

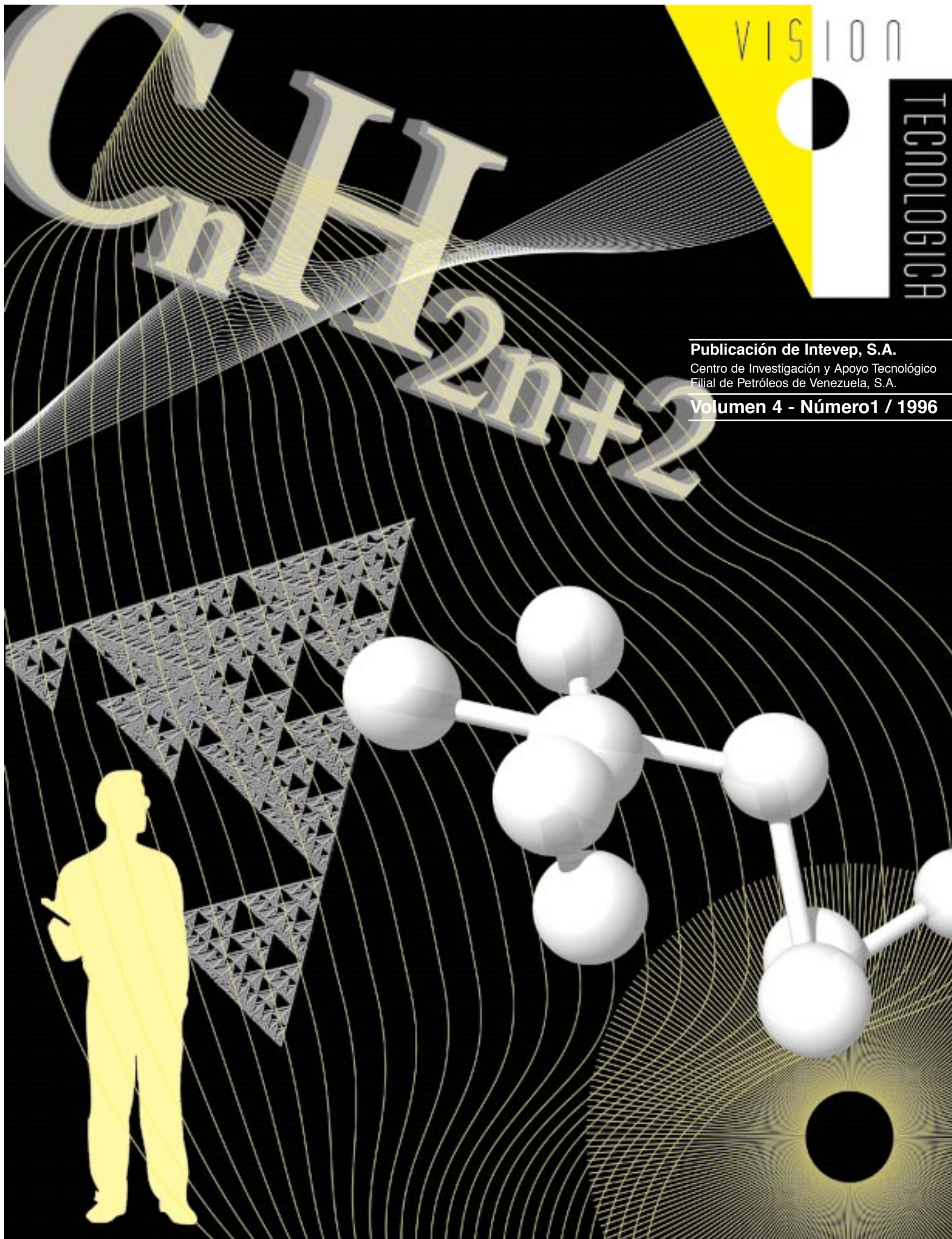
VISION

TECNOLOGICA

Publicación de Intevep, S.A.

Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico
Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.

Volumen 4 - Número 1 / 1996



INTEVEP, S. A.
Centro de investigación y apoyo tecnológico
Filial de Petróleos de Venezuela, S. A.



Comité editorial técnico:

Editor técnico:
Alfredo Morales

Miembros:
Marian Mariño
José A. Salazar
Manuel González
José Carrazza
Adriano Parisi
Aaron Ranson
Hercilio Rivas
Orlando Chacín

Junta directiva de Intevep, S. A.:

Presidente
Francisco Pradas

Directores
José Luis Calderón
Otto Rodríguez
Emilio Platt

Centro de información técnica:

Gerente
Manuel A. Agüero
Apoyo editorial
Maritza Benitez A.

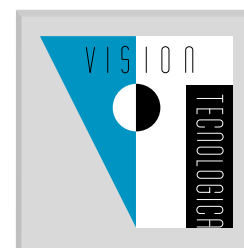
Visión Tecnológica es una publicación multidisciplinaria de circulación semestral, editada por el Centro de Información Técnica (CIT) de INTEVEP, S. A. Su objetivo primordial es difundir la gestión científica y tecnológica de la industria petrolera venezolana en el ámbito nacional e internacional. Para información sobre la adquisición, suscripción y canje de esta revista, favor dirigirse al Centro de Información Técnica, apartado postal 76343, Caracas 1070-A, Venezuela. Microformas disponibles a través de University Microfilms International, 300 N Zeeb Road, Ann Arbor, Mi 48106, EE.UU.

Edición electrónica y Diagramación: Carlos Ríos, INTEVEP, S.A.
Fotografía (fotos de autores), e **impresión:**
Artes Gráficas, INTEVEP, S. A.

Visión Tecnológica Depósito legal pp 93-0119

Se prohíbe la reproducción parcial o total, el almacenamiento en cualquier sistema de recuperación o la transcripción por medios electrónicos, mecánicos u otros, de cualquier artículo de esta revista, sin la autorización por escrito del editor técnico.

© INTEVEP, S. A. 1996
ISSN 1315-0855



La consolidación de la capacidad tecnológica de la Corporación Petróleos de Venezuela, S. A., en cada uno de sus negocios durante 1995, se puede traducir en un mayor incremento de la producción petrolera, de la productividad, de las reservas de petróleo y gas, del mejoramiento en la calidad de los productos terminados, y en una reducción del impacto ambiental y de los costos operacionales. Un reflejo de esta consolidación se ve en la dirección que se le impartió a este número de la revista *Visión Tecnológica*, en la que hemos puesto el empeño de captar artículos, estados del arte y noticias relevantes a nivel corporativo que reflejen el efecto de la tecnología en cada negocio y permitan contribuir al posicionamiento internacional de nuestra casa matriz, Petróleos de Venezuela (PDVSA).

Para el negocio de Exploración, se publica un artículo que aplica una sísmica 2D en profundidad antes de apilamiento y 3D después de apilamiento utilizando la ecuación de ondas acústicas transformada linealmente (LITWEQ). En el negocio de Servicios de perforación se incluye un trabajo sobre un programa diseñado para simular el proceso de perforación usando mechas PDC con cortadores fabricados de compactos de diamante policristalino, el cual predice parámetros físicos para el proceso. Las características de las mechas pueden ser modificadas para lograr mayor penetración durante la perforación de los pozos. En ese mismo negocio, el artículo Casos históricos de incremento de la productividad de pozos horizontales en Venezuela, muestra un ejemplo claro sobre el desarrollo de la metodología integrada de perforación horizontal que ha incrementado la productividad. En el negocio de ORIMULSION®, publicamos el segundo artículo de la serie que trata sobre la estabilidad de emulsiones de bitumen en agua en el proceso de floculación de dichas emulsiones estabilizadas con surfactantes no iónicos. En él se manifiesta que la temperatura de almacenamiento promueve la floculación de estos sistemas, mientras que la presencia de electrolitos contrarresta ese efecto. Un artículo y una comunicación corta incluidos en el negocio del Gas describen el proceso para incrementar la extracción de líquidos del gas natural

La revista *Visión Tecnológica* está cubierta por API Abstracts/Literature, Petroleum Abstracts, Chemical Abstracts, Science Citation Index, Revenct.

mediante la recirculación de gasolina natural implementado por Lagoven S. A., y la medición de flujo de gas natural por ultrasonido realizada por Intevep, S. A. En ellos se señala la importancia de la tecnología en la adición de valor económico a los negocios.

En apoyo al negocio de Gasolinas, el lector encontrará una descripción del proceso ISAL™. Esta tecnología desarrollada por Intevep, S. A. y UOP Inc., la cual se encuentra a nivel comercial, surge como una solución a la necesidad de mayores componentes de gasolina de muy alta calidad, en términos de un bajo contenido de azufre, de olefinas y altos números de octano. En el negocio de Petroquímica, se presentan dos casos interesantes de transferencia de tecnología relacionados con la asistencia técnica a Pequiven, S. A., lo cual pone en evidencia, una vez más, el impacto de la tecnología como un instrumento para la competitividad.

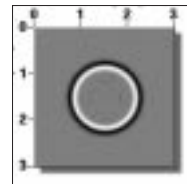
Un soporte relevante para la ejecución del proceso de gestión de tecnología de la Corporación lo constituye el Proyecto Tecnológico. En este artículo de la serie de Planificación, se define el concepto del proyecto tecnológico, se destacan las diferencias con los proyectos convencionales y se indican los elementos claves para su manejo gerencial. En la sección de Estado del Arte, publicamos un trabajo sobre la tecnología de las celdas de combustibles, presente y futuro. Esta tecnología que produce energía a partir de la energía química, en forma más eficiente y menos contaminante que las que utilizan combustibles fósiles permitirá hacer un seguimiento y un análisis de su impacto a la industria petrolera.

En la sección Noticias presentamos a nuestros lectores los progresos tecnológicos nacionales e internacionales, patentes y mejoras operacionales, así como eventos y todo tipo de actividades que tengan un impacto significativo sobre cada uno de los negocios de la Corporación. En este número nuestro Presidente, Francisco Pradas, inicia la sección con una nota técnica en la que se manifiesta el impacto de los progresos de la tecnología en las operaciones de Exploración y Producción. Seguidamente, Angel Morales Plasencia resalta la importancia de los Activos Intelectuales en la Economía Moderna. Luego, se incluye una página publicitaria de las actividades que realiza el Departamento de Captación y Protección de Tecnología a nivel Corporativo.

*Alfredo Morales
Editor técnico*

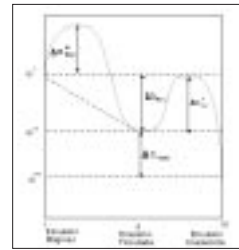
Artículos

5



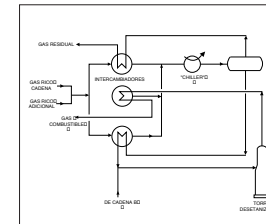
Migración sísmica en profundidad basada en la ecuación de onda acústica
 Depth migration based on the acoustic wave equation
Valmore Celis y Daniel Mujica

27



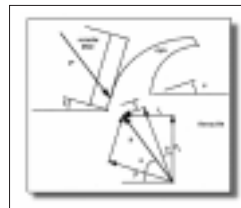
Estabilidad de emulsiones de bitumen en agua. Parte II. Floculación de emulsiones estabilizadas con surfactantes no iónicos
 Stability of bitumen in water emulsions. Part II. Flocculation of emulsions stabilized with non-ionic surfactants
Antonio Cárdenas, Sylvia Rossi, Dolores Pazos y Hercilio Rivas

51



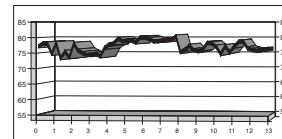
Incremento de extracción de líquidos de gas natural (LGN) mediante recirculación de gasolina natural
 Natural gas liquids (GNL) recovery increase through gasoline recirculation
Margiori Rivas M, José Luis Bracho y James Murray

13



Simulación numérica de la perforación con mechas PDC
 Numerical simulation of the PDC bits performance
Pedro S. Acuña

37



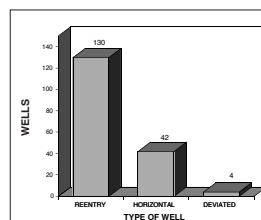
The ISAL™ approach to naphtha upgrading
 El proceso ISAL™: Alternativa para el mejoramiento de nafta
Constantino Badra, Reinaldo Monque, José Armando Salazar y Rodolfo Bruno Solari

57



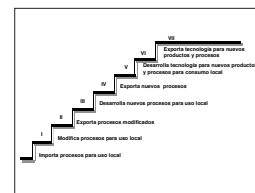
El proyecto tecnológico
 The technological project
Frances Mc Carty

23



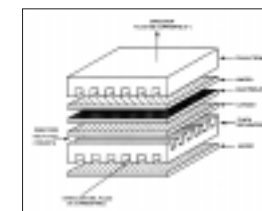
Cases history of improving productivity in Venezuelan horizontal wells
 Casos históricos de incremento de la productividad de pozos horizontales en Venezuela
José Gregorio Tovar, Freddy Quiroga, Rosalvina Guimeráns F, Manuel Freitas M. y Fernando A. Pinto

41



Tecnología: Un instrumento para la competitividad. Dos casos específicos de transferencia de tecnología en la asistencia técnica a Pequiven, S. A.
 Technology transfer: a tool for competitiveness. Two case studies of technology transfer in the technical assistance to Pequiven, S. A.
José M. Garnica, Maite Terrez, Francisco Rosa C. y José G. Viloria S.

63

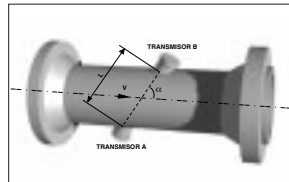


Las celdas de combustibles. Presente, futuro y su impacto en la industria petrolera
 The fuels cells. Present, future and its impact on the petroleum industry
Alfredo Morales, Juan José García, José Manuel Garnica, Enrique F. Rondón, Edgar Romero y Francisco A. Pérez Santana

Estado del arte

Comunicación corta

71



Medición de flujo de gas natural por ultrasonido
Natural gas flow measurement through ultrasonic flowmeters
Calogero Migliore

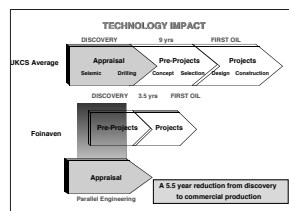
84



Programa de asesoría técnica integral en Captación y Protección de Tecnología
Arturo Marcano, Alfredo Morales, Mariela Algarra e Isabel Gamboa

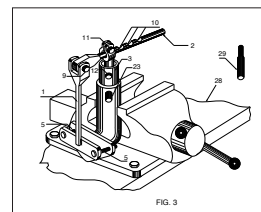
Noticias

77



Impact of technology progress on exploitation and production operations
Francisco Pradas

86



Mejoras operacionales
Operating improvements

81

Activos intelectuales en la economía moderna
Angel Morales Plasencia

91

Patentes
Patents

MIGRACION SISMICA EN PROFUNDIDAD BASADA EN LA ECUACION DE ONDA ACUSTICA

Valmore Celis y Daniel Mujica

Departamento de Ciencias de la Tierra, Intevep, S. A.

Para los geofísicos, uno de los problemas fundamentales lo constituye el poder enfocar de manera correcta, datos sísmicos adquiridos en áreas que presentan una gran complejidad estructural desde el punto de vista geológico. Esto normalmente se traduce en altos gradientes laterales en las velocidades de migración sísmica, acompañados de considerables inversiones en la velocidad, a menudo asociadas a la existencia de grandes formaciones litológicas sobre capas de velocidad mucho menor, o a áreas, cuyos estilos estructurales se encuentran dominados por sobrecorrimientos, fallas inversas, dúplex, etc. Esto implica también patrones complicados de difracción en las secciones apiladas de tipo retraso cero "zero-offset" (la posición de la fuente y el receptor es la misma). De allí la importancia de los algoritmos de migración sísmica capaces de manipular en forma eficiente cambios bruscos en las velocidades sísmicas, sin limitaciones en el manejo adecuado de los reflectores con alto buzamiento. En este artículo, se presenta una aplicación sísmica 2D en profundidad antes de apilamiento y 3D después de apilamiento. El operador de la aplicación utiliza la ecuación de ondas acústicas transformada linealmente (LITWEQ, del inglés "linearly transformed wave equation"), muy similar a aquellos métodos basados en la extrapolación iterativa del campo de ondas, conocidos como "reverse time migration" y "shot profile migration" después y antes de apilamiento, respectivamente. Este operador es aproximado por esquemas en diferencias finitas de octavo orden en el espacio y segundo orden en el tiempo, para disminuir la dispersión numérica, usualmente asociada a las altas frecuencias. Se señalan varias aplicaciones sobre datos sísmicos de áreas estructuralmente complejas. Para 2D antes de apilamiento, se muestran los resultados obtenidos sobre una línea adquirida en el campo Tía Juana, Lago de Maracaibo. Finalmente, se indican los de la migración en profundidad después de apilamiento sobre un volumen de datos sísmicos obtenidos en el Norte de Monagas, al oriente de Venezuela.

En la actualidad se cuenta con diferentes algoritmos de migración sísmica en profundidad, destinados a mejorar las imágenes del subsuelo, en especial aquellas de regiones estructuralmente complejas. El uso de la ecuación completa de ondas acústicas para realizar migración sísmica, no es definitivamente, una metodología nueva en este campo de investigación en geofísica. Sin embargo, tal como lo ha señalado Mufti [1], pareciera que hasta el presente no se ha entendido a plenitud el alcance de esta técnica de producir imágenes más confiables del subsuelo. La idea de obtenerlas a partir de la interferencia constructiva de distintos frentes de ondas, es probablemente lo que más se ajusta al fenómeno de propagar energía a través del subsuelo. Y es, por eso, que el uso de la ecuación de ondas acústicas o elásticas debe ser

A difficult task to geophysicists is to correctly focus the energy coming from reflectors in geologically complex areas. High lateral velocity gradients, often associated to velocity inversions in many cases due to massive shell formations, or due to areas having structural styles, commonly showing overthrusts, inverse faults, duplexes, etc., are normally seen. Non hyperbolic seismic responses, and complex diffraction patterns in the zero-offset sections must be expected. Therefore, algorithms able to handle efficiently strong changes in the velocity field, as well as steep-dip reflections are very important. This paper presents 2D pre-stack depth migration and 3D post-stack depth migration methods based on the linearly transformed wave equation (LITWEQ), very similar to those using recursive extrapolation of the wave field, commonly named "reverse time migration" and "shot profile migration", respectively. An octave order finite difference operator in space and second order in time is used. These high order linear operators decrease the numerical dispersion usually associated with high frequencies. Several applications on complex data are shown. In the 2D pre-stack depth migration case, a seismic line from the Tía Juana field in Maracaibo Lake is presented. Finally, a 3D volume from the North of Monagas, Eastern Venezuela, is post-stack migrated with the transformed wave equation methodology.

punto de atención para su investigación y/o desarrollo.

La migración tipo Kirchhoff ha sido, por lo general, aceptada como una solución estable y computacionalmente práctica para realizar migración sísmica en profundidad 2D-3D antes de apilamiento. Sin embargo, se ha demostrado que el cálculo adecuado de los tiempos de viaje constituyen un punto de debilidad en este tipo de algoritmos. Usualmente, se utilizan soluciones por diferencias finitas de la ecuación eikonal para el cálculo de los tiempos de tránsito [2] Estudios recientes [3, 4] han revelado que los algoritmos de Kirchhoff que emplean sólo primeras llegadas conducen a resultados erróneos en la imagen de estructuras complejas. Más recientemente, Becv [5] comprobó en forma numérica que es posible enfocar de manera correcta esas estructuras a partir de Kirchhoff con los

tiempos de viajes de las primeras llegadas. Para ello, aplicó la técnica de remoción de capas ("layer-stripping"), la cual permite evadir las limitaciones asociadas a estos tiempos de tránsito y orientar la energía en forma exacta. Aun cuando este procedimiento parece ser la respuesta adecuada al problema, se requiere aún cierto trabajo de investigación, antes de ver la utilidad práctica de esta metodología.

Otros algoritmos como los de migración explícita y transformada McClellan [6, 7], resultan adecuados para datos sísmicos 2D y 3D después de apilamiento, respectivamente. Estos constituyen una alternativa válida para datos provenientes de áreas con geología compleja. Es bien sabido que estos algoritmos presentan limitaciones cuando los ángulos de buzamiento son mayores a los 60°, aproximadamente. En los últimos años, se ha demostrado la factibilidad de incluir anisotropía bajo este tipo de migración sísmica [8]. Más aun, es posible su uso como herramientas de producción en aplicaciones de gran escala, dado que pueden ser implantadas en ambientes de programación paralela.

Tradicionalmente, aquellos algoritmos basados en la resolución por diferencias finitas de la ecuación de ondas acústicas, han resultado la opción más completa en migración sísmica en profundidad, tanto para datos sísmicos antes de apilar, como para aquellos después de apilamiento [1, 9].

Por estar fundamentados en esta ecuación, no presentan limitación alguna en el manejo de los reflectores sísmicos con alto buzamiento. Por otra parte, cualquier variación lateral y vertical en las velocidades sísmicas, puede ser incluida de manera eficiente en la extrapolación del campo de onda. Sin embargo, por el mismo hecho de tratarse de un campo de ondas completo, aparecen reflexiones secundarias en cada interfase de las velocidades sísmicas, que resultan artificiales para el proceso de migración y, por lo tanto, deben ser, si no eliminadas totalmente, atenuadas en un alto porcentaje. Algunos autores realizan un suavizamiento del campo de velocidades a fin de minimizar la presencia de tales efectos [10, 11]. En algunas ocasiones, este suavizamiento es de tal magnitud, que el modelo de velocidades sísmicas resultante no representa la realidad geológica del área en estudio. De allí que el "desacoplar" la ecuación de onda completa en términos, que por separado, describan la cinemática de las reverberaciones (reflexiones secundarias) y la extrapolación del campo de onda, pareciera ser la solución adecuada a este problema.

Li [12] presentó un esquema de migración sísmica basado en el uso de la ecuación completa de ondas acústicas transformada linealmente (*LITWEQ*, del inglés "linearly transformed wave equation"), a partir de coordenadas retardadas. La solución del operador de Li es por diferencias finitas, con esquemas de alto orden en las coordenadas espaciales para disminuir los efectos adversos de dispersión numérica. Este modelo resultó muy similar al usado por Hatton y col. [13] para migración sísmica en profundidad, con la ventaja adicional de desacoplar la ecuación en tres términos: (a) difracción, (b) lente fino y (c) reverberación. De esta manera, si se suprime el término de reverberación del operador, es posible minimizar la presencia de reflexiones secundarias. Aun cuando este nuevo esquema parecía adecuado para realizar migración en profundidad, Li sólo planteó resultados a nivel de migración 2D en tiempo para datos antes y después de apilar. Mujica y col. [14] introdujeron su aplicación para migración sísmica 2D en profundidad después de apilamiento, basada en el modelo de Li.

En este artículo se presenta la aplicación de esta metodología a la migración 2D en profundidad antes de apilamiento y su extensión a migración 3D en profundidad después de apilamiento. Adicionalmente, se señalan los resultados obtenidos sobre modelos sintéticos y su aplicación a datos sísmicos de regiones de Venezuela.

TEORIA Y SOLUCION POR DIFERENCIAS FINITAS

Li [12] derivó una versión de la ecuación de ondas acústicas, denominada *LITWEQ*, la cual puede ser utilizada para realizar tanto modelaje como migración sísmica para medios altamente heterogéneos. Esta nueva versión se fundamentó en el uso de una transformación lineal de las coordenadas naturales de migración y/o modelaje sísmico. Dicha transformación usa la pseudo-profundidad τ (dada en unidades de tiempo), la cual es definida de la siguiente manera:

$$\tau = \int_0^z \frac{d\xi}{V_r(x, y, \xi)} \quad (1)$$

donde z es la profundidad, x e y son las coordenadas espaciales y V_r representa una velocidad de referencia, que usualmente se estiman mediante un promedio cuadrático las lenticidades (inverso de las velocidades).

La extensión 3D del operador *LITWEQ* se puede expresar como sigue:

$$P_{x,x} + P_{y,y} + \frac{2}{V^2} P_{t_1 t_2} = \frac{1}{V^3} V_\tau \cdot P_\tau + \left(\frac{1}{V^2} - \frac{1}{V_r^2} \right) \cdot P_{t,t} \quad (2)$$

donde:

$$t_1 = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (\tau + t); t_2 = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (\tau - t)$$

y V define la velocidad de propagación en el medio.

El primer término a la derecha de la igualdad en (2) se conoce como "reverberación", que describe todas aquellas reflexiones producidas en las interfases del modelo de velocidades. El segundo representa el de "lente fino", necesario para realizar migración sísmica en profundidad. Es de hacer notar, que en el caso de un medio homogéneo, el operador *LITWEQ* (2) resulta similar al paraxial de 15°, el cual es muy fácil de resolver numéricamente y es muy eficiente desde el punto de vista de la computación [15]. Esta característica es importante destacarla, ya que es posible realizar migración sísmica en tiempo a partir de (2), con las ventajas computacionales de un operador paraxial de 15°.

Para el caso 3D, se utilizó una formulación por diferencias finitas explícitas de (2). El uso de operadores lineales de alto orden fue suficiente para la atenuación de dispersión numérica en las frecuencias altas. Este tipo de operadores se han usado con éxito en la ecuación de ondas acústicas y elásticas [1, 16, 17]. En nuestro caso, fue implantado un operador de octavo orden para la aproximación de la segunda derivada en las coordenadas espaciales,

$$P_{x,x} \approx D_{2,x} = \frac{1}{\Delta_x} (w_0 u_x + \sum_{i=1}^4 w_i (u_{x+\Delta_x} + u_{x-\Delta_x})) \quad (3)$$

donde los asteriscos representan cualquiera de las dos direcciones espaciales, en línea o transversal, u es el campo de onda aproximado en los diferentes puntos del volumen discretizado, y w_i son los coeficientes obtenidos a partir del desarrollo de Taylor.

En aquellos casos, donde la aplicación 3D se realiza sobre un volumen considerable de datos, es conveniente reducir la longitud del operador (3) a cuatro, con el propósito de ahorrar tiempo de computación. Los coeficientes del operador pueden ser calculados a partir de desarrollos por expansiones de Taylor, y cuando la longitud sea de cuatro en (3) ($i = 1,2$), es recomendable utilizar mínimos cuadrados [17]. Estos últimos resultan más eficientes que los convencionales (Taylor), en cuanto a la disminución de dispersión numérica, usando el mismo número de puntos de la malla por longitud de onda mínima.

La derivadas cruzadas en (2) son aproximadas por esquemas centrados a lo largo de cada variable temporal. Una expresión por diferencias finitas de (2) para el término de difracción viene dada de la siguiente manera:

$$u_{i,m}(n+1, j) = u_{i,m}(n+1, j+1) + u_{i,m}(n, j) - u_{i,m}(n, j+1) + \alpha \cdot (D_{2,x} + D_{2,y}) \quad (4)$$

$$\text{con } \alpha = \frac{v \cdot \Delta t}{4}$$

La condición de estabilidad para (4) requiere que el paso de discretización especial h , satisfaga la siguiente relación [18]:

$$h \leq \frac{\pi \sqrt{1 + E} \cdot \max(Vx, y, \tau(\cdot)) \cdot \Delta t}{2} \quad (5)$$

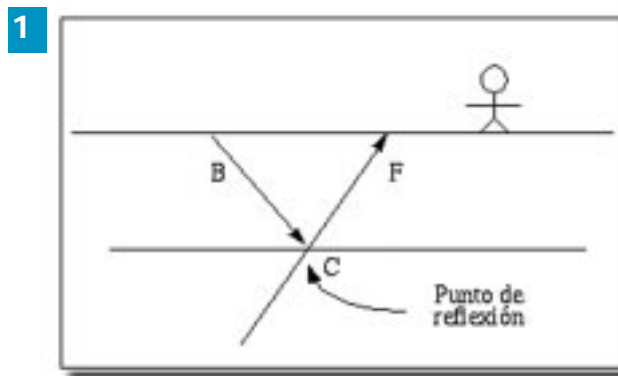
donde E representa una cota superior para el error cometido al aproximar las segundas derivadas espaciales por $D_{2,x}$ y $D_{2,y}$. En el caso 2D, es necesario multiplicar el lado derecho de la desigualdad (5) por 4.

