facility damages. Lack of information limits our ability to analyze the data and to draw accurate and useful conclusions about facility damage.*

SUPPLEMENTAL DATA CHARTS

County Map of Colorado



### Table B – State Demographic and One-Call Data

2003-2010 UNCC State Damage Prevention Data											
DEMOGRAPHICS											
Land Area:	104,093	Square Miles							%Change	%Change	%Change
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2003-2010	2007-2010	2009-2010
Population:	4,583,430	4,649,698	4,718,562	4,813,536	4,908,108	5,013,015	5,083,221	5,160,189	12.6%	5.1%	1.5%
Population Density:	44.0	44.7	45.3	46.2	47.2	48.2	48.8	49.6	12.6%	5.1%	1.5%
Net Migration:	24,315	26,412	30,126	54,784	54,686	49,843	29,531	45,736	88.1%	-16.4%	54.9%
Building Permits:	39,569	46,199	45,891	38,343	29,454	18,998	9,355	11,591	-70.7%	-60.6%	23.9%
ONE-CALL DATA											
Incoming Tickets:	788,314	789,539	764,883	727,039	643,647	563,041	470,716	500,622	-36.5%	-22.2%	6.4%
Counties w/ Reported Damages:	56	56	52	56	56	51	55	53			
DIRT Facility Damages:	13,540	10,573	9,371	8,947	6,358	4,900	3,192	2,847	-79.0%	-55.2%	-10.8%
Telecommunications Damages	6,425	5,216	4,639	4,144	3,195	2,602	1,911	1,390	-78.4%	-56.5%	-27.3%
Natural Gas Damages	4,489	2,627	2,435	2,939	2,185	1,521	768	1,024	-77.2%	-53.1%	33.3%
Electric Damages	1,666	1,561	790	1,497	635	472	231	267	-84.0%	-58.0%	15.6%
Cable TV Damages	847	1,079	1,434	258	235	226	200	152	-82.1%	-35.3%	-24.0%
Water Damages	90	84	53	89	77	62	40	5	-94.4%	-93.5%	-87.5%
Sewer Damages	19	5	17	16	21	6	17	0	-100.0%	-100.0%	-100.0%
Other Damages	4	1	3	4	10	11	25	9	125.0%	-10.0%	-64.0%
DAMAGE METRIC											
Damages / 1,000 Tickets:	17.2	13.4	12.3	12.3	9.9	8.7	6.8	5.7	-66.9%	-42.4%	-16.1%
Telecom Damages / 1,000 Tickets	8.2	6.6	6.1	5.7	5.0	4.6	4.1	2.8	-65.9%	-44.1%	-31.6%
Nat Gas Damages / 1,000 Tickets	5.7	3.3	3.2	4.0	3.4	2.7	1.6	2.0	-64.1%	-39.7%	25.4%
Electric Damages / 1,000 Tickets	2.1	2.0	1.0	2.1	1.0	0.8	0.5	0.5	-74.8%	-45.9%	8.7%
Cable TV Damages / 1,000 Tickets	1.1	1.4	1.9	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	-71.7%	-16.8%	-28.5%
Water Damages / 1,000 Tickets	0.11	0.11	0.07	0.12	0.12	0.11	0.08	0.01	-91.3%	-91.7%	-88.2%
Sewer Damages / 1,000 Tickets	0.02	0.01	0.02	0.02	0.03	0.01	0.04	0.00			
Other Damages / 1,000 Tickets	0.01	0.00	0.00	0.01	0.02	0.02	0.05	0.02			

### Table C – Share of Data and Cumulative Share of Data by County

**Table C** lists the Population, Net Migration, Permits, Incoming Tickets and Facility Damages as a share of the state total for the sixteen counties with the largest population (sorted in decreasing order). The lower part of the table summarizes the same data for the top sixteen, middle 32 and bottom sixteen counties. The interesting fact is that the top sixteen counties (25% of the counties) with the largest population represent from 83.2% to 88.9% of each measure; while the bottom sixteen counties with the smallest share of the population represent from between 0.9% to 2.1% of each measure. While this relationship is to be expected, it suggests that any lack of damage reporting by the smallest population counties does not materially impact the analysis and usefulness of the data reported by the larger population counties. As stated under *Key Findings* on

Page-4, 53 of the 64 counties reported DIRT facility damages in 2010. Of the eleven counties that did not report damages, ten were adjusted by the damages reported in the Norfield ticketing system and one county had no damages in either system.

There are three interesting observations evident in the table:

- 1) The proportionally smaller share (7.4%) of facility damages in Denver County in relation to its share of population (12.2%) and incoming tickets (8.7%). Note that Denver had an increase in Natural Gas damages from 2009 to 2010. We are not sure why this occurred.
- 2) The proportionally larger share (10.5%) of facility damages in Adams County in relation to its share of population (8.7%) and incoming tickets (6.6%).
- 3) The increase in the share of both tickets and damages from 2009 to 2010 in the top 16 counties resulted from the larger growth in construction and One-Call ticket activity in the large metropolitan areas. Construction activity did not grow as much in the middle 32 counties.

	<b>Top 16</b>	<b>Tickets</b>	<b>Damages</b>		<b>Middle 32</b>	<b>Tickets</b>	<b>Damages</b>
<b>2009</b>		85.5%	78.7%			13.3%	19.8%
<b>2010</b>		85.8%	83.2% (Increased Share)			13.0%	14.6% (Decreased Share)

