

Primer Congreso de corrosión y protección en yacimientos de petróleo y gas

Más de un centenar de técnicos, especialistas del mundo académico y expertos de empresas especializadas, analizaron en Mendoza problemas y soluciones que plantean los procesos de corrosión en yacimientos de petróleo y gas natural.

Aquéllos cuestan al conjunto del sistema productivo argentino casi tres mil millones de dólares anuales (el 3,86% del PBI) y una parte sustancial de esas pérdidas corresponden a la industria del petróleo, cuyas instalaciones —en superficie y subsuelo— están permanentemente expuestas a la acción de procesos corrosivos.



Presidieron la mesa del Plenario de Apertura del Primer Congreso de Corrosión y Protección de Yacimientos de Gas y Petróleo, el Superintendente zonal de Gas del Estado y Secretario del Comité Organizador Mendoza, Ingeniero Augusto Viotti; el Presidente del Ente Provincial de Energía de Mendoza, Ing. Juan Carlos Modón; el Administrador de YPF Cuyo y Presidente del Comité Organizador en Mendoza, Ing. Orlando Escartín; el Vicepresidente 1º del IAP, Ing. Víctor Hugo Spedaletti; el Ministro de Obras y Servicios Públicos de Mendoza, Sr. Hugo Torres; el Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo, Ing. Manuel Gómez y el Presidente del Comité Organizador Central, Sr. Walter Hugo Müller.

“La aplicación de los principios y las leyes de la física y la química hacen a la esencia de la moderna industria del petróleo, sobre cuyos principios y prácticas se fundamenta el permanente progreso del sector. Pero esas mismas leyes físico-químicas son causales de los procesos de corrosión que afectan a buena parte, por no decir todas, las instalaciones industriales que sirven de soporte a las actividades de exploración

y posterior procesameinto de hidrocarburos. A partir de estos conceptos, el Vicepresidente 1º del Instituto Argentino del Petróleo, Ing. Víctor H. Spedaletti, reseñó las motivaciones básicas que llevaron a la organización del Primer Congreso Argentino de Corrosión y Protección en Yacimientos de Gas y Petróleo, iniciado en Mendoza el 12 de noviembre y que se prolongó hasta el 16.

Spedaletti llamó la atención sobre la circunstancia que buena parte del trabajo de la industria está destinado a reconstruir lo destruido por los procesos de corrosión.

El vicepresidente del IAP puntualizó que el Congreso se había planteado objetivos coincidentes con los de la institución organizadora, en tanto ésta apunta permanentemente a integrar profesionales de la industria petrolera propiamente dicha, con los que se desempeñan en las empresas de servicios y con el mundo académico universitario. "Esta forma de trabajo integrado entre la empresa, los profesionales y la Universidad es una metodología que permite potenciar sustancialmente, y en función productiva, los avances técnicos y científicos imprescindibles para el permanente afianzamiento productivo de la industria".

Específicamente, el Congreso de Mendoza se propuso los siguientes objetivos principales:

- Propiciar los intercambios de experiencias operativas y técnicas entre los operadores de yacimientos y la industria complementaria a los fines de lograr una adecuada integración y optimización de las variables económicas.
- Evaluar las implicancias de políticas de mantenimiento en la explotación de petróleo y gas que puedan implementarse en el país, a fin de desarrollar los medios que lleven a una rápida respuesta de la industria.
- Crear una conciencia de anticorrosión, que redunde en una mayor economía en los planes de mantenimiento de la industria.
- Unificar criterios de acción frente a problemas comunes que afectan los materiales de las estructuras en los yacimientos de producción.

El Vicepresidente del IAP esbozó el marco institucional en el que está operando actualmente la industria del petróleo en el país y los cambios que se están produciendo en el sector. Destacó que "hay una nueva situación y nuevas políticas, iniciadas con el Plan Houston, y que se proponen incrementar sustancialmente las reservas de hidrocarburos del país". Recordó Spedaletti que Argentina, cuatro décadas atrás, produ-

cía cuatro millones de metros cúbicos al año de petróleo y disponía de un horizonte de reservas, a esos niveles de consumo, equivalente a diez años.

"Ahora el país produce veintiocho millones de metros cúbicos al año, que pueden evaluarse hasta treinta millones, sin mayores sobresaltos y su horizonte de reservas, para un nivel de consumo equivalente a esa producción, es de trece años". Señaló que la licitación de áreas secundarias y marginales y los propuestos contratos de asociación para la explotación de áreas centrales bajo el control actual de YPF apuntan, esencialmente, a incrementar los índices de recuperación de petróleo, todavía por debajo de los niveles logrados en este sector por otros países con industria petrolera de mayor desarrollo tecnológico: "extraemos el veintidós por ciento del petróleo in situ, contra un treinta por ciento que se extrae a nivel internacional", dijo el Ing. Spedaletti.

Señaló finalmente el Vicepresidente del IAP que, tanto los trabajos presentados a este Congreso de Corrosión como las discusiones técnicas e intercambios de opiniones entre los participantes, habrían de constituirse en un aporte positivo al esfuerzo que está desarrollando el conjunto de la industria para conseguir "más petróleo a menor costo".

Cabe precisar que este Congreso analizó cuarenta trabajos técnicos vinculados a problemas de corrosión que afectan directa e indirectamente instalaciones de producción de petróleo y gas natural que, en su transcurso se desarrollaron dos conferencias a cargo de académicos especializados en investigación sobre procesos de corrosión; que se organizaron dos debates generales sobre problemas de corrosión y que hubo oportunidad para empresas especializadas de presentar proyecciones especiales, que dieron cuenta de las actividades en desarrollo para el tratamiento y posible solución de problemas derivados de procesos corrosivos en instalaciones de producción de hidrocarburos.

De esos temas se informa en las páginas siguientes de esta crónica.

Walter Müller, Presidente del Comité Organizador del Primer Congreso de Corrosión y Protección en Yacimientos de Gas y Petróleo, tuvo a su cargo las reflexiones finales con las que dio por clausurado el evento. El siguiente es el texto completo del discurso pronunciado.



"DE POLVO ERES Y EN POLVO TE CONVERTIRÁS"

(Antiguo Testamento - Génesis - Capítulo I)

Con esta mención no pretendo hacer una prédica, sino simplemente hacer referencia a la primera cita bibliográfica alusiva al principio termodinámico que rige los mecanismos de la corrosión.

No creo incurrir en herejía si, proyectando esta sentencia al campo de los metales (elementos de la misma creación), tomara un trozo de hierro con mis manos, afirmando: "de óxido eres y en óxido te convertirás".

La definición del término corrosión se ha actualizado con las épocas, siendo hoy una de las más aceptadas, la que cita la Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión (N. A. C. E.), de los Estados

Unidos de Norteamérica, en su glosario: "Reacción de un material, generalmente un metal, con el medio que lo rodea".

Se pone así de manifiesto que la corrosión ha trascendido la esfera de los metales para extenderse al deterioro de todo material por efectos ambientales. En efecto, hoy se habla de corrosión en hormigones, maderas, plásticos, etc.

Numerosos escritos históricos han dado cuenta del conocimiento de los efectos corrosivos por parte del hombre.

San Mateo, en uno de los versículos de su Evangelio, nos decía: "No enterréis vuestros tesoros pues el orín y la herrumbre os los destruirán", en una clara alusión a los efectos de la corrosión sobre los metales enterrados.

Existen, asimismo, testimonios físicos de estos conocimientos, tales como el hallazgo en la isla de Creta, de viejas pilas eléctricas que datan de antiguas civilizaciones, basadas en el principio de corrosión y pasivación de elementos de distinta naturaleza expuestos a un medio agresivo.

Algunas momias egipcias, recubiertas con asfalto, indican la intención de preservarlas de los ataques del medio ambiente.

Otro caso es el de las misteriosas piezas de hierro adosadas a las placas de cobre conque los fenicios recubrían los cascos de madera de sus embarcaciones, hecho interpretado hoy como un rudimentario intento de protección catódica.

A pesar de tales conocimientos, mucho tiempo ha transcurrido desde aquel entonces hasta que en 1824, Sir Humphrey Davy procediera a la primera aplicación práctica de un sistema de protección catódica mediante placas de zinc para los cascos metálicos de buques de la época, los que, impulsados ya por vapor, aumentaron su velocidad de desplazamiento, con lo que se incrementó la corrosión propia de la agresividad del agua de mar al in-

troducir factores de erosión y abrasión.

La corrosión es un flagelo que afecta a todos los campos de la industria y la tecnología modernas, incidiendo significativamente en la economía de los países desarrollados y en vías de desarrollo.