MIGRACION ANTES DE APILAMIENTO VIA LITWEQ

Se describe, a continuación, el procedimiento general para realizar migración 2D antes de apilamiento mediante el uso del operador *LITWEQ* (2).

Algunos autores prefieren ordenar los datos sísmicos en secciones de distancia común para este tipo de migración. De esta manera, el resultado parcial de la migración permite visualizar si las estructuras se están enfocando correctamente, aun cuando no es posible precisar con detalle, cambios laterales en las heterogeneidades del medio. Si, por el contrario, los datos sísmicos permanecen en el mismo dominio en el que fueron adquiridos (registros de disparo común), entonces es posible observar con exactitud las heterogeneidades del medio, con la desventaja de que ningún resultado parcial es concluyente acerca de la imagen final del subsuelo. Para la migración vía *LITWEQ* se ha seleccionado este dominio.

La Fig. 1 ilustra de manera sencilla el procedimiento a seguir en este tipo de migración sísmica. Cualquier reflexión en el subsuelo implica la existencia de un frente de ondas ascendente. Sólo cuando la energía se encuentra sobre el reflector, el frente de onda incidente (campo descendente) coincide con la parte reflejada (campo de onda ascendente). A pesar de ser un hecho muy básico, esta observación constituye la definición para la condición de imagen en este tipo de migración sísmica. La ecuación (2) es utilizada para simular el campo de onda

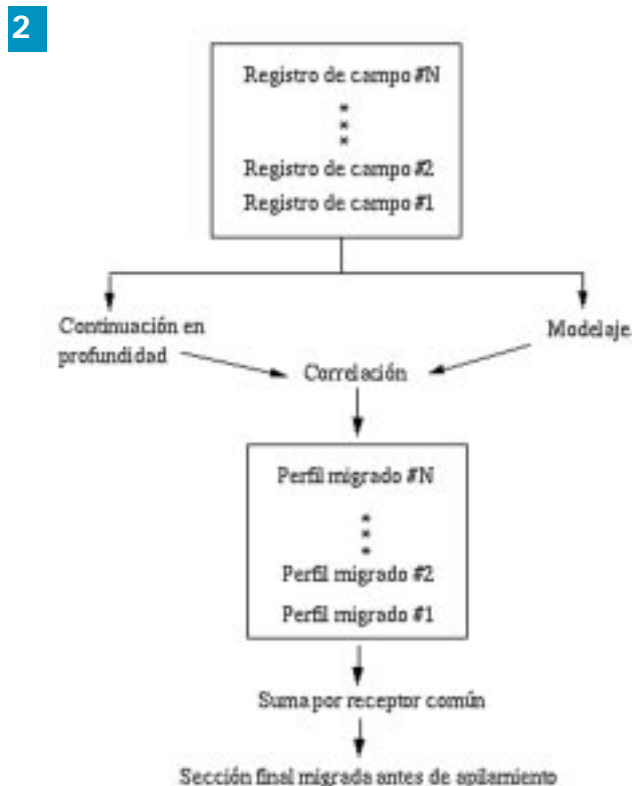


El punto de reflexión $C(x,t)$ se produce donde coinciden los campos de ondas ascendente y descendente por contraste de velocidades de dos capas distintas.

ascendente y descendente. La condición de imagen (anteriormente explicada) es evaluada haciendo una correlación con retraso cero de ambos frentes de ondas [19]. El procedimiento completo para la migración antes de apilamiento incluye los siguientes pasos:

- Continuación en profundidad del campo de onda grabado en superficie para cada registro de disparo común
- Modelaje directo en profundidad para cada posición de disparo común
- Correlación de los campos ascendentes y descendentes
- Suma por receptor común.

La Fig. 2 muestra un esquema de la secuencia de los procesos que se deben seguir cuando se realice migración antes de api-



Representación esquemática del proceso de migración antes de apilamiento.

lamiento por registros de disparo común. Cabe señalar que la sección final migrada es de "zero-offset".

Continuación en profundidad de los datos sísmicos

El proceso de continuación en profundidad del campo de onda consiste en extrapolar los datos grabados en superficie a una cierta profundidad dada z_i ; es decir, calcular el campo de onda a la profundidad acordada a partir de los datos registrados en superficie. Esto implica un problema de condiciones iniciales y de frontera donde el operador diferencial es la ecuación (2). Por supuesto, una vez que el campo se ha extrapolado a cierta profundidad, la misma ecuación (2) permite calcular la sección en tiempo asociada al campo de onda en z_i ; es decir, $P(x, z = z_i, t)$. Este proceso se repite iterativamente para distintas profundidades $z_1, z_2, z_3, \dots, z_{m\acute{a}x}$. Para LITWEQ, los datos grabados en superficie yacen sobre la recta t (Fig. 3), mientras que los extrapolados se encuentran sobre la recta τ . En la Fig. 3 se ilustra el dominio de resolución para LITWEQ y se señala la dirección en la cual se recorre el dominio para realizar la extrapolación. Los ceros a la derecha indican una condición de borde que garantiza que sólo se tiene energía ascendente. El eje que representa las trazas es perpendicular al plano formado por las rectas antes mencionadas. Para el proceso de extrapolación, es importante preservar en memoria la sección en tiempo para cada nivel de profundidad τ_i , representada en la figura por la línea continua trazada desde el símbolo #, y que es paralela al eje del tiempo t . Esas secciones en tiempo para cada nivel se correlacionan posteriormente con su contraparte del modelaje directo.

Modelaje directo

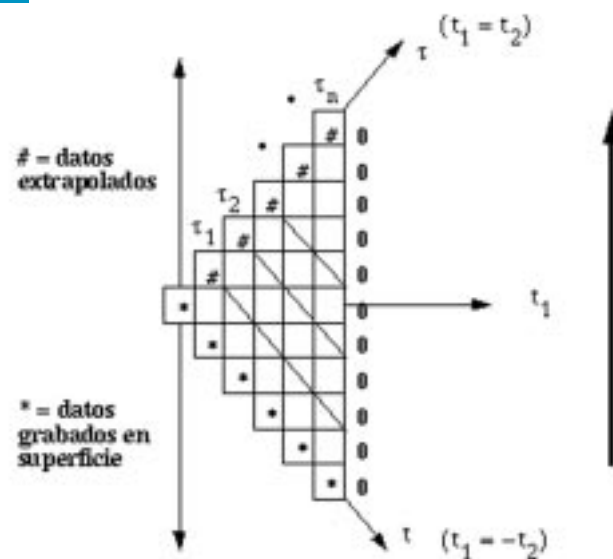
El dominio para realizar modelaje es idéntico al usado en la continuación en profundidad; sin embargo, es recorrido en sentido contrario. El modelaje, como su nombre lo indica, pretende simular la respuesta del medio ante una fuente colocada en la superficie. En esta simulación se construye el campo de ondas ascendentes, donde la fuente es una "púa" colocada sobre la recta τ . El medio se describe a través de un campo de velocidades asociado al registro que fue previamente extrapolado. En el modelaje se consideran dos condiciones de borde: la primera se refiere a la condición de espacio libre y la segunda representa la causalidad del experimento; es decir, ninguna energía es grabada antes que las fuentes sean activadas.

En la Fig. 4 se aprecia la dirección en la que se recorre el dominio y donde se localiza la fuente s . Finalmente, la respuesta impulsiva del medio es convolucionada con una ondícula tipo Ricker. Al igual que en el caso de la continuación en profundidad, se guardan en memoria las secciones en tiempo para cada profundidad τ_i .

Correlación de los frentes de ondas ascendentes y descendentes

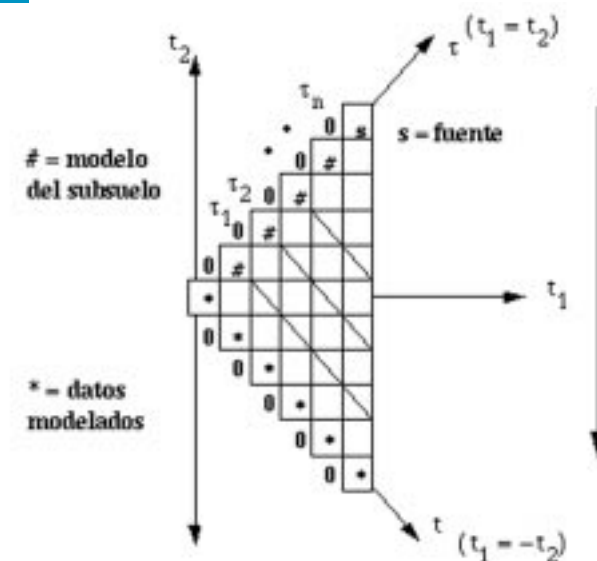
Una vez obtenidas las secciones en tiempo para cada profundidad τ_i , a partir de los procesos de extrapolación y modelaje directo, queda por calcular los perfiles migrados para cada registro de disparo común. Como se mencionó, para un mismo

3



Dominio sobre el cual trabaja el operador de LITWEQ: continuación del campo.

4



Dominio sobre el cual trabaja el operador de LITWEQ: modelaje.

nivel de profundidad τ_i , se correlacionan las secciones en tiempo provenientes de la extrapolación y modelaje directo. Finalmente, el perfil migrado es la suma en tiempo de todas las correlaciones previamente calculadas, tal como se expresa en la ecuación (6) [20]. En esta expresión, B representa el campo de ondas descendente, F indica el ascendente y a partir de ellos, C señala el perfil migrado en profundidad,

$$C(x, \tau) = \frac{1}{nt} \sum_{it} W(x, \tau, it) B(x, \tau, it) F(x, \tau, it) \quad (6)$$

donde W es una función de peso, la cual depende de la geome-

tría del tendido y de la confiabilidad de los campos calculados y nt es el número de muestras en tiempo. Este proceso se debe repetir de manera iterativa sobre todos los registros de disparo común, para así obtener una sección de "zero-offset" migrada en profundidad. La suma de los perfiles migrados en profundidad, obtenidos de la correlación, se puede expresar como sigue:

$$S(x, z) = \sum_{i=1}^{nd} C_i(x, z) \quad (7)$$

donde nd representa el número de perfiles migrados a sumar, C_i son los perfiles y S la sección final de "zero-offset" migrada en profundidad antes de apilamiento. Este concepto puede ser fácilmente visualizado en la Fig. 5.

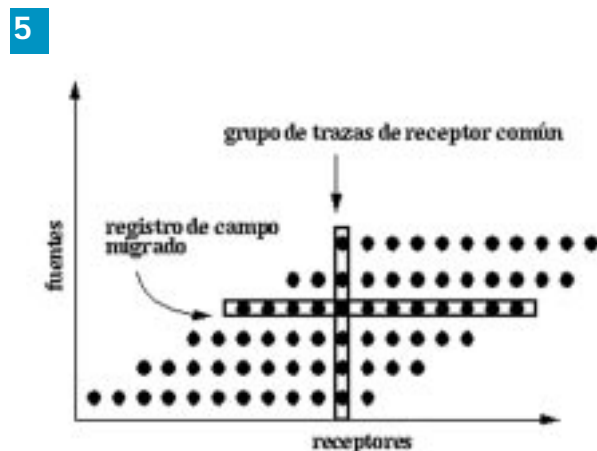


Gráfico que indica las trazas que corresponden al mismo receptor y las cuales son sumadas para obtener la imagen "zero-offset".

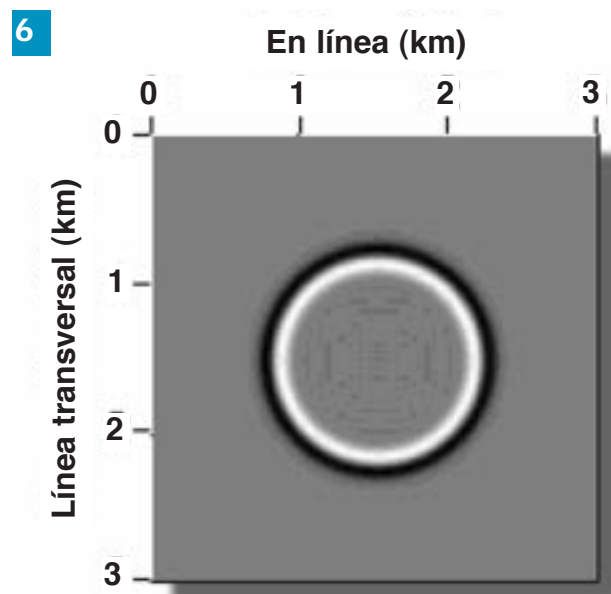
EJEMPLOS SINTETICOS

En esta sección se muestran los resultados de la migración sísmica utilizando el operador *LITWEQ* para diferentes modelos sintéticos. Los primeros resultados corresponden a respuestas impulsivas del operador de migración *LITWEQ* 3D para datos sintéticos apilados. Seguidamente, se analizan los obtenidos de la migración 2D antes de apilamiento para un modelo sintético con considerables variaciones laterales de las velocidades.

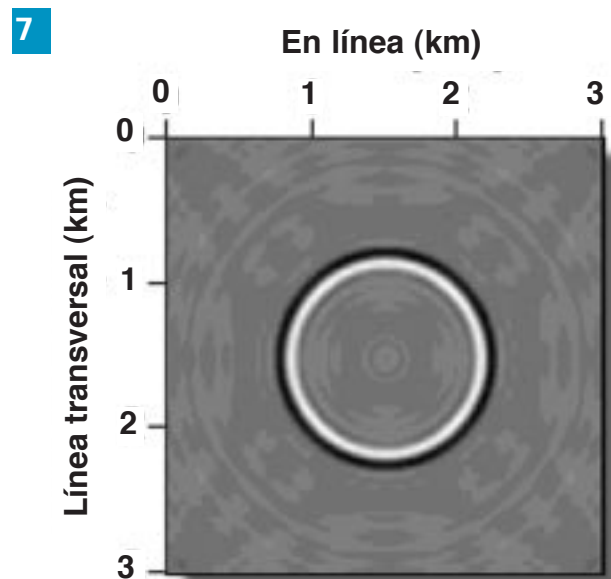
Respuestas impulsivas 3D

Se señalan las respuestas impulsivas 3D para *LITWEQ* después de apilamiento. Se utilizó una ondícula tipo Ricker con una frecuencia dominante de 12 Hz muestreada cada 0,004 s. La velocidad de propagación en el medio es igual a 2000 m/s. El muestreo espacial es de 30 m, tanto en la dirección en línea como en la transversal. Para evaluar la exactitud de *LITWEQ* 3D, se compararon los resultados con aquellos obtenidos por un operador de migración tipo McClellan. Este tipo de operadores conduce a respuestas impulsivas idénticas a las teóricas, hasta una inclinación máxima de 65°.

Las Figs. 6 y 7 presentan secciones horizontales ($\approx 80^\circ$), de estas respuestas vía *LITWEQ* y McClellan, respectivamente.

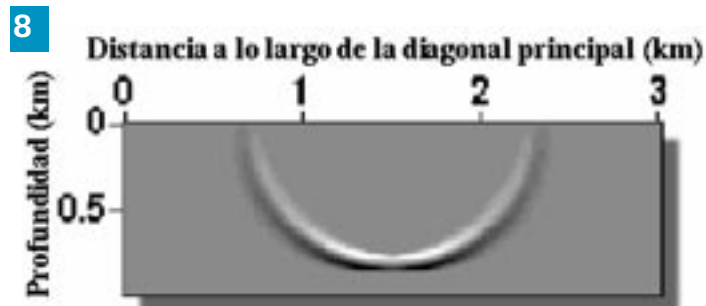


Sección horizontal a 80 grados de buzamiento del cubo migrado usando *LITWEQ* 3D.



Sección horizontal a 80 grados de buzamiento del cubo migrado usando el filtro de McClellan mejorado.

A pesar de que McClellan conduce a una respuesta casi simétrica, se pueden notar pequeños efectos de anisotropía a los 45 grados de azimut. Por otra parte, se aprecian algunos problemas de dispersión numérica, probablemente relacionados a un manejo inadecuado de las componentes de altas frecuencias. No obstante, la sección horizontal vía *LITWEQ* es completamente circular, tal como se espera, y sin mayores efectos de dispersión numérica para este buzamiento. Estos resultados coinciden con lo previsto para ambos operadores. La respuesta impulsiva teórica es totalmente circular en medio homogéneo, además para un operador basado en la ecuación de ondas acústicas, como *LITWEQ*, no deben existir problemas asociados con el tamaño del buzamiento. Por el contrario, para el operador McClellan se esperan errores dependientes del azi-



Sección en profundidad de un cubo migrado usando LITWEQ 3D.



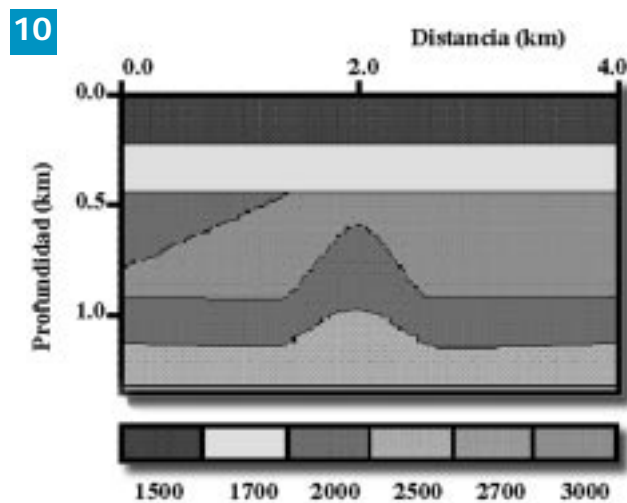
Sección en profundidad de un cubo migrado usando el filtro de McClellan mejorado.

mut para buzamientos mayores de 60° .

Las Figs. 8 y 9 son secciones verticales extraídas de las mismas respuestas impulsivas (LITWEQ y McClellan, respectivamente) y a lo largo de la diagonal principal. Estas secciones son comparables hasta los 60° , aproximadamente. Es de notar que la correspondiente a LITWEQ (Fig. 8) es completamente circular hasta los 90° de inclinación, tal como se esperaba.

Modelo anticlinal 2D

La Fig. 10 muestra un modelo 2D de velocidades en la que se observan dos estructuras anticlinales con fuertes variaciones laterales de velocidad (3000-2000 m/s). Resulta un problema



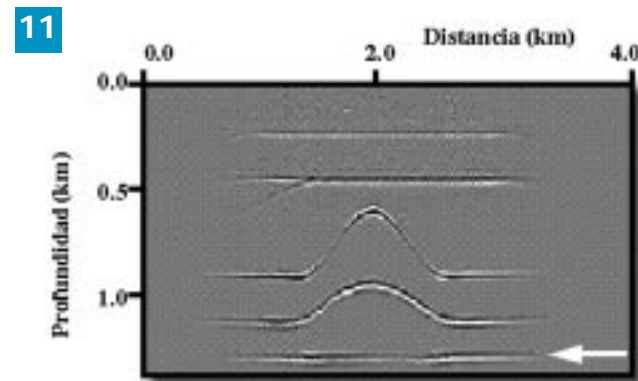
Modelo 2D de velocidades con fuertes variaciones laterales y verticales de velocidad (modelo anticlinal).

de migración en profundidad reconstruir correctamente el reflector plano por debajo del segundo anticlinal (≈ 1400 m), dada la complejidad estructural que existe por encima del reflector. Debido al alto gradiente lateral de las velocidades, los eventos sísmicos de interés exhiben una respuesta no hiperbólica con el "offset". Por lo tanto, se debe realizar migración antes de apilamiento para lograr una buena imagen del objetivo anteriormente mencionado. La Fig. 11 presenta el resultado de la migración antes de apilamiento mediante el uso de LITWEQ.

Los tres primeros reflectores del modelo (dos capas planas y el primer anticlinal) han sido reconstruidos perfectamente por el operador. Este resultado, aunque exacto, no dice mucho sobre el alcance de LITWEQ, dado que cualquier algoritmo de migración en tiempo puede dar una respuesta similar. Sin embargo, lo que resulta imposible para un operador convencional de migración, es lograr una imagen del segundo anticlinal y del reflector plano (≈ 1400 m), como la obtenida por LITWEQ en la Fig. 11. Hay que señalar que la posición de los reflectores en la sección migrada coincide con las del modelo de entrada (Figs. 10 y 11).

APLICACION SOBRE DATOS REALES

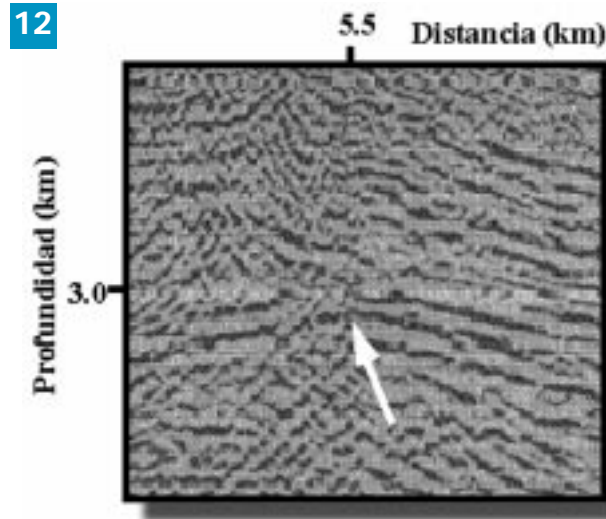
En esta sección se muestran aplicaciones del operador LITWEQ a datos reales provenientes de diferentes regiones del



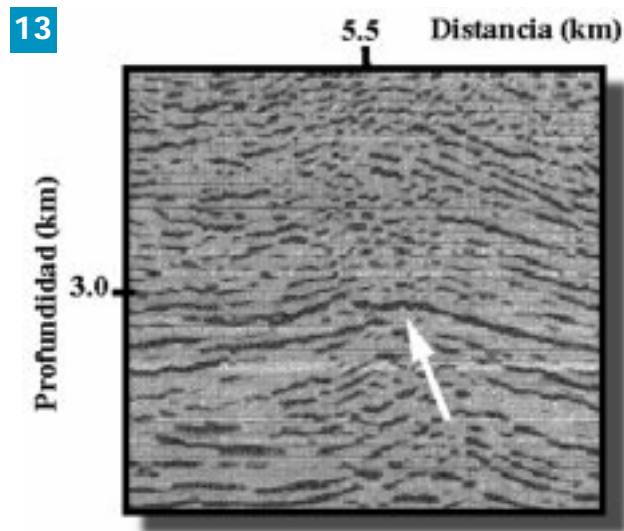
Resultado de la migración antes de apilamiento del modelo anticlinal 2D usando LITWEQ.

país. La primera aplicación corresponde a una migración antes de apilamiento de una línea sísmica adquirida en el campo Tía Juana en el Lago de Maracaibo, Estado Zulia, Venezuela.

El objetivo principal de la línea se centra alrededor de una estructura anticlinal localizada a tres segundos, aproximadamente, de tiempo doble de viaje. La Fig. 12 es un detalle del objetivo logrado a partir de una migración en el dominio de frecuencia-"offset" ($w-x$) antes de apilamiento. En la Fig. 13 se muestra la misma ventana sobre los resultados obtenidos con LITWEQ. Por debajo del anticlinal, se definen con claridad eventos en la figura (véase el reflector señalado por la flecha), mientras que en la migración $w-x$ es difícil precisar algún evento sísmico coherente y continuo. En resumen, se puede decir que la migración LITWEQ está mejor enfocada y tiene un mayor contenido de frecuencias que la $w-x$, además no hay



Detalle de la migración antes de apilamiento sobre una línea del Lago de Maracaibo usando $w-x$.

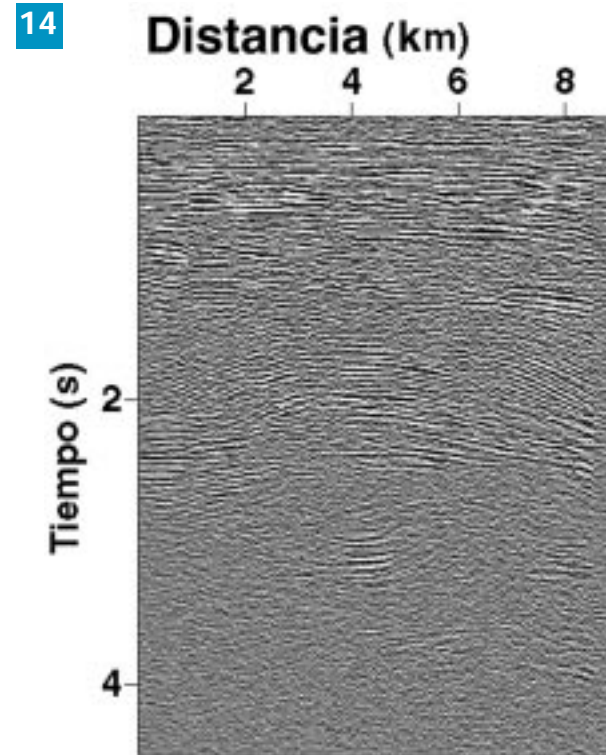


Detalle de la migración antes de apilamiento sobre una línea del Lago de Maracaibo usando LITWEQ.

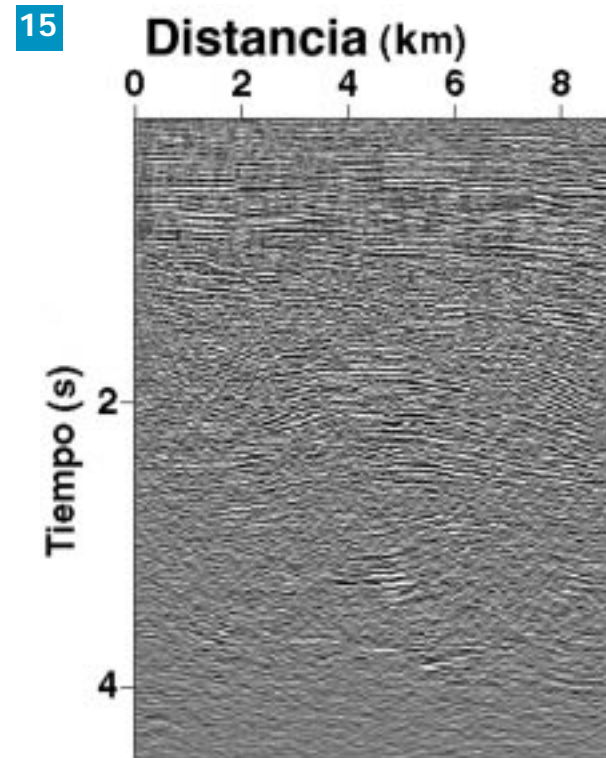
difracciones remanentes y la relación señal-ruido es mucho mayor.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos sobre un volumen de datos sísmicos 3D adquiridos en el Norte de Monagas, al oriente de Venezuela. El área escogida tiene una extensión aproximada de 90 km², lo que representa un total de 130 mil trazas sísmicas con una longitud de registro de 6 s, muestreadas cada 0,004 s. La migración 3D en profundidad vía LITWEQ fue realizada en un IBM RS6000-980.