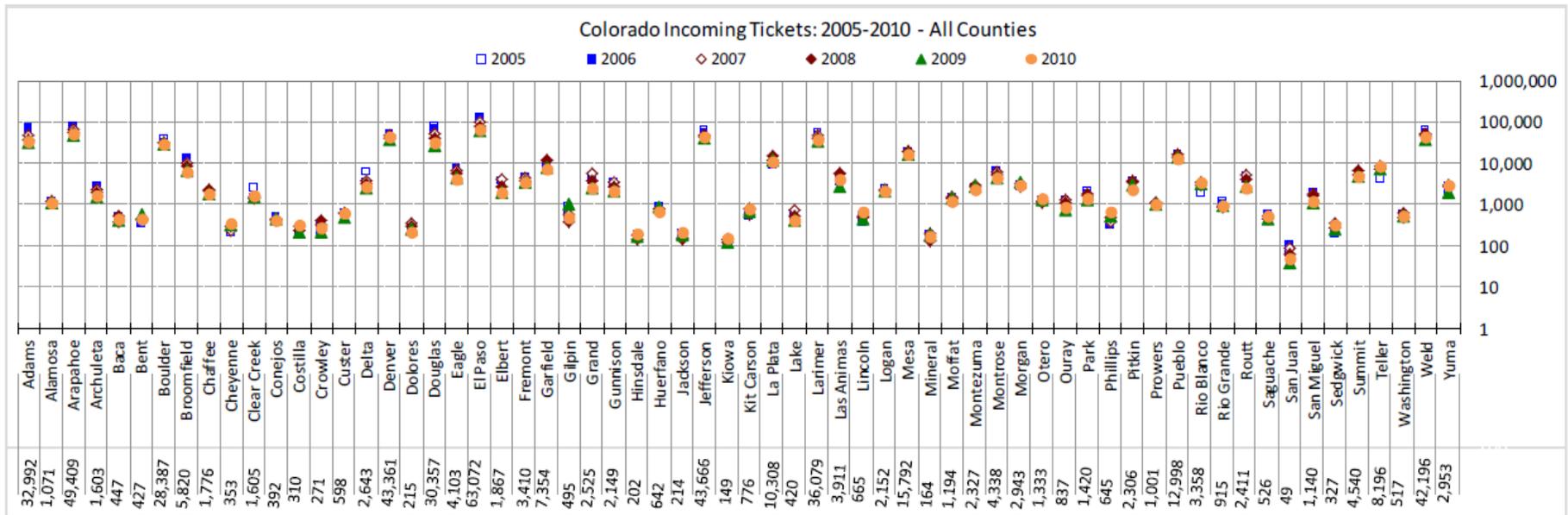
Colorado	5,160,189		45,736		11,591		500,622		2,875	
COUNTY	%Population	Cumulative %Population	%Net Migration	Cumulative %Net Migration	%Permits	Cumulative %Permits	%Incoming Tickets	Cumulative %Incoming Tickets	%Adj DIRT Damages	Cumulative %Adj DIRT Damages
Denver	12.2%	12.2%	7.6%	7.6%	10.6%	10.6%	8.7%	8.7%	7.4%	7.4%
El Paso	12.1%	24.2%	27.0%	34.6%	14.8%	25.5%	12.6%	21.3%	7.2%	14.6%
Arapahoe	11.2%	35.5%	7.0%	41.6%	11.0%	36.5%	9.9%	31.1%	9.1%	23.8%
Jefferson	10.7%	46.1%	4.7%	46.3%	5.0%	41.5%	8.7%	39.9%	9.6%	33.4%
Adams	8.7%	54.9%	6.4%	52.7%	5.7%	47.2%	6.6%	46.4%	10.5%	43.9%
Boulder	5.9%	60.8%	1.3%	54.0%	5.7%	52.8%	5.7%	52.1%	5.5%	49.4%
Larimer	5.9%	66.7%	3.2%	57.3%	9.9%	62.8%	7.2%	59.3%	4.6%	54.0%
Douglas	5.8%	72.4%	6.2%	63.5%	7.9%	70.7%	6.1%	65.4%	6.5%	60.5%
Weld	5.1%	77.5%	7.8%	71.3%	7.4%	78.1%	8.4%	73.8%	4.3%	64.8%
Pueblo	3.1%	80.6%	4.2%	75.5%	2.0%	80.1%	2.6%	76.4%	4.9%	69.7%
Mesa	2.9%	83.5%	4.8%	80.3%	3.5%	83.7%	3.2%	79.6%	5.3%	74.9%
Garfield	1.1%	84.7%	2.2%	82.4%	0.3%	84.0%	1.5%	81.0%	2.3%	77.2%
Broomfield	1.1%	85.8%	0.7%	83.1%	2.0%	86.0%	1.2%	82.2%	1.0%	78.2%
Eagle	1.1%	86.9%	1.4%	84.5%	0.5%	86.5%	0.8%	83.0%	1.0%	79.2%
La Plata	1.0%	87.9%	1.2%	85.7%	1.9%	88.4%	2.1%	85.1%	2.2%	81.5%
Fremont	0.9%	88.8%	1.3%	87.0%	0.5%	88.9%	0.7%	85.8%	1.8%	83.2%
Top 16		88.8%		87.0%		88.9%		85.8%		83.2%
Next 32		10.2%		12.0%		9.8%		13.0%		14.6%
Bottom 16		0.9%		0.9%		1.4%		1.2%		2.1%

### Table D – Demographic and One-Call Data by County

Table D lists the Demographic and One-Call data for the 64 Colorado counties sorted alphabetically with Rank Order. Note that Rank Order is where 1=most and 64=least, reversed for Dirt Damages, where fewer is better. Each county includes Adjusted DIRT Damages, Incoming One-Call Tickets, Population, Net Migration and Building Permits. Note that only 53 of the 64 counties had facility damages reported in DIRT. Ten of the remaining eleven counties had at least one facility damage reported in the Norfield Ticketing System. The remaining county had no damage reported in either system. Also note that the Adjusted DIRT Damages may not include all facility damages that actually occurred in the county.

Colorado	2,875		500,622		5,160,189		45,736		11,591	
COUNTY	Adj DIRT Damages	Rank: 64 is most	Incoming Tickets	Rank: 1 is most	Population	Rank: 1 is most	Net Migration	Rank: 1 is most	Permits	Rank: 1 is most
Adams	303	64	32,992	7	451,458	5	2,944	5	662	7
Alamosa	19	40	1,071	39	16,173	31	137	31	38	26
Arapahoe	263	62	49,409	2	579,837	3	3,212	4	1,279	2
Archuleta	5	21	1,603	34	12,744	36	271	24	37	27
Baca	1	2	447	51	4,013	55	1	57	2	55
Bent	3	14	427	52	6,694	47	49	41	0	61
Boulder	157	58	28,387	9	304,546	6	609	14	657	8
Broomfield	29	46	5,820	15	56,650	13	312	21	232	12
Chaffee	14	37	1,776	32	17,560	28	258	25	101	16
Cheyenne	1	2	353	55	1,965	58	11	52	1	58
Clear Creek	7	26	1,605	33	9,213	39	30	43	13	43
Conejos	2	8	392	54	8,183	42	(8)	60	17	40
Costilla	1	2	310	57	3,365	56	8	54	24	33
Crowley	1	2	271	58	6,083	48	48	42	4	51
Custer	5	21	598	47	4,141	54	113	35	67	19
Delta	6	25	2,643	24	32,601	18	602	15	10	45
Denver	213	61	43,361	4	628,096	1	3,467	3	1,232	3
Dolores	8	30	215	59	1,964	59	2	56	0	61
Douglas	186	59	30,357	8	297,377	8	2,835	6	915	5
Eagle	29	46	4,103	18	56,124	14	641	13	61	21
El Paso	207	60	63,072	1	622,565	2	12,344	1	1,718	1
Elbert	17	38	1,867	31	24,017	23	297	22	33	30
Fremont	51	50	3,410	20	48,897	16	586	16	53	22
Garfield	66	53	7,354	14	59,326	12	990	11	37	27
Gilpin	19	40	495	50	5,690	49	63	40	4	51
Grand	13	36	2,525	25	14,852	33	138	30	159	14
Gunnison	17	38	2,149	30	15,513	32	(1)	59	73	18
Hinsdale	2	8	202	61	871	63	17	49	11	44
Huerfano	7	26	642	46	6,959	46	70	38	30	31
Jackson	1	2	214	60	1,460	60	13	51	7	46
Jefferson	276	63	43,666	3	550,448	4	2,135	8	577	9
Kiowa	2	8	149	63	1,383	61	19	47	6	48
COUNTY	Adj DIRT Damages	Rank	Incoming Tickets	Rank	Population	Rank	Net Migration	Rank	Permits	Rank
Kit Carson	3	14	776	43	8,667	40	16	50	2	55
La Plata	64	52	10,308	12	52,530	15	554	17	222	13
Lake	7	26	420	53	8,661	41	272	23	19	39
Larimer	133	55	36,079	6	302,600	7	1,481	10	1,153	4
Las Animas	12	35	3,911	19	16,814	30	198	28	20	37
Lincoln	8	30	665	44	5,571	50	9	53	1	58
Logan	24	44	2,152	29	21,688	25	133	32	15	41
Mesa	151	57	15,792	10	150,539	11	2,203	7	408	10
Mineral	0	1	164	62	957	62	22	46	5	49
Moffat	2	8	1,194	37	14,727	34	320	20	7	46
Montezuma	29	46	2,327	27	25,971	21	216	27	14	42
Montrose	23	43	4,338	17	43,129	17	876	12	62	20
Morgan	11	32	2,943	23	28,702	20	23	45	22	34
Otero	4	19	1,333	36	18,961	26	(14)	62	3	53
Ouray	4	19	837	42	4,837	51	120	34	20	37
Park	11	32	1,420	35	17,189	29	377	19	95	17
Phillips	3	14	645	45	4,528	53	(12)	61	3	53
Pitkin	27	45	2,306	28	17,686	27	74	37	44	24
Prowers	2	8	1,001	40	13,221	35	(33)	64	2	55
Pueblo	140	56	12,998	11	160,952	10	1,918	9	234	11
Rio Blanco	7	26	3,358	21	7,267	44	485	18	22	34
Rio Grande	11	32	915	41	12,610	37	3	55	21	36
Routt	42	49	2,411	26	24,465	22	183	29	27	32
Saguache	3	14	526	48	7,150	45	65	39	35	29
San Juan	1	2	49	64	562	64	0	58	1	58
San Miguel	5	21	1,140	38	7,897	43	131	33	47	23
Sedgwick	3	14	327	56	2,503	57	30	43	0	61
Summit	60	51	4,540	16	29,767	19	223	26	117	15
Teller	22	42	8,196	13	22,846	24	83	36	42	25
Washington	2	8	517	49	4,620	52	18	48	5	49
Weld	125	54	42,196	5	261,719	9	3,568	2	863	6
Yuma	5	21	2,953	22	10,085	38	(19)	63	0	61