En el mes de marzo de 1986, en Houston, Texas, durante el Congreso de Corrosión que anualmente organiza la National Association Of Corrosion Engineers (N. A. C. E.), un trabajo presentado conjuntamente por la propia N. A. C. E. con el Batelle Institute, indicó que las pérdidas anuales por corrosión en los EE. UU. de Norteamérica alcanzaban la cifra de ciento sesenta y ocho mil millones de dólares (u\$s 168.000.000.000.-), lo que importa un cuatro con dos por ciento (4,2%) del Producto Bruto Interno de esa nación.

En Gran Bretaña, por la misma época; se afirmaba que la cifra anual de pérdidas por corrosión, representaba el tres y medio por ciento (3,5%) del P. B. I.

En los EE. UU. de Norteamérica, el cuarenta por ciento (40%) del total de la producción de la industria siderúrgica, está destinado al reemplazo de piezas fuera de servicio por efectos de la corrosión.

Artículos publicitarios de reciente data estiman que, en el Reino Unido, se corroe una tonelada de acero cada noventa segundos.

En nuestro país, la Comisión de Corrosión del Instituto del Petróleo, publicó un artículo en la Revista PETROTECNIA (Julio de 1984) titulado "¿Cuánto cuesta la Corrosión?" según el cual, las pérdidas anuales por corrosión se estiman en dos mil setecientos sesenta millones de dólares (u\$s 2.760.000.000.-), lo que implica un tres con ochenta y seis por ciento (3,86%) del P. B. I.

Ante tal implicancia, y el ahorro que representaría la adopción de técnicas preventivas, se decidió abordar una campaña de difusión y divulgación de los problemas de

corrosión con el objeto de crear una conciencia anticorrosiva en los profesionales y técnicos responsables del proyecto, diseño y mantenimiento de las instalaciones de la industria petrolera.

Así se evidenció que, si bien mucho es lo dicho en torno a la corrosión en grandes conductos, refinerías y destilerías, poco o nada se había tratado respecto a los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, siendo que éstos constituyen las fuentes de materia prima que alimenta a la industria del gas y el petróleo.

Con el objeto de detectar y palpar los problemas que aquejan a los responsables del mantenimiento de las instalaciones de campo, la Comisión de Corrosión organizó, en el mes de noviembre del año próximo pasado, lo que se dió en llamar Primer Encuentro Nacional de Corrosión en Yacimientos: una mesa redonda sobre la cual los representantes de distintas empresas operadoras volcaron sus inquietudes, vislumbrándose su avidez de soluciones.

El análisis de la complejidad e importancia de los problemas tratados en esa oportunidad dió motivo a la unánime y espontánea decisión acerca de la realización de un Congreso sobre el tema específico.

Se fijó como sede del mismo la Ciudad de Mendoza, considerando que se trata de una provincia que posee yacimientos en producción, su infraestructura hotelera y la calidad de su gente, particularmente en lo que se refiere a su tradicional hospitalidad.

Se estableció que, por razones de tiempo, la realización del Congreso no sería posible sino hasta el año 1991.

Puestas en conocimiento de esta idea, las autoridades del I. A. P. instaron y alentaron a la Comisión de Corrosión a intentar la materialización del Congreso hacia fines del año 1990, comprometiendo todo su apoyo y asesoramiento.

Aceptado esto como un desafío (debe tenerse en cuenta que, a esa fecha, se estaba ante la merma de actividades debida a la temporada estival 1989/90), la Comisión de Corrosión se abocó con verdadero tesón y ahínco a las tareas de planificar y organizar el evento, viendo coronados sus esfuerzos a través de la concreción del Congreso que, con este acto, estamos clausurando.

El objetivo fijado para el Congreso fue el de reunir a tecnólogos de campo, científicos e investigadores, proveedores y contratistas de servicios en un intento de aunar los esfuerzos de sus respectivas áreas para que, a través de la discusión de los problemas y el intercambio de ideas, surgieran propuestas de solución efectiva que contribuyan a paliar los inconvenientes que la corrosión produce en los programas de mantenimiento.

Estoy convencido, a modo de conclusión o de balance de este Congreso, que este objetivo ha sido cumplido en todos sus aspectos.

A través de las sesiones desarrolladas, el operador de campo, al detectar los efectos de la corrosión sobre una instalación dada, sabrá de ahora en más, a qué centro o rama de la investigación acudir para el estudio de las causas que originan el problema. Sabrá qué proveedor puede suministrar el producto específico para el tratamiento de su problema en particular y qué compañía puede brindar los servicios necesarios. Y lo que es más importante, habrá aprendido que existen técnicas preventivas de los problemas de corrosión que redundarán en una mayor economía y seguridad en los planes de mantenimiento, previo conocimiento de los factores contaminantes o agresivos de su yacimiento.

En orden de evaluar los frutos de este Congreso y propender a una constante actualización y perfeccionamiento de su calidad y su nivel, el Comité Organizador Central propone, como moción de fon-

do, la reedición de este evento con una frecuencia a determinar oportunamente.

Más aún, se aspira a otorgar al mismo, la característica de Congreso Panamericano, a fin de contar con una mayor participación de los países del norte del Continente.

Culminando esta alocución, quiero expresar el merecido reconocimiento hacia las autoridades del Instituto Argentino del Petróleo por el impulso y apoyo brindados a la Comisión de Corrosión en el esfuerzo que significó la concreción de este evento.

A la Filial Cuyo del I. A. P. por su eficiente despliegue en brindar la infraestructura necesaria del Congreso.

A los señores representantes de países extranjeros que, interrumpiendo sus propias actividades, no han vacilado en viajar miles de kilómetros para ofrecer sus conocimientos y experiencias en valorado aporte.

A las empresas locales que, con aportes de distinto tipo, han hecho factible la realización de este Congreso.

A los estrechos colaboradores del Comité Organizador Central, por su sacrificada dedicación con especial mención de la señorita Coordinadora del Congreso.

Por último, en nombre del Instituto Argentino del Petróleo y de cuantos tuvimos el honor de conocerlo, quiero rendir un cálido y sentido homenaje a quien fuera fundador de la Comisión de Corrosión y Presidente de la misma durante veinticinco años. Me refiero al Dr. Idelfonso Álvarez, fallecido el 25 de junio de 1986, quien, estoy seguro, nos ha acompañado en espíritu durante el desarrollo del Congreso, apoyando y aplaudiendo esta iniciativa que, sin duda alguna, hubiera sido la suya propia.

Nada más, y agradezco la presencia y participación de todos ustedes.

Muchas gracias



Héctor A. Videla, de la Universidad Nacional de La Plata, presentó un panorama sucinto de los problemas de corrosión y biofouling y una reseña de los sistemas de detección. Preciso que "cuando se forman los biofilms o la acumulación de éstos (el biofouling) sobre estructuras metálicas de uso industrial, disminuye la eficiencia del equipo o de la vida útil del mismo debido a los procesos de corrosión inducidos por los depósitos biológicos. El proceso de corrosión biológica ocurre sobre una interfase metal/solución modificada por la presencia del biofouling. La intersección entre el proceso de corrosión (y sus productos) con los biofilms microbianos será entonces la que determinará las características del fenómeno de corrosión sobre el metal". El Profesor Videla señaló que la contaminación microbiológica en la industria extractiva del petróleo, lo mismo que sus principales consecuencias, el biofouling de las instalaciones, biodeterioro del producto y la corrosión de metales y aleaciones utilizados en las etapas de extracción, procesamiento, distribución y almacenamiento, han podido ser contrarrestados parcialmente en los últimos años gracias a un mayor conocimiento de la interacción microorganismos-medio. La necesidad de implementar técnicas de monitoreo de la actividad biológica es ya ampliamente reconocida por el personal técnico y profesional de campo. El empleo de biocidas, inhibidores de corrosión y demás auxiliares de su acción debe ser hecho luego de un pormenorizado análisis del estado de cada sistema y de la flora microbiana particular del mismo. La monitorización de los microorganismos planctónicos debe necesariamente ser complementada con la evaluación de la población bacteriana sésil presente en los biofilms, como única forma de lograr tratamiento de control efectivos.

Oscar Héctor Pucci (en colaboración con Silvia Graciela Esteveo Belchir y Silvia Adriana Gonzalo) presentó los resultados de un relevamiento de grupos metabólicos de bacterias sulfato reductoras. Señaló la importancia de la presencia de éstas en instalaciones industriales donde entran en contacto el agua con el acero pues, por las características metabólicas de las bacterias y los productos que éstas secretan, se producen problemas de corrosión microbiológica. El género *Desulfovibrio* es el más importante que actúa en la industria del petróleo. Señaló las limitaciones que todavía deben superar las investigaciones en curso sobre este problema, aunque destacó que, no obstante ello, se está en condiciones de evaluar, con cierto margen de error, los estados microbiológicos de los yacimientos. El mismo Pucci, en una segunda presentación, explicó los estudios realizados en la Universidad de la Patagonia San Juan Bosco, donde se investigan estos temas, sobre la acción de bactericidas comerciales empleados para combatir la actividad de las bacterias sulfato reductoras y anular los perjuicios que éstas provocan en instalaciones industriales petroleras. Preciso tres parámetros de máxima importancia a tener en cuenta para el tratamiento antimicrobiano: 1) las condiciones químico-materiales de la locación donde se dosifica el empleo de bactericidas; 2) la composición química del bactericida; 3) la biología de la bacteria que se quiere controlar.