El objetivo en esta migración se fundamenta en la posibilidad de enfocar alguna estructura de interés después de los 3 s de tiempo de registro. En la Fig. 14 se muestra una sección vertical en línea extraída del volumen migrado con un operador paraxial de 45°. Como se puede apreciar en esta línea, no se observa ningún reflector a partir de los 3 s. Probablemente, esto se debe a la complejidad estructural en el área en la parte más somera (presencia de cabalgamientos), la cual no fue manejada adecuadamente por el operador paraxial y no permitió una imagen de los reflectores para tiempos de registro más altos. Por el contrario, la correspondiente sección prove-



Sección vertical en línea extraída del volumen migrado con un operador paraxial de 45°.



Sección vertical en línea extraída del volumen migrado LITWEQ.

niente de la migración por LITWEQ ofrece una clara definición de un reflector sísmico, que pudiera estar asociado a alguna formación de interés en el área (Fig. 15).

Conclusiones

Los resultados obtenidos con datos sintéticos demuestran la precisión de *LITWEQ* en producir imágenes confiables del subsuelo. Adicionalmente, se confirma su aplicabilidad para la migración 2D antes de apilamiento y 3D después de apilamiento, sobre datos sísmicos de áreas con geología compleja. Por otra parte, se ha tratado de disminuir la presencia de artefactos numéricos, que pueden afectar en gran medida la claridad de las imágenes de las estructuras, en las secciones sísmicas finalmente migradas. En tal sentido, los esquemas en diferencias finitas de alto orden han probado ser eficientes para la atenuación de la dispersión numérica. Este tipo de esquemas es capaz de producir resultados libres de dispersión en las frecuencias altas, tal como se comprobó con las respuestas impulsivas 3D. Desde el punto de vista computacional, son muy atractivos, ya que no se requiere remuestreo de las trazas sísmicas, ni en tiempo ni en espacio, lo que evita este efecto secundario en los resultados finales.

Es evidente que la exactitud en los resultados no es el único factor que determina el éxito del uso de un algoritmo de migración sísmica. También hay que considerar su tiempo de respuesta, en especial cuando se pretende realizar migraciones 3D sobre cantidades considerables de datos sísmicos. La tendencia que se sigue actualmente en la industria petrolera venezolana requiere algoritmos de procesamiento sísmicos cada vez más eficientes. Aunque en este trabajo no se presenta ningún análisis en este sentido, la experiencia ha sido favorable en cuanto a la aplicación real y práctica de *LITWEQ* en la migración de datos de campo. No obstante, aún queda mucho trabajo por realizar para la optimización de estos códigos de migración sísmica.

Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a Intevep, S.A. por permitir la publicación de este trabajo. También a Lagoven, S. A. y Corpoven, S. A., por los datos sísmicos suministrados.

Referencias

1. Mufti, I. Finite-difference depth migration of exploration-scale 3D seismic data. *Geophysics*, en producción, 1995.
2. Gray, S. H.; May, W. P. Kirchhoff migration using eikonal equation travel times. *Geophysics*, 59:810-817, 1993.
3. Audebert, F.; Nichols, D., Rekdal, T., Biondi, B., Lumley, D.; Urdaneta, H. Imaging complex geologic structure with single-arrival Kirchhoff, prestack depth migration. *Stanford Exploration Project*, 72:17-54, 1995.
4. Geoltrain, S.; Brac, J. Can we image complex structure with first-arrival travel time?. *Geophysics*, 58:564-575, 1993.
5. Becv, D. Imaging complex structures with first arrival traveltimes: *Geophysics*, en producción, 1996.
6. Hale, D. 3-D depth migration via McClellan transformations. *Geophysics*, 56:1778-1785, 1991.
7. Hedley, J. 3-D migration via McClellan transformations on hexagonal grids. *Geophysics*, 57:104-1053, 1992.
8. Uzcategui, O. 2D depth migration in transversely isotropic media using explicit operators. *Geophysics*,

60:1819-1829, 1995.

9. McMechan, G. Migration by extrapolation of time dependent boundary values. *Geophys. Prosp.*, 31:412-420, 1983.
10. Loewenthal, D.; Stoffa, P.; Eduardo, L. Suppressing the unwanted reflections of the full wave equation. *Geophysics*, 52:1007-1012, 1987.
11. Baysal, E.; Kosloff, D.; Sherwood, J. A two-way nonreflecting wave equation. *Geophysics*, 49:132-141, 1984.
12. Li, Z. Imaging steep-dip reflections by the LITWEQ method. *Stanford Exploration Project*, 49:17-54, 1986.
13. Hatton, L.; Lamer, K.; Gibson, B. Migration of seismic data from inhomogeneous media. *Geophysics*, 46:751-767, 1981.
14. Mujica, D.; Alvarez, E.; Chacín, O. La migración sísmica con la ecuación de la onda. *II Escuela Latinoamericana de Geofísica*, 1990.
15. Claerbout, J. F. *Fundamentals of geophysical data processing*. McGrawHill, 1976.
16. Etgen, J. Finite-difference elastic anisotropic wave propagation. *Stanford Exploration Project*, 56:23-47, 1988.
17. Holberg, O. Toward optimum one-way wave propagation. *Geophys. Prosp.*, 36:99-114, 1988.
18. Mujica, D. Three-dimensional depth migration by using finite difference formulation of the linearly transformed wave equation. *Proceedings of Mathematical Methods in Geophysical Imaging II*, 2301:60-168, 1994.
19. Claerbout, J. Toward a unified theory of reflector mapping. *Geophysics*, 36:467-481, 1971.
20. Jacobs, A. *The pre-stack depth migration of profiles*. Tesis de PhD, Geophysics Department, Stanford University, 1982.



Valmore Celis. Licenciado en matemáticas, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1991. Ese mismo año ingresó a Intevep, en el Departamento de Ciencias de la Tierra, en la Sección de Geofísica, donde se desempeña actualmente. Ha trabajado en proyectos de investigación en el área de modelaje y migración sísmica.



Daniel Mujica. Licenciado en matemática, Universidad Simón Bolívar (USB), 1986; maestría en matemática en la misma universidad, 1991; maestría en geofísica en Stanford University, EE.UU., 1993. Ingresó a Intevep, S. A. en el año 1988 en el Departamento de Ciencias de la Tierra, en la Sección de Geofísica, donde actualmente se desempeña. Ha participado en diversos proyectos de investigación en el área de modelaje y migración sísmica.

SIMULACION NUMERICA DE LA PERFORACION CON MECHAS PDC

Pedro S. Acuña

Departamento de Producción, Intevep, S. A.

El PDCPERF (abreviatura de PDC-PERFORACION) es un programa diseñado para simular el proceso de perforación usando mechas con cortadores fabricados de compactos de diamante policristalino (PDC, del inglés "polycrystalline diamond compact"). El programa predice las fuerzas sobre los cortadores, la temperatura y el desgaste producido, y parámetros, tales como la tasa de penetración, el torque de perforación y el desbalance de la mecha. En este trabajo se describe el uso de esta herramienta computacional PDCPERF y su aplicación en la evaluación, por simulación numérica, del comportamiento de mechas comerciales PDC en la perforación de un hoyo de 213 mm (8 3/8 pulg) de la Formación Naricual Superior del campo Mulata Norte en el área del Norte de Monagas, Venezuela. Se observó que las características de las mechas PDC se pueden modificar, con el fin de obtener mayores tasas de penetración o un mejor desenvolvimiento de las mismas durante la perforación.

Hasta la fecha se han desarrollado varios modelos y procedimientos para analizar la mecánica de la perforación con mechas de cortadores elaborados con compactos de diamante policristalino (PDC del inglés "polycrystalline diamond compact") o mechas PDC. Los modelos permiten predecir fuerzas, temperatura y desgaste de los cortadores de la mecha, así como parámetros durante la perforación, tales como el peso sobre la mecha, el torque de perforación y la fuerza de desbalance lateral. En algunas formaciones, se obtienen, con las mechas PDC, tasas de penetración y durabilidad superiores que con las mechas tricónicas, lo que representa ahorros significativos en los costos totales de perforación. De allí la importancia de contar con herramientas computacionales que permitan evaluar el desenvolvimiento de las mechas PDC y lograr una optimización de las mismas, al detectar las zonas de falla.

En general, los modelos desarrollados hasta ahora se limitan a determinar los efectos mecánicos y térmicos sobre la mecha al fijar la penetración de los cortadores en la roca y calcular, posteriormente, los parámetros de perforación. En este trabajo se modificó y adaptó uno de estos algoritmos de manera tal que al fijar los parámetros operacionales (peso sobre la mecha y velocidad de rotación) se puedan establecer, en función de la profundidad alcanzada (o del tiempo), los efectos mecánicos y térmicos sobre la mecha y sobre los cortadores individuales para detectar y corregir las zonas de mayor deterioro. El algoritmo modificado, PDCPERF (abreviatura de PDC-PERFORACION) fue

The PDCPERF (abbreviation of PDC-PERFORACION) algorithm is used to simulate the drilling operations with polycrystalline diamond compact (PDC) bits. It calculates temperature, wear and forces on PDC cutters, and predicts the rate of penetration, drilling torque, and lateral force generated on the bit. In this paper, the use of PDCPERF computer program is described, and it is applied to evaluate, by numerical simulation, the performance of commercial PDC bits during the drilling of a 213 mm (8 3/8 inches) hole in the Naricual Superior Formation in Mulata Norte field, located at the North of Monagas State, Venezuela. It was observed that PDC bits can be modified to obtain higher rates of penetration or a better performance of bits during drilling operations.

utilizado para simular la perforación de la Formación Naricual Superior del Campo Mulata Norte en el Estado Monagas, Venezuela, con mechas PDC comerciales.

FUERZA DE CORTE DE UN PDC

Los algoritmos para la evaluación de mechas PDC se desarrollan a partir de modelos que determinan la fuerza necesaria para remover un volumen fijo de roca con un único cortador PDC. Mediante la integración de las fuerzas sobre cada cortador, lograda sobre toda la superficie de corte de la mecha, se calculan el torque y el peso sobre ésta, que son datos requeridos para obtener la tasa de penetración fijada. Para simular el proceso de perforación, es necesario realizar los cálculos de manera inversa; es decir, se debe predecir la tasa de penetración al establecer el peso sobre la mecha. Esta es la principal diferencia entre el PDCPERF y los demás algoritmos existentes.

El primer requisito para la simulación es contar con un modelo que estime la fuerza de corte para un cortador PDC.

Mecanismo de separación del ripio por un cortador PDC

En el desprendimiento del ripio durante la perforación con una mecha PDC opera un mecanismo de corte por cizallamiento. Para la perforación de formaciones plásticas con una mecha PDC, es posible adaptar un modelo simplifica-

do sobre la formación de virutas en el maquinado ortogonal propuesto por V. Pijspanen [1].

En este modelo, el ripio se supone dividido en pequeños elementos de espesor infinitesimal Δx que resbalan uno sobre otro por la acción del cortador PDC, según una dirección común determinada por el plano de cizallamiento, inclinado un ángulo ϕ con respecto a la superficie plana de la formación que se va a perforar (Fig. 1). El valor de ϕ depende del tipo de formación y se puede establecer en función de otros parámetros al tomar en cuenta consideraciones energéticas.

El ripio se separa de la formación con una deformación plástica correspondiente al desplazamiento relativo Δs de los elementos de espesor Δx . Adicionalmente, como el ripio resbala sobre la cara del cortador, se manifiesta también una acción de rozamiento entre ellos. El valor de la deformación γ que experimenta el ripio depende del ángulo β de ataque y de la orientación ϕ del plano de cizallamiento.

Fuerza generada sobre un cortador PDC

La deformación generada implica que se inducen fuerzas entre el cortador y la formación durante el arranque del ripio. Puede analizarse el fenómeno, si se supone el equilibrio del ripio sometido a una fuerza resultante \vec{F} aplicada por el cortador y a una reacción \vec{F} igual y contraria aplicada por la formación en la región del plano de cizallamiento (Fig. 2).

\vec{F} equivale a una distribución de esfuerzos normales σ entre el ripio y la cara del cortador. El ripio al desplazarse sobre la cara del cortador produce fricción que calienta al cortador. La componente de la fuerza \vec{F} normal a la cara del cortador está relacionada con la componente tangencial según el coeficiente de fricción μ o el ángulo de fricción α . Para que ocurra la perforación, la componente de corte F_s de la fuerza \vec{F} que actúa sobre el plano de deslizamiento debe superar la resistencia al cizallamiento del material de la formación.

\vec{F} puede dividirse en una componente normal a la formación F_n , responsable de la penetración del cortador en la roca (relacionada con el peso sobre la mecha) y una componente tangencial F_a (fuerza de arrastre), que efectúa el corte y relacionada con el torque de perforación.

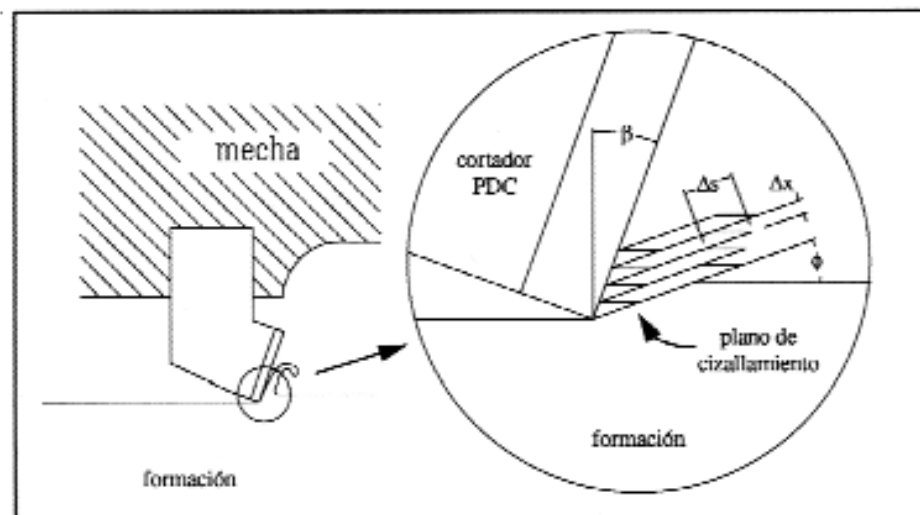
Si se conoce la resistencia al cizallamiento de la formación, la penetración del cortador en la roca y los ángulos de fricción y cizallamiento, se pueden determinar las componentes de la fuerza de corte \vec{F} . La integración de esta fuerza para cada cortador sobre toda la superficie de la mecha permite estimar los parámetros de perforación sobre la misma.

Se han propuesto diversas teorías para relacionar el ángulo de cizallamiento ϕ , el ángulo de fricción α y el de ataque β . Una muy utilizada es la de Ernst y Merchant [2]. Se basa en suponer que el plano de cizallamiento se orienta de manera tal que el trabajo realizado por el cortador es mínimo. Como este trabajo está relacionado con la fuerza de arrastre F_a , el valor de ϕ es aquel para el cual esta componente de la fuerza es mínima.

Varios investigadores han utilizado la teoría de Ernst y Merchant para predecir la fuerza sobre el cortador. Cheatham y Daniels [3] la aplicaron para predecir con éxito la fuerza sobre cortadores individuales de diversas geometrías. Larson [4] empleó el mismo modelo para simular el comportamiento del ensamblaje de fondo durante la perforación con mechas PDC, al integrar las fuerzas sobre cortadores individuales. Larson determinó el área de corte A mediante el uso del algoritmo STRATAPAXTM desarrollado por Aronson y col. [5].

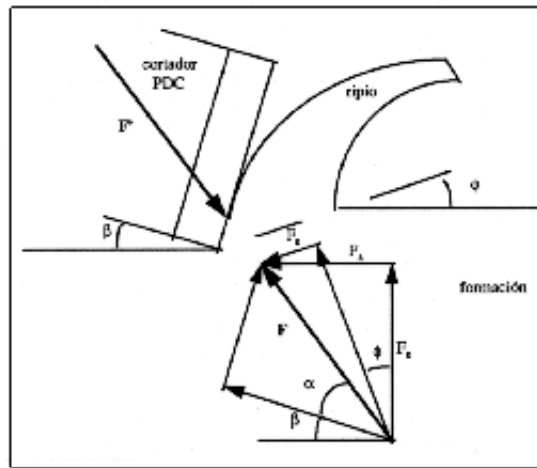
Las predicciones de aumento de temperatura debido a la fricción entre el ripio y el cortador hechas a partir del modelo de Ernst y Merchant no concuerdan con los resultados experimentales y, además, no consideran el hecho de que los cortadores PDC experimentan desgaste mecánico que altera el estado de fuerzas en el cortador. Esto ha dado pie a la modificación de la teoría para predecir las fuerzas sobre el cortador.

1



Modelo de Pijspanen para la formación del ripio.

2



Descomposición de la fuerza sobre el ripio.

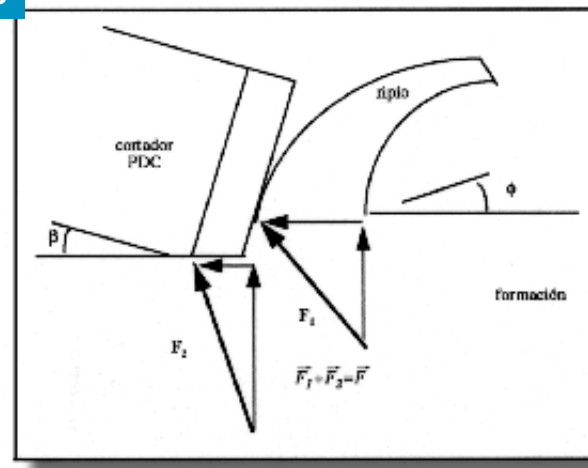
Efecto del desgaste del cortador

El cortador durante la perforación está sometido a acciones mecánicas, térmicas y químicas que ejercen una acción de desgaste, es decir, una pérdida gradual de material por el roce entre el ripio, la formación y el cortador. Debido a la alta dureza y al bajo coeficiente de fricción de la capa de diamante, el área de contacto ripio-cortador no experimenta un desgaste notable, mientras que en la zona de contacto cortador-formación, el diamante presenta microfracturamiento que deja expuesto el soporte de carburo de tungsteno sinterizado (de menor dureza) a la acción abrasiva de la formación, lo cual produce el desgaste del cortador.

El modo primario de desgaste de los cortadores *PDC* a temperaturas inferiores a 750°C es la microfractura de los granos de diamante en la capa sinterizada. Por encima de esta temperatura, este modo cambia a uno más severo en el cual los efectos térmicos debilitan los enlaces entre granos de diamante debido a la diferencia de expansión térmica entre éstos y el cobalto aglomerante, lo cual da como resultado el desprendimiento de granos enteros de diamante. De allí que la temperatura del cortador debe ser mantenida por debajo de los 750°C para prevenir tasas de desgaste elevadas [6].

En el modo de desgaste por microfractura, también existe un umbral de temperatura a partir del cual ocurre un deterioro rápido del cortador. Al aumentar la temperatura, la dureza del carburo de tungsteno sinterizado que sirve de soporte al diamante, decrece a una tasa superior que la disminución de dureza del cuarzo (principal constituyente abrasivo de la roca). A medida que la temperatura se eleva, la dureza de los dos materiales se hace comparable y se incrementa la tasa de desgaste del *WC/Co* (substrato de carburo de tungsteno sinterizado), debido a la remoción preferencial del cobalto y la fractura de los granos de carburo de tungsteno [6]. Puesto que la capa de diamante utiliza el substrato como soporte, se fracturará fácilmente cuando éste se desgaste. Los resultados experimentales obtenidos al tomar como patrón formaciones del tipo arenisca con elevada dureza y alta abrasividad [7], han demostrado que la tasa de desgaste alcanza un valor crítico cuan-

3



Efecto del desgaste en la fuerza sobre el cortador.

do la temperatura generada supera los 350°C .

El desgaste de un cortador se visualiza en la aparición y crecimiento del área de abrasión. El efecto sobre el comportamiento del cortador es un incremento en la fuerza de penetración requerida para perforar a una profundidad dada. La Fig. 3 muestra las fuerzas \vec{F}_1 y \vec{F}_2 aplicadas por la formación sobre el cortador. La fuerza \vec{F}_1 corresponde a la acción de corte que incluye el roce entre el ripio y el cortador; la fuerza \vec{F}_2 está relacionada con la penetración del cortador en la formación e incluye la fricción entre el cortador y la formación debido al área de desgaste A_w .

Warren y Sinor [8] adaptaron la teoría de Ernst y Merchant para considerar el efecto del desgaste del cortador. Para la fuerza normal, la acción del ángulo de ataque se basa en la teoría de Ernst y Merchant e incluye el efecto de aumento de la fuerza debido al área de contacto cortador-formación; para la fuerza de arrastre incluye el efecto de la fricción en el área de desgaste. Las correcciones introducidas a los modelos de fuerza sobre un cortador *PDC* basados en la teoría de Ernst y Merchant implican la determinación de parámetros empíricos para ajustar los resultados. Glowka [9] utiliza una aproximación distinta al problema al establecer directamente una relación empírica entre la fuerza sobre el cortador y la penetración del mismo en la formación. Glowka precisó el efecto del desgaste del cortador sobre la fuerza de penetración requerida para cortar roca dura a una profundidad dada [10]. Sus resultados sugieren que es el esfuerzo de penetración F_n/A_w , en lugar de la fuerza F_n , el que controla la profundidad de corte en un tipo de roca dado: para una profundidad de corte o una tasa de penetración, el esfuerzo de penetración permanece aproximadamente constante, una vez que se ha formado el área de desgaste. Para cortadores nuevos, el esfuerzo de penetración calculado tiende a infinito. En realidad, la trituración de la roca delante del filo del cortador actúa para redistribuir los esfuerzos sobre un área grande, lo cual da como resultado un área de desgaste efectivo de valor finito. Mientras menor sea esta área, mayor será la influencia de este efecto y mayor la diferencia entre el esfuerzo de penetración calculado con áreas de desgaste mayores para una misma penetración.

Glowka propone relaciones totalmente empíricas para la

fuerza de penetración [9]. Los parámetros empíricos se determinan mediante ensayos con un único cortador *PDC*. En general, todos los efectos de desgaste y fricción de importancia se generan en el área de desgaste, por lo que es conveniente considerar las fuerzas sobre el cortador aplicadas en esta zona (el área de contacto ripio-cortador es el compacto de diamante, el cual es el material más duro conocido y con un coeficiente de fricción muy bajo). Al contar con un modelo para la fuerza sobre un cortador, la extrapolación a la mecha completa se obtiene mediante integración sobre toda la cara de la mecha.

ALGORITMO *PDCPERF*

A partir de las relaciones para la fuerza sobre un cortador *PDC*, Glowka [11] desarrolló un algoritmo para estudiar el desgaste y calentamiento de mechas de cortadores *PDC*. El programa *PDCPERF* es una adaptación de este algoritmo que puede ser utilizado en la simulación de la perforación de un hoyo mediante el uso de una mecha *PDC*. En este algoritmo, se fijan los parámetros operacionales del peso sobre la mecha y la velocidad de rotación y se determina, en función de la profundidad (o del tiempo), la tasa de penetración alcanzada por la mecha, el torque de perforación requerido para mantener esta tasa, el desgaste de los cortadores de la mecha, la fuerza de desbalance lateral y el calentamiento.

En el desarrollo del algoritmo es necesario extrapolar la ecuación de la fuerza sobre un cortador de manera tal de tomar en cuenta la interacción con cortadores vecinos.

Interacción entre cortadores

Puesto que los cortadores en la mecha *PDC* están fijos al cuerpo de la misma, su posición relativa no cambia con respecto al eje de la mecha cuando ésta gira. Esto permite definir la posición de los cortadores con respecto a la mecha mediante el uso de las coordenadas cilíndricas (r, θ, z) del centro de cada cortador y su inclinación i respecto al eje de la mecha (Fig. 4), y mediante cálculos geométricos puede

determinarse para cada cortador la irregularidad de la superficie de la formación $\Delta(x)$ para luego calcular δ : la profundidad efectiva de corte o penetración equivalente del cortador en la formación al tener en cuenta la presencia de otros cortadores (Fig. 5). Con esta información se precisan para cada cortador las fuerzas normal y de arrastre. La rutina para establecerse fue desarrollada por Aronson y *col.* [5] mediante la evaluación de la posición de los cortadores en dos revoluciones seguidas de la mecha. Adicionalmente, esta rutina determina el ángulo γ de inclinación del área de desgaste con respecto al eje de la mecha (en general, $i \neq \gamma$) y la posición radial r' de esta área, donde se supone que está aplicada la fuerza \vec{F} .

Peso sobre la mecha y torque de perforación

Una vez que la profundidad efectiva de corte y , por lo tanto, la fuerza de penetración del cortador F_n se ha calculado, ésta puede ser descompuesta en una componente radial F_r y una vertical F_z en un sistema de coordenadas relativo a la mecha.

La fuerza de arrastre $F_a = \mu a F_n$ tiene la misma dirección, pero sentido contrario a la velocidad de desplazamiento del cortador. Con respecto a un sistema de coordenadas fijo a la mecha, cada fuerza de arrastre es perpendicular a la posición radial del área de desgaste.

Con estas acotaciones, el peso sobre la mecha puede determinarse ahora como la suma de todas las componentes verticales, es decir:

$$WOB = -\sum_{i=1}^N (F_z)_i$$

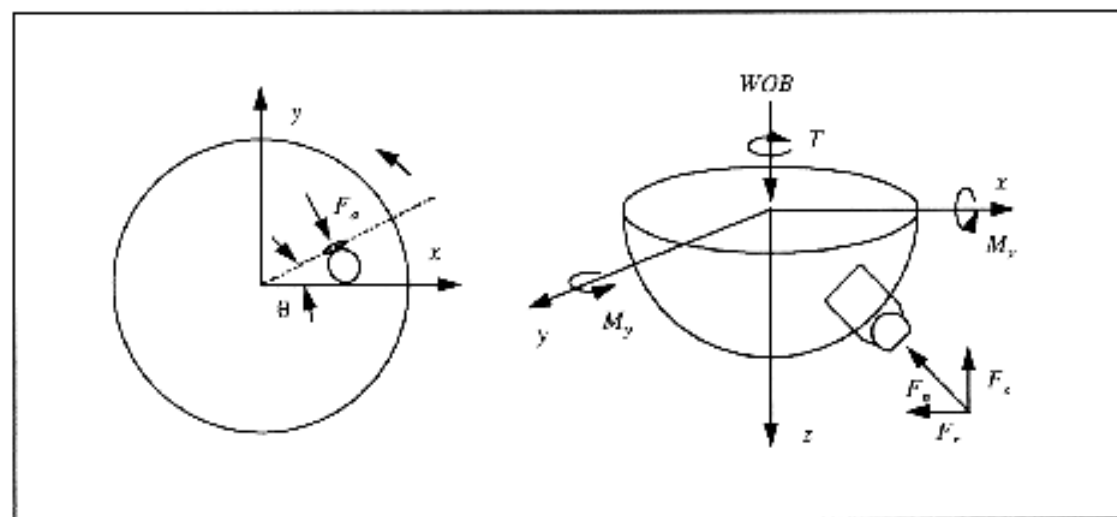
(*WOB* del inglés "weight on bit" que significa peso sobre la mecha).

y el torque de perforación como la suma de los momentos ocasionados por las fuerzas de arrastre:

$$T = -\sum_{i=1}^N r'_r (F_a)_i$$

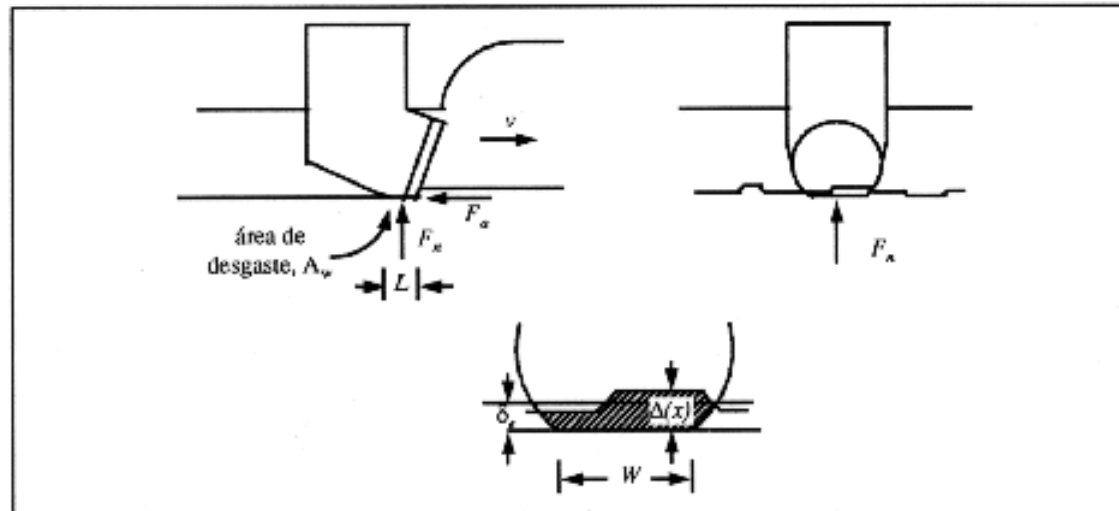
A menos que los cortadores estén colocados de manera tal que las componentes radiales de la fuerza se compensen, sobre la mecha existirá una fuerza lateral neta.