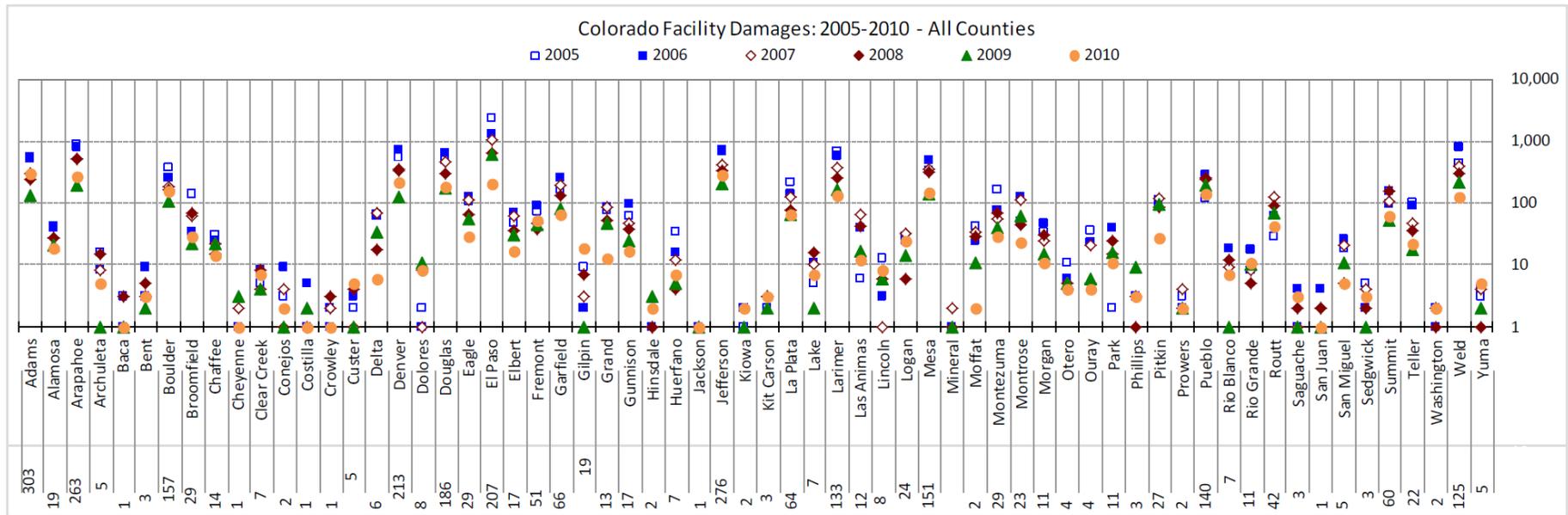
### Chart B – Incoming Tickets by County



**Chart B** represents the number of incoming tickets (reported from the Norfield Ticketing System) for each county for 2005 through 2010. The number of incoming tickets for 2010 is reported at the bottom of the chart. The decreasing trend from 2005 to 2009 is primarily due to the slowing economic climate as well as the decrease in construction activity in the residential and commercial building sectors. In 2010, construction activity, as measured by housing permits, increased by 24%. This resulted in an annual increase of 6.4% in incoming tickets.

The vertical axis has been plotted on a logarithmic scale, so each higher axial mark is a ten-fold increase from the lower mark.

### Chart C – Adjusted Facility Damages by County



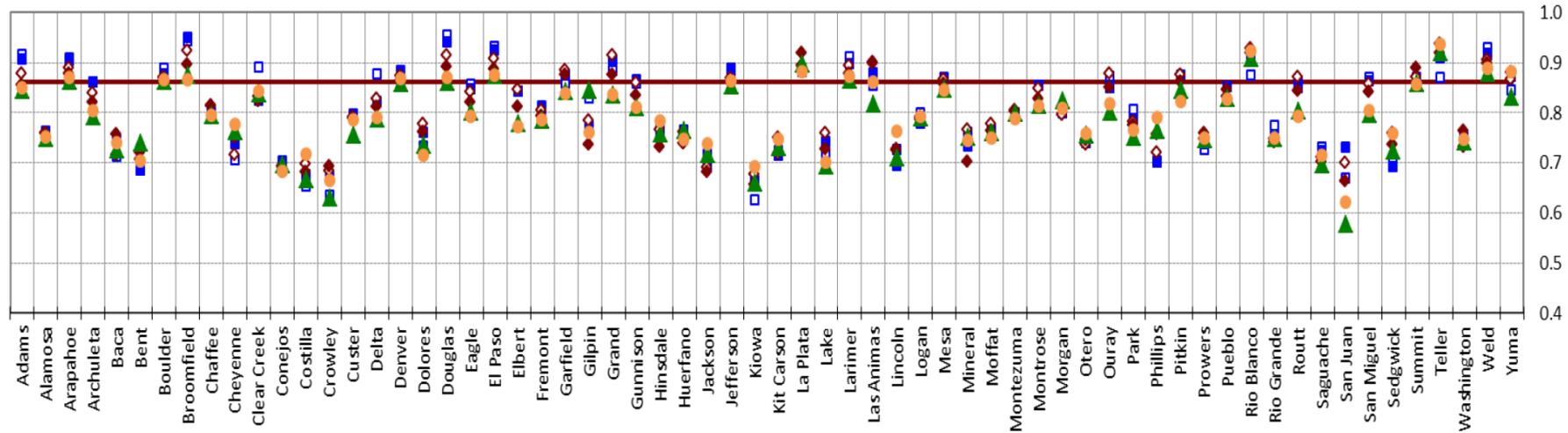
**Chart C** represents the number of Adjusted DIRT facility damages for each county for 2005 through 2010. The number of adjusted facility damages for 2010 is reported at the bottom of the chart. The decreasing trend from 2005 to 2010 is due significantly to improvements in public awareness and stakeholder damage prevention efforts as well as the slowing economic climate and the decrease in construction activity in the residential and commercial building sectors. If a county did not have any reported damages, the damages reported in the Norfield Ticket System were used to adjust the DIRT damages. Ten counties were adjusted as indicated, while no damages were reported in either system for one county (Mineral).