Acoitó también el expositor que las investigaciones en curso se realizan con la participación y apoyo de la subadministración Chubut de YPF, en la misma Comodoro Rivadavia.



Oscar Orestes Merli, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, expuso una nueva metodología de evaluación de bactericidas para controlar bacterias asentadas (sésiles), principales agentes de la corrosión inducida microbiológicamente. La experiencia se desarrolló en la planta de recuperación secundaria Brecha Verde, del área Barrancas, en explotación por YPF. Las investigaciones comprobaron la existencia de bacterias sésiles en los sistemas de conducción de fluidos acuosos, que formaban un biofilm tan denso que un espesor de ciento cincuenta micrones podía contener hasta cincuenta millones de células por centímetro cuadrado. En ese biofilm las bacterias se protegen de los bacteriófagos y de los potenciales agentes químicos bactericidas. Esta "comunidad organizada" de agentes corrosivos es muy resistente a la actividad de bactericidas convencionales. Se recomienda por ello una cuidadosa selección de los biocidas a emplear para combatir este tipo de problema. Señaló el expositor, finalmente, como un "problema mayor" que "algunos profesionales involucrados en la temática de la corrosión no aceptan el rol de las bacterias en los procesos corrosivos y los que lo hacen no tienen los elementos suficientes para reconocer y tratar estos problemas". El informe presentado por Merli resulta de una investigación en la que colaboraron Elisabeth Susana Sfreddo, de la Universidad Nacional de Cuyo, Carlos Raúl Smith (Bolland y Cía.) y Daniel Roberto Bondonno (YPF, Administración Mendoza).

Profesionales de Aquatec Química S. A. y de la Universidad Nacional de La Plata, elaboraron un nuevo enfoque para el seguimiento del biofouling y la corrosión en sistemas de inyección para la recuperación secundaria de petróleo. Los investigadores establecieron que el seguimiento de estos problemas requiere el monitoreo simultáneo en campo y laboratorio de diversos parámetros biológicos y electroquímicos relacionadas a la población bacteriana sésil y al proceso de corrosión, respectivamente. Establecieron también que un sistema muestreador como el utilizado para el trabajo que realizó el grupo de investigación, permite establecer las condiciones de operación de un sistema de inyección para implementar el tratamiento biocida más adecuado o controlar su eficacia mediante medidas convencionales de campo y determinación de laboratorio. El informe técnico fue presentado por Héctor A. Videla (foto).





José Díaz (foto), en colaboración con Raúl Puliti, de la Compañía Quintral-Co, presentaron los resultados de una experiencia piloto desarrollada en el área al norte de la Dorsal en el yacimiento neuquino de Puesto López. Aquí la Compañía Quintral-Co opera el yacimiento por recuperación secundaria; el agua utilizada para inyección, hubo de ser sometida a procesos de desulfatación por intercambio aniónico, para evitar procesos de corrosión en cañerías. La experiencia resultó exitosa pero —advirtieron los investigadores— como la operación absorbe el cincuenta por ciento del costo total por metro cúbico de agua a inyectar, "la aplicación a escala de yacimiento requerirá de estudios técnicos y reformas que permitan bajar el consumo específico de sal".



Eduardo Omar Espiñeira, de la Compañía Naviera Pérez Companc, expuso la experiencia desarrollada en el área Entre Lomas (yacimientos charco Bayo y Piedras Blancas) con sistemas de protección catódica. Estos llevan más de ocho años de operación y cubren todos los pozos en actividad. "Preserva una instalación utilizando protección catódica, precisó Espiñeira, representa una erogación que varía entre el uno y el dos por ciento del costo de la misma".



Roberto Martín Valeri, también de la Compañía Naviera Pérez Companc, expuso la misma experiencia de protección catódica pero aplicada a doscientos diez pozos del yacimiento 25 de Mayo-Medanito. Señaló que, concluido el programa, "se modificó la tendencia observada durante años, al no registrarse ninguna rotura en los últimos doce meses".

"Al analizar la curva producida por los registros acumulados de rotura, se observa un incremento exponencial constante durante ocho años. En un gráfico semilogarítmico, este ajuste describe una recta que, extrapolada, predice una frecuencia de once roturas para 1989 y diecisiete roturas para 1990. Sin embargo, se observa que en el primer año de protección catódica, la curva real de roturas acumuladas comienza a apartarse de la curva esperada, se aparta más claramente en el segundo año y finalmente, en los últimos doce meses, no se registran roturas". Comienza así una nueva situación, "que no registrará roturas sino esporádicamente, debido a que la protección catódica controla el proceso electroquímico corrosivo". Deben esperarse roturas esporádicas, dado que las tuberías protegidas no son nuevas y se encuentran en un estado avanzado de corrosión".

Finalmente, precisó Valeri que, si se analiza el costo de una reparación de rotura tipo y se lo compara con el costo de un sistema dispersor completo y en funcionamiento, se observa que la relación es mayor de diez veces (debe tenerse en cuenta, además, la pérdida de producción, que se evitó con la aplicación del sistema de protección catódica). A diecisiete meses de instalado el último dispersor de esta campaña se puede considerar que la inversión ya ha sido amortizada, logrando una rentabilidad superior a la prevista. El mismo autor explicó la experiencia realizada en protección catódica interna en un tanque de agua dulce.



Jorge Bartolomé Bessone (foto) de la Universidad Nacional del Sur, expuso los resultados de un trabajo realizado en colaboración con Pablo Cebreiro, Daniel R. Salinas y Alfredo Sáenz López. Se trata del efecto de la estructura de solidificación sobre el potencial de operación y eficiencia de nodos de sacrificio de base aluminio. Los aleantes mencionados producen un desplazamiento del potencial de disolución de la matriz metálica de aluminio hacia valores más electronegativos. Esto posibilita el empleo de ese metal como ánodo de sacrificio, dado que en caso contrario, el potencial que se definiría lo tornaría incapaz de ejercer una protección efectiva sobre las estructuras ferrosas.



Antonio Alberto Borsani, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, expuso los resultados de un programa de protección catódica de casing, desarrollado en los yacimientos Barrancas y Vizcacheras, en Mendoza. En el caso de Vizcacheras, el sistema de protección catódica se puso en servicio ocho años después de iniciado el desarrollo del yacimiento, cuando todos los casing habían sido atacados por corrosión y se habían roto cincuenta y siete cañerías de entubación. Pese a ello, "el sistema de protección catódica demuestra sus bondades. Aunque no anula el problema, disminuye considerablemente sus efectos".



Marcelo Néstor Bellocq, de Du Pont Argentina S. A., expuso sobre las cañerías de polietileno en la industria del petróleo y del gas. Señaló los avances registrados en las últimas décadas en la formulación, diseño y utilización de materiales plásticos, especialmente polietileno. La sustitución de elementos metálicos por otros que cumplen igual función con ventajas en cuanto a vida útil y performance, en muchos casos con menores costos, abrió las puertas al desarrollo de nuevas industrias, entre las que se encuentra la fabricación de sistemas de cañerías de polietileno especialmente proyectadas para gas y petróleo. El sistema ALDYLR de este tipo de cañerías comenzó a ser fabricado en Estados Unidos por Du Pont en 1965 y fue inicialmente destinado a la distribución de gas natural. Posteriormente la misma Compañía desarrolló las versiones 622, 837 y 937 del producto para la industria petrolera.

A la fecha se llevan instalados más de ocho mil kilómetros de cañerías ALDYLR en el área de gas en Argentina y más de seiscientos diez mil kilómetros entre Estados Unidos, Canadá e Inglaterra. En el área de petróleo las cañerías de polietileno se utilizan especialmente en sistemas de "gas gathering" y de servicios en yacimientos. En Argentina se utilizan estas cañerías para la alimentación de motores a gas y el transporte de CO₂ en procesos de inertización de pozos.



Guillermo Ramírez, en colaboración con Rubén Chalcovic y Alberio

Gasparini, de YPF, presentaron un análisis de los procesos de corrosión por dióxido de carbono en el yacimiento de gas y condensado de Loma La Lata, que la Compañía estatal opera en la provincia de Neuquén. Se explicó la metodología para encarar este problema de corrosión y su aplicación en columnas de producción, armaduras de surgencia y líneas de conducción. Esencialmente, esos métodos consisten en: a) El uso de inhibidores de corrosión; b) Plastificado; c) Combinación de ambos métodos y d) Empleo de aceros especiales.