4



Solicitaciones mecánicas sobre la mecha.

5



Geometría del corte con un cortador PDC.

En los algoritmos computacionales comunes, debe conocerse la tasa de penetración (relacionada con δ_e) para determinar el peso sobre la mecha. La característica principal del *PDCPERF* es la creación de un lazo iterativo para obtener la tasa de penetración al fijar el peso sobre la mecha. Por lo tanto, pueden simularse las condiciones de operación en el campo, donde el operario fija el peso sobre la mecha, según recomendaciones del fabricante, y la tasa de penetración depende de las propiedades de la formación.

Para establecer los parámetros operacionales de perforación, se necesitan constantes empíricas que relacionan la fuerza sobre el cortador con la penetración del mismo en la roca. Estas constantes han sido determinadas para un pequeño número de materiales. Una nueva característica del *PDCPERF* es la posibilidad de estimar estas constantes para una formación dada, si se conoce el desenvolvimiento de alguna mecha *PDC* en el área. Para tal fin, se ajustan, mediante iteraciones, los valores de las constantes empíricas hasta obtener una simulación que coincida con los resultados de campo. Las constantes generadas pueden ser utilizadas para simular otros modelos de mechas.

Temperatura de la mecha

La distribución de temperaturas en un cortador *PDC* está determinada por el calor que fluye hacia el mismo a través de las superficies que están en contacto con la formación y el enfriamiento debido al lodo de perforación [12]. Las fuentes de calentamiento en el proceso de corte con un *PDC* son: el calor que se transmite por la fricción entre el cortador y la formación en la zona del área de desgaste, el calor generado por la fricción entre el ripio y la capa de diamante del cortador, y el calor que se desprende por la deformación plástica de la formación. Esta última fuente de calor es muy pequeña para formaciones dúctiles y no existe en las frágiles [13]. Debido a la alta conductividad térmica del diamante y a su baja resistencia a la fricción, el calor que se produce entre el ripio y la capa de diamante no interviene prácticamente en el calentamiento del cortador

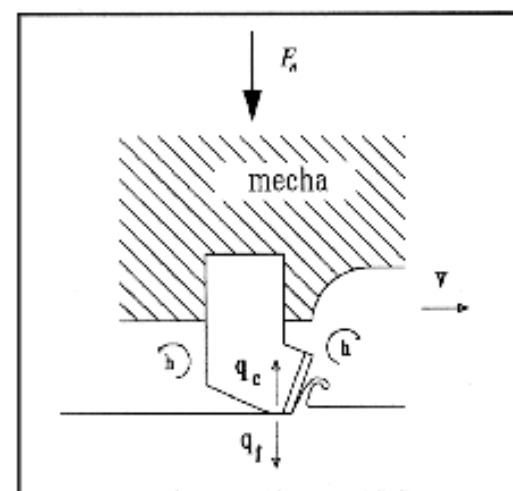
[13], por lo que solamente debe considerarse el calor generado en el área de desgaste.

La fuerza de arrastre F_a puede representarse como la suma de la fuerza de cizallamiento necesaria para la perforación y la fuerza de fricción $F_f = \mu F_n$ que realiza un trabajo no conservativo que se transforma en calor. Este calor se distribuye entre la formación y el cortador, según se muestra en la Fig. 6. El calor q_c que entra al cortador es el responsable del calentamiento que experimenta. Este se transmite a través del cuerpo del cortador por conducción hasta la superficie del mismo y, luego, por un fenómeno de convección forzada es liberado hacia el lodo de perforación. El aumento de temperatura del área de contacto del cortador con respecto a la temperatura del lodo puede estimarse como una función de los parámetros operacionales y de las propiedades térmicas de la formación, el lodo y el cortador [12].

Desgaste del cortador

Para prevenir el desgaste activado térmicamente, el cual

6



Distribución de calor entre el cortador y la formación.

es dos órdenes de magnitud más rápido que el desgaste abrasivo ordinario, debe mantenerse la temperatura del área de desgaste por debajo de los 350°C. Si se hace así, puede suponerse que la profundidad de desgaste dentro de la superficie del material del cortador por unidad de distancia cortada es proporcional al esfuerzo de penetración, es decir, $d\delta_w/dl \propto F_n/A_w$, ya que intuitivamente dos cortadores de igual área de desgaste A_w , cada uno bajo la fuerza de penetración F_n , tendría una tasa de desgaste combinada igual a la de un único cortador con área de desgaste $2A_w$, bajo una fuerza de penetración $2F_n$. Con esta suposición, el volumen de desgaste del cortador es directamente proporcional a la velocidad de rotación, al peso sobre la mecha y a la profundidad perforada, e inversamente proporcional a la tasa de penetración.

En el *PDCPERF* se especifica el valor de incremento en la profundidad Δh . Con este valor se determina primero el desgaste volumétrico y, posteriormente, el área de desgaste. Este valor es la otra variable necesaria para poder calcular la fuerza F_n .

La implementación de las ecuaciones desarrolladas en un programa de computación hace posible la simulación de la perforación con mechas *PDC*. En el capítulo siguiente puede observarse la gran cantidad de información sobre el comportamiento de una mecha *PDC* que puede obtenerse con la simulación mediante el uso de un algoritmo como el *PDCPERF*.

APLICACION DEL *PDCPERF* EN LA FORMACION NARICUAL SUPERIOR

El *PDCPERF* se ha utilizado en distintos estudios y operaciones en los que intervienen mechas *PDC*. Se ha empleado, por ejemplo, en el diseño de estas mechas [12], en los algoritmos que requieren datos sobre el torque en la mecha para calcular el arrastre en la tubería de perforación [14], en el diseño y fabricación del molde de una mecha *PDC*, para analizar las modificaciones que se deben hacer a aquél, de manera tal de obtener una mecha óptima [15]. También, se usó en el estudio de las vibraciones observadas en los taladros de perforación [16].

En el presente trabajo, el *PDCPERF* se aplicó para la evaluación de las mechas comerciales que se usan en la perforación de la Formación Naricual Superior, Campo Mulata Norte de Corpoven (filial de Petróleos de Venezuela, S. A., PDVSA), con el fin de seleccionar la mecha con la cual se obtendría la mayor tasa de penetración. De la simulación con el algoritmo también se generaron las pautas para el mejoramiento de las mechas al determinarse las probables áreas mecánicamente débiles de la estructura de corte.

Características de la Formación Naricual Superior

La Formación Naricual Superior es una zona muy dura y abrasiva, compuesta de areniscas masivas de color beige, gris claro a marrón oscuro. Estas areniscas son friables y de grano fino a medio, con una matriz arcillosa en parte calcárea con intercalaciones de lutitas, carbón y limolitas [17]. Estas características hacen que en esta formación el desempeño de las mechas sea muy pobre y se requiere un

promedio de 15 para perforar un área de 304,8 m (1.000 pies), aproximadamente. El diámetro de las mechas utilizadas para atravesar esta sección es de 213 mm (8 3/8 pulg). El obtener mayores tasas de penetración y una durabilidad de la mecha alta, es uno de los retos más importantes en estos momentos para disminuir los costos de perforación, pues esta formación se encuentra a profundidades superiores a los 5.030 m (16.500 pies). Del análisis realizado por Parucho [17], se ha concluido que la mejor forma de perforar este intervalo es con mechas de diamante y motor de fondo o turbina, como lo comprueba el hecho de que el mejor rendimiento se obtuvo con esta combinación en el pozo MUC-26. Perforar con esta combinación es muy costoso, por lo que se evaluó mediante el *PDCPERF* el desenvolvimiento de mechas *PDC* en la perforación de la Formación Naricual, en vista de que este tipo de mechas no ha dado los resultados deseados.

Resultados de la simulación

Para la evaluación de las mechas se requiere la medición detallada de características geométricas de las mismas. Se realizaron mediciones a dos modelos de mechas comerciales de dos fabricantes distintos, propuestas por estos últimos para ser utilizadas en las arenas de Naricual Superior. Los modelos *PDC-1* y *PDC-2* fueron las mechas analizadas. El modelo de mecha *PDC-0* se usó en el pozo MUC-28 para perforar un intervalo de 55 metros (182 pies) a una profundidad entre 5.118 m y 5.173 m (entre 16.790 pies y 16.972 pies) con 53 kN (12.000 lbf) de peso sobre la mecha a una velocidad de rotación de 60 rpm, con lo que se logró una tasa de penetración de 0,55 m/h (1,80 pie/h). Estos resultados se utilizaron para determinar las propiedades mecánicas empíricas de la formación y poder correr el *PDCPERF*.

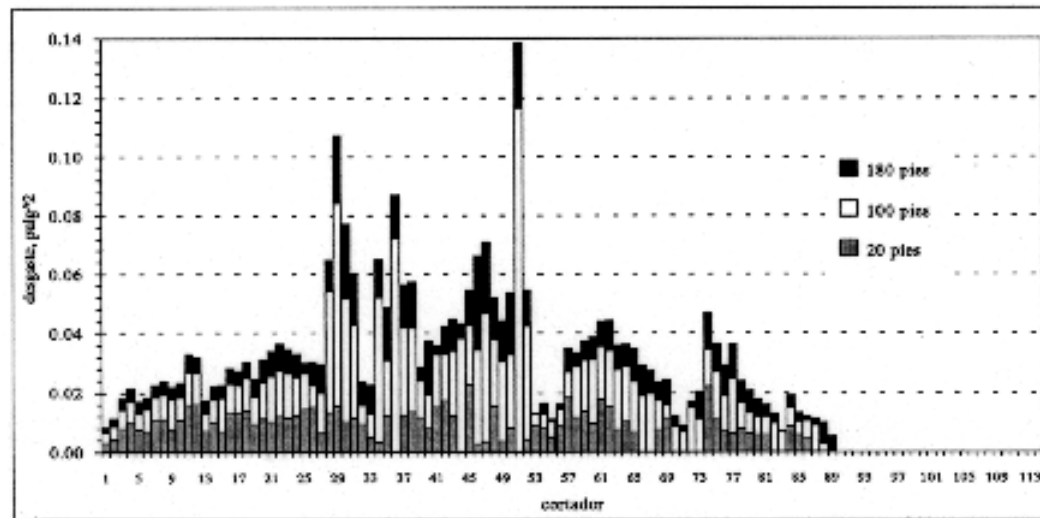
Los resultados obtenidos de la simulación se resumen a continuación.

Las mechas *PDC-1* y *PDC-2* constan de 114 y 50 cortadores de 9,5 y 19 mm (3/8 y 3/4 pulg) de diámetro, respectivamente.

La zona de la mecha *PDC-1* entre los cortadores N° 28 y N° 52 es la que presenta mayor abrasión. La zona se ubica en la nariz de la mecha (Figs. 7 y 8). Debería pensarse en la manera de reforzar la densidad de cortadores en esta área para distribuir mejor las fuerzas sobre los mismos y minimizar el desgaste. El resto de la mecha *PDC* experimenta un deterioro relativamente lento y uniforme. Los cortadores ubicados en el calibre no muestran abrasión excesiva y cumplen satisfactoriamente la función de mantener el calibre del hoyo.

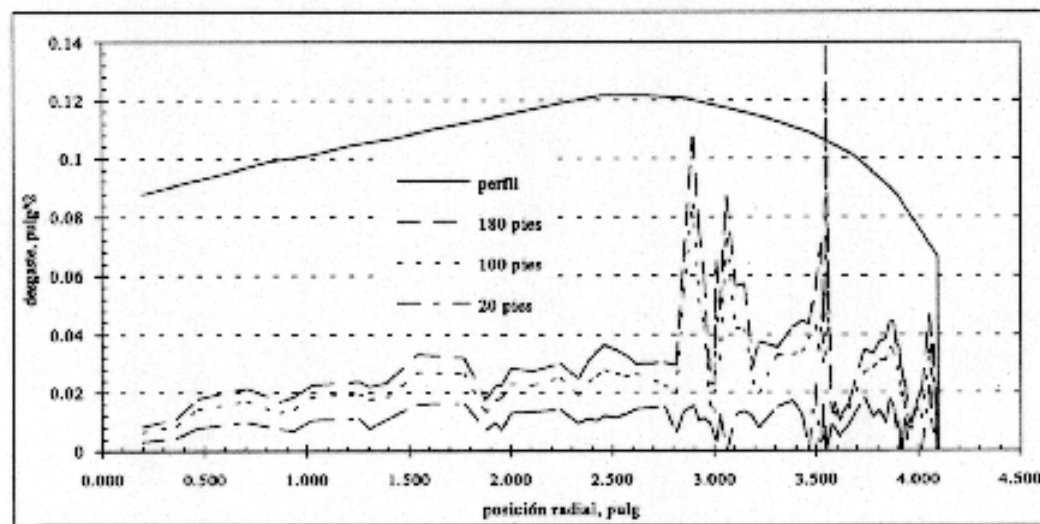
La tasa de desgaste en la mecha *PDC-2* es mayor durante la perforación de los primeros pies. Los cortadores cerca del calibre y los más internos se deterioran con una gran rapidez (Figs. 9 y 10). El *PDCPERF* detecta un desgaste excesivo del cortador N° 50 (anillamiento en el calibre), el cual deja una zona de la formación entre el N° 49 y el N° 50 sin cortar. Este desgaste ocurre durante la perforación de los primeros 6 m (20 pies), por lo que se debería reubicar los cortadores N° 45 al 49 de manera que disminuya la abrasión del 50. En los primeros pies, los cortadores internos (N° 2 al 5) se deterioran aceleradamente y se observa

7



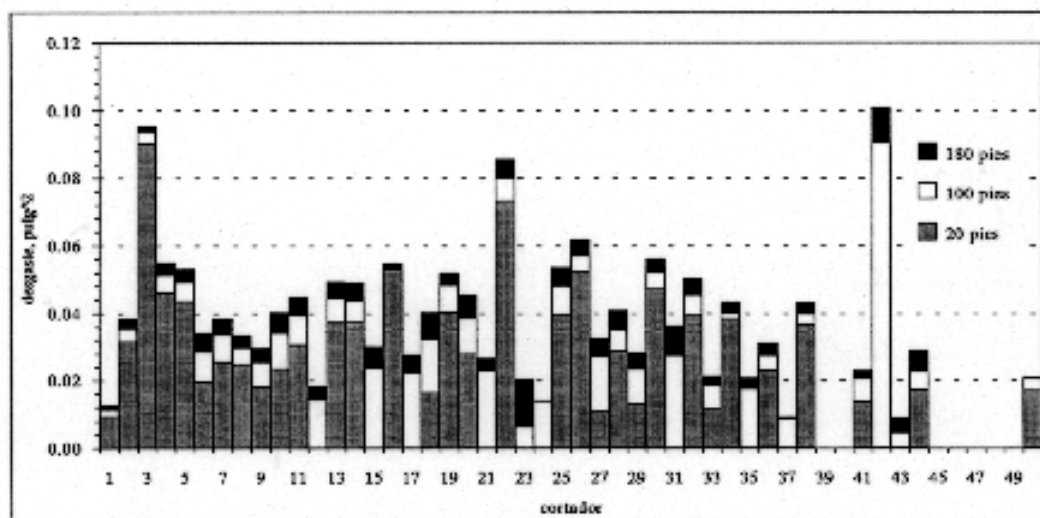
Mecha PDC-1: desgaste de los cortadores.

8



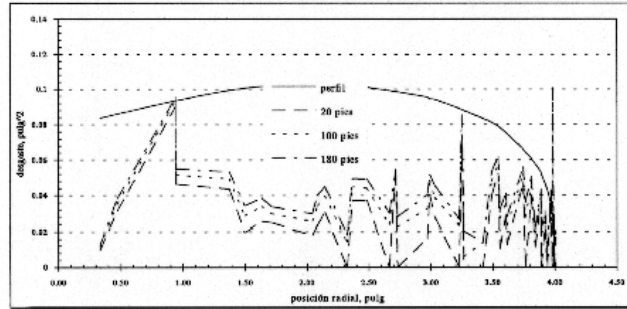
Mecha PDC-1: desgaste de los cortadores en función de la posición radial.

9



Mecha PDC-2: desgaste de los cortadores.

10

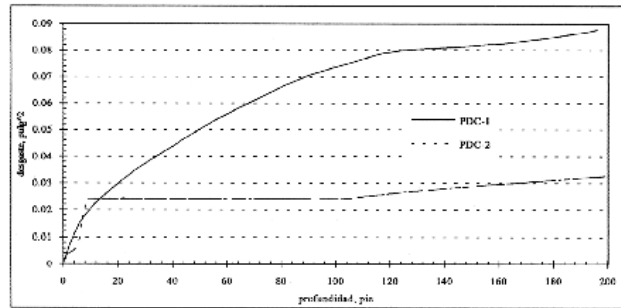


Mecha PDC-2: desgaste de los cortadores en función de la posición radial.

una tendencia al anillamiento. Los cortadores cerca del calibre (posición radial desde 8,25 a 10,16 cm (3 1/4 a 4 pulg)) en promedio se desgastan más rápidamente. El cortador N° 42 muestra un acelerado deterioro, sólo cuando los internos alcanzan una abrasión de 0,26 cm² (0,04 pulg²). Debido al temprano deterioro de esta mecha, los resultados posteriores a los primeros 6 m (20 pies) no son realistas; no obstante, se continuaron los cálculos de manera tal de observar el comportamiento de la misma.

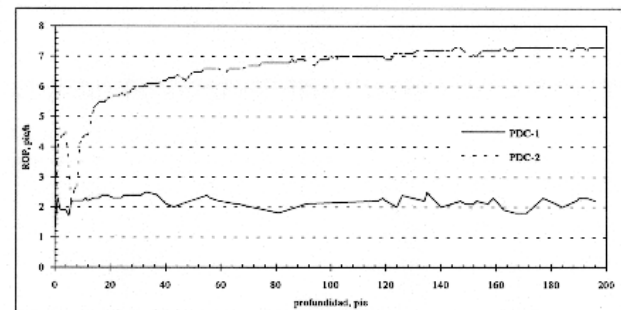
Los resultados obtenidos para el cortador que experimenta mayor desgaste se muestran en la Fig. 11. Como se observa, la abrasión de la mecha PDC-1 ocurre a una tasa uniforme. En cambio, el comportamiento inicial de la

11



Crecimiento del área de desgaste.

12



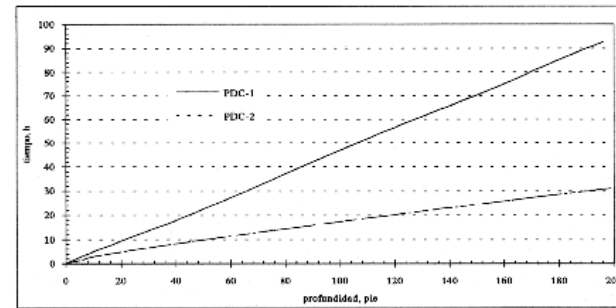
Tasa de penetración.

PDC-2 antes de los 6 m (20 pies) es tal que se produce anillamiento en la zona del calibre. Los resultados posteriores indican que si se refuerza esta zona se observaría que el desgaste continuaría a una tasa muy baja, con lo que se obtendría una mecha más duradera.

Si se logra eliminar el deterioro inicial de la mecha PDC-2, la tasa de penetración esperada será superior a la de la PDC-1 (Fig. 12). Esto lleva a pensar en la posibilidad de mantener el perfil de la mecha PDC-2 y reubicar los cortadores para minimizar el desgaste. Si esta mecha perfora la misma profundidad que la PDC-1, se lograría un ahorro del 40% del tiempo de perforación (Fig. 13).

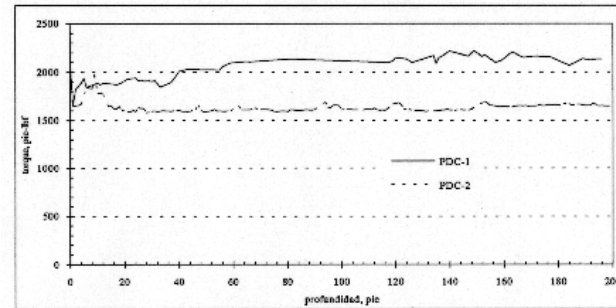
Adicionalmente, PDC-2 genera un torque en la mecha sobre la sarta de perforación inferior a PDC-1 y una fuer-

13



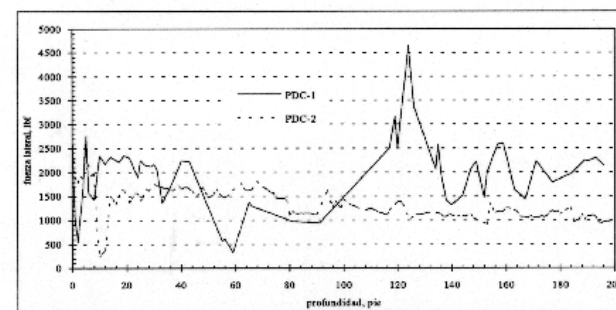
Tiempo de perforación.

14



Torque de perforación.

15



Fuerza lateral.

za lateral un 50% menor (Figs. 14 y 15). En cuanto a la fuerza lateral, ésta se desarrollaría si la mecha estuviera limitada por las paredes del hoyo a seguir una línea recta y rotar concéntricamente alrededor de su eje geométrico. En realidad, una fuerza lateral sobre la mecha tendería a hacer que ésta corte más profundo en el lado opuesto a la fuerza, lo que daría como resultado un hoyo fuera de calibre y una rotación excéntrica de la mecha o bamboleo de la misma. En general, no es deseable el desbalance de ésta, pero el problema radica en que no se conoce la magnitud de la fuerza lateral que lo produce. Lo que sí sabe es que este desbalance tiende a ser mayor en la mecha *PDC-1*.

Conclusiones

Al estimar los parámetros empíricos que relacionan la fuerza sobre un cortador *PDC* y la penetración del mismo en la roca, mediante una modificación realizada al algoritmo *PDCPERF*, se obtuvo información cuantitativa sobre la perforabilidad de las formaciones. Mediante la simulación con el *PDCPERF*, se pueden establecer las pautas para modificar las características de las mechas *PDC*, a fin de obtener mayores tasas de penetración o un mejor desenvolvimiento de las mismas. La evaluación de los modelos de mechas permite definir la más apropiada para perforar una formación dada.

Lista de abreviaturas y símbolos

A	= Área de corte, m^2
A_w	= Área del plano de cizallamiento, m^2
\vec{F}	= Reacción de la formación sobre el cortador, N
\vec{F}'	= Fuerza aplicada por el cortador, N
\vec{F}_1	= Fuerza ejercida por el ripio sobre el cortador, N
\vec{F}_2	= Fuerza ejercida por la formación en el área de desgaste, N
F_a	= Componente de \vec{F} paralela a la formación, N
F_f	= Fuerza de fricción, N
F_n	= Componente de \vec{F} normal a la formación, N
F_r	= Componente radial de F_n , N
F_s	= Componente de \vec{F} paralela al plano de cizallamiento, N
F_z	= Componente vertical de F_n , N
h	= Profundidad perforada, m
	Coefficiente de transferencia de calor convectivo, W/m^2K
l	= Longitud de formación cortada, m
L	= Longitud de desgaste del cortador, m
N	= Número de cortadores
<i>PDC</i>	= Compacto de diamante policristalino
q_c	= Flujo de calor generado por fricción roca-cortador, W/m^2
r	= Coordenada radial del centro del cortador, m
r'	= Posición radial del área de desgaste, m
<i>ROP</i>	= Tasa de penetración, m/s
v	= Velocidad de avance del cortador, m/s
V_w	= Volumen gastado de cortador, m^3
W	= Ancho de desgaste, m
<i>WC</i>	= Carburo de tungsteno
<i>WC/Co</i>	= Substrato de carburo de tungsteno sinterizado
<i>WOB</i>	= Peso sobre la mecha, N

z	= Coordenada axial del centro del cortador, m
α	= Angulo de fricción, rad
β	= Angulo de ataque del cortador, rad
γ	= Deformación del ripio
δ_c	= Penetración del cortador <i>PDC</i> , m
δ_w	= Espesor del volumen gastado de cortador, m
θ	= Coordenada angular del centro del cortador, rad
ι	= Inclinación del cortador, rad
μ	= Coeficiente de fricción roca-cortador
μ_a	= Coeficiente de arrastre roca-cortador

Referencias

- Pijspanen, V. Theory of formation of metal chips. *J. Appl. Phys.*, (19):876-881, 1948.
- Ernst, H.; Merchant, M. E. Chip formation, friction and high quality machined surfaces. *Surface Treatment of Metals* (ASM), (29):299-378, 1941.
- Cheatham, J. B.; Daniels, W. H. A study of factors influencing the drillability of shales: Single-cutter experiments with *STRATAPAX™* drill blanks. *Journal of Energy Resources Technology*, (101):189-195, 1979.
- Larson, P. A. Three-dimensional, quasi-static, drill ahead BHA model with rock-bit interaction. *Drilling Research Projects*, The University of Tulsa, 1993.
- Aronson, E. A.; McCaughey, K. G.; Walton, E. L. *STRATAPAX™ computer program update*. Sandia Report, Sandia Nat. Lab., SAND82-1087, 1982.
- Acuña, P.; D'Elía, R. *Análisis de los mecanismos de falla de los cortadores de diamante policristalino*. Inf. Técn. N° INT-02603,93. Intevep, S. A. Los Teques, 1992.
- Glowka, D. A.; Stone, C. M. Thermal response of polycrystalline diamond compact cutters under simulated downhole conditions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, (25):143-156, 1985.
- Warren, T. M.; Sinor, A. Drag bit performance modeling. *61th Ann. Tech. Conf. and Exhib. of the Soc. of Petr. Eng.*, 1-15. October, 5-8, 1986, New Orleans, LA. SPE paper 15618.
- Glowka, D. A. Use of single-cutter data in the analysis of PDC bit designs. Part 1. Development of a PDC cutting force model. *Journal of Petroleum Technology*, (8):797-849, 1989.
- Glowka, D. A. Implications of thermal wear phenomena for PDC bit design and operation. *60th Ann. Tech. Conf. and Exhib. of the Soc. of Petr. Eng.*, 1-16. September, 22-25, 1985; Las Vegas, NV. SPE paper 14222.
- Glowka, D. A. Use of single-cutter data in the analysis of PDC bit designs. Part 2. Development and use of the PDCWEAR Computer Code. *Journal of Petroleum Technology*, (8):850-859, 1989.
- Acuña, P.; Pinto, F. *Diseño de mecha de cortadores de diamante policristalino para perforar distintos tipos de formaciones*. Inf. Técn. N°. INT-02836,94. Intevep, S.A. Los Teques, 1993.
- Zijsling, D. H. Analysis of temperature distribution and performance of polycrystalline diamond compact bits under field drilling conditions. *59th Ann. Tech.*

- Conf. and Exhib. of the Soc. of Petr. Eng.*, Houston; 1-16. September 16-19, 1984; Texas. SPE paper13260
14. Chu, L.; Hall, R. *Torque and drag model DDRAG8. DEA-44: Project to develop and evaluate horizontal drilling technology*. Report. Maurer Engineering Inc., 1994.
 15. Acuña, P. *Diseño y fabricación de molde para mecha PDC*. Inf. Técn. N° INT-EPPR-0007,94. Intevep, S. A. Los Teques, 1994.
 16. Rodríguez, W. *Análisis de vibración en hoyo de 6 1/4"*. Inf. Técn. N° INT-EPPR-0022,94. Intevep, S. A. Los Teques, 1994.
 17. Parucho, R. *Análisis del comportamiento de mechas en el área Norte de Monagas*. Inf. Técn. Corpoven, S. A., 1992.