The vertical axis has been plotted on a logarithmic scale, so each higher axial mark is a ten-fold increase from the lower mark.

### Chart D – DP Awareness Measure by County ( Ln(Density Adjusted Incoming Tickets ) / LN(Population) )

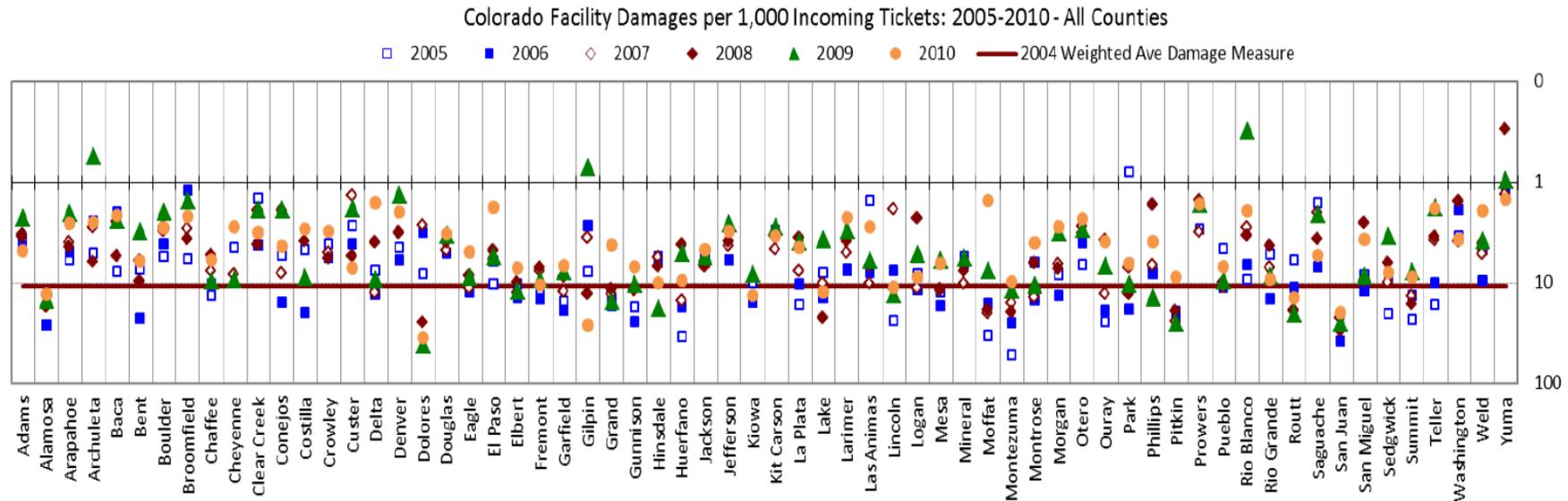
Colorado Ln(Incoming Tickets Density Adjusted) per Ln(Population): 2005-2010 - All Counties

□ 2005   ■ 2006   ◇ 2007   ◆ 2008   ▲ 2009   ● 2010   — Weighted Ave Awareness Measure



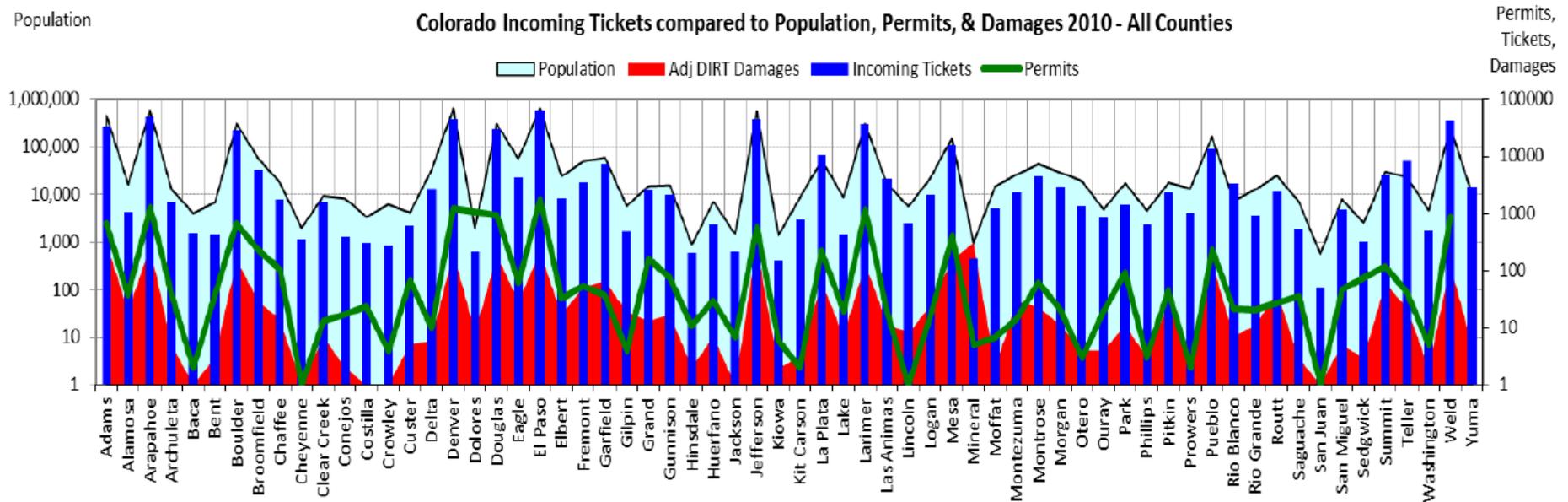
**Chart D** represents the DP Awareness Metric as measured by the (*Natural Log*) Ln(Density Adjusted Incoming Tickets) divided by Ln(Population) for each county for 2005 through 2010. The red horizontal line (0.86) is the population weighted average ratio for 2010 and has no direct interpretation other than in relation to the other counties. The DP Awareness Metric works best for comparing counties in the same year. Those counties *above* the red line are *performing better* than those counties *below* the red line. The DP Awareness Metric will decrease from one year to the next if incoming tickets decrease during periods of slowing growth of economic and construction activity while the population slowly grows. So counties showing a **decrease in the ratio** over time may still have **improved public awareness** if construction activity is decreasing faster than incoming tickets are decreasing. If incoming tickets are increasing proportionally faster than population is increasing, the ratio will get larger, but the change is likely driven by changing economic conditions.