Rafael Antonio Suárez Baldo, del Laboratorio de Ingeniería Electroquímica de la Universidad Nacional del Sur, explicó los resultados de ensayos a escala piloto de rellenos de aluminio para ánodos de sacrificio y que permitan la utilización de tales ánodos en suelos de media y baja resistividad.

Se concluyó la inconveniencia de utilizar relleno bentonítico común —bentonita, yeso y sulfato de Na— para los ánodos de sacrificio de aluminio porque produce la pasivación del ánodo y la precipitación de compuestos en la zona adyacente a él, que incrementan la resistividad del relleno. El trabajo fue realizado en colaboración con Silvana Graciela García y Jorge Bartolomé Bessone.

PANTOQUIMICA

NIQUEL QUIMICO AUTOCATALITICO

(Electroless Nickel)

**Tecnología avanzada
y siempre actualizada
al servicio de la industria
de Gas y Petróleo**



PANTOQUIMICA SAIC: Agüero 3470 (Ex 986)
1678 Caseros - Tel.: 750-7379 / 4293 / 4294

Bajo licencia de





Eduardo José Carzoglio y José Daniel Cioffi, de Tungbrom S. A., analizaron costos comparativos entre sistemas galvánicos y por corriente impresa en la protección catódica de gasoductos y oleoductos nuevos. Explicaron que, en ciertos casos, se sobredimensionan los sistemas de protección catódica por no tener en cuenta las características específicas de cada proyecto en particular y no aplicar metodologías y materiales más adaptables a cada circunstancia. Presentaron análisis económicos precisos, con ejemplos particulares. Y establecieron como conclusión principal que la "aplicación mecánica de soluciones que pueden ser aconsejables en otras circunstancias, sin analizar cuidadosamente requerimientos y características de las cañerías nuevas, lleva a aumentar los costos, tanto iniciales como de mantenimiento, sin que en plazos razonables de tiempos se observen ventajas. Por el contrario, se puede llegar a generar problemas."

El análisis presentado se fundamentó en un estudio de costos de un gasoducto de ciento doce kilómetros que comenzó a operar en la región de la pampa húmeda, a partir de marzo de 1990 y cuyo sistema de protección catódica demandó costos equivalentes a cuarenta y seis mil quinientos dólares norteamericanos, contra costos alternativos de veinticinco mil setecientos dólares y de nueve mil ochocientos dólares para otros sistemas de protección catódica con capacidad igual al efectivamente instalado.

Juan José Vázquez (foto) y Eduardo A Müller se refirieron al mantenimiento de instalaciones de protección catódica en campos petrolíferos. Presentaron una estadística que registró un promedio de fallas en los sistemas instalados originados en las siguientes causas: 14% por descargas atmosféricas; 21% por sobretensión de energía; 18% por falsos contactos; 36% por rotura de conductores catódicos y anódicos provocados por causas ajenas al sistema y 11% por otras causas. Los promedios se establecieron en base a registros correspondientes a yacimientos en explotación de las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro, Mendoza y Neuquén.

Recordaron los autores del trabajo que la instalación de un sistema de protección catódica en un yacimiento es una operación costosa. Se justifica porque los daños que genera la corrosión son inmensamente mayores. La ecuación costo-beneficio es tan clara que nadie discute este tema. Sin embargo, dejar sin mantenimiento el sistema de protección significa, a corto plazo, deficiencias en el funcionamiento, con la consecuente desprotección de las estructuras que se pretendía defender de la corrosión. La ecuación costo-beneficio, por la falta de un gasto de mantenimiento que es relativamente pequeña, se invierte.

Para resumir, dijeron: "Es casi igual dejar sin protección a un yacimiento que protegerlo sin realizar el mantenimiento adecuado y planificado de las instalaciones".



Teresa Pérez, de Fudetec/Siderca, junto con Carlos J. Semino, de la Comisión de Energía Atómica, presentaron una revisión bibliográfica actualizada de la corrosión por dióxido de carbono en pozos petrolíferos y asíferos. Especificó los mecanismos de corrosión por CO₂, los factores que influyen en los procesos de corrosión, los procesos de corrosión a través de una película de carbonato de hierro; los fenómenos de corrosión localizada de aceros al carbono en presencia de CO₂ y los métodos de control de la corrosión por dióxido de carbono en pozos petrolíferos. La Ing. Pérez presentó, finalmente, las alternativas en uso para controlar el fenómeno de corrosión por CO₂, que se resumen en las siguientes:

- a) Uso de aceros al carbono con protección de inhibidores;
- b) Uso de aleaciones resistentes a la corrosión, entre las que se incluyen aceros martensíticos, aceros duplex, aceros aleados y aleaciones especiales;
- c) Recubrimientos plásticos o metálicos.

Puntualizó, sobre el particular, que "no es posible hacer generalizaciones respecto de cuál es la alternativa óptima. En función de las características de cada pozo, la mejor opción debe determinarse a partir de un balance económico."

Luisa Gatti, de YPF, y en colaboración con Walter Jorge Valdebenito, Mariana Rivera (también de YPF) y Walter Fórmiica, de la Compañía Patricio Palmero, expuso las características de un sistema de inyección que permite la inhibición continua del proceso corrosivo en pozos de alta presión, sin interrupción de la producción. Se trata de un tubo de pequeño diámetro, que se ubica en el pozo, en la parte externa de la cañería de producción (tubing). El extremo inferior del tubo se conecta con una válvula de inyección de fondo, alojada en un mandril de bolsillo lateral, que permite ingresar al tubo los químicos utilizados para el tratamiento. El extremo superior del mismo tubo está conectado a una bomba y al tanque de almacenaje del químico de tratamiento. Durante toda la vida productiva del pozo, el sistema va inyectando en forma continua pequeños volúmenes del químico utilizado para el tratamiento anticorrosivo.

La experiencia realizada permitió extraer las siguientes conclusiones:

- 1) No es necesario cerrar el paso para efectuar el tratamiento (no hay pérdida de producción).
- 2) Se puede controlar y variar rápidamente el producto químico y las cantidades inyectadas.
- 3) El tratamiento se realiza en forma continua.
- 4) Se logra muy buen nivel de protección contra la corrosión, tanto en el tubing como en la cañería de conducción.





Peter J. Dugdale, de la Compañía estatal Petro-Canadá, actualmente Gerente Residente en Colombia e Ingeniero Especialista en Recuperación de Petróleos Pesados, dio una conferencia sobre corrosión y selección de materiales metálicos para pozos de inyección y producción en procesos de recuperación asistida de petróleo. Analizó las técnicas específicas utilizadas para la protección contra la corrosión en inyección de agua, inyección de anhídrido carbónico, inyección de vapor, en forma cíclica o continua y combustión in situ. Expuso la experiencia acumulada en Canadá sobre el particular y *analizó* las siguientes premisas a considerar, para la selección final de los materiales metálicos que se emplean en los diversos sistemas de producción de petróleo analizados:

* Todo proceso es único y deberá obtenerse la máxima información de producción primaria y secundaria del campo como por ejemplo, muestras de fondo de pozo, análisis de todos los fluidos, etc.

* Se debe conocer el efecto inhibitor del crudo y considerar su uso en los experimentos de laboratorio.

* La selección de materiales metálicos deberá tomar en cuenta la posible corrosión localizada de aleaciones altas en los fluidos producidos.

* Se debe conocer muy bien el efecto de corrosiones de esfuerzo sobre los metales en el medio estudiando las temperaturas de operación.

* Se debe efectuar un estudio económico del empleo de materiales de bajo costo más el uso de inhibidores, versus el uso de materiales resistentes a la corrosión.

Con la excepción de la recuperación asistida por inyección de agua se recomiendan proyectos piloto en cada yacimiento antes de comenzar con operaciones comerciales. Las plantas piloto ofrecen la oportunidad de diseñar y ensayar los materiales metálicos necesarios para el logro de una mejor selección.



Jorge L. Vega explicó las medidas de protección adoptadas contra la corrosión interna en circuitos de agua de refrigeración utilizados por la Compañía Naviera Pérez Companc en los motores de refrigeración que integran el sistema de gas lift empleado en los yacimientos de Entre Lomas en las provincias de Río Negro y Neuquén. Al cabo de cuatro años de instalada la planta de tratamiento y ajustados los parámetros del sistema se comprobó su eficiencia, lográndose disminuir en un 78% las intervenciones por corrosión. Se sigue trabajando ahora para optimizar el sistema.