Pedro S. Acuña. *Ingeniero metalúrgico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1985. Se desempeñó como investigador asociado a proyectos de la Organización de Estados Americanos (OEA) y luego como docente a dedicación exclusiva en la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales, UCV. En noviembre de 1990 ingresó en el Departamento de Producción de Intevep, S. A., en la Sección de Perforación y Rehabilitación de Pozos. Desde entonces se dedica, como profesional de investigación, desarrollo y modelaje de la mecánica de perforación de pozos.*

CASES HISTORY OF IMPROVING PRODUCTIVITY IN VENEZUELAN HORIZONTAL WELLS

*José Gregorio Tovar, Freddy Quiroga, Rosalvina Guimeráns F.,
Manuel Freitas M. y Fernando A. Pinto*

Production Department, Intevep, S. A.

An intensive program for horizontal drilling was started two years ago in Venezuela, and its projection indicates incremental activities to drill more than a thousand horizontal new wells and reentries by the end of the century. Intevep, the Research and Technological Support Center of Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), developed an integrated methodology for horizontal drilling that has improved productivity. The methodology includes: selection of appropriate wells and drilling direction, mechanical design, mud, cement, formation damage, and well completion. Cases history is presented in order to show the effect of this methodology on the production increase. Reservoirs with loose sands, such as those from Morichal field, have required a special combination of mechanical and mud design, allowing to successfully drill more than a hundred wells. In low pressure reservoirs, such as those from Maracaibo Lake low density muds and formation damage control have yielded excellent results, increasing oil production by a factor of four.

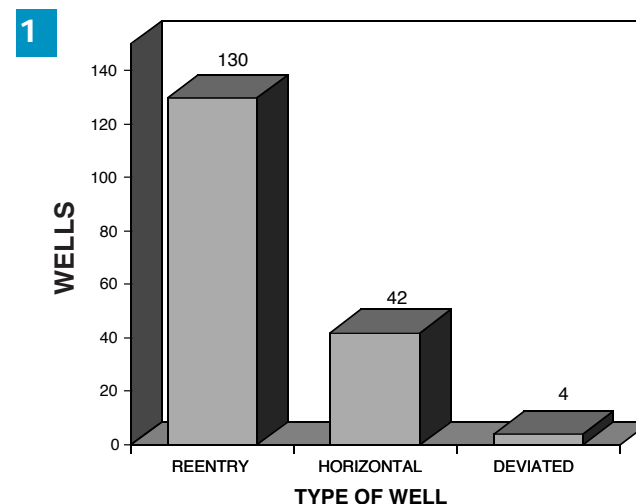
Horizontal drilling is an emerging technology that has rapidly expanded worldwide. One of its main objectives is to increase production per well, thus decreasing the production cost. Main applications of horizontal drilling are: production improvement in depleted reservoirs, production of remnant new narrow sands, production of heavy crude oil, and reduction of water conning problems [1, 2]. Horizontal drilling in Venezuela has been mainly concentrated on the first three applications mentioned above.

Reentry has been the predominant type of horizontal well in Venezuela, carried out to improve production in low pressure reservoirs. Reentry wells have been also used in the production of heavy crude oil in the Orinoco Belt, East Venezuela (Fig. 1). New horizontal wells have been drilled in narrow sands to incorporate this remnant crude oil to production. Success achieved with these two types of horizontal wells is motivating an important increment in horizontal drilling in Venezuela.

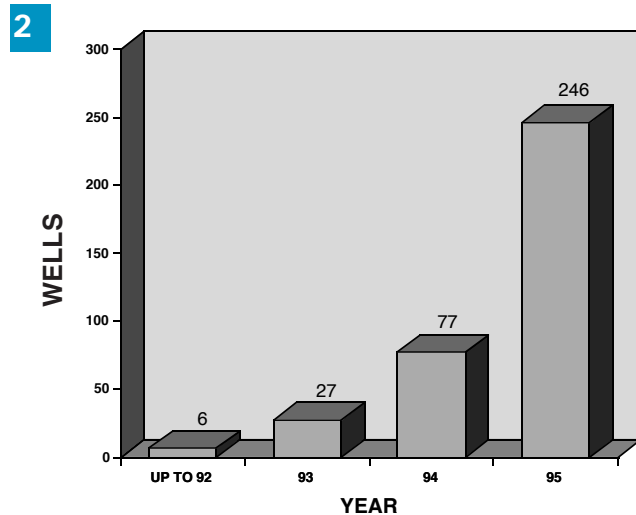
Since the beginning of horizontal drilling in Venezuela until 1995, a total of 356 wells have been drilled (Fig. 2). Total of horizontal wells for the present year is estimated in 246, representing a 3.2 fold increase with respect to the previous year.

In Venezuela, horizontal drilling activity is centered in two

regions with two operating areas each, i.e. i) Western coast and Western Land of Maracaibo Lake, ii) Center of Anzoátegui State and South of Monagas State, located to the East of the country (Fig. 3). Differences in operational conditions, logistics, depth of productive sands, crude gravity, etc.



Different types of horizontal wells in Venezuela.



Horizontal drilling activity.



Horizontal drilling areas in Venezuela.

determine the total amount and proportion of the different types of horizontal wells in each region (Fig. 4).

COMPARISON BETWEEN THE OPERATIONAL AREAS IN VENEZUELA

A comparison based on drilling time, and costs per well of the different operational areas in Venezuela is shown in Figs. 5 and 6. These comparisons indicate that Western Land is the area with the highest drilling time, and costs associated to horizontal drilling. Areas of Western Lake and Center of Anzoátegui State have presented similar drilling times per well, but costs per well in the latter are 50% lower, being drilling fluid costs similar for both zones. South Monagas State shows the lowest time, and costs related to horizontal drilling. Horizontal drilling in Western Land is performed in deep and hot reservoirs with fractured sands in a complex tectonic zone, due to its proximity to an active fault. Average depth is 12,000-14,000 feet. All these conditions are associated to higher cost of drilling fluids and time.

Western Lake shows fractured sands with average depths of about 5,000 - 8,000 feet, and relatively low temperature. These characteristics imply a reasonable drilling time for an horizontal well, and use of not so expensive drilling fluids; nevertheless, since operations are carried out in the Maracaibo Lake, the total cost per well raises due to a more complex logistics.

In the center of Anzoátegui State, horizontal drilling is performed in consolidated to medium dated sands that produce heavy to extra heavy crude oil. Average depth is about 3,200 - 4,500 feet. Wells are drilled in relative short periods of time, using not so expensive drilling fluids, and lower drilling costs in this area.

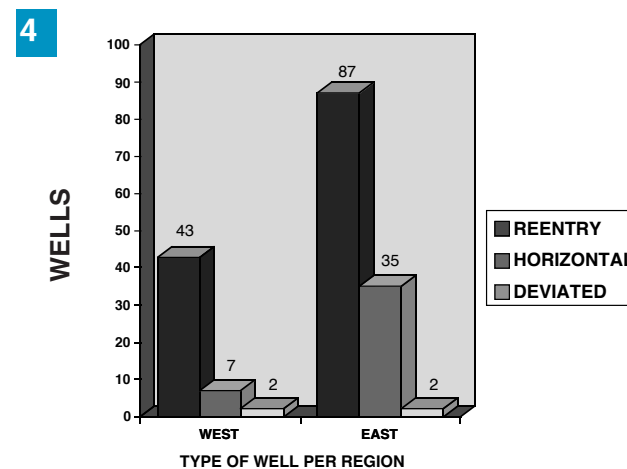
Horizontal wells in South of Monagas State are shallow in unconsolidated sands with low temperature. These conditions for inland operations add up to the lowest costs for horizontal drilling in Venezuela.

OPERATIONAL CONDITIONS OF THE FOUR VENEZUELAN HORIZONTAL DRILLING AREAS

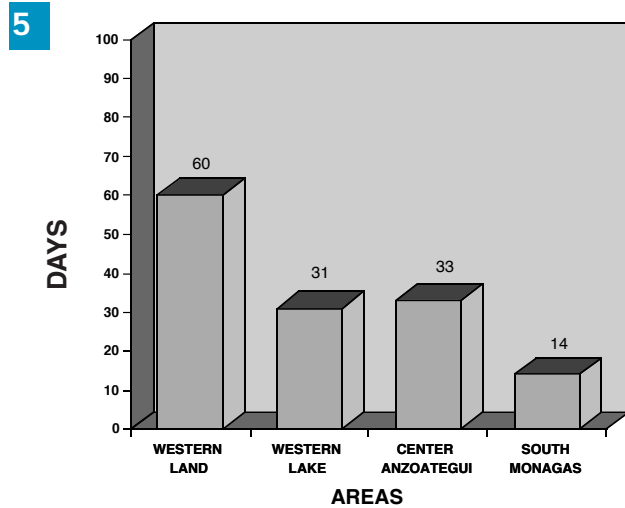
In Venezuela horizontal drilling operations started with schemes similar to the ones used in vertical wells. Under these schemes till 1994, horizontal wells produced in average lesser than their estimated initial production, but still more than the vertical wells. That year a methodology for the revision of the drilling schemes was developed, implementing changes in the operational areas, and an overall increase in production. Accordingly, a comparison between vertical and 1995 horizontal drilling conditions, together with a brief description of the methodology, are presented below.

General methodology applied to the drilling schemes in each operational area consisted in:

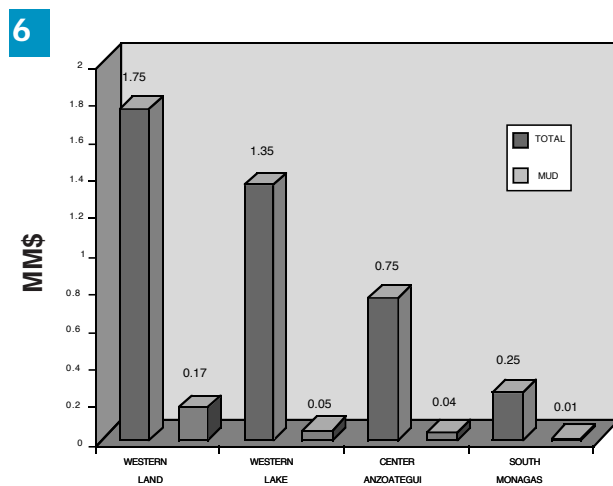
1. Reviewing and optimizing reservoir parameters to identify the candidate wells to be horizontally drilled, and their trajectory.
2. Checking the different mechanical parameters of the trajectory with computer simulators, in order to determine the best trajectory from the mechanical point of view.
3. Reviewing geomechanical and geochemical information to ensure that pressurized zones, and their mineralogical



Different types of horizontal wells per drilling area in Venezuela.



Average drilling days per well.



Drilling cost per well.

composition were properly taken into account, when the string configuration and the drilling fluids were chosen for each zone.

4. Selecting drilling fluids for the horizontal section that better meet rheological and hydraulic properties, necessary for cleaning the annular while drilling, but also the appropriate amount and size of the bridging agent for this section to control fluid loss to the pay zone. Minimum formation damage of the drilling fluid in the horizontal section has been the primary concern. Only the changes made in horizontal drilling this year in each operational area are specified here. Comparison between vertical and horizontal production after the changes were made, can be seen in Fig. 7 for each operational area.

Western Land of Maracaibo Lake

During vertical drilling, only two casings were used. Different hot, deep and fractured sands were drilled with the same fluid and without been isolated. Lignosulfonate mud with no fluid loss control, and excessive weight was used as drilling fluid for the entire operation.

For horizontal wells, an intermediate casing was used to isolate high pressure intermediate zones, improving drilling con-

ditions of the hole in the curved section. A clean water based drilling fluid with less weight, and temperature resistant polymers was used to drill the horizontal section. Production of an horizontal well is almost twice the production of a vertical well. In this operational area, due to the active fault, more studies and improvement of the selection and direction of the vertical wells are now in progress.

Western Cost of Maracaibo Lake

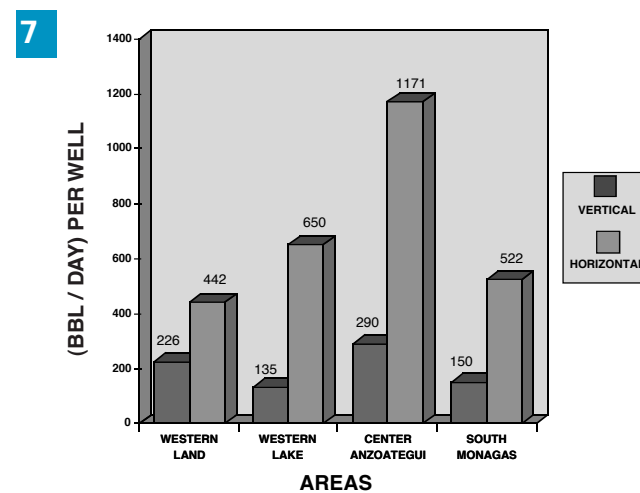
In this area, reservoirs show low pressure, and therefore, invasion to the formation has to be minimized in order to improve production. Vertical wells were drilled with lignosulfonate mud without filter loss control. Excessive overbalance of the mud when productive sand was reached, implied deep invasion with barite and filtrate lodged in the formation. High weight was necessary to control an intermediate high pressure zone.

Horizontal wells present an intermediate casing isolating the high pressure zone. Casing is usually set covering the curved section up to the top of the production sand. A clean water based drilling fluid was used in the horizontal section with less weight, and calcium carbonate as bridging agent, having particle size distribution appropriately calculated according to pore size distribution of the productive zone. Drilling fluid did not show barite or bentonite. A horizontal well drilled under these conditions produced 4.8 times more than a vertical well (Fig. 7). This higher yield promotes the drilling of multilateral horizontal wells for next year.

Center of Anzoátegui State

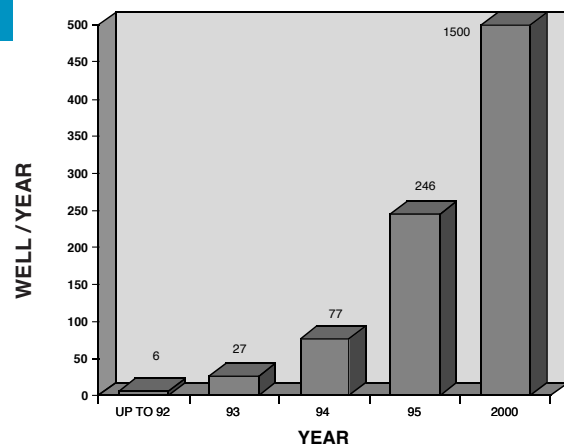
The only factor to be changed in this operational area in order to improve production was the drilling fluid. Oil based mud and lignosulfonate muds were used to drill vertical wells. Salt based drilling fluids or water based muds with viscoelastic properties, and calcium carbonate for fluid loss control were added in horizontal section wells. These fluids are sometimes employed in the curved section of the well. Once the invasion of the drilling fluid had been controlled, production of heavy to extra heavy crude oil increased 4 times, compared to vertical production (Fig. 7).

Due to the increased production, a new sector is being open



Average production per well.

8



Projection of horizontal drilling activity in Venezuela.

for horizontal drilling at the northwest in this area. Horizontal wells in this sector will have to reach deeper competent sands with high temperature to produce lighter crude.

South of Monagas State

Vertical drilling has been difficult in this sector due to problems with hole stability at intermediate depth, and sand control of wells. Polymer or lignosulfonate muds without fluid loss control, or good clay swelling inhibitors were used. Circulating rate of the mud was not appropriate for this unconsolidated formation, and deposition of solids was occurring, compromising the operation of setting properly the casing. Horizontal drilling was carried out with inhibited water based mud with clay inhibitors (glycol and potassium chloride), and a high circulation rate to ensure proper cleaning of the hole. Progressive cavity pumps were used in order to alleviate sand production problem. Production was 3.5 times higher than vertical production, as shown in Fig. 8.

Conclusions

Previous reservoir studies to choose candidate wells, and to describe local geological events to establish the trajectory of each well, have improved the operational results in the drilling of horizontal wells in Venezuela.

Horizontal drilling in the country has been done basically through reentry wells in low pressure reservoirs, to improve production of heavy to extra heavy crude oil.

Use of clean water-based mud with strict fluid loss control, and less overbalance in the hydrostatic column is causing less invasion in the productive sands, improving overall production.

Each year, number of horizontal wells increases with a projection of 1,500 wells by the end of this century.

References

1. Deskins, G., McDonald, W.; Reid, T. Survey shows successes, failures of horizontal drilling, *Oil & Gas Journal*, June 19, 1995.
2. Lehmann, D., A review and update of Canadian horizontal well activity. *3rd Annual North American*

Conference on Emerging Technologies - Coiled Tubing and Horizontal Wells, May 15-16, 1995; Calgary, Canadá.



José Gregorio Tovar. *Petroleum engineer, Universidad de Oriente (UDO), Venezuela, 1977; master in petroleum engineering, University of Tulsa, Oklahoma, USA, 1991. He worked from 1977 to 1980 in Corpoven, S. A. (subsidiary of PDVSA) as supervisor of drilling bits and well restoration activities. Later on, he worked as well drilling engineer, and held the position of head of muds and cement laboratory in the same company until 1983. Between 1980 and 1983 he was also professor of well drilling at UDO. In 1983 he entered Intevep. At present, he is working as project leader of non conventional drilling in the Production Department.*



Freddy Quiroga. *Chemist, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1974. He was quality control supervisor of the central laboratory in the Venezuelan Institute of Petrochemistry, El Tablazo Complex, Zulia State. He also held the position of technical services supervisor in the Petroleum Institute of the Universidad del Zulia (INPELUZ). He entered Intevep en 1980 in the Petroleum Engineering Department. He participated in drilling and drilling fluids courses in Venezuela and abroad (Chevron Oil Co., Baroid Drilling, M. I. Drilling). He has been leader of different R&D and technical services projects on drilling fluids. At present, he is working as specialist on fluids in the Well Drilling and Rehabilitation Section of the Production Department, Intevep.*



Rosalvina Guimeráns F. *Chemist, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1978; PhD in inorganic chemistry, University of California, Davis, 1984. In the USB, she was professor in the Chemical Department, and worked as researcher on metal compounds for catalytical applications. She entered Intevep in 1992, and since then she has been working in the area of prevention of formation damage by drilling and/or completion fluids.*



Manuel Freitas M. *Technician in informatics, Instituto Universitario de Tecnología Isaac Newton (IUTIN), Los Teques, Venezuela, 1991. That year he entered Intevep, S. A. in the Production Department. He has developed well drilling and rehabilitation computer programs. At present, he renders technical assistance to PDVSA's subsidiaries in the application of the Bancoper system, developed in Intevep.*



Fernando A. Pinto. *Technician in mechanics, Instituto Universitario de Tecnología Región Capital (IUTRC), Caracas, Venezuela, 1987. He entered Intevep that year. He has worked in the mechanical design of drilling bits, specifically in the development of a self-alignable bearing for bits. Nowadays, he works in the Well Drilling and Rehabilitation Section of the Production Department, providing technical assistance on non conventional technologies for drilling.*

ESTABILIDAD DE EMULSIONES DE BITUMEN EN AGUA. PARTE II.

FLOCULACION DE EMULSIONES ESTABILIZADAS CON SURFACTANTES NO-IONICOS

Antonio Cárdenas, Sylvia Rossi, Dolores Pazos y Hercilio Rivas

Departamento de Producción, Intevep, S. A.

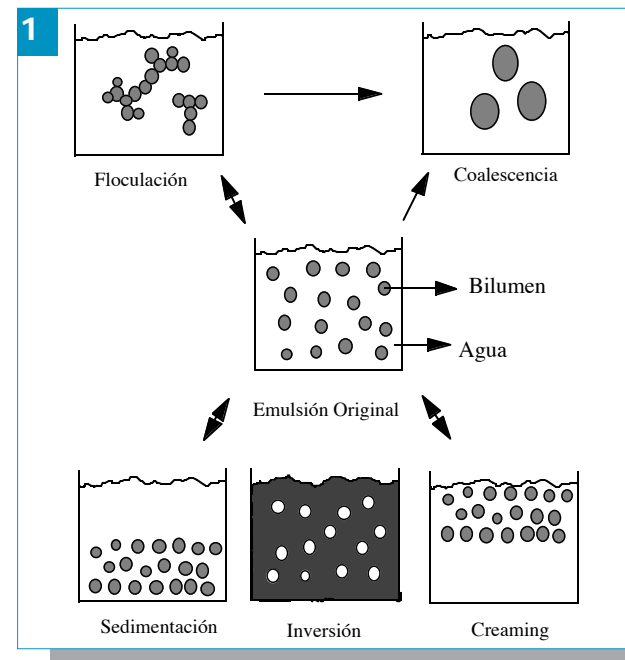
Las emulsiones de bitumen en agua, estabilizadas con surfactantes no iónicos, para usarlas como combustibles en plantas generadoras de energía, deben presentar una adecuada estabilidad contra la coalescencia (separación de fases) y un comportamiento reológico sin fluctuaciones durante el almacenamiento por largos periodos de tiempo. En este artículo, se describe el fenómeno de floculación, responsable de los incrementos de viscosidad con el tiempo de almacenamiento en este tipo de emulsiones, se discuten las teorías que rigen el proceso y se analizan los datos experimentales obtenidos. Se concluye que la temperatura de almacenamiento promueve la floculación en estos sistemas, mientras que la presencia de electrolitos contrarresta el efecto.

En la Parte I de esta serie de artículos [1], describimos brevemente el proceso de formación de una emulsión, haciendo énfasis en la importancia del agente emulsificante, tanto para facilitar dicho proceso como para contribuir a la estabilidad de la emulsión formada. Efectivamente, las emulsiones son sistemas inestables desde el punto de vista termodinámico; no obstante, su estabilidad se puede controlar desde una perspectiva cinética [2]; es decir, mediante la escogencia apropiada del surfactante, se puede prolongar la vida media de una emulsión.

Los tipos más comunes de inestabilidad en emulsiones son: la coalescencia, la floculación, la sedimentación y la inversión (Fig. 1). En el caso específico de la floculación, se trata de un fenómeno mediante el cual las gotas de una emulsión forman agregados tridimensionales, en los cuales éstas no pierden su individualidad (Fig. 1). La floculación, la cual promueve un incremento de la viscosidad con el tiempo de almacenamiento de la emulsión [2], se puede evitar mediante una barrera energética suficientemente alta, entre el estado disperso original y el floculado.

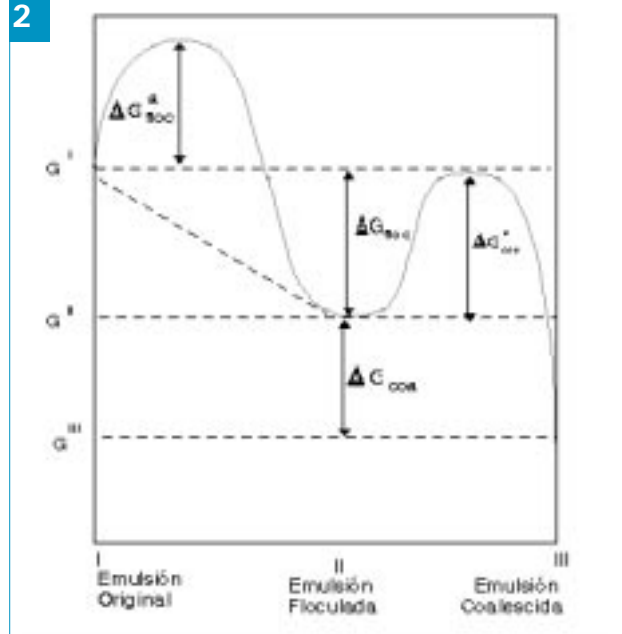
En la Fig. 2, se muestran los tres estados por los cuales puede pasar una emulsión durante su tiempo de vida media [3]. El estado I, el cual corresponde al de una emulsión cuya tendencia a flocular depende de la magnitud de la energía libre de activación de floculación (ΔG^{floc}). Si ésta posee un valor suficientemente alto, la emulsión permanece en su estado original disperso de manera indefinida, sin formar flóculos. Si las condiciones físico-químicas del medio son tales, que (ΔG^{floc}) es baja o nula, la emulsión flocula en el estado II. La emulsión flo-

culada puede permanecer indefinidamente en este estado, siempre y cuando la energía libre de activación frente a la coalescencia (ΔG^{coa}) sea relativamente alta, en caso contrario, las gotas coalescen y las fases tienden a separarse en el estado III.



Tipos de inestabilidad en emulsiones.

2



Variaciones de energía libre de activación durante el proceso de desestabilización de una emulsión [2].

FUERZAS DE INTERACCIÓN ENTRE GOTAS

Las gotas dispersas en la fase continua de una emulsión están siempre sometidas a un movimiento Browniano, por lo cual, a menudo ocurren choques entre ellas. La estabilidad de las emulsiones depende, por lo tanto, de la magnitud de las interacciones entre las gotas durante tales choques. Básicamente, las interacciones entre partículas dispersas son de dos tipos: unas de atracción y las otras de repulsión. Cuando la atracción predomina sobre la repulsión, las gotas se adhieren y la emulsión flocula y/o coalesce. En este caso, las energías libres de activación contra la floculación y la coalescencia son muy bajas o nulas (Fig. 2). Cuando la repulsión domina, las energías libres de activación frente a la floculación y a la coalescencia son altas y la emulsión permanece estable en su estado disperso.

Las fuerzas de atracción de Van der Waals [3] están siempre presentes en cualquier sistema disperso, de allí que una emulsión es estable cuando existe una fuerte energía de repulsión que contrarreste la atracción de Van der Waals.

Las fuerzas de repulsión en emulsiones son normalmente de origen eléctrico, debido a la repulsión electrostática entre las dobles capas eléctricas que rodean las gotas dispersas, o de origen estérico, debido a la repulsión entre capas de surfactantes no-iónicos, adsorbidas sobre la superficie de las gotas dispersas.