### Chart E – Damage Prevention Measure by County (Adjusted DIRT Damages per 1,000 Density Adjusted Incoming Tickets)



**Chart E** represents the Damage Prevention Metric as measured by the number of Adjusted DIRT Damages per 1,000 Density Adjusted Incoming Tickets for each county for 2005 through 2010. The red horizontal line (10.8) is the damage weighted average ratio in 2004. Counties *below* the red line, showing a higher ratio of facility damages per ticket, are *performing worse* than counties *above* the red line. Counties showing a **decrease in the ratio** over time (the marker moved up the vertical axis) have **improved damage prevention** over the years, as measured by decreasing facility damages per incoming ticket, during a time when both incoming tickets and facility damages were decreasing. For most counties, facility damages were decreasing proportionally faster than incoming tickets were decreasing, resulting in a lower Damage Prevention Metric. The vertical axis is plotted on an inverted logarithmic scale, so each lower axial mark is a ten-fold increase from the higher mark. Careful inspection of the chart should reveal more counties below the red line in 2005 (a higher overall damage ratio for Colorado with 17 hollow blue squares below the red line) than in 2010 (a lower overall damage ratio for Colorado with only 8 orange circles below the red line). NOTE: The Damage Prevention Metric improved in 2010 compared to 2009 as more (11) green triangles were below the red line in 2009. **In other words, although the economy and construction activity slowed from 2005-2010, reducing both the number of incoming tickets and facility damages, the level of damages decreased significantly more than the level of tickets decreased in many of the Colorado counties. This resulted from the tremendous efforts to promote public awareness and provide stakeholder education by the DPAT, the DPCs, industry organizations and many other Colorado stakeholders as well as the special grant funding from PHMSA that helped support some of these efforts.**

### Chart F – Facility Damages and Demographic Comparison by County Adjusted DIRT Damages, Incoming Tickets, Population and Permits



**Chart F** represents the number of Adjusted DIRT Damages, Density Adjusted Incoming Tickets, Population and Housing Permits for each county in 2010. The counties are listed in alphabetical order from left to right. Notice that most counties that have a larger number of permits also have a larger number of incoming tickets and facility damages than counties with a similar population size. This visually suggests that there is a relationship between population, housing permits and both incoming tickets and facility damages. The vertical axis has been plotted on a logarithmic scale, so each higher axial mark is a ten-fold increase from the lower mark.

### DAMAGE PREVENTION GRADING PROCESS

Pages 16 through 18 describe the methods used with the **2010 Damage Prevention Report Card** for scoring and grading each county. The report card utilizes metrics derived from three damage prevention areas: 1) Public Awareness, 2) Facility Damages, 3) Damage Reporting

These three metrics are then combined to derive a *Composite Damage Prevention Grade*. A fourth grading metric will be added in the future to measure *Damage Prevention Activity* undertaken by stakeholders in each county.

Page 19 contains a comprehensive listing of the Damage Prevention Grades sorted by Composite Grade and includes the four grading metrics for each county in 2009 and 2010.

Pages 20 through 23 contain an assessment of the improvement in damage prevention from 2004 through 2010.

### Colorado Damage Prevention Report Cards

Pages 24 through 87 include the Damage Prevention Report Card for each of the 64 Colorado counties. All of the demographic and One-Call data used to generate each metric, score, and grade is included on the report card.

#### Description of the Public Awareness Metric

The *Public Awareness Metric* assesses the level of incoming tickets as compared to the level of the population. As population increases, incoming tickets should also increase. Some level of the ratio of the two measures should be representative of an acceptable level of public awareness. As time passes though, the economy as well as construction activity may undergo periods of expansion and contraction, which has an effect on the level of the tickets and so, on the ratio. As construction activity slows down, incoming tickets will generally slow down, while population may slowly increase. In this case, the ratio will decrease; though this does not mean that the public awareness level has fallen. If incoming tickets are decreasing at a slower rate than construction activity, the public awareness level may be actually increasing. This ratio is best used to compare public awareness between counties in the same year and not across multiple years.

Since higher density population areas tend to utilize more vertical construction styles (high rise office buildings, multi-story apartments, etc.) there is a natural tendency for fewer incoming tickets for the level of population. This tendency suggests the need to adjust the incoming ticket level for higher population density areas. An algorithm was developed to make just such a population density adjustment for incoming tickets for each county. In addition, both the adjusted incoming tickets and the population were transformed by the Natural Log function since there is such a large variation between the highest and lowest values of each measure.

The Public Awareness Metric is thus calculated as a ratio of  $\text{LN}(\text{Density Adjusted Incoming Tickets}) / \text{LN}(\text{Population})$ . For 2010, this ratio ranged from 0.62 to 0.94 with an average of 0.79, a ticket weighted average of 0.86, and a standard deviation of 0.06. The 2010 Ticket Weighted Ratio of 0.86 was used as the **Public Awareness Threshold**. In 2010, thirteen counties had a Public Awareness ratio above the Public Awareness Threshold, leaving 51 counties

below the threshold. The thirteen counties above the Public Awareness Threshold received a Public Awareness Grade of A or B, while the 51 counties below the threshold received a Public Awareness Grade of C, D or F.

#### Description of the Damage Metric

The *Damage Metric* assesses the level of facility damages compared to the level of incoming tickets. As incoming tickets increase, damages most likely also increase. Some level of the ratio of the two measures should be representative of an acceptable level of damage prevention. As time passes though, the economy as well as construction activity may undergo periods of expansion and contraction, which has an effect on the level of tickets and so on the ratio. As construction activity slows down, both incoming tickets and facility damages should decrease – though the damage ratio should stay about the same if damage prevention activities are sufficient. If facility damages are decreasing at a faster rate than incoming tickets are decreasing, the damage ratio will actually decrease, indicating an improvement in damage prevention efforts. This ratio can be used both to compare damage prevention results across time and between counties.

As described in the previous Public Awareness Metric section, the incoming ticket level for each county was adjusted to compensate for population density. In 2010 there were no facility damages reported in DIRT by facility owners for eleven counties. Ten of these eleven counties had one or more facility damages reported in the Norfield ticket system by excavators, so DIRT damages were adjusted accordingly. One of the eleven counties had no facility damages reported by stakeholders in either system.

Since stakeholders desire to improve their damage prevention efforts, and we desire to measure and track this progress over time, we use the Damage Weighted Ratio computed in 2004 as the *Damage Ratio Threshold* with which to measure progress. If damage prevention efforts are improving in a county, then the Damage Ratio should get smaller over time and that county's Damage Ratio may move below the 2004 Damage Ratio Threshold. In addition, the Damage Weighted Ratio for all counties in a given year should decrease over time if overall damage prevention efforts for the state have improved.

The Damage Metric is thus calculated as a ratio of  $\text{Adjusted DIRT Damages} / 1,000 \text{ Density Adjusted Incoming Tickets}$ . For 2010, this ratio ranged from 0.00 to 35.38 with an average of 6.29, a damage weighted average of 4.54, and a standard deviation of 5.95. The 2004 Damage Weighted Ratio was 10.78 and was used as the Damage Threshold. By 2010, 56 counties had a Damage Ratio above the **2004 Damage Threshold**, leaving eight counties below the threshold. The 56 counties below the Damage Threshold received a Damage Prevention Grade of A, B or C, while the eight counties above the threshold received a Damage Prevention Grade of D or F.