Mario Elisardo García, de la Comisión Nacional de Energía Atómica, presentó los resultados de un método electroquímico para determinar el potencial de picado de un acero en un medio carbónico, utilizando una técnica potenciodinámica. El trabajo fue realizado, en colaboración con C. J. Semino, también de la CNEA y T. E. Pérez, de Fudetec/SIDERCA. Los resultados obtenidos demostraron que el método potenciodinámico es una técnica útil para evaluar en una primera etapa la eficacia relativa desinhibidores de corrosión localizada.

Blanca Rosales, en colaboración con S. L. Granese, C. Oviedo y J. O. Zerbino, de DEICOR-CITEFA/CONICET, presentó los resultados de investigaciones realizadas sobre la acción inhibitoria de los compuestos orgánicos de nitrógeno en hierros y aceros. Estas investigaciones demostraron que la eficiencia inhibitoria de esos compuestos se incrementa con la cantidad de sistemas aromáticos y carga electrónica de la molécula. Se investigó la interacción de derivados n-hexadecil de piridina (P), quinolina (Q) y acridina (A) con superficies de hierro y acero, habiéndose observado que la acción más fuerte corresponde a la originada en los derivados aromáticos, mientras que la más débil correspondió a los derivados de piridina. Los resultados elipsométricos, a su vez, demostraron que se formaba una capa inhibitoria más compacta en el acero que sobre el hierro. Se propuso un modelo de adsorción entre especies de cloratos electroactivos y cationes orgánicos.



Jorge Omar Molinari, de YPF, explicó los programas ejecutados por la empresa estatal en los yacimientos gasíferos del sur de la provincia de Santa Cruz para controlar la corrosión en oleoductos del complejo Condor-Cerro Redondo. A los nueve años de iniciadas las operaciones en el Complejo, en 1982, comenzaron a observarse pinchaduras en cañerías de conducción de pozos. Después de estudios y análisis particularizados se optó encarar los problemas de corrosión recurriendo al uso de un tipo particular de inhibidor. Cálculos económicos realizados indican que la inyección mensual de doscientos setenta litros de inhibidor, que permiten "proteger" los sistemas de cañerías por donde circulan 3.000 m³ de condensado/día. Esa inyección añade un costo equivalente a 39 centavos de dólar por metro cúbico de líquido que circula en el sistema a los costos generales de explotación. La ocurrencia de pinchaduras disminuyó hasta valores ínfimos, manteniendo una tasa de corrosión de 1 mpy o menos. Los resultados obtenidos, permiten ahora ampliar la inyección de inhibidores a todos los oleoductos del Complejo en operaciones.



Alberto Casco, de Bidas, en colaboración con Augusto Luis Viotti y Federico Stopar, de Gas del Estado, presentó un análisis de los procesos de corrosión interna en gasoductos de la región Mendoza Norte y las medidas adoptadas para corregir la situación. El informe presentado destacó, esencialmente:

- 1.- El elemento más agresivo en el proceso de corrosión analizado es el oxígeno. Sumando a éste la acción del sulfhídrico y del carbónico el proceso se potencializa a niveles peligrosísimos.
- 2.- Los tramos de gasoductos más cercanos a las plantas compresoras son los más comprometidos.
- 3.- Tanto los costos de reparación y reemplazo del gasoducto como las interrupciones en el abastecimiento del fluido y los caudales de éste venteados en cada intervención, así como la eventualidad de accidentes, suman valores económicos muy importantes que justifican encarar una metodología de prevención que minimice los riesgos enunciados.
- 4.- Es sumamente importante lograr un enfriamiento a temperatura ambiente y una separación de la fase líquida eficiente en cada planta compresora antes de ingresar al gasoducto.
- 5.- Los equipos exhaustores en baterías deben operarse lo más estanco posible para evitar el ingreso de aire en el sistema.
- 6.- Además de las prevenciones físico-mecánicas, deberá realizarse otro tipo de tratamiento para minimizar totalmente el proceso de corrosión. La elección del sistema anticorrosivo a utilizar deberá fundarse en una evaluación técnico-económica.



Carlos Ranninger Rodríguez, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid, en colaboración con otros autores, presentó dos trabajos de investigación realizados a lo largo del trazado del oleoducto Rota-Zaragoza, en España. El primero de esos estudios analiza la influencia del nivel de inclusiones en la velocidad de corrosión de los materiales de los oleoductos. El segundo estudio técnico se refiere a la agresividad de los suelos frente al material de los oleoductos.



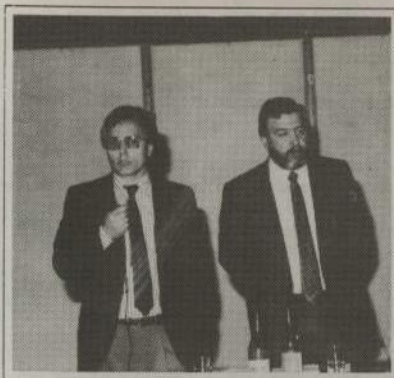
Norma de Cristóforo, del Instituto Nacional de Tecnología Industrial, INTI, analizó los procesos de corrosión por picado en acero inoxidable expuesto a sulfuros. La investigación estudió la corrosión por picado del acero inoxidable austenítico (AISI 316 L), en soluciones conteniendo iones cloruro y sulfuro. Analizó especialmente el efecto de la contaminación de la película pasiva que crece sobre este material en contacto con medios ambientes conteniendo sulfuro, sobre los parámetros que caracterizan el picado. Los resultados obtenidos muestran que la presencia de iones sulfuro en soluciones tamponadas conteniendo iones cloruro modifica el comportamiento electroquímico del acero inoxidable AISI 316 L. Esta modificación altera, en consecuencia, la resistencia del material a la corrosión por picado. Esta alteración se pone de manifiesto en la variación observada en los parámetros que caracterizan el fenómeno: potenciales de picado, tiempos de incubación, velocidades de nucleación y densidad de picaduras.

Jorge E. Baldo, del Centro de Investigación de Materiales y Metrología (INTI) describió un análisis de falla para determinar las causas de rotura de la camisa del eje de un sello mecánico perteneciente a una bomba de alta presión utilizada para bombear agua en procesos de recuperación secundaria. La causa principal de esa falla fue el ingreso accidental del fluido bombeado sobre al camisa del eje, creyéndose que la filtración se produjo entre las caras estacionaria y rotativa. Subsidiariamente, contribuyeron a la falla la disímil constitución de los materiales de fabricación del sello, aunque el deterioro observado no resulta imputable al material.

Entre las recomendaciones para evitar este tipo de fallas se aconseja mejorar el cierre entre las caras rotativa y estacionaria y, de no poderse evitar el ingreso de fluido, se recomienda una serie de prácticas y procedimientos que permiten combatir y minimizar la corrosión galvánica.



Héctor A. Fernández, de la Compañía Naviera Pérez Companc, en colaboración con Eduardo Cancellieri y Fidel Ormeno, explicó el programa de protección anticorrosiva aplicado en el yacimiento Catriel Oeste, que opera la Compañía, en la provincia de Río Negro. Los problemas de corrosión en este campo petrolero comienzan a partir de 1974 con el comienzo simultáneo de un programa de recuperación secundaria. Entre 1983 y 1989, el 46% de los pullings realizados se originaron en problemas de corrosión que trabaron el normal funcionamiento del sistema. El 63,5% de los pozos en producción efectiva del yacimiento están afectados por problemas de corrosión. Del análisis técnico/económico de las variables que intervienen en el proceso de corrosión, sólo una puede modificarse para disminuir sus efectos: el material. Este debe ser: protegido, bien diseñado e instalado y correctamente manipulado. Esto significa trabajar en los siguientes aspectos: productos químicos, metalografía, revestimientos plásticos y metálicos y seguimiento de campo. La exposición del Ing. Fernández pasó revista pormenorizada a cada uno de esos ítems y explicó el desarrollo de los trabajos realizados hasta ahora para disminuir los efectos de la corrosión en el yacimiento de Catriel Oeste.