La repulsión electrostática entre las gotas se observa comúnmente cuando la emulsión es estabilizada con un surfactante de tipo iónico (aniónico o catiónico). En este caso, se forma una doble capa eléctrica [4, 5], cuya extensión es determinada por la fuerza iónica del medio. A medida que la fuerza iónica se incrementa,

la doble capa se comprime y la magnitud de la fuerza de repulsión se hace menor, con lo cual las gotas se aproximan cada vez más unas a otras, y se promueve la floculación y, eventualmente, la coalescencia. Un estudio completo sobre la estabilización electrostática de emulsiones de bitumen en agua se presentó en la Parte I de esta serie de artículos [1].

Para el caso específico de emulsiones estabilizadas con emulsificantes no-iónicos, la estabilización se basa en la interacción entre las cadenas hidrofílicas del surfactante, que penetran en la fase acuosa y forman una película protectora alrededor de las gotas dispersas. Seguidamente, se detalla este tipo de estabilización.

ESTABILIZACION ESTERICA DE EMULSIONES

Cuando las gotas de una emulsión, con sus superficies recubiertas por una película de un surfactante no-iónico se aproximan entre sí, se produce una interacción entre las moléculas de surfactante adsorbidas sobre las diferentes gotas, cuando la distancia de separación entre las superficies de las mismas (h) es inferior al doble del espesor (2δ) de la película adsorbida (Fig. 3).

En este caso, la estabilidad de la emulsión se puede evaluar en forma cuantitativa, determinando la variación de la energía libre de Gibbs (ΔG) que se produce cuando las capas de surfactante adsorbidas sobre la superficie de las gotas que se aproximan, interactúan entre sí (Fig. 3). Tal variación de energía libre viene dada por:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (1)$$

donde: ΔH y ΔS son los cambios de entalpía y entropía, respectivamente, para el proceso de interacción entre las capas adsorbidas y T la temperatura absoluta.

Si para la interacción resulta un ΔG negativo, las gotas se atraen manteniéndose atrapadas unas con otras y se produce floculación. Por el contrario, si ΔG es positivo, la repulsión predomina y las gotas permanecen dispersas.

Se han propuesto muchas teorías para explicar la estabilización estérica de emulsiones [6-8]; no obstante, todas ellas se pueden resumir en dos categorías: la estabilización entrópica

3

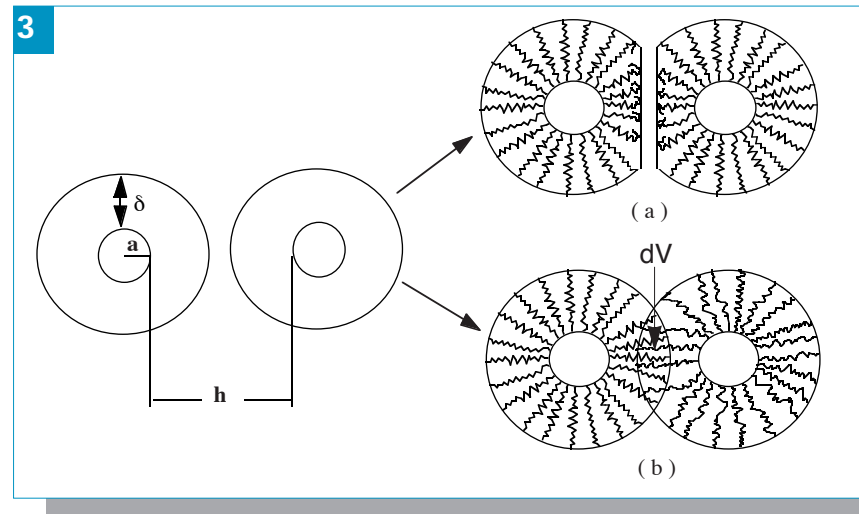


Diagrama esquemático de los mecanismos de floculación de emulsiones: (a) restricción de volumen, (b) osmótico o de mezcla.

y la estabilización por repulsión osmótica. A continuación, una breve descripción de cada una de ellas.

Estabilización entrópica

Se produce, por lo general, cuando la concentración de moléculas de surfactante en la capa adsorbida es relativamente alta. En este caso, al aproximarse dos gotas a una distancia entre sus superficies igual al doble del espesor de la capa de surfactante adsorbida, no se produce interpenetración de las cadenas de surfactante, sino que, por el contrario, la capa adsorbida sufre una compresión, tal como se muestra en la Fig. 3a [8-11].

En la región donde se produce la compresión de las capas de surfactante adsorbido, las cadenas de las moléculas de éste sufren limitaciones en su movimiento, lo cual implica una reducción del número de configuraciones disponibles para las mismas, por lo tanto, en esta zona de interacción hay una pérdida de entropía configuracional. Este tipo de interacción, también se conoce como de "restricción de volumen", ya que debido a la compresión que experimentan las cadenas, el volumen total disponible para cada una de ellas sufre una apreciable disminución.

En esta teoría, se supone que el cambio de entalpía para la adsorción del surfactante sobre la superficie de las gotas es prácticamente despreciable, por lo cual $\Delta G = -T\Delta S$. Durante la compresión de las capas adsorbidas la entropía disminuye, lo que significa que ΔG toma valores positivos y produce un efecto neto de repulsión entre las gotas, lo que evita la floculación. Como se observa, en esta teoría sólo se toma en cuenta el surfactante (pérdida de configuración) y no se evalúa el papel que juega el solvente (fase continua) en la estabilización de los sistemas dispersos con surfactantes no-iónicos. Se supone que sólo el surfactante contribuye a la estabilización, lo cual significa que al cambiar las características del solvente, manteniendo el mismo surfactante, no debería ocurrir floculación, lo cual es contrario a lo observado experimentalmente. Varios investigadores [12-14] han demostrado que efectivamente las propiedades de la fase continua influyen en gran medida, sobre la estabilidad de las dispersiones estabilizadas estéricamente.

Este tipo de estabilización estérica es frecuente en los casos en los que los surfactantes que se utilizan para estabilizar la emulsión poseen pesos moleculares bajos o presentan moléculas ramificadas.

Estabilización por repulsión osmótica

Fischer [12] fue el primero que apuntó la importancia de la contribución entálpica sobre la estabilización estérica de sistemas dispersos. En efecto, cuando dos gotas de una emulsión se aproximan hasta una distancia de sus superficies, inferior al doble de espesor de la película de surfactante que rodea las gotas, las cadenas hidrofílicas de las moléculas del surfactante adsorbido sobre la superficie de ambas gotas interpenetran entre sí y se produce un solapamiento de las películas adsorbidas (Fig. 3b).

Fischer considera que el exceso de potencial químico, proveniente del solapamiento de las cadenas del surfactante o las moléculas del solvente, puede originar energía de repulsión entre las gotas que se aproximan entre sí.

Cuando las capas adsorbidas se solapan, el potencial químico del solvente (μ_1) en la región de solapamiento (dV) es menor que el del resto de la emulsión (μ_2), donde no hay solapamiento, puesto que allí su actividad o concentración es menor. Como consecuencia y debido a un efecto osmótico, se produce una difusión de moléculas de solvente desde fuera de la zona de solapamiento hacia el interior de ésta, con lo cual se reduce o se anula el solapamiento y las gotas pueden separarse, lo que evita la floculación.

Este fenómeno ocurre sólo en caso de que la fase continua sea un buen solvente para las cadenas del surfactante; es decir, tenga tendencia a solvatarlo. En caso contrario, las gotas se atraen y la floculación predomina.

La diferencia de potencial químico del solvente entre la zona de solapamiento y el resto de la capa adsorbida ($\Delta\mu$), se puede atribuir al exceso de presión osmótica (π_e), a través de la expresión:

$$\Delta\mu = \mu_1 - \mu_2 = -\bar{V}_1(\pi_1 - \pi_2) = \pi_e V_1 \quad (2)$$

donde: V_1 es el volumen molar del solvente, μ_1 , μ_2 , π_1 , π_2 son los potenciales químicos y presiones osmóticas del solvente en las zonas de solapamiento y en la fase continua, respectivamente. Es importante apuntar que la presión osmótica de Fischer es matemáticamente equivalente a la "presión de separación" de Derjaguin [15, 16], la cual es una presión en exceso en una película delgada de fase continua entre dos gotas y es una medida de la fuerza necesaria para aumentar el espesor de dicha película líquida.

Ottewill y Walker [13], utilizando la teoría de Flory [17, 18], derivaron una ecuación que permite calcular el cambio de energía libre (ΔG_M) que ocurre cuando las capas de surfactante adsorbida sobre dos gotas se solapan:

$$\Delta G_M = 4\pi C^2 kT / 3V_1 \rho_2^2 (1/2 - \chi)(\delta - h/2)^2 (3a + 2\delta + h/2) \quad (3)$$

donde: k es la constante de Boltzman, T la temperatura absoluta, C la concentración del surfactante en la capa adsorbida, V_1 el volumen molar del solvente, ρ_2 la densidad de la capa adsorbida, χ es el parámetro de interacción entre las moléculas adsorbidas y el solvente, δ es el espesor de la capa adsorbida, h es la distancia de separación entre las superficies de las gotas y a es el radio de las gotas.

Es muy importante tomar en cuenta los valores del parámetro χ , puesto que ellos determinan el tipo de interacción entre el solvente (fase continua) y las cadenas del surfactante. Cuando la fase continua constituye un buen solvente para las cadenas del surfactante, χ es menor que 0,5 y ΔG_M se hace positivo, lo cual significa que existe una barrera energética que se opone al solapamiento de las capas adsorbidas, por lo que las gotas permanecen dispersas sin flocular. Cuando la fase continua no es un buen solvente para las cadenas del surfactante, χ es mayor de 0,5 y ΔG_M se hace negativo, lo que promueve la tendencia al solapamiento, con lo cual las gotas se adhieren y la emulsión flocula.

Es de señalar que la diferencia fundamental entre los mecanismos de estabilización estérica, basados en efectos entrópicos y de repulsión osmótica, radica en que en las teorías entrópicas se ignorarán todos los cambios entálpicos y, por consiguiente, su formulación es deficiente.

Los criterios básicos que deben aplicarse para alcanzar una

estabilización estérica exitosa pueden resumirse como sigue: (a) las fuerzas repulsivas no deben ser disipadas por efectos como desorción de cadenas durante colisiones entre gotas, por lo que la energía de adsorción del polímero debe ser alta, (b) la concentración y las dimensiones de las cadenas del surfactante deben ser lo suficientemente grandes para que se forme una capa protectora densa y, de esta forma, evitar incluso contacto transitorio entre áreas no protegidas, y (c) la fase continua debe ser un buen solvente para las cadenas del surfactante.

Como se verá posteriormente, todos estos criterios son afectados severamente por las condiciones fisico-químicas del medio.

Energía total de interacción

La energía total de interacción (G_T) entre gotas en una emulsión estabilizada por un surfactante no-ionico, viene dada por:

$$G_T = G_E + G_A + G_S \quad (4)$$

donde: G_E es la energía electrostática de repulsión, G_A es la energía de atracción de Van der Waals y G_S es la energía de repulsión estérica. Esta última es la contribución de los términos entrópicos (G_{RV}) y osmóticos (G_M), tal que:

$$G_S = G_{RV} + G_M \quad (5)$$

En la Fig. 4, se muestran las variaciones de las energías de atracción de Van der Waals, de repulsión o atracción estérica y total para la interacción entre dos gotas cubiertas por un surfactante no-iónico de bajo peso molecular [19]. En dichas curvas se observa que tanto la repulsión entrópica como la osmótica inician su efecto al mismo tiempo, específicamente en el momento en que la distancia de separación entre las superficies de las gotas es del orden del doble del espesor de la capa de surfactante adsorbida ($h = 2\delta$). Cuando la fase continua es un buen solvente; es decir, $\chi < 0,5$ (Fig. 4a), existe una fuerte repulsión entre las gotas, ya que G_T incrementa bruscamente y la emulsión no flocula. No obstante, cuando se disminuye la solvencia de la fase continua, tal que $\chi > 0,5$ y ésta se transforma en un mal solvente para el surfactante, el efecto osmótico se convierte en una atracción, las gotas se adhieren y la emulsión flocula en el mínimo que muestra la curva de G_T (Fig. 4b).

Napper [20] ha hecho estudios extensos, en relación con el efecto de la solvatación de las cadenas hidrofílicas del surfactante, sobre la floculación de dispersiones estabilizadas con surfactantes no-iónicos de alto peso molecular (mayor que 10^4). En la Fig 5a, se observa que bajo condiciones de buen solvente ($\chi < 0,5$); es decir, cuando las cadenas hidrofílicas están solvatadas, la repulsión se inicia tan pronto como dichas cadenas comienzan a interpenetrar, o sea, a una distancia de la superficie de las gotas

igual al doble del espesor de la película de surfactante adsorbida (2δ). Lógicamente, esta repulsión evita la floculación.

Cuando la calidad del solvente disminuye ($\chi > 0,5$); es decir, se pierde poder de solvatación, por ejemplo aumentando la temperatura, las cadenas hidrofílicas interactúan entre ellas, la energía de repulsión disminuye tan pronto las cadenas se ponen en contacto (Fig. 5b), la energía total de interacción alcanza un valor mínimo y allí se produce la floculación del sistema.

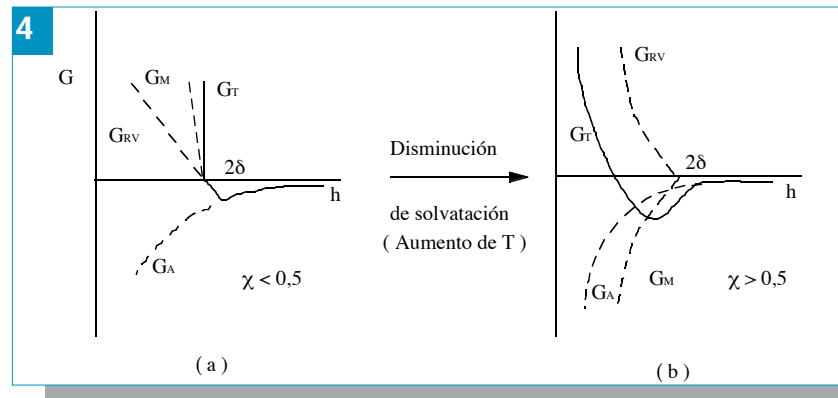
Las condiciones de solvencia de la fase continua se pueden cambiar modificando las variables fisico-químicas que definen el sistema, de forma tal que la floculación se pueda evitar o promover.

EMULSIONES DE BITUMEN EN AGUA

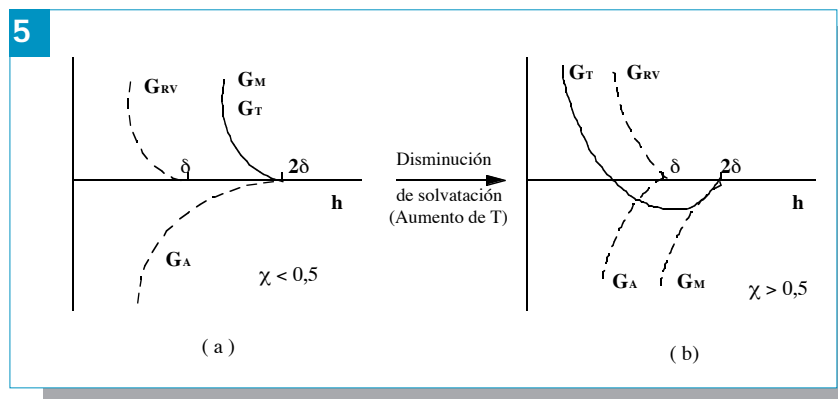
El comportamiento de las emulsiones de bitumen en agua frente a la floculación y a la coalescencia, fue estudiado en función de la temperatura de almacenamiento y de la concentración de electrolitos en la fase acuosa. Ambas variables parecen tener una marcada influencia sobre las condiciones de solvencia de la fase continua.

Estudio experimental

La emulsiones de bitumen en agua analizadas en este estudio, fueron preparadas con bitumen Cerro Negro despojado, utilizando como agente emulsificante el INTAN-100, surfactante



Curvas de energía en función de la distancia de separación entre dos gotas estabilizadas por un surfactante no-iónico de bajo peso molecular [19].



Curvas de energía en función de la distancia de separación entre dos gotas estabilizadas por un surfactante no-iónico de alto peso molecular [20].

no-ionico, cuya componente activo es un nonil fenol etoxilado de 17,5 unidades de óxido de etileno. La concentración de surfactante en todos los casos fue de 2500 mg/l respecto al bitumen.

El contenido de bitumen en la emulsión final fue de 70% (p/p) con concentraciones variables de electrolitos en la fase acuosa. Las emulsiones se prepararon siguiendo la técnica High Internal Phase Ratio (HIPR) [21], tomando las precauciones necesarias para que todas tuvieran distribuciones y diámetros promedios de gotas muy similares. Las emulsiones se almacenaron a 25, 40 y 60°C, respectivamente.

La estabilidad frente a la floculación y a la coalescencia fue determinada siguiendo las variaciones del diámetro promedio de gotas y la viscosidad, en función del tiempo de almacenamiento.

Efecto de la temperatura

Coalescencia. La coalescencia es el fenómeno a través del cual dos o más gotas pequeñas se unen para formar otra más grande (Fig. 6). Este efecto se manifiesta mediante un incremento en el diámetro promedio de gotas de la emulsión

En la Tabla 1 se presenta la variación del diámetro promedio de gotas en función del tiempo de almacenamiento para emulsiones de bitumen en agua, preparadas en ausencia de electrolitos y almacenadas a diferentes temperaturas. Se observa un leve incremento del mismo con el tiempo, el cual se acelera a medida que aumenta la temperatura.

El mismo efecto puede verse en la Fig. 7, donde se muestran las distribuciones de diámetros de gotas para las emulsiones almacenadas a 25 y 60°C. El desplazamiento de las curvas de distribución hacia la derecha, corrobora el incremento en el diámetro promedio y evidencia que cierto grado de coalescencia está ocurriendo en los sistemas estudiados.

A pesar de que al aumentar la temperatura, el incremento en el diámetro promedio de gotas ocurre más rápidamente, se observa que existe una tendencia a que éste se estabilice en un valor entre 13 y 15 micras a todas las temperaturas de almacenamiento estudiadas. Es de suponer que el área interfacial total inicial de la emulsión, es lo suficientemente grande para que con la concentración de surfactante utilizada no sea posible recubrir completamente la superficie de las gotas. Como consecuencia, se produce cierto grado de coalescencia hasta alcanzar un área interfacial en la cual los 2500 mg/l de surfactante utilizados sean suficientes para proteger completamente las gotas dispersas. Por tal motivo, el diámetro promedio incrementa y la distribución de diámetros se desplaza hacia la derecha, hasta llegar al diámetro promedio y distri-

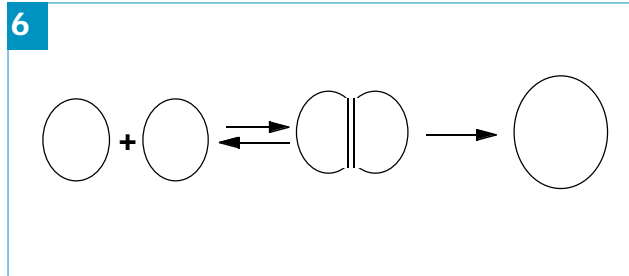
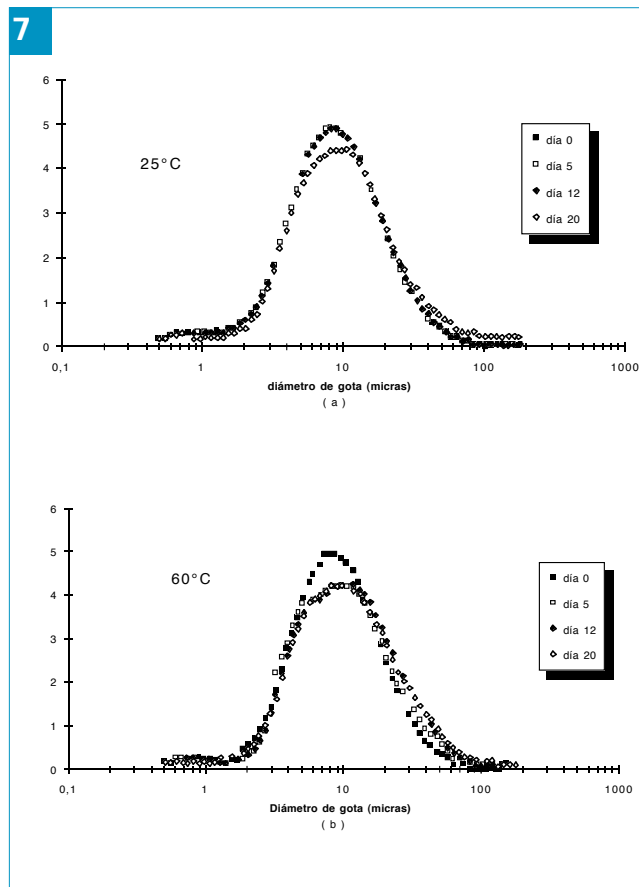


Diagrama del proceso de coalescencia entre dos gotas.

Tabla 1. Diámetro promedio de gotas en función del tiempo de almacenamiento a diferentes temperaturas, para emulsiones de bitumen en agua preparadas en ausencia de electrolitos.

Tiempo (días)	Diámetro promedio (mm) con:		
	25°C	40°C	60°C
0	10,6	10,7	10,7
5	10,7	11,2	14,1
12	11,0	12,0	14,8
20	14,5	14,0	15,0



Distribución de diámetro de gotas en función del tiempo de almacenamiento a 25 y 60°C, para emulsiones de bitumen en agua que contienen un surfactante no-iónico.

bución de equilibrio, a partir de los cuales las emulsiones son estables y no se observan posteriores efectos de coalescencia. Es de esperarse que la mayor velocidad a la que aumenta el diámetro promedio de gotas ocurra a temperaturas de almacenamiento elevadas (60°C), puesto que a mayor temperatura, la energía de las gotas es más alta y, por lo tanto, el número y la eficiencia de los choques entre ellas que generan coalescencia, son mayores con el consiguiente incremento de la velocidad de coalescencia. Sobre este aspecto versará un próximo artículo.

Floculación. Como se mencionó, la floculación consiste en la

formación de agregados tridimensionales, debido a la interacción entre las gotas dispersas a través de las capas de surfactante adsorbidas sobre las superficies de ellas. Esto implica, lógicamente, que el agua de la fase continua, que debería rodear las gotas dispersas, es atrapada en ciertos sitios de la masa de la emulsión (Fig.1), y promueve lógicamente un aumento de viscosidad.

Si no hay incremento de viscosidad, no ocurre floculación. Si la viscosidad aumenta, significa que la emulsión ha floculado. En la Fig. 8, se muestran las variaciones de viscosidad, con el tiempo de almacenamiento a diferentes temperaturas, para las emulsiones estudiadas. En todas las emulsiones las distribuciones y diámetros promedios de gotas iniciales fueron similares. Los datos de esta figura indican, que independientemente de la temperatura de almacenamiento, todas las emulsiones presentaron un aumento de viscosidad, es decir mostraron floculación.

Un hecho importante de ser tomado en cuenta es que a medida que aumenta la temperatura de almacenamiento, la viscosidad incrementa más rápidamente con el tiempo (Fig. 8). También es obvio que la viscosidad final es más alta a mayor temperatura. Esto significa que para las emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con surfactantes no-iónicos, un incremento de la temperatura de almacenamiento promueve un aumento de la floculación. En otras palabras, a mayor temperatura de almacenamiento, más fuertes son las interacciones entre las moléculas de surfactante adsorbidas sobre las superficies de las gotas adyacentes.

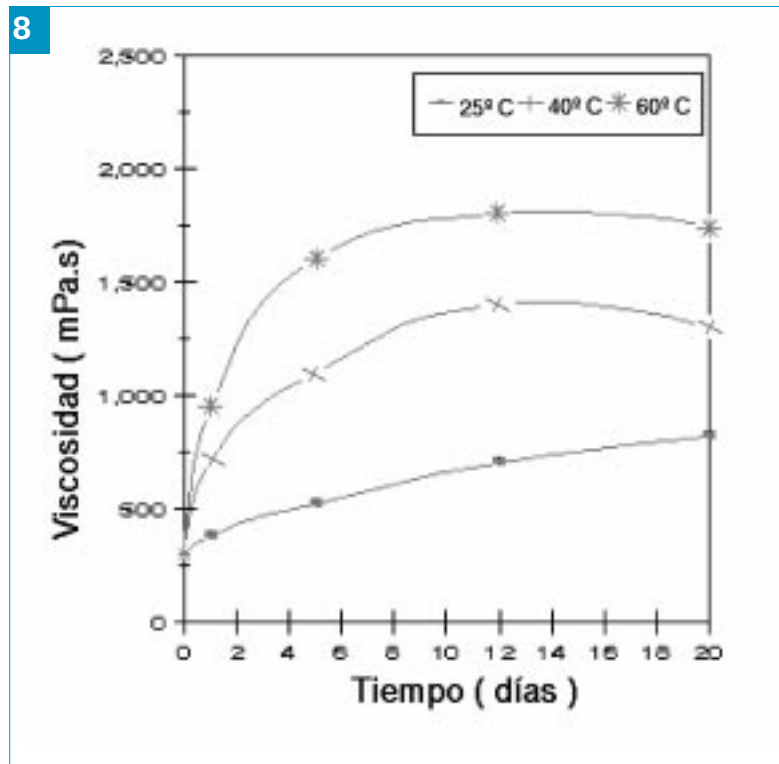
Tratándose de emulsiones concentradas, es de esperar por razones geométricas que las gotas dispersas están bastante

próximas unas a otras. Cuando la distancia de separación entre ellas es menor que el doble del espesor de la capa de surfactante adsorbida (Fig. 3b), existe interpenetración de las cadenas hidrofólicas del surfactante. Si la fase continua (agua) es un buen solvente para el surfactante, las cadenas hidrofólicas en la zona de interpenetración o solapamiento (Fig. 3b) tienden a solvotarse completamente, por lo cual y por efectos osmóticos debido a diferencias en los potenciales químicos, hay un flujo de agua desde las zonas no solapadas hacia las de solapamiento para contribuir a la solvatación de las cadenas hidrofólicas. Este flujo de agua obliga a las gotas a repelerse y, de esta manera, se eliminan o se disminuyen las interacciones entre moléculas de surfactante adsorbidas sobre gotas adyacentes y, por lo tanto, la floculación no se percibe.

Para la emulsión almacenada a 25°C (Fig. 8), la viscosidad se incrementó con el tiempo de almacenamiento, signo evidente de efectos de floculación. Es de suponer, lógicamente, que a esta temperatura el agua no es un buen solvente para las cadenas hidrofólicas del surfactante, por lo cual éstas se desolvatan y el agua migra desde la zona de interpenetración o solapamiento hacia la región de donde no hay solapamiento (también por efecto osmótico). Al desolvatarse las cadenas hidrofólicas adsorbidas sobre gotas adyacentes, éstas tienen la posibilidad de interactuar entre sí, la magnitud de las fuerzas de interacción determina la extensión de la floculación y el aumento de viscosidad. Tal como se observa en la Fig. 8, a 25°C, la viscosidad se incrementa progresivamente con el tiempo de almacenamiento. Este efecto se debe a que las interacciones entre las cadenas, se van consolidando y haciéndose cada vez más fuertes.