#### Description of the Damage Reporting Metric

The *Damage Reporting Metric* assesses the level of facility damage reporting for each facility type within a county. For each of the eight facility types where one or more damages were reported, a county was

given risk weighted points. The points were summed and divided by two to determine the numeric score for damage reporting. The score ranges from 0.00 points if no damages were reported to 4.50 points if a at least one damage was reported for each facility type within a county. This measure can be used both to compare damage prevention reporting across time and between counties.

Table E lists the risk weighting factor and the number of counties with reported damages for each facility type in 2010. Each facility type was assigned a risk weighting factor based upon its relative risk of damage to humans and property, giving the most risk weight to Natural Gas and Electric facility damages. Counties with a higher damage reporting metric have a higher level of facility damage reporting than counties with a lower metric. This metric penalizes counties where few facility types had reported damages. When no facility damage actually occurred in a county and none were reported in both the DIRT system and the Norfield ticketing system, the county is given a score of 4.0. If damage reporting efforts are improving in a county, then the damage reporting metric will increase over time

Note that in 2009 there were 24 counties with an active Damage Prevention Council. The light blue shading identifies these counties. Also, in 2010, there were six additional counties with an active Damage Prevention Council. The dark blue shading identifies these additional counties

**Table E - Damage Reporting Risk Factor and #Counties**

	Natural Gas	Electric	Telecom	Cable TV	Water	Sewer	Pipeline	Other
Risk Factor	2.00	2.00	0.75	0.75	1.25	1.25	0.50	0.50
#Counties	41	21	45	18	3	0	2	13

The Damage Reporting Metric is thus calculated as the sum of risk weighted scores for each facility type within a county. For 2010, this numeric score ranged from 0.25 to 4.00 with an average of 1.49 and a standard deviation of 1.01. Note that Natural Gas and Electric damages were reported in 41 and 21 counties respectively, while both Natural Gas and Electric damages were reported in 18 counties.

The Average Damage Reporting Metric has fallen from a high of 1.84 in 2007 to a low of 1.49 in 2010. The cause of this drop in average reporting should be researched in future years.

**Description of the Composite Damage Prevention Metric**

The *Composite Damage Prevention Score* is formed through a weighted sum of the scores for each of the three damage prevention metrics:

- 1) Public Awareness Metric 50% Weighting
- 2) Damage Metric 25% weighting
- 3) Damage Reporting Metric 25% weighting

For 2010, the *Composite Damage Prevention Score* ranged from 0.67 to 3.54 with an average of 2.06 and a standard deviation of 0.71.

**Damage Prevention Grading Summary**

Table F on the next page summarize the 2009 and 2010 letter grades from the County Damage Prevention Report Cards. Each table is sorted on the Composite Damage Prevention Metric and includes the four grading metrics:

- 1) *Public Awareness Metric*
- 2) *Damage Metric*
- 3) *Damage Reporting Metric*
- 4) *Composite Damage Prevention Metric*

**Table F – County Report Card Summary 2009 & 2010**

2009 Sorted Report Card List					2010 Sorted Report Card List				
County	Public Awareness Grade	Damage Grade	Reporting Grade	Composite Grade	County	Public Awareness Grade	Damage Grade	Reporting Grade	Composite Grade
	2nd Sort	3rd Sort	4th Sort	1st Sort		2nd Sort	3rd Sort	4th Sort	1st Sort
Weld	A-	C+	A+	B+	Weld	A-	B	A-	A-
El Paso	B+	C+	A+	B+	Larimer	B+	B	B+	B+
Teller	A	B	D+	B	Denver	B+	B	B-	B+
Rio Blanco	A-	A+	F	B	Arapahoe	B+	B-	B-	B+
Broomfield	B+	B+	D-	B	Douglas	B+	C+	B+	B+
Arapahoe	B	B	B-	B	Rio Blanco	A	B	D+	B
Boulder	B	B	B-	B	Teller	A	B	D+	B
Douglas	B	C+	B-	B	Yuma	A-	B+	C-	B
Larimer	B	C+	C+	B	El Paso	B+	B	C	B
Denver	B-	B+	B-	B	Broomfield	B	B	B-	B
Jefferson	B-	B-	B-	B	Boulder	B	B-	B-	B
Adams	C+	B	B	B	Jefferson	B	C+	B-	B
La Plata	A-	C+	D+	B-	La Plata	A-	C+	D+	B-
Summit	B-	C	B-	B-	Las Animas	B	B-	C-	B-
Yuma	C+	A-	D+	B-	Summit	B-	C-	B-	B-
Washington	D+	A+	A	B-	Adams	C+	C+	B-	B-
Gilpin	C+	A-	F	C+	Garfield	C+	C	B-	B-
Clear Creek	C+	B	D+	C+	Mineral	D+	A+	A	B-
Morgan	C+	C+	D+	C+	Grand	C+	C+	C-	C+
Garfield	C+	C	C-	C+	Clear Creek	C+	C+	D+	C+
Mesa	C+	C	C+	C+	Mesa	C+	C	C+	C+
Pueblo	C+	C-	C-	C+	Pueblo	C+	C	C-	C+
Pitkin	C+	D	B+	C+	Pitkin	C+	C-	C-	C+
Archuleta	C	A	D-	C+	Morgan	C	B-	D+	C+
Las Animas	C	C	C+	C+	Eagle	C	C+	B-	C+
Chaffee	C	C-	B	C+	Chaffee	C	C	C+	C+
Eagle	C	C-	B-	C+	Gunnison	C	C	C+	C+
Gunnison	C	C-	B	C+	Logan	C	C-	C+	C+
Montrose	C	C-	C+	C+	Delta	C	B+	F	C
Montezuma	C	D+	B	C+	Archuleta	C	B-	F	C
Crowley	F	A+	A	C+	Montrose	C	C+	F	C
Grand	C+	D+	C-	C	Ouray	C	C+	F	C
Ouray	C	C	D+	C	San Miguel	C	C-	F	C
San Miguel	C	C-	D+	C	Phillips	C-	C+	D+	C
Logan	C-	C+	D+	C	Elbert	C-	C	C-	C
Moffat	C-	C	D+	C	Park	C-	C	D+	C
Fremont	C-	C-	C-	C	Prowers	D+	B+	D	C
Rio Grande	D+	C-	C+	C	Baca	D+	B	D	C
Routt	C	D	D-	C-	Routt	C	D+	D-	C-
Huerfano	C-	C+	F	C-	Cheyenne	C-	B-	F	C-
Cheyenne	C-	C-	F	C-	Custer	C-	C	F	C-
Delta	C-	C-	D+	C-	Fremont	C-	C-	D+	C-
Elbert	C-	D+	D+	C-	Montezuma	C-	C-	D+	C-
Phillips	C-	D+	D+	C-	Hinsdale	C-	C-	D	C-
Prowers	D+	B+	F	C-	Lincoln	C-	D+	D+	C-
Custer	D+	B	F	C-	Moffat	D+	B+	F	C-
Otero	D+	B-	F	C-	Otero	D+	B	F	C-
Alamosa	D+	D+	C+	C-	Kit Carson	D+	C+	D	C-
Baca	D	B-	D	C-	Washington	D+	C+	F	C-
Kit Carson	D	B-	D	C-	Rio Grande	D+	C-	D+	C-
Bent	D	C+	D	C-	Alamosa	D+	D+	C+	C-
Sedgwick	D	C+	D	C-	Sedgwick	D+	C	F	D+
Mineral	D+	C	F	D+	Huerfano	D+	C-	F	D+
Park	D+	C-	F	D+	Gilpin	D+	D	F	D+
Hinsdale	D+	D+	D	D+	Jackson	D	C+	F	D+
Jackson	D-	C+	F	D+	Costilla	D-	B-	F	D+
Conejos	F	B	D	D+	Saguache	D-	C+	F	D+
Saguache	F	B	D	D+	Bent	D-	C	D	D+
Dolores	D	F	D+	D	Conejos	F	C+	C	D+
Lincoln	D-	D+	F	D	Dolores	D-	F	D+	D
Kiowa	F	C	F	D	Crowley	F	C+	F	D
Costilla	F	C-	F	D	Lake	F	D+	D+	D
Lake	F	C+	F	D	Kiowa	F	D+	D	D
San Juan	F	D	F	D-	San Juan	F	D	F	D-
24	Active DPC prior to 2010				24	Active DPC prior to 2010			
					6	DPC added in 2010			