Daniel Leguizamón y Carlos Miguel Álvarez, de YPF, analizaron la experiencia de protección anticorrosiva en las instalaciones de captación y bombeo de crudo de la Compañía estatal en el yacimiento Señal Picada, de la provincia de Río Negro. Este yacimiento tiene ciento cuarenta y cinco pozos en extracción efectiva (ciento uno con bombeo electromecánico y cuarenta y cuatro con bombeo electrosomergible) y setenta y un pozos inyectores para el sistema de recuperación secundaria, que cubre todo el yacimiento. Siete baterías de recolección y los correspondientes tanques de almacenaje, con sus correspondientes líneas internas de recolección completan las instalaciones de superficie. Se extraen mil cuatrocientos metros cúbicos por día de petróleo neto, sobre una producción bruta de líquidos de nueve mil quinientos metros cúbicos por día. Los sistemas de protección anticorrosiva empleados indican que el revestimiento plástico con fibra de vidrio (PRFV) demostró una eficiencia no inferior a los ocho años de duración efectiva, cuyo límite de duración todavía no ha sido establecido. Los ánodos de sacrificio utilizados en el interior de tanques no resultaron convenientes, debido a su rápido consumo, la deposición de sedimentos sobre los mismos y la disminución de la capacidad para mantener un colchón de agua. En las cañerías las experiencias de protección realizadas dieron resultados dispares. Los negativos referentes a aplicación PRFV se originaron en la mala aplicación del producto, en algunos casos, y en otros, en golpes recibidos por cañerías áreas que resquebrajaron su estructura y produjeron pérdidas. También se considera ventajosa la aplicación de cañerías de ARFV y PVC.

Joey P. Burton, "Manager" de Proyectos Avanzados de Kinley Corporation, presentó un sistema de monitoreo de la corrosión en pozos de producción mediante el uso de calibradores multisensores. De acuerdo con el expositor, la información generada por este tipo de calibradores permite:

- a) Predecir el tiempo crítico de comunicación con la cañería anular (tubing) resultante del daño corrosivo.
- b) Predecir el tiempo crítico que media hasta alcanzar el punto de mínima resistencia de la cañería.
- c) Determinar los mecanismos generadores de corrosión en los pozos.

El mismo Burton presentó las siguientes conclusiones sobre el tema:

- 1.- Un efectivo programa de monitoreo de la corrosión es un componente esencial de todo esfuerzo de control integral de la corrosión.
- 2.- Un programa de monitoreo de corrosión bien diseñado debe incluir más de una única técnica de monitoreo.
- 3.- Estudios con calibradores multisensores proporcionan un excelente vehículo para avalar las conclusiones generadas mediante los ensayos con la muestra de material y cálculo de hierro.
- 4.- Los programas de monitoreo de corrosión mediante ensayos con muestras de material y cálculo de hierro proporcionan un excelente medio para maximizar la efectividad de costos en un programa de inspección por medio de calibradores.
- 5.- Los calibradores multisensores multiestilos son los más indicados para monitorear daño corrosivo en cañería de producción.



Abraham Rebrj, de la empresa Superlloy, explicó las características químicas, físico-químicas y mecánicas del níquel químico en aleación con fósforo (electroless) y sus diferencias con otros procesos anticorrosivos. Precisó el comportamiento del material frente a los agresores habituales en la extracción del gas y del petróleo. Explicó los diversos procesos que acompañan a la deposición en la aleación níquel-fósforo autocatalítica de tubing y realizó un análisis crítico comparativo de los mismos. Explicó también los criterios de selección a tener en cuenta cuando se opta por esta técnica de protección anticorrosiva. Finalmente, insistió sobre la importancia del control de calidad en todas las fases del proceso.



Gerardo Fernández (foto), de Pantoquímica, en colaboración con Juan Haydu, vice presidente para Tecnología de Enithone-OMI, de Estados Unidos, explicó las características de la corrosión del níquel químico en perforaciones petrolíferas. Señaló que algunas de las características de este recubrimiento son su resistencia a agentes corrosivos ácidos y alcalinos, su dureza superficial y la posibilidad de obtener depósitos de espesor y composición uniforme con excelente adherencia a materiales ferrosos. Utilizando ampliamente en equipos de superficie en yacimientos de petróleo y gas, el níquel químico se está utilizando ahora también en instalaciones de subsuelo, como tubing, varillas de bombeo y bombas. Fernández presentó durante su exposición, nuevos resultados que indican posibles usos y limitaciones del recubrimiento. Analizó ensayos realizados para determinar qué tipo de níquel químico se debería emplear y su resistencia a la corrosión comparada con materiales alternativos. Caracterizó también el comportamiento del material en condiciones similares a explotaciones costa afuera en el Mar del Norte y detalló los efectos de la corrosión cuando se presentan poros o fallas en el niquelado. Como conclusión, el disertante estableció que, en presencia de petróleo crudo, especialmente si contiene bajos niveles de sulfuros, el níquel químico presenta una muy buena resistencia a la corrosión.



Marisa Poli, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, expuso el trabajo realizado con Marcelo Barreto, de la misma empresa, sobre "comportamiento de recubrimientos de níquel químico frente a la corrosión en medios acuosos conteniendo bióxido de carbono". Los ensayos simulaban, aproximadamente, las condiciones de pozo a que dichos materiales serían expuestos. Se estableció que en esos recubrimientos, "las velocidades de corrosión, están bastante por debajo de la correspondientes al acero al carbono sin recubrimiento, a condición que el depósito no presente discontinuidades ni defectos tales como picaduras, poros, ampollas, etc.... También se observó que "la resistencia a la corrosión del recubrimiento estaría relacionada con el porcentaje de fósforo de la misma, siendo más susceptibles al ataque de la corrosión los que tienen menor porcentaje de ese elemento." Finalmente, se estableció que "el Acero AISI 4140 con proceso de niquelado químico muestra comparativamente la mejor resistencia a la corrosión en estos medios, no evidenciando ataques de tipo localizado."



Jordan Kellner, de Polyken Technologies, de Estados Unidos, presentó una perspectiva global sobre la tecnología de reacondicionamiento, rehabilitación y/o reemplazo de tuberías de acero, a la que definió como "arte y práctica relativamente nuevos en la industria de protección de cañerías". El usuario final, o el ingeniero de corrosión, se ve obligado a reacondicionar la cobertura de cañerías afectadas por corrosión, rehabilitar la cañería mediante el reemplazo de partes o reemplazarla totalmente. Las opciones técnicas, siempre, están condicionadas por la economía de la obra en relación con los plazos de funcionamiento productivo a que será sometida la misma. El expositor explicó las tres metodologías fundamentales en uso para el reacondicionamiento de cañerías.



Luis Alberto Poveda de la compañía Schori Argetina, explicó los procedimientos para la utilización de revestimiento interior de tanques con resinas epoxy que, junto con la protección catódica, se emplea para evitar o atenuar los efectos de la corrosión en instalaciones de la industria petrolera y química. Insistió en señalar el rol fundamental de las operaciones previas para preparar las superficies a revestir y describió las diversas técnicas que se utilizan a esos efectos (arenado seco, arenado húmedo, limpieza con agua a presión e hidroarenado).



Rubén O Bracco, de la compañía Raychem, presentó productos especialmente diseñados para la protección pasiva contra la corrosión, basados en el fenómeno de termocontracción que se logra al transformar los polímeros (que se componen de cadenas moleculares largas distribuidas en forma desorganizada) mediante irradiación de electrones de alta energía cinética sobre la estructura molecular. El resultado son los polímeros reticulados, con los que se logra incrementar en diez a veinte veces la vida del producto. Este tipo de revestimiento —según Bracco— aporta beneficios a las diferentes áreas de la explotación petrolera, pues reduce los costos de instalación y mantenimiento, prolonga su vida útil y permite optimizar la inversión.



Carlos H. Serraz, de Fameim S. A., expuso las propiedades de un revestimiento anticorrosivo para tuberías a base de poliuretano, desarrollado por una subsidiaria en Alemania del grupo Shell. Se trata de un producto libre de solventes, que consiste en dos componentes básicos: una resina de gelyol-tar e isocianato que, cuando son mezclados, forman un revestimiento de rápido curado. El pluretano-tar fue utilizado extensamente en Europa y Rusia durante muchos años, en revestimientos en obra y en aplicaciones por pulverización (spray) con soplete manual, fundamentalmente en las centrales compresoras, aprovechando sus buenas condiciones de adhesión, elasticidad, además de resistir temperaturas extremas entre los -30°C y $+85^{\circ}\text{C}$. Por otra parte, su alta capacidad aislante, elasticidad, resistencia mecánica y excepcional resistencia a la abrasión, lo hacen esencialmente recomendable para usar en cañerías sumergidas y en equipos y caños que deban ser forzados a través del fondo en excavaciones, ríos o cruces de caminos.

CONCLUSIONES BASICAS DEL PRIMER CONGRESO DE CORROSION

El Ing. Carlos Navia, miembro vocal del Comité Organizador Central, tuvo a su cargo presentar las conclusiones finales del Congreso. Básicamente, quedó establecido que:

1) Las exposiciones realizadas sobre corrosión micro-biológica muestran un cambio en las técnicas de monitoreo de la contaminación bacteriana que modifican conceptos hasta ahora aceptados. Por ello, se considera que se está produciendo una inflexión en las técnicas de evaluación.

2) La aplicación de protección catódica con corriente impresa y dispersores profundos para la eliminación de la corrosión en casing de pozos productores, aparece como solución imprescindible a la luz de los costos involucrados en su implementación.