Al incrementar aun más la temperatura de almacenamiento a 40 y 60°C, respectivamente, el agua se hace cada vez peor solvente para el surfactante [19, 20] y su capacidad para solvatar las cadenas hidrofólicas disminuye considerablemente. Como consecuencia de esta desolvatación, el agua sale de la zona de solapamiento hacia la de no solapamiento, a una velocidad y en una cantidad que son proporcionales a la temperatura de almacenamiento. Es decir, a mayor temperatura, mayor es la velocidad de migración del agua y mayor es la cantidad que migra. Bajo estas condiciones, las cadenas hidrofólicas del surfactante, cada vez más desolvatadas, interactúan entre ellas con mayor intensidad, y generan una fuerte atracción entre las gotas. Esta atracción se manifiesta en un incremento de la viscosidad de la emulsión. A mayor temperatura de almacenamiento, mayor es la viscosidad final del producto y mayor es la velocidad a la que la viscosidad aumenta (Fig. 8). Todo significa que la floculación se acentúa con la temperatura.

En la Fig. 9, se representa esquemáticamente lo que ocurre en una emulsión de bitumen en agua estabilizada con surfactante no-iónicos, cuando se almacena a diferentes temperaturas. A mayor temperatura, el volumen de la zona de solapamiento se hace más grande y las interacciones más fuertes.



Viscosidad a 20 l/s en función del tiempo de almacenamiento a diferentes temperaturas, para emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con un surfactante no-iónico en ausencia de electrolitos.

Efecto de los electrolitos

El efecto de los electrolitos sobre la estabilidad de

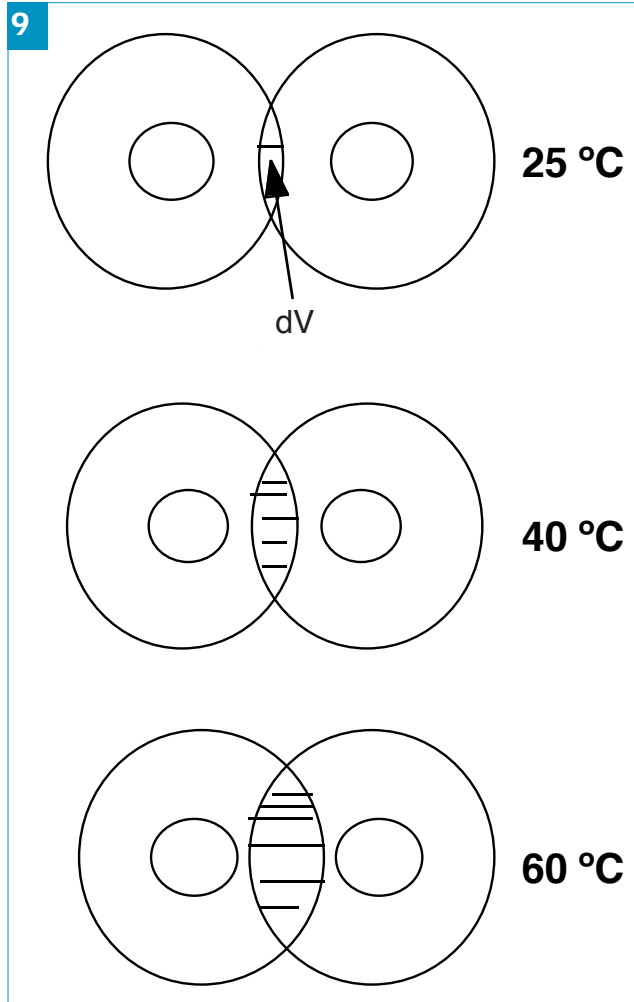


Diagrama del efecto de la temperatura sobre el solapamiento de las capas de surfactante adsorbidas sobre la superficie de las gotas en una emulsión.

las emulsiones de bitumen en agua con respecto a la coalescencia y la floculación fue estudiado a 40°C.

Coalescencia. En la Tabla 2, se muestran las variaciones en el diámetro promedio de gotas, para emulsiones de bitumen en agua, que contienen diferentes concentraciones de nitrato de sodio, almacenadas a 40°C.

En todos los casos se notó un ligero incremento en el diámetro promedio de gotas, lo que indica que hubo cierta coalescencia, aun cuando se observa una tendencia a la estabilización.

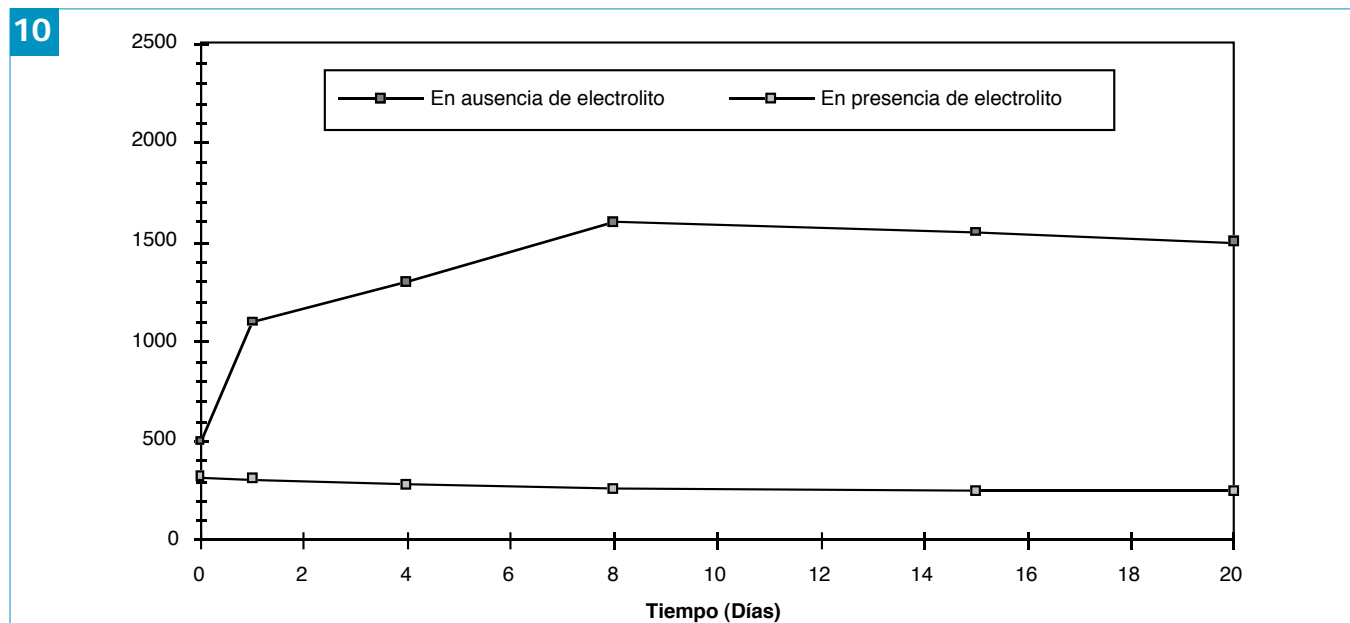
Como las emulsiones en presencia y ausencia de electrolitos (Tabla 2) muestran cambios similares en el diámetro de gota, podemos indicar que éstos no tienen ninguna influencia en la estabilidad frente a la coalescencia de emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con surfactantes no-iónicos, al menos en el intervalo de concentraciones en que se utilizaron.

Floculación. En la Fig. 10, se muestran las variaciones de viscosidad en función del tiempo de almacenamiento a 40°C, para emulsiones preparadas en ausencia y presencia de electrolitos (nitrato de sodio).

En dicha figura se observa que la viscosidad de la emulsión preparada sin electrolito, aumenta rápidamente con el tiempo de almacenamiento, mientras que aquéllas que contienen electrolito, no incrementan su viscosidad o la disminuyen levemente durante el almacenamiento. Es evidente que la presencia de electrolitos en la fase acuosa de la emulsión inhibe la floculación de la misma.

Si en ausencia de electrolitos, hay atracción entre las gotas dispersas debido a una desolvatación de las cadenas hidrofílicas del surfactante, la presencia de éstos promueve la repulsión, lo cual significa que se aumenta la eficiencia del agua para solvatar las cadenas del surfactante, al tiempo que se establecen las condiciones para que la repulsión por compresión (entrópica) ejerza su influencia.

Los datos presentados en la Tabla 3 muestran como las tensiones interfaciales del sistema bitumen/agua/surfactante son reducidas en cierta magnitud por la presencia de concentra-



Viscosidad a 20 1/s en función del tiempo de almacenamiento a 40°C, para emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con un surfactante no-iónico en ausencia y presencia de iones de sodio

Tabla 2. Diámetro promedio de gotas en función del tiempo de almacenamiento a 40°C, para emulsiones de bitumen en agua preparadas en presencia de nitrato de sodio.

Tiempo (días)	Diámetro promedio (mm) con:		
	0 mg/l de Na+	800 mg/l de Na+	1500 mg/l de Na+
0	12,0	12,0	12,0
5	13,0	13,0	12,0
8	13,0	14,0	14,0
15	13,5	14,5	14,0
20	14,5	15,0	15,0

Tabla 3. Tensión interfacial en función de la fuerza iónica de la fase acuosa, ajustada con nitrato de sodio, para el sistema bitumen/agua/surfactante.

Fuerza iónica	Tensión interfacial (dinas/cm)
0	1,423
0,036	0,992
0,145	0,969
0,220	0,918
0,410	0,797

ciones variables de nitrato de sodio. Esto significa que existe mayor número de moléculas de surfactante adsorbidas a la interfase bitumen/agua en presencia de electrolitos, que en ausencia de ellos; es decir, la cobertura de la interfase por el surfactante es más completa cuando la fase acuosa contiene un electrolito disuelto.

Por otra parte, en la Fig. 11, se muestra el efecto de la fuerza iónica ajustada con nitrato de sodio, sobre el potencial zeta (ζ) de las emulsiones estudiadas. Al incrementar la concentración del electrolito, ζ disminuye, haciéndose menos negativo. Si ζ es menos negativo, significa que los iones Na⁺ presentes en la emulsión, interactúan con las cadenas hidrofílicas del surfactante, compensando en parte su carga negativa al tiempo que arrastran moléculas de agua hacia la capa de surfactante adsorbida; es decir, mejoran la solvatación.

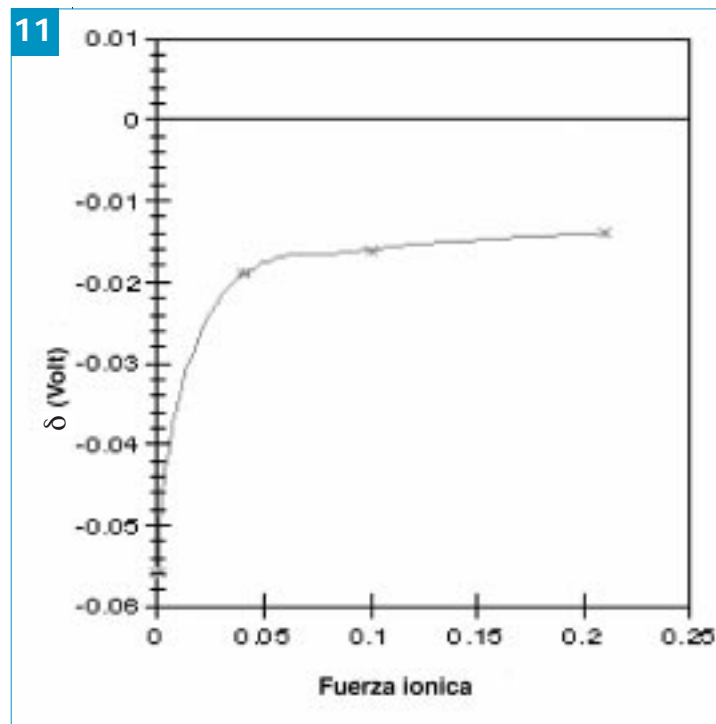
Cuando en una emulsión, las gotas solapan sus capas de surfactante adsorbidas, en la zona de solapamiento debe existir una cierta concentración de iones de sodio. Estos mejoran la eficiencia del agua para solvatar las cadenas hidrofílicas del surfactante, promueven un flujo de agua, por efecto osmótico, desde la zona de no solapamiento hacia la de solapamiento (Fig. 12). Al aumentar la concentración de agua en la región de interpenetración de las cadenas, las interacciones entre éstas disminuyen y las gotas se repelen. Al mismo tiempo, al haber un mayor número de moléculas adsorbidas por unidad de superficie, en presencia de electrolitos (Tabla 3), la capa adsorbida es más compacta y el efecto de compresión (repul-

sión) ejerce su influencia lo que evita la floculación.

Las emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con surfactantes no iónicos, en presencia de electrolitos, muestran un comportamiento energético, ilustrado en la Fig. 4a, en el que la repulsión predomina sobre la atracción, por lo cual las gotas permanecen dispersas sin que haya floculación.

Conclusiones

- Las emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con surfactantes no iónicos son estables a la coalescencia en presencia y ausencia de electrolitos.
- La estabilidad de estas emulsiones se explica por un mecanismo de interacción estérica entre las capas de surfactante adsorbidas sobre la superficie de las gotas.
- La temperatura de almacenamiento promueve la floculación de las emulsiones preparadas en ausencia de electrolito. A mayor temperatura, mayor floculación, lo cual se manifiesta como un incremento en la viscosidad del sistema.
- El incremento de la floculación por efecto de la temperatura se explica por la pérdida del poder de solvatación del agua para con las cadenas hidrofílicas del surfactante, lo cual promueve la interacción entre éstas y la atracción entre las gotas.
- La presencia de electrolitos inhibe la floculación a cual-



11 Potencial zeta en función de la fuerza iónica del medio, ajustada con nitratos de sodio y calcio, para las gotas de emulsiones de bitumen en agua estabilizadas con un surfactante no-iónico.

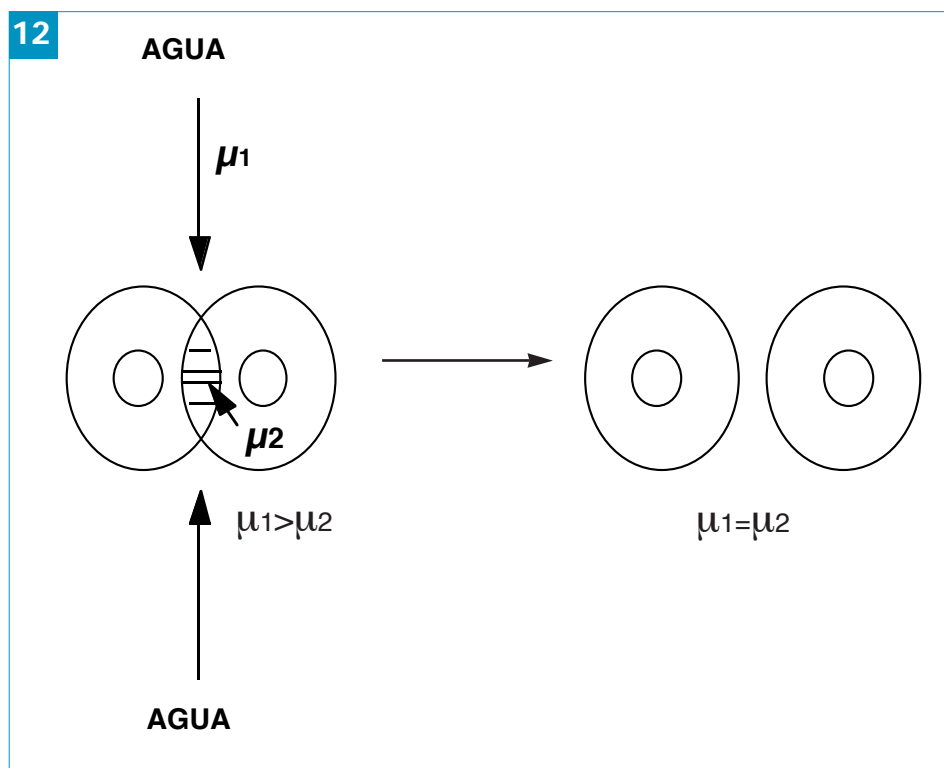


Diagrama esquemático del proceso de repulsión osmótica.

quier temperatura de almacenamiento. Los electrolitos incorporan moléculas de agua entre las cadenas hidrofílicas, lo cual promueve la separación o desolapamiento de las capas de surfactante adsorbidas, con la consiguiente repulsión entre las gotas.

Referencias

1. Cárdenas V., A.; Gutiérrez, X.; Brito, L.; Morles, A.; Rivas S., H. Estabilidad de emulsiones de bitumen en agua. Parte I. Floculación de emulsiones estabilizadas con surfactantes iónicos. *Visión Tecnológica*, 3(2):5-12, 1996.
2. Tadros, Th. F.; Vincent, B. Emulsion stability. En: *Encyclopedia of Emulsion Technology*, Cap. 3. vol. 1, Becher, P. (ed.); Marcel Dekker, New York, 1983.
3. Hamaker, H. C., *Physica*, 4, 1058, 1937.
4. Derjaguin, B. V.; Landau, L. *Acta Physicochim. URSS*, 14, 633, 1941.
5. Verwey, E. J. W.; Overbeek, J. Th. G. Theory of the stability of lyophobic colloids, Elsevier, Amsterdam, 1948.
6. Vincent, B. *Adv. Colloid Interfac. Sci.* 4:193, 1974.
7. Osmond, D. W. J.; Vincent, B.; Wait, F. A. *Colloid Polym. Sci.* 253:676, 1975.
8. Mackor, E. L. *J. Colloid Int. Sci.* 6:492, 1951.
9. Clayfiel, E. J.; Lumb, E. C. *J. Colloid Int. Sci.*, 22:269, 1966.
10. Clayfiel, E. J.; Lumb, E. C. *J. Colloid Int. Sci.*, 22:285, 1966.
11. Bagchi, P.; Vold, R. D. *J. Colloid Int. Sci.*, 33:405, 1970.
12. Fischer, E. W. *Kolloid-Z*, 160:120, 1958.

13. Ottewill, R. H.; Walker, T. *Kolloid-Z Polym.*, 227:108, 1968.
14. Napper, D. H. *Trans. Faraday Soc.*, 64:1701, 1968.
15. Evans, R.; Napper, D. H. *Kolloid Z.*, 251:409, 1973.
16. Derjaguin, B. V.; Varopayeva, T. N.; Kabanov, B. N.; Titijevskaya, J. *Colloid Int. Sci.*, 19:113, 1964.
17. Flory, P. J. *J. Chem. Phys.* 17:1347, 1949.
18. Flory, P. J. En: *Principles of Polymer Chemistry*, Cornell University Press, New York, 1953.
19. Coweel, C.; Li In On, F. K. R.; Vincent, B. *J. Chem. Soc. Faraday Trans. I* 74:332, 1978.
20. Napper, D. H. *J. Colloid Int. Sci.* 58: 390, 1977.
21. Chirinos, M. L.; Taylor, A. S.; Taylor, S. E. *US Patent. No. 4, 934,398*, 1990.

Agradecimiento

Los autores desean expresar su agradecimiento al Sr. Juan Mariño, quien llevó a cabo las mediciones de movilidad electroforética para los diferentes sistemas.



Antonio Cárdenas V. Ingeniero químico, Universidad de Los Andes (ULA), Estado Mérida, Venezuela, 1983; doctorado en ingeniería química, mención ciencias coloidales, Imperial College, University of London, 1992. Ingresó a Intevep, S. A. en 1983 en el Departamento de Producción, sección de Manejo de fluidos. Ha participado en proyectos de deshidratación y desalación de crudos extrapesados, así como emulsificación de bitúmenes en agua. Actualmente, lideriza el proyecto de Nuevos desarrollos en ORIMULSION®.



Sylvia Rossi. Ingeniero químico, Universidad Metropolitana (UNIMET), 1990. Ingresó a Intevep, S. A. en 1991 en el Departamento de Producción, sección Físicoquímica de producción. Ha participado en proyectos relacionados con estabilidad estática y dinámica de emulsiones de bitumen en agua. Actualmente, cursa estudios de doctorado en el Imperial College, London, Reino Unido.

Dolores Pazos. Técnico superior en química, Instituto Universitario de Tecnología Industrial Rodolfo Loero Arismendi, Caracas, 1987. En 1988 ingresó a Intevep, S. A., en el Departamento de Producción, sección de Físicoquímica de producción. Ha trabajado en proyectos de investigación y desarrollo de emulsificación de bitúmenes de agua. En la actualidad participa como técnico en investigación en el proyectos Nuevos desarrollos en ORIMULSION®.



Hercilio Rivas S. Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1967; maestría y doctorado en físicoquímica, Queen Elizabeth College, University of London, 1982. Ingresó a Intevep, S. A. en 1982. Ha participado en proyectos de investigación en el área de tratamiento de crudos, así como en el desarrollo de ORIMULSION®. Actualmente, ocupa el cargo de especialista principal en fenómenos interfaciales.

THE *ISAL*TM APPROACH TO NAPHTHA UPGRADING

Constantino Badra, Reinaldo Monque, José Armando Salazar and Rodolfo Bruno Solari

Refining Department, Intevep, S. A.

As a result of increasing demands on cleaner fuels, i.e. reformulated gasolines, refiners are considering new refining processing options and schemes. The *ISAL*TM process, jointly developed and licensed by Intevep S. A. and UOP Inc., emerges as a solution for these needs. *ISAL*TM is a hydroprocessing technology that helps to prepare very high quality gasoline components, in terms of reduced sulfur and olefin contents, high octane numbers, low distillation temperature at 90% with no significant increase in the aromatics content. The heart of the *ISAL*TM process is a sulfur tolerant catalyst, which induces molecular rearrangements in the feedstock naphtha to boost its octane numbers. The process configuration of an *ISAL*TM unit looks very similar to that of a conventional hydrotreater, with no special piece of equipment being required. Both *ISAL*TM catalyst and process have been completely developed, and the *ISAL*TM technology is now commercially available to refiners worldwide.

The forthcoming environmental regulations established by the Clean Air Act (Complex Model) impose on petroleum refiners all around the world the search for low investment solutions to provide gasoline with appropriate levels of oxygenates, aromatics, olefins and more specifically sulfur [1]. Additionally, refiners have to follow up very closely the development of new vehicles (also named 49-state car) which include highly sophisticated computer system to monitor emissions. Such computerized system uses exhaust gas sensors that are very sensitive to gasoline sulfur levels, typically limited to 200 ppm max. A particularly difficult gasoline component is the FCC naphtha, which accounts for around 90% of sulfur and olefins in the entire gasoline pool. Several options to reduce sulfur content in FCC naphthas have been evaluated by refiners worldwide. One of these options is the hydrotreating of the FCC naphtha [2, 3], provided that octane losses are minimized. However, it is well-known that in most cases there is significant octane loss with conventional hydrotreating, as a result of olefin saturation. As a solution to this problem, Intevep, S. A. (Research and Technological Support Center of Petróleos de Venezuela, S. A., PDVSA) and UOP Inc., a world leader in licensing refining technology, are proud to offer the *ISAL*TM process. The *ISAL*TM process improves naphtha quality through a selective hydrotreating that reduces sulfur, nitrogen and olefins with minimal octane and yield losses. The *ISAL*TM catalyst has been specially designed to process a wide variety of naphtha feedstocks (from virgin to cracked naphthas) in a

Como resultado de las mayores demandas de combustibles limpios, es decir gasolinas reformuladas, los refinadores están considerando otras opciones y nuevos esquemas de procesamiento. El proceso *ISAL*TM, desarrollado conjuntamente por Intevep S. A. y UOP Inc., surge como una solución a estas necesidades. *ISAL*TM es una tecnología de hidroprocesos que permite preparar componentes de gasolina de muy alta calidad, en términos de un bajo contenido de azufre y olefinas, altos números de octano, baja temperatura de destilación al 90% y sin un aumento significativo en el contenido de aromáticos. El corazón del proceso *ISAL*TM radica en un catalizador tolerante al azufre que produce rearrreglos moleculares en la nafta de alimentación para aumentar el octanaje. La configuración de proceso de una unidad *ISAL*TM es muy parecida a la de un hidrotratador convencional, sin equipos especiales. En la actualidad, tanto el catalizador *ISAL*TM como el proceso en sí han sido completamente desarrollados, y la tecnología *ISAL*TM se encuentra disponible comercialmente a todos los refinadores.

range of severities to meet individual customer requirements. This paper briefly reviews different aspects of the *ISAL*TM technology such as catalyst and process development and performance, *ISAL*TM integration into refining schemes, and the Intevep S. A.-UOP Inc. technological cooperation.

THE *ISAL*TM CATALYST

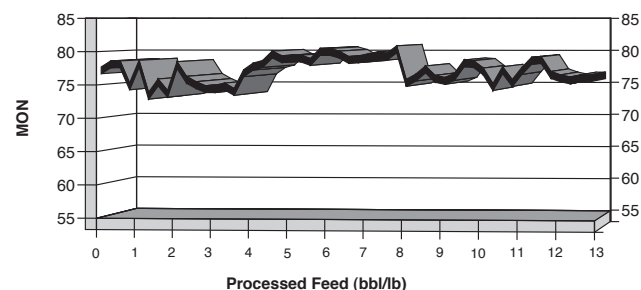
In 1991, Intevep started basic research to develop a new catalyst for a hydroconversion/hydroisomerisation process to produce high quality gasoline blending materials. By the end of 1994, the development of a new zeolite based catalyst, containing no noble metal and being more tolerant to poisons such sulfur and nitrogen, was essentially completed.

The *ISAL*TM catalytic system is based on a commercial molecular sieve, particularly adapted in size, surface and acidity, with no noble metals loaded on its surface. The catalytic system performs sulfur and nitrogen removal with olefin saturation, selective hydroconversion of linear paraffins, and reduction of boiling ends. It also accomplishes a certain level of HDS without affecting the feed aromatic content. This catalyst was designed to operate with feedstocks containing high amounts of sulfur. The design and architecture of *ISAL*TM novel catalyst help to adjust the final size of hydrocarbon chains in the products, and boost the naphthas octane number. This octane boost is mainly due to molecular rearrangements occurring on the catalyst surface.

In 1995, a pilot plant test at Intevep's facilities confirmed the

ISAL™ catalyst stability. For a period of over 4000 hours on stream, the *ISAL™* catalyst was subjected to different operating conditions and feedstocks. Results in Fig. 1 show that after 13 bbl of processed feed per pound of catalyst, the *ISAL™* catalyst did not lose its octane boosting activity, as evidenced by product constant MON values. Experimental data strongly suggest that the *ISAL™* catalyst cycle life may well exceed two years, once in commercial application.

1



Evolution of product MON during the *ISAL™* catalyst stability test.

THE *ISAL™* PROCESS

Meeting the refiners expectations

Within a typical refinery configuration, several applications have been envisioned for the *ISAL™* process. In such applications, *ISAL™* deals with troublesome naphtha streams, which are hard to incorporate in high quality gasoline pools, i.e. reformulated gasoline (RFG) pools. Fig. 2 describes the sources of these naphtha streams, and how *ISAL™* helps to transform them into more valuable components.

For all naphtha feedstocks, antiknock properties are improved through selective hydroconversion, oligomerization and

2

□ Naphtha source □
□ Difficulties to high quality gasoline blends □



ISAL™ Responses to the refiner needs.