**Assessing Improvement in Damage Prevention from 2004 through 2010**

The three charts on page 23 visually demonstrate the improvements made in damage prevention for Colorado from 2004 through 2010. Each chart provides a snapshot of a measure of Public Awareness versus a measure of Facility Damage for 2004, 2009 and 2010. We can hypothesize that as we create and support active Damage Prevention Councils within a county, public awareness should improve. We can also hypothesize that as we fund and support improvements in the quantity and quality of public awareness efforts within a county, the facility damage metric should decrease within the county over time.

To understand how the three charts demonstrate these improvements, we must first explain how the charts are setup and how to interpret the information.

a) Each chart represents a measure of Public Awareness on the horizontal X axis and a measure of Facility Damage on the vertical Y axis.

b) The **measure of Public Awareness** is the County Public Awareness Metric for the year less the Public Awareness Threshold (see bottom of page 16) for the state that year. The Public Awareness Threshold becomes the -0- vertical axis line and positive numbers to the right of the axis line represent higher levels of public awareness, while negative numbers to the left of the axis line represent lower levels of public awareness.

c) The **measure of Facility Damage** is the 2004 Damage Threshold (see bottom of page 17) for the state less the County Damage Metric for that year. The 2004 Damage Threshold becomes the -0- horizontal axis line and positive numbers above the axis line represent lower levels of facility damage, while negative numbers below the axis line represent higher levels of facility damage.

d) The two axes divide the chart into **four quadrants**. Each quadrant represents a hypothesized cause-effect relationship between the Public Awareness measure and Facility Damage measure.

Quadrant 1 Upper Right Higher Public Awareness Lower Facility Damages

Quadrant 2 Upper Left Lower Public Awareness Lower Facility Damages

Quadrant 3 Lower Left Lower Public Awareness Higher Facility Damages

Quadrant 4 Lower Right Higher Public Awareness Higher Facility Damages

e) There is a small **green box** with a number and a small **blue box** with a number in each quadrant. The green box represents the number of counties in the quadrant with an active Damage Prevention Council. The blue box represents the number of counties in the quadrant without a Damage Prevention Council.

f) The 64 **square data points** represent each of the counties within the state for that year. The green data points are counties with an active Damage Prevention Council that year. The blue data points are counties without a Damage Prevention Council that year. The red data points on the 2004 chart are counties that started a Damage Prevention Council after 2004. The red data points on the 2010 chart are

counties that started a Damage Prevention Council in 2010.

Table G summarizes the number of counties that fall in each quadrant for each year, showing both counties with and counties without a Damage Prevention Council. Careful study of the charts on page 23 and this table reveal progressive improvements from 2004 through 2010 in public awareness and the facility damage metric as Damage Prevention Councils have been created and supported.

Table G – Summary of Public Awareness versus Facility Damage

QUADRANT	Quadrant 1	Quadrant 2	Quadrant 3	Quadrant 1	Quadrant 2	Quadrant 3	Total
YEAR	With DPC	With DPC	With DPC	W/O DPC	W/O DPC	W/O DPC	
2004	6	2	0	2	28	26	64
2009	9	12	3	3	29	8	64
2010	10	18	2	3	25	6	64

**Observations**

1) Quadrant 4 represents the worst relationship for a county to attain – high public awareness and high facility damages. Note that there are no counties in this quadrant in any year.

2) Quadrant 1 represents the best relationship for a county to attain – high public awareness and low facility damages. Note the number of counties in this quadrant increased from (6+2=8) in 2004 to (10+3=13) in 2010. Five counties moved from Quadrant 2 into Quadrant 1, a positive development as these counties improved their Public Awareness Metric. Ten of the thirteen counties in Quadrant 1 in 2010 had an active Damage Prevention Council, while three counties did not.

3) Quadrant 2 represents the next best relationship for a county to attain – lower public awareness and lower facility damages. Note the number of counties in this quadrant increased from (2+28=30) in 2004 to (18+25=43) in 2010. Eighteen counties moved from Quadrant 3 up into Quadrant 2, a positive development as these counties reduced their Facility Damage Metric. Eighteen of the 43 counties in Quadrant 2 in 2010 had an active Damage Prevention Council, while 25 counties did not.

4) Quadrant 3 represents a worse relationship for a county to attain – lower public awareness and higher facility damages. Note the number of counties in this quadrant decreased from (0+26=26) in 2004 to (2+6=8) in 2010. Eighteen counties moved from Quadrant 3 up into Quadrant 2, a positive development as these counties reduced their Facility Damage Metric. Only two of the eight counties in Quadrant 3 in 2010 had an active Damage Prevention Council, while six counties did not.

To summarize these observations:

□ 20.3% (13 of 64) of the counties have a high Public Awareness and low Facility Damage Metric. From 2004 through 2010, the number of counties in this quadrant increased from eight to thirteen.

□ 12.5% (8 of 64) of the counties have a low Public Awareness and high Facility Damage Metric. From 2004 through 2010, the number of counties in this quadrant decreased from 26 to eight.

67.2% (43 of 64) of the counties have a low Public Awareness and low Facility Damage Metric. From

2004 through 2010, the number of counties in this quadrant increased from 30 to 43.

- □ From 2004 through 2010, the number of counties with an active Damage Prevention Council increased from eight to 30.
- □ From 2004 through 2010, the number of counties with a Facility Damage Metric above the 2004 Damage Threshold (10.78) decreased from 26 to 8. This is an important improvement in damage prevention in Colorado.
- □ From 2004 through 2010, the descriptive statistics of the Facility Damage Metric for the state improved significantly:
  - the average County Facility Damage Metric decreased from 12.75 to 6.29, a significant 51% decrease.
  - the worst County Facility Damage Metric decreased from 62.09 to 35.38.
  - the standard deviation range of the County Facility Damage Metric decreased from 12.3 to 5.9, a significant 52% decrease.

NOTE: Since the County Facility Damage Metric is derived from a population density adjustment and mathematical transformation (Natural Log), the value of the metric does not have a direct interpretation to the number of facility damages, but a lower value is better than a higher value.