Otras estructuras metálicas, tales como tanques, cañerías de conducción enterradas, etc., son protegidas a través de la selección de un buen revestimiento complementada con la aplicación de protección catódica. Se pone especial énfasis en la elaboración de diseños apropiados y sus respectivos programas de mantenimiento.

3) Los avances aportados por las investigaciones en el campo metalúrgico han permitido que la industria cuente con mayores alternativas para satisfacer la demanda de materiales.

Los problemas de corrosión por gases ácidos o dulces en el campo petrolero, han acaparado la



atención de estudiosos y especialistas quienes, en forma conjunta, impulsan y aportan ideas para un nuevo enfoque en la selección de materiales, esto unido al conocimiento de los mecanismos de corrosión y apoyado por las técnicas de seguimiento permite el control de los procesos corrosivos con un mayor margen de seguridad y menor posibilidad de error.

4) En materia de revestimientos anticorrosivos tanto de naturaleza metálica como los de naturaleza aislante, han surgido de este Congreso, interesantes alternativas concordantes con los desarrollos tecnológicos más avanzados a nivel internacional.

Dentro de las expectativas de servicio de los nuevos revestimientos ofrecidos han sido contemplados factores de resistencia mecánica, química y eléctrica adicionando condiciones de abrasión, erosión, temperatura y tensión de los suelos.

Argentina: Balance demanda/suministro de productos de petróleo - Año 1988

Trabajo elaborado por la Comisión de Economía Petrolera

1.- COMENTARIOS GENERALES

1.1. OBJETIVO

En nuestro país el petróleo continúa siendo una importante fuente de energía, con una participación del cuarenta y uno por

ciento en la demanda total de la misma, aunque esta participación declinaría en el futuro en consonancia con la política de

sustitución por gas natural y por el crecimiento de la generación hidroeléctrica.

Uno de los problemas que aqueja a los analistas del tema energético es la certidumbre y exacta comprensión de la información técnica estadística del amplio sector hidrocarburos del petróleo, la interrelación de los productos derivados y de los diferentes sectores de la demanda, y de la correspondiente oferta de productos petroleros.

El propósito principal del presente trabajo es el de contribuir al mejor entendimiento del sector hidrocarburos a través de un Balance de Demanda y Oferta de Productos del Petróleo para el año 1988. Su análisis facilitará reconocer la interdependencia de la demanda y oferta, y las razones de las posibles discrepancias, para alertar sobre las modificaciones que podría ser necesario introducir en la provisión de datos estadísticos.

Este trabajo resultará también un aporte a la mejor comprensión del balance energético total del país.

1.2. MÉTODO DE TRABAJO

La información para la confección del Balance Demanda/Oferta de hidrocarburos del petróleo se obtuvo de las siguientes fuentes:

- Anuario de combustibles 1988- Dirección General de Evaluación Energética, Secretaría de Energía.
- Boletines mensuales/Anuario de la Comisión de Estadísticas, Instituto Argentino del Petróleo.

Cuadro 1 (miles de MP)

Demanda de productos	Aero naftas 0.750	Motonaftas		Nafta virgen neta 0.720	Turbo Fuel 0.795	Kerosen 0.800
		Especial 0.740	Normal 0.730			
Densidades (TN/MP)						
Ventas locales - Mercado - Bunkers	16.0	3070.6	2487.2	0.0	824.0	551.0
Ventas netas a petroquímicas				750.0		
Consumo propio - en destilerías	0.2	1.1	0.4			0.2
- Yacimientos/Otros		7.3	19.1		7.8	12.3
Pérdidas	0.0	9.2	7.5	2.3	1.6	1.1
Demanda local total	16.3	3088.2	2514.2	752.3	833.4	564.6
Inventarios subas/(bajas)	7.5	0.0	24.8	0.0	4.6	50.5
Exportaciones	1.5	348.0	325.0		2.8	0.0
Demanda total de productos	25.2	3436.2	2864.0	752.3	840.8	615.1
Suministro de productos						
Producción de refinerías	25.2	3382.3	2810.1	750.0	868.7	463.4
Productos líquidos de gas natural			105.0	(**)		
Aditivos						
Total suministro local	25.2	3382.3	2915.1	750.0	868.7	463.4
Importaciones	0.0	0.0			0.0	191.6
Suministro total de productos	25.2	3382.3	2915.1	750.0	868.7	655.0
Desbalance: producción - venta	0.0	-53.9	51.1	-2.3	27.9	39.9
Inventarios - Final año	10.3	219.7	262.5	152.3	94.3	103.5
-Principio año	2.8	219.7	237.7	152.3	89.8	53.0

Cuadro 2 (miles de TN)

Demanda de productos	Aero naftas 0.750	Motonaftas		Nafta virgen neta 0.720	Turbo Fuel 0.795	Kerosene 0.800
		Especial 0.740	Normal 0.730			
Densidades (TN/MP)						
Ventas locales - Mercado - Bunkers	12.0	2272.2	1815.7	0.0	0.0	440.8
Ventas netas a petroquímicas				540.0		
Consumo propio - en destilerías	0.2	0.8	0.3			0.2
- Yacimientos/Otros		5.4	13.9		6.2	9.8
Pérdidas	0.0	6.8	5.4	1.6	1.3	0.9
Demanda local total	12.2	2285.2	1835.4	541.6	662.6	451.7
Inventarios subas/(bajas)	5.6	0.0	18.1	0.0	3.6	40.4
Exportaciones	1.1	257.5	237.3	0.0	2.2	0.0
Demanda total de productos	18.9	2542.8	2090.7	541.6	668.4	492.1
Suministro de productos						
Producción de refinerías	18.9	2502.9	2051.4	540.0	690.6	370.7
Productos líquidos de gas natural			67.2	(**)		
Aditivos		0.0	0.0			
Total suministro local	18.9	2502.9	2118.6	540.0	690.6	370.7
Importaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	153.3
Suministro total de productos	18.9	2502.9	2118.6	540.0	690.6	524.0
Desbalance: producción - venta	0.0	-39.9	27.8	-1.6	22.2	31.9
Inventarios - Final año	7.7	162.6	191.6	109.7	75.0	82.8
-Principio año	2.1	162.6	173.5	109.7	71.4	42.4

COMISION ECONOMICA PETROLERA - INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO

Septiembre, 1990

DISCO RIGIDO - FILE LOTUS\IAP\BALAN-88

Fuentes: Anuario Combustibles de la Secr. de Energía
CUESTIONARIO 1 de las Empresas Petroleras a la S.E.
Datos varios de la S.E., Empresas Petroleras, Gas del Estado y el IAP.

Argentina - Balance de demanda/suministro de productos de petróleo - año 1988

Gas Oil 0.840	Diesel Oil 0.860	Fuel Oil 0.950	Aceites /Grasas /Bases 0.900	Asfaltos 0.980	Gas licuado de ref. 0.545	Gas de refinería 0.940	Coque/ Carbón residual 1.000	Residuos pesados/ de vacío 0.970	Aguarrás 0.780	Base p/ insecti- cidas 0.800	Parafina y otros 0.900	Solv. 0.700	TOTAL MILES M³
7908.0	346.6	4062.1	322.8	433.0	614.0	0.0	848.0	0.0	45.2	25.0	25.0	61.4	21639.9
225.1	125.9	280.7	0.0										631.7
						0.0							750.0
6.0	0.4	892.2	2.4		0.0	488.3	249.4	411.0				0.4	2051.8
250.4	14.7	117.8	7.5	5.7	0.0			6.2				0.4	449.4
16.3	0.9	4.3	0.3	0.4	1.8	31.7	0.8	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	78.8
8405.8	488.5	5357.2	333.0	439.1	615.8	520.0	1098.2	417.2	45.3	25.1	25.1	63.3	25601.6
149.2	-73.5	-261.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-98.6
150.8	74.0	558.1	12.3	10.8	0.0		77.6		4.1		7.7	122.0	1694.7
8705.8	489.0	5653.7	345.3	449.9	615.8	520.0	1175.8	417.2	49.4	25.1	32.8	184.3	27197.7
8270.6	704.2	4942.1	240.0	457.0	616.0	520.0	1172.9	419.0	50.0	25.0	33.0	130.0	25879.5
			18.0										105.0
													18.0
8270.6	704.2	4942.1	258.0	457.0	616.0	520.0	1172.9	419.0	50.0	25.0	33.0	130.0	26002.5
511.1	0.0	898.2	72.7								0.0	0.0	1673.6
8781.7	704.2	5840.3	330.7	457.0	616.0	520.0	1172.9	419.0	50.0	25.0	33.0	130.0	27676.1
75.9	215.2	186.6	-14.6	6.9	0.2	0.0	-3.0	1.8	0.6	-0.1	0.3	-54.3	478.4
516.9	92.0	224.2	63.0	6.8	35.7	0.0	115.8	35.6	3.4	7.6	3.0	11.4	1957.9
367.7	165.6	485.8	63.0	6.8	35.7	0.0	115.8	35.6	3.4	7.6	3.0	11.4	2056.5
PETROLEO CRUDO PROCESADO (*)													25196.6
GAN/(PER) PESO KM³													682.9
GAN/(PER) % VOL.													2.7
Gas Oil 0.840	Diesel Oil 0.860	Fuel Oil 0.950	Aceites /Grasas /Bases 0.900	Asfaltos 0.980	Gas licuado de ref. 0.545	Gas de ref. TN /MM3 0.940	Coque/ Carbón residual 1.000	Residuos pesados/ de vacío 0.970	Aguarrás 0.780	Base p/ insecti- cidas 0.800	Parafina y otros 0.900	Solv. 0.700	TOTAL MILES TN
6642.7	298.1	3859.0	290.5	424.3	334.6	0.0	848.0	0.0	35.3	20.0	22.5	43.0	18013.8
	108.3	266.7	0.0										564.1
						0.0							540.0
5.0	0.3	847.6	2.2		0.0	459.0	249.4	398.7					1963.5
210.3	12.6	111.9	6.8	5.6	0.0			6.0				0.3	389.1
13.7	0.8	4.1	0.3	0.4	1.0	29.8	0.8	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	67.4
7060.8	420.1	5089.3	299.7	430.4	335.6	488.8	1098.2	404.7	35.3	20.0	22.5	43.3	21537.8
125.3	-63.2	-248.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-118.7
126.7	63.36	530.2	11.1	10.6	0.0	0.0	77.6	0.0	3.2	0.0	6.9	85.4	1413.4
7312.8	420.6	5371.0	310.8	440.9	335.6	488.8	1175.8	404.7	38.5	20.0	29.5	128.7	22832.5
6947.3	605.6	4695.0	216.0	447.9	335.7	488.8	1172.9	406.4	39.0	20.0	29.7	91.0	21669.8
			16.2										67.2
													16.2
6947.3	605.6	4695.0	232.2	447.9	335.7	488.8	1172.9	406.4	39.0	20.0	29.7	91.0	21753.2
429.3	0.0	880.2	65.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1528.3
7376.6	605.6	5575.2	297.7	447.9	335.7	488.8	1172.9	406.4	39.0	20.0	29.7	91.0	23281.5
63.8	185.1	204.2	-13.1	6.9	0.1	0.0	-3.0	1.7	0.5	0.0	0.2	-37.7	449.0
434.2	79.2	213.0	56.7	6.7	19.5	0.0	115.8	34.5	2.7	6.1	2.7	8.0	1608.2
308.8	142.4	461.5	56.7	6.7	19.5	0.0	115.8	34.5	2.7	6.1	2.7	8.0	1726.8
PETROLEO CRUDO PROCESADO (*)													21952.2
GAN/(PER) PESO KTNS													-282.4
GAN/(PER) % PESO													-1.3

Notas: En las ventas de Alconafas se descontó 15 % correspondiente al alcohol.
En la producción y venta de LPG se excluye lo de G. Natural y de Petroquímicas.
A la producción de coque se agrega un 5 % de humedad para equipararlo a las condiciones de venta.
Sólo se consideran variaciones de inventario de los productos más significativos.
Las densidades de crudos corresponden a las declaraciones juradas de las empresas.
Las densidades de los productos son típicas.

(*) Incluye 259 km³ de gasolina natural.
(**) Descontados por YPF de la producción reportada.

- Cuestionario mensual de las compañías Petroleras del país para la S. E.

Esta información fue confrontada y analizada para comprobar su validez. Para facilitar el trabajo de incorporación de datos y balance de demanda/oferta se desarrolló un programa en Lotus 123 para PC.

El peso específico de los productos vendidos y producidos por cada empresa petrolera varía dentro de ciertos límites, por lo que los valores que se muestran son aproximadamente un promedio ponderado.

La Tabla 3 muestra el volumen de petróleo crudo procesado por cada compañía petrolera en 1988, y el peso específico ponderado.

Se puede observar, en primer lugar, una desviación en las cifras totales que no es significativa (118.000 m3 en más). Sin embargo, existen desbalances en el cierre de algunas cuencas, por ejemplo: Mendoza y Tierra del Fuego.

En el primer caso una parte del crudo de Mendoza (Sur) no se procesa en L. de Cuyo sino que fue derivado a la cuenca neuquina por limitaciones de transporte.

En el caso de Tierra del Fuego es difícil conciliar lo procesado en refinerías con lo producido porque el crudo, en su mayor parte, llega a Ref. La Plata por el Oleoducto Pto. Rosales/La Plata y mezclado con otros crudos. Además desde allí, se deriva una parte hacia Dock Sud.

Pérdidas: representa las pérdidas de productos desde el momento que los hidrocarburos traspasan los límites de las desti-

lerías. Aquí se han estimado las pérdidas en un porcentaje en peso con respecto a las ventas y transferencias. Dicho porcentaje es de 0,1% para los productos pesados, de 0,2% para los intermedios y de 0,3% para los livianos.

Algunos desbalances se pueden cerrar a través de retornos/transferencias, que son movimientos entre productos similares.

Se pueden considerar los siguientes grupos de productos:

1) Naftas: aeronaftas, nafta especial, nafta común. 2) Nafta virgen, solventes y propano/butano obtenido de la nafta virgen en las petroquímicas. 3) Turbo fuel, kerosene, aguarrás, solventes, insecticidas y gas oil. 4) Diesel oil, gas oil, diluyente y fuel oil.

2.- CONCLUSIONES Y RESULTADOS

La ganancia volumétrica del 2,7% (Cuadro 1 - miles de m3)

se considera algo baja pero dentro de lo razonable.

El Cuadro 2 (miles de Tn) del Balance de Demanda/Suministro de Productos muestra que hay un excedente de cuatrocientos cuarenta y nueve mil toneladas que, o bien resulta de una demanda de productos no detectada (no registrada) o de un exceso en las cifras de suministro de productos. La mayor desviación se observa en los destilados medios y fuel oil.

La pérdida de 1,3% en peso (cuadro 2) es algo elevada y podría mejorar si se llevara la ganancia volumétrica a valores más razonables, del orden del 3,5, es decir incrementando el volumen de productos obtenidos en refinerías.

Si consideramos que el volumen de crudo procesado es una cifra confiable, esto nos estaría indicando que el desbalance entre demanda y suministro de productos se puede deber más a una subestimación en la demanda que a una sobreestimación de la producción.

.. :
.. CUADRO 2..... :

BALANCE DE CRUDO TOTAL PAIS AÑO 1988

ORIGEN	VOLUMEN PROCESADO KM3	DENSIDAD TN/M3	API*	VOLUMEN PRODUCIDO KM3/AÑO	VOLUMEN EXPORT. KM3/AÑO	DESVIAC. 80B(FAL) KM3/AÑO
CHUBUT	5615	0.908	24.5	5642	0	27
STA. CRUZ MORTE	4880	0.898	26.4	5398	318	200 (APERTURA
STA. CRUZ SUR	453	0.777	50.7	500	31	16 (ESTIMADA
MENDOZA	4804	0.878	29.6	5027		423 (*)
NEUQUIN/NEGRORAPPA	7712	0.857	33.7	7589		(122)
SALTA/JUJUY	584	0.793	47.0	630		36
FORMOSA	398	0.793	46.9	422		34
TIERRA DEL FUEGO	691	0.827	39.8	625	114	120 (*)
TOTALES	24937	0.8751	30.2	26123	463	725
VARIACION STOCKS						(427) INCREMENTO
CONSUMO EN YACIMIENTOS						(47)
PÉRDIDAS EN TRANSPORTE HASTA REFINERIAS Y ALMACENAJE						(131) 0.50%
80B(R/FAL) FINAL						118
DENSIDAD PROMEDIO SICQUEST.1		0.8736	30.5			0.45%

(*) VOLUMEN PRODUCIDO EN ZONA MALARGUE (MENDOZA) Y DERIVADO HACIA LA CUENCA NEUQUINA POR LIMITACIONES DE TRANSPORTE.
(**) ES DIFÍCIL CONCILIAR LO PRODUCIDO CON LO REALMENTE PROCESADO EN LAS REFINERIAS PORQUE EN SU MAYOR PARTE LLEGA A REF. LA PLATA POR OLEODUCTO Y MEZCLADO CON OTROS CRUDOS. ADemás DESDE ALLÍ SE DERIVA UNA PARTE HASTA DOCK SUD.