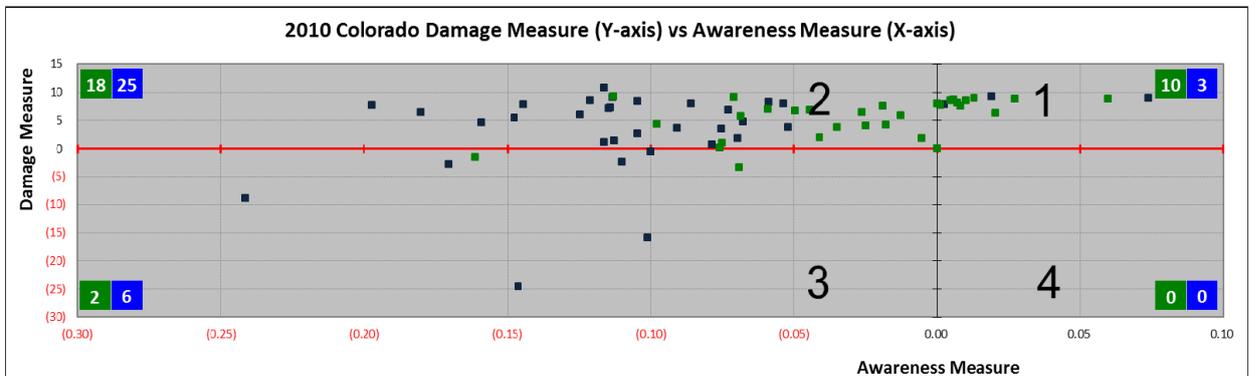
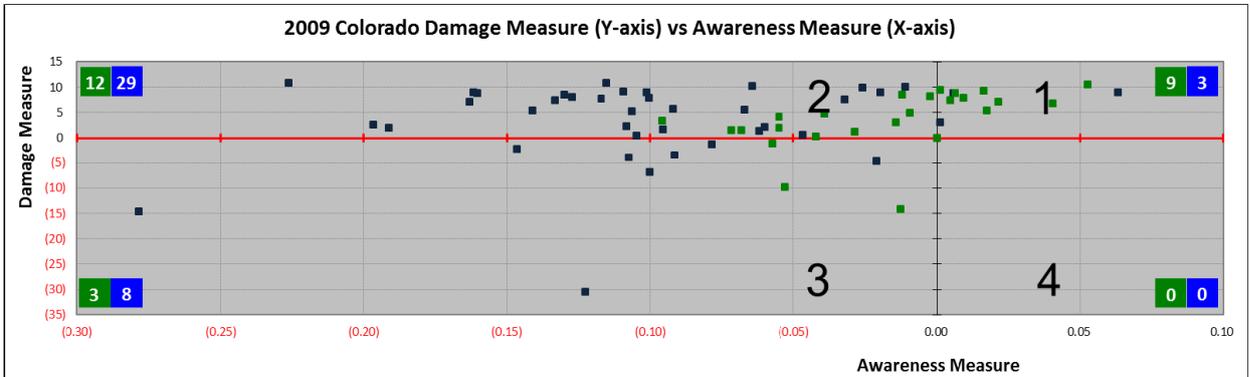
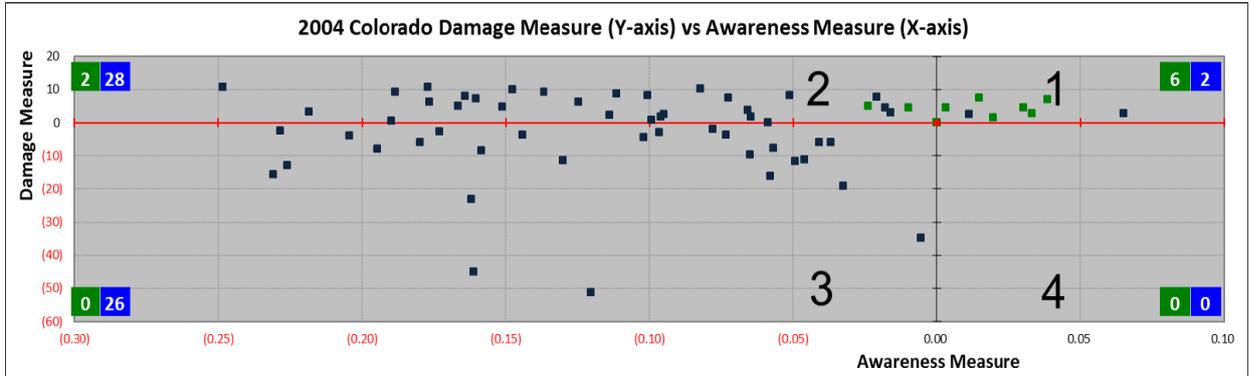
The data and observations presented demonstrate that Colorado's dedicated industry stakeholders have successfully increased the Public Awareness Metric and decreased the Facility Damage Metric from 2004 through 2010 at both individual counties and the state as a whole.

Acknowledgement goes out to the staff at CO811, the volunteers on the Damage Prevention Action Team, the thirteen Damage Prevention Councils around the state, the facility locate companies, and the many excavators and facility owners who support damage prevention best practices.

A special thank you goes to DOT-PHMSA for providing the grant funding since 2008 that supported many of the damage prevention activities that have helped make a difference in Colorado.

## Measuring County Damage Prevention Grades - 2010

Chart G – Damage Prevention Metric versus Public Awareness Metric  
2004, 2009, and 2010



## Colorado County Damage Prevention Report Cards - 2010

### 2010 Colorado Damage Prevention Report Card

Colorado Damage Prevention Report Card® is evaluated and published annually by Colorado 811

Reporting Year	2010	Note: Colorado has 64 Counties
County	Adams	

Grading Area	Grade	Score	Rank of 64	Weight
Public Awareness Metric:	C+	0.848	16	50%
Damage Prevention Metric:	C+	4.830	36	25%
DIRT Reporting Metric:	B-	2.750	5	25%
Stakeholder Participation:	Not Avail 2010	Not Avail 2010	Not Avail 2010	
County Composite Grade:	B-	2.583		

### Report Card Metrics

Demographic Data	County Value	% of State	State Value	Rank of 64
Population:	451,458	8.75%	5,160,189	5
Pop Density per SqMile:	382		50	
Housing Permits:	662	5.71%	11,591	7
Net Migration:	2,944	6.44%	45,736	5

One-Call Data	County Value	% of State	State Value	Rank of 64
Incoming Tickets:	32,992	6.59%	500,622	7
Adjusted Facility Damages:	303	10.54%	2,875	64
Non-Adjusted DIRT Damages:				
Telecommunications	199	14.32%	1,390	
Natural Gas	59	5.76%	1,024	
Electric	31	11.61%	267	
CableTV	14	9.21%	152	
Water	NotReported	0.00%	5	
Sewer	NotReported	0.00%	0	
Pipeline	NotReported	0.00%	2	
Other	NotReported	0.00%	35	

The Colorado Damage Prevention Report Card® provides industry stakeholders in each county with current One-Call ticketing, underground facility damage and demographic information. This information is designed to provide knowledge of damage prevention conditions and programs in the county as well as to help facilitate improvement in public awareness and damage prevention efforts. Accurate and timely information can lead to more effective public awareness and damage prevention programs.

The *Public Awareness Metric* provides a density adjusted measure of tickets versus the population.  
 The *Damage Prevention Metric* provides a measure of adjusted facility damages versus tickets.  
 The *DIRT Reporting Metric* provides a measure DIRT damage reporting by facility type.