Gasoline reformulation

A reformulated gasoline (RFG) is, by definition, environmentally more friendly than U.S. gasolines manufactured back in 1990. It must comply with the specific quality standards set by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA). These standards include conventional specifications such as RVP, limits on oxygen and benzene content, and percent reductions for three types of vehicle exhaust emissions relative to the specified baseline gasoline:

- Volatile organic compounds (VOC)
- Nitrogen oxides (NOx)
- Toxic air pollutants (TOx)

Since measuring emissions in gasoline is not practical, EPA has provided a model that expresses emissions of VOC, NOx, and toxics as functions of the level of eight easy-to-measure gasoline properties: Reid vapor pressure, oxygen, aromatics, benzene, olefins, sulfur, E200, and E300. These equations define the so-called "complex model", the reformulated gasoline standard beginning in 1998.

Gasoline is usually the result of blending several components. Some of the components that might be incorporated in the gasoline pools are: butane, straight run naphtha, isomerate, reformates, alkylate, FCC gasoline, coker naphtha, methyl tertiary butyl ether (MTBE), tertiary amyl methyl ether (TAME). To meet the RFG standards, refiners can change the blending proportion of their existing gasoline components, and/or change the quality of these components, and/or add new blending stocks.

The emissions reduction required in RFG manufacturing takes place in two phases. For phase II, beginning in 2000, the required RFG emissions reduction will be more restrictive than those for phase I. The phase I program started in 1995, and is currently under way. The following table exemplifies, in terms of some critical properties, the change of quality expected for a case RFG in 1995 vs. 2000. According to the complex model, there are many combinations of properties values that can meet the 2000 RFG standards; the properties combination shown here is just one possibility:

	1995 RFG (Phase I)	==>	2000 RFG (Phase II)
RVP, psi	8.1	==>	6.5
Aromatics, % v	32	==>	24
Olefins, % v	9.2	==>	12
Sulfur, wppm	339	==>	130
Benzene, % v	1	==>	0.95

other octane-boost reactions. These reaction mechanisms, when compared to dehydrocyclization, result in minimized yield decline and no increase in product aromatics. Sulfur, nitrogen and olefins reductions are mainly achieved by hydrogenation reactions. Additionally, as a result of the chemical changes occurring in the *ISAL™* treated naphtha, the process features the possibility of reducing the 90% distillation temperature (T90), which helps to

reduce the gasoline volatile emissions.

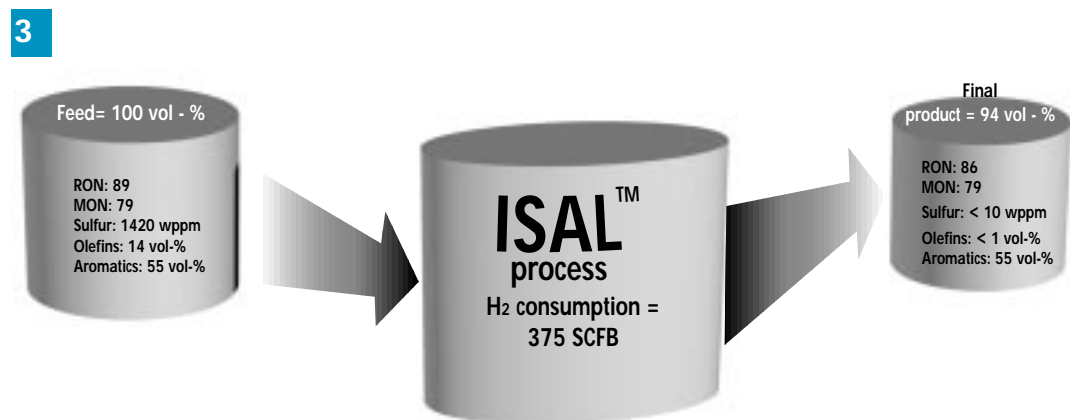
At the refiner's request, Intevp and UOP can provide process estimates on any particular naphtha feedstock, or even perform pilot plant tests with such feedstocks. With this information, the refiner will be ready to evaluate how well the *ISAL*TM process fits within his refining processing schemes. Fig. 3 exemplifies an *ISAL*TM process estimation for an FCC heart cut naphtha application.

In the case described in Fig. 3, operating conditions were chosen to keep constant MON. Naphtha desulfurization is more than 99% and olefin reduction is larger than 90%, with no net production in aromatics. A volumetric yield loss of 6% accounts for a 7% loss in octane-barrel, based on RON+MON/2 measurements. If a conventional hydrotreater were used, the equivalent octane-barrel loss would have been 12%. Therefore, for this case, the *ISAL*TM process yields an extra 5% product octane-barrel, when compared to conventional hydrotreating.

A brief description of the *ISAL*TM process

In the *ISAL*TM process, a naphtha feedstock is mixed with hydrogen, heated-up to moderate reaction temperatures, and fed to a fixed-bed solid catalyst at a low pressure. Reaction products are separated and hydrogen-rich gas is sent back to the reaction section. A naphtha stabilizer can be used for RVP adjustments to meet the product specifications. The *ISAL*TM process reactor circuit is quite similar to the configuration used in simple hydro-treating processes, as depicted in the simplified flow diagram in Fig. 4. Design and operation of *ISAL*TM associated equipments will be similar to those of existing equipments in conventional hydrotreaters. Specific *ISAL*TM process flow schemes will be dependent upon the type of feedstocks to be processed. Reaction operating conditions can be selected so to meet the specifications required by the refiner.

Different degrees of naphtha quality improvement can be achieved by changing the process severity. However, as more octanes are gained, a lower liquid product yield is expected. Typically, volumetric yield loss in the *ISAL*TM process is well below 10%, while octane boost will depend upon the type of feedstock being processed.

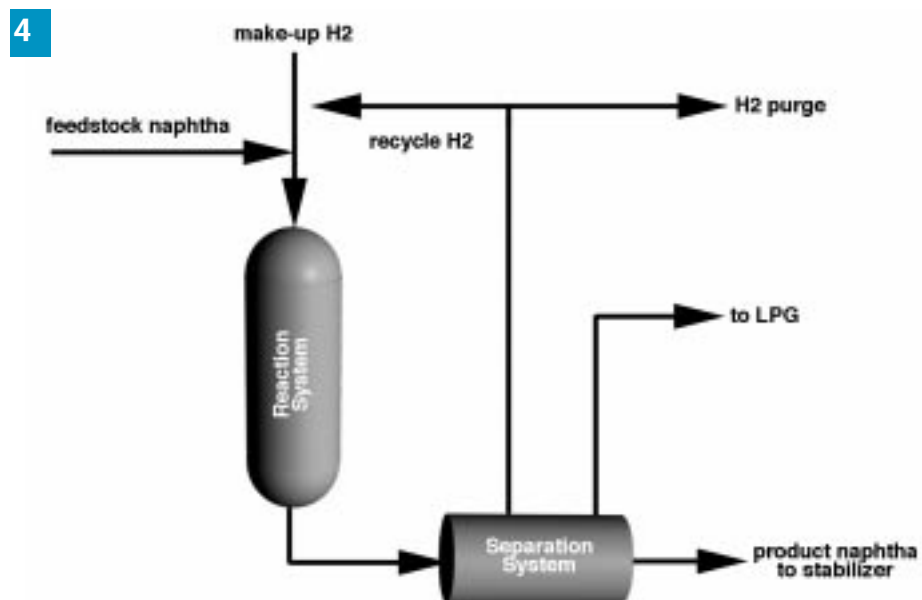


*ISAL*TM process estimations for a FCC naphtha cut.

A synergistic effort

Intevp, S. A. and UOP Inc. signed an agreement for the joint development and licensing of the *ISAL*TM process. Intevp's contribution to the *ISAL*TM technology is based on the *ISAL*TM catalyst preparation, pilot plant testing, and extensive data base generation and analysis. On the other hand, UOP's contribution is based on its vast know-how in engineering design of similar hydroprocesses, its capability to manufacture the catalyst at commercial scale, and its experience in technology commercialization. This synergistic effort has already crystallized in the offering of *ISAL*TM as a commercially available and mature technology. The *ISAL*TM catalyst is a proprietary product of Intevp, and can be manufactured by UOP under a licensing agreement.

Very recently, Intevp, S. A. and UOP Inc. worked together on the conceptual engineering design, and cost estimate of a 28000 BPD unit that would process a C₉₊ FCC naphtha feedstock. Additionally, UOP manufactured samples that are representative of the commercial production of this catalyst;



*ISAL*TM process configuration.

just a few steps on the road of a possibly long-term cooperation. Testing of these catalyst samples has been successfully completed, and results agree well with expectations.

Concluding remarks

- *ISAL™* is a hydroprocess technology designed to improve naphtha quality in terms of reducing the sulfur, nitrogen and olefins content, and increasing the octane numbers. A key feature of the *ISAL™* process is the fact that the aromatics content, in the *ISAL™* treated naphtha, remains fairly constant throughout the process.
- The heart of the *ISAL™* process lies in an Intevep's proprietary catalyst, specially designed to withstand relatively high sulfur levels in the feedstock, while still having the ability to change the molecular structure of naphtha. The *ISAL™* process works similarly to a conventional distillate hydrotreater, which indicates that engineering design, plant operation, and reliability will essentially be based on conventional practices.
- Intevep, S. A. and UOP Inc. have joined efforts in the development and licensing of the *ISAL™* technology. Nowadays, it is possible to offer it as a commercially available, and mature hydroprocess technology.

Acknowledgements

This paper -and the *ISAL™* technology itself- would not have been possible without the efforts of all the people working in the *ISAL™* group. We thank and greatly acknowledge the contribution of George Antos and David Lindsay from UOP; José A. Pérez, Eusebio Palmisano, Wolfgang García, Luis Cabrera, Héctor Zea, Richard Muñoz, José Larrauri, Jorge Tejada, Rafael Carrasquel, Alfredo Morales, Sandra Ramnarine and Beatriz Zavarce from Intevep. The support of Petróleos de Venezuela in the development of the *ISAL™* technology is gratefully acknowledged.

References

1. Kulakowski, M. Reformulated gasoline defining the challenge. *208th National Meeting of the American Chemical Society*. August, 21-26, 1994; Washington D.C.
2. Nguyen, T. A.; Skripek, M. Reducing sulfur in FCC gasoline via hydrotreating. *AICHE 1994 Spring National Meeting*. April 17-21, 1994; Atlanta, USA.
3. Krenzke, L. D.; Kennedy, J.; Baron, K. Hydrotreating technology improvements for low-emissions fuels. *1996 NPRA Annual Meeting*. March 17-19, 1996; San Antonio, USA.



Constantino Badra. *Chemical engineer, cum laude, Universidad Simón Bolívar (USB), 1983; master in chemical engineering, University of Cincinnati, 1991. Joined Intevep, S. A. in 1983. Since then, he has been involved in plural R&D projects in the hydrotreating and membrane processes research. He has participated in engineering studies and*

techno-economic evaluations of the ISAL™ process, together with the documentation of the ISAL™ technology. Currently, Mr. Badra is the leader of several technical assistance projects for PDVSA and its subsidiaries in the area of petroleum distillates hydroprocessing. He works in the Process Section of the Refining Department.



José Armando Salazar. *Chemical engineer, Tulsa University; master & PhD in chemical engineering, Tulsa University. For over nineteen years, he has been working in R&D of refining processes. Recently, he has been leading the groups for the fluid-dynamics study of the HDH® cold reactor, a project for HYVAHL technology evaluation, and technical assistance activities for PDVSA, and its subsidiaries in the catalytic reforming area. Dr. Salazar has participated in the conceptual engineering of the ISAL™ process, and he is currently the leader of the Process Group for the development of the ISAL™ technology.*



Reinaldo Monque. *Technological chemist, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1983; master degree in petroleum sciences, Institut Français du Pétrole, 1984; PhD in petroleum sciences, cum laude, Université Pierre et Marie Curie (Paris VI), France, 1987. Since 1987 he works in the Catalysis Section, Refining Department, Intevep, S. A. He has been in charge of the catalyst characterization group and has participated in numerous projects in the catalytic cracking area, propane aromatization and synthesis and preparation of catalysts and metallosilicates. Currently, he is the coordinator of the catalysis group for the development and scale-up of the ISAL™ catalyst.*



Rodolfo Bruno Solari. *B.S. in chemical engineering, Universidad de Chile, 1970; PhD in chemical engineering, University of California at Davis, 1974. In 1980 he joined Intevep where he successively worked as Process Development section head, Refining Process Department manager and Heavy Oil Upgrading Program manager. Nowadays, he is the technology leader of the heavy and extra-heavy oil activities, and is a part-time lecturer at Universidad Simón Bolívar. He is a specialist in heavy oil upgrading. In 1991, he became the recipient of the UNESCO Science Award.*

TECNOLOGIA: UN INSTRUMENTO PARA LA COMPETITIVIDAD.

DOS CASOS ESPECIFICOS DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA EN LA ASISTENCIA TECNICA A PEQUIVEN, S. A.

José M. Garnica, María Teresa Terrer**, Francisco Rosa C.* y José G. Viloría S.****

* Departamento de Petroquímica, Intevep, S. A.

** Departamento de Refinación, Intevep, S. A.

*** Complejo Zulia, Pequiven, S. A.

La capacidad tecnológica ha sido reconocida como un valioso instrumento que le otorga competitividad a las organizaciones. En el caso de empresas compradoras de tecnología, es imprescindible hacer gran énfasis no sólo en la adquisición, sino también en la asimilación y operación de la tecnología adquirida, para poder competir con otros productores usuarios de esa misma tecnología. Se confirma que la transferencia de tecnología es un paso crucial para lograr y mantener la competitividad operacional y, por ende, del negocio asociado. En este trabajo, se presentan dos ejemplos en los cuales se llevaron a cabo procesos exitosos de transferencia de tecnología hacia Pequiven, S. A. (filial de Petróleos de Venezuela, S. A., PDVSA). Las experiencias, que involucraron a las tecnologías cloro-soda de membranas y de combustión en el Complejo El Tablazo de esta filial, se ilustran a través del aporte y la participación de Intevep. Aunque los casos se explican siguiendo un modelo teórico de transferencia de tecnología, éstos constituyen experiencias prácticas en las que fundamentalmente participan personas. Se demuestra, además, el impacto positivo que tales experiencias tuvieron sobre las operaciones de Pequiven en las áreas descritas, y se infiere que tal impacto redundará en la competitividad de los negocios asociados.

La capacidad tecnológica ha sido plenamente aceptada como un instrumento que otorga competitividad a las organizaciones, incluyendo a las naciones. Porter [1] señala que, además de los recursos físicos y humanos, la disponibilidad de capital y la infraestructura, esta capacidad es uno de los factores básicos que determinan la posición competitiva de una empresa. Naturalmente, aquellas con deficiencias o brechas tecnológicas estarán obligadas a superarlas, para poder mantenerse, competir y ganar.

En el caso de la industria petroquímica, la mayoría de las empresas involucradas en el negocio son grandes firmas internacionales, establecidas desde hace varias décadas en Venezuela. En un comienzo, gran parte de los productos petroquímicos se fabricaban y se comercializaban en unos pocos países industrializados. Hoy en día, ya existen en muchas otras naciones plantas petroquímicas. En principio y por definición, la transferencia de tecnología tenía lugar cada vez que se construía una planta petroquímica [2]. En este sentido, la transferencia ha sido históricamente asociada a tres tipos de empresas:

Technological capability has been considered as a valuable tool for competitiveness. Companies that acquire technology should give particular emphasis not only to the acquisition, but also to the learning and operation of the technologies acquired, so as to compete with other producers and operators. Technology transfer is thus a crucial step for attaining and keeping operational competitiveness, and therefore, business advantages. In this paper, two successful technology transfer processes to Pequiven, S. A. (subsidiary of Petróleos de Venezuela, S. A., PDVSA) are reviewed, i.e. chlorine-alkali membrane and combustion technologies at El Tablazo Complex of Pequiven. The processes are depicted by means of Intevep's contribution and participation. Even though the two cases are described and explained following a technology transfer model, it is clear that they should be viewed as practical experiences, primarily involving people. The positive impact on Pequiven operations derived from transfer processes is also shown. Results are expected to have an impact on Pequiven businesses too.

- i) las que originalmente comercializaron un producto (y naturalmente, que crearon y utilizaron la tecnología para manufacturarlo),
- ii) las que desarrollaron un nuevo proceso comercial para manufacturar el producto, que ya era producido comercialmente por un proceso conocido,
- iii) las que compraron la tecnología de manufactura.

Claramente, la capacidad tecnológica de estos tres tipos de empresas es en principio diferente. Las que compran tecnología deben asimilarla e internalizarla, es decir, salvar la brecha tecnológica, antes de competir exitosamente con otras firmas por los mismos clientes y mercados. De esta manera, el proceso de transferencia se convierte en una etapa crucial para las compañías compradoras de tecnología.

En términos muy generales, este proceso ha sido objeto de análisis frecuente y continuo. En los últimos tiempos, ha despertado el interés de diversas organizaciones e individuos, desde planificadores gubernamentales hasta altos ejecutivos

empresariales, incluyendo a investigadores del mundo académico y hombres de negocios. A pesar de ello, el concepto de transferencia de tecnología aún es vago, controversial y poco o inadecuadamente instrumentado. La medición de esta transferencia tampoco es obvia: la diversidad y complejidad de los canales a través de los cuales se puede transferir tecnología; y la escasez de datos precisos y/o de indicadores de transferencia adecuados, hacen difícil tal medición.

El objetivo de este trabajo es presentar dos ejemplos en los cuales tuvo lugar un proceso de transferencia de tecnología hacia Pequiven, S. A. (filial de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA)), empresa típica compradora de tecnología. Las experiencias se ilustran a través del apoyo tecnológico brindado por Intevep. Se demuestra cómo el uso adecuado y la internalización de las tecnologías en cuestión son aspectos claves para aumentar la capacidad tecnológica de la empresa receptora. Se infiere que dicha transferencia repercutirá positivamente en la posición competitiva de Pequiven en los mercados respectivos.

Es de destacar que el proceso de transferencia de tecnología no es un evento teórico. Es un hecho real, que fundamentalmente involucra personas. Los esfuerzos que a continuación se describen son casos específicos de transferencia, que merecen quedar documentados y ser puestos en perspectiva, de manera de aprender de estas experiencias para el futuro. En ningún momento, este trabajo pretende discutir en términos teóricos sobre la transferencia de tecnología, sino hacer énfasis en sus casos prácticos.

Resulta conveniente, antes de dar inicio a la descripción y discusión de los dos ejemplos de transferencia, proponer un modelo para la misma, y discutir brevemente sobre su costo y sus riesgos. Es necesario, además, poner en contexto la situación de Pequiven, en cuanto a necesidades y capacidad tecnológica.

UN MODELO DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA

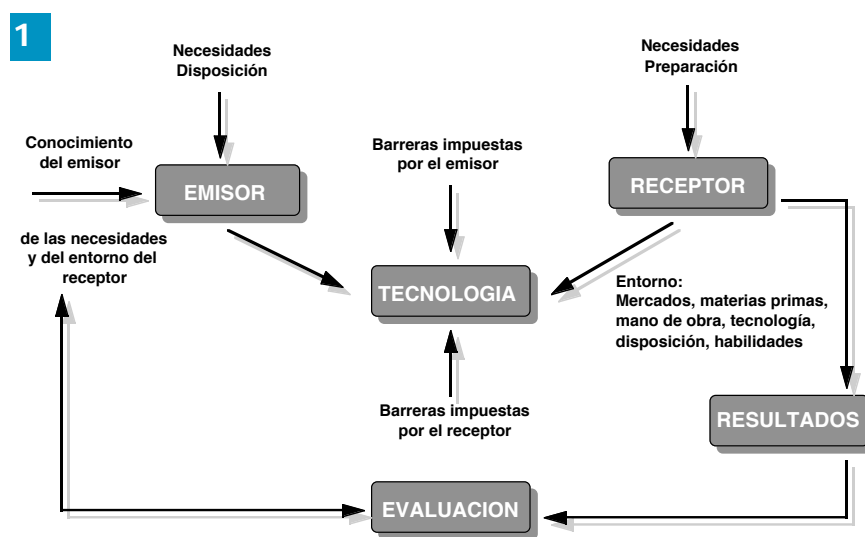
Antes de explicar el significado de este proceso y plantear un modelo para describirlo, se debe definir qué es tecnología. Según Erdilek y Rapoport [3], es una clase de conocimiento acerca de un producto específico o una técnica de producción. En esta definición también se debe incluir las habilidades técnicas necesarias para utilizar el producto o la técnica de producción aplicada. Al referirse a tecnología industrial, estos autores apuntan que ella se refiere al conocimiento acumulado y tecnología requeridos para manufacturar un producto final o procesar uno intermediario. El proceso comprende el diseño de productos, técnicas de producción y sistemas gerenciales relacionados. Finalmente, la tecnología puede considerarse un bien transable; por lo tanto, tiene un costo asociado. En cuanto a la transferencia de tecnología, Erdilek y Rapoport la definen como la transmisión, revisión (o adaptación) e implantación (es decir, absorción) del conocimiento acumulado y tecnología referidos para un uso productivo. Por otra parte, Robinson [4] señala que la transferencia de tecnología internacional siempre implica el "paso de algo" de valor

comercial. También la describe como el desarrollo, por parte del recurso humano de un país, de la capacidad del recurso humano de otro país para usar, adoptar, reproducir, modificar e incluso expandir el conocimiento y las habilidades asociadas a un modo de consumo o uso de un producto; o bien a un método (diferente al previamente establecido) de manufactura del producto o de ofrecer un servicio.

Varios autores [5-7] han propuesto modelos para describir el proceso de transferencia de tecnología, en un esfuerzo por medirlo y/o sistematizarlo. Naturalmente, ningún modelo es aplicable o se ajusta a todos los casos. Sin embargo, se encontró que el modelo "básico" propuesto por Samli [5] es útil para describir y explicar con sencillez los casos referidos en este trabajo.

Tal como se ilustra en la Fig. 1, el modelo considera cinco componentes básicos, a saber:

- Emisor: Además de ser capaz de desarrollar la tecnología que se va a transferir, deberá conocer al receptor y su entorno, y ser sensible a sus necesidades. Por otra parte, deberá tener disposición a transferir la tecnología. Las necesidades del emisor y del receptor deben coincidir en que el proceso de transferencia es una transacción ventajosa para ambas partes.



El modelo básico de transferencia de tecnología según Samli [5].

- Tecnología: Conjunto de equipos, conocimientos y habilidades que se van a transferir. Para que esa transferencia se cumpla apropiadamente, se deben tomar en cuenta varios factores del entorno del receptor (mercados, materias primas, economías de escala, fuerza laboral y maquinarias y equipos).
- Receptor: Tiene necesidades, recursos, valores y cultura particulares. Debe existir coherencia entre las necesidades del emisor, las prioridades del receptor y la naturaleza de la tecnología por transferir de manera tal de asegurar el éxito del proceso. Sin embargo, es responsabilidad del receptor conocer y entender sus necesidades, y establecer prioridades al respecto. También debe estar plenamente consciente de su preparación para recibir la tecnología. Esto incluye no sólo sus conocimientos técnicos, sino también sus valores y su actitud

hacia la transferencia.

- Resultado: Impacto directo e inmediato del proceso de transferencia. El primer punto a analizar es el estímulo creado en el receptor para la innovación permanente. Seguidamente, debe simplemente verificarse si la tecnología transferida funciona en el receptor, y si cumple con los objetivos originales de éste.
- Evaluación: en el mediano y largo plazo, debe evaluarse el proceso de transferencia en términos del uso de la tecnología por el receptor, el impacto económico, social, sobre el individuo, sobre el ambiente, y sobre el sistema de valores.

Samli también señala que los procesos de transferencia de tecnología tienen varias dimensiones, que deben ser tomadas en cuenta en cualquier análisis:

- la geográfica: Necesidad y posibilidad de usar cierta tecnología en una geografía dada.
- la cultural: Apertura de ciertos receptores para emplear tecnologías nuevas o diferentes.
- la económica: Posibilidades del receptor de adquirir una tecnología dada.
- la del negocio: Necesidad del receptor de ser más productivo y rentable mediante la adquisición y operación de una tecnología determinada.
- la gubernamental: Intervención del gobierno central o de las políticas imperantes en materia tecnológica, tales como incentivos o limitaciones a la adquisición de una tecnología dada.

EL COSTO DE LA TRANSFERENCIA

El debate acerca del costo y beneficio de la transferencia de tecnología debe centrarse en el impacto en la operación diaria. Los mecanismos de transferencia "empaquetados" (donde el emisor vende la tecnología como una caja negra) quizá reducen, en principio, los costos de la transferencia para el receptor. Sin embargo, en términos reales no hay aprendizaje y, por lo tanto, el receptor no avanza tecnológicamente [6].

Robinson [4] apunta que la tecnología que se transfiere a nivel internacional es muy probablemente una tecnología madura y probada, cuyos creadores, al menos, han obtenido ganancias a partir de su uso. Más aun, mientras la tecnología va madurando, más competidores entran en el juego, y sólo en pocos casos, se bloquea la entrada debido a secretos industriales y patentes. El número de compañías que venden tecnología a nivel internacional aumenta cada vez más, y se espera que esta tendencia continúe. Esto significa que el receptor deberá asegurarse de la efectividad del proceso de transferencia para poder competir. Pero también significa que deberá pagar un precio por ello (aunque debido a la internacionalización o masificación tecnológica, éste tenderá a disminuir).

Según Robinson [4], algunos mecanismos para disminuir el costo que la transferencia de tecnología supone para el receptor son:

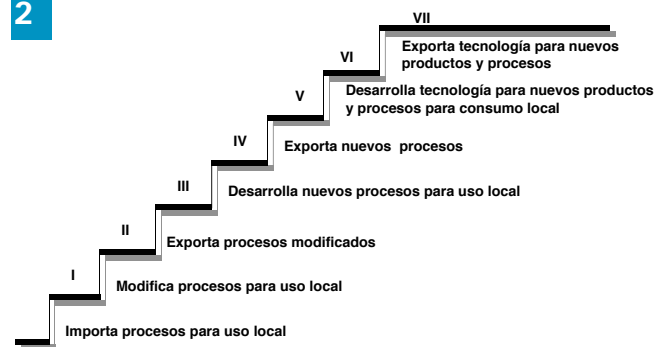
- Acceso, a muy bajo costo, a bancos de datos con información sobre proveedores de tecnología;
- Reducción de la intervención gubernamental respecto a los mecanismos de inversión y transferencia. Se ha demostrado que la transferencia de tecnología menos costosa es la de una casa matriz hacia una filial en el extranjero; en segundo lugar, está la que se hace hacia

una compañía de propiedad parcial o incluso independiente, y, finalmente, la más costosa, es la que se hace hacia empresas gubernamentales.

- Incremento de la capacidad de absorción del receptor (mediante el entrenamiento, por ejemplo).
- Disminución del riesgo percibido por el emisor, mediante la simplificación de contratos, la posibilidad de tener árbitros o inspectores externos, la posibilidad de demandar usuarios ilegales de la tecnología y el reconocimiento de patentes y derechos extranjeros.
- Financiamiento de los procesos de transferencia de tecnología, en virtud que ésta es un bien transable.

En la industria petroquímica, la tecnología (equipos, habilidades, conocimientos) constituye un factor de primer orden para determinar la posición competitiva que ocupa una empresa o un país. Stobaugh [2] plantea que los países que importan y exportan tecnología petroquímica pueden ser ubicados en una escalera tecnológica (Fig. 2). En el fondo de ésta, se encuentran los países que importan totalmente la tecnología, y en la posición máxima, las naciones que exportan tecnología de nuevos productos y cómo manufacturarlos. Por supuesto, los escalones intermedios pueden solaparse. Sin embargo, el esquema es un modo conveniente de ilustrar diferencias nacionales en términos del comercio internacional de tecnología en el área petroquímica.

2



La escalera tecnológica en la industria petroquímica [2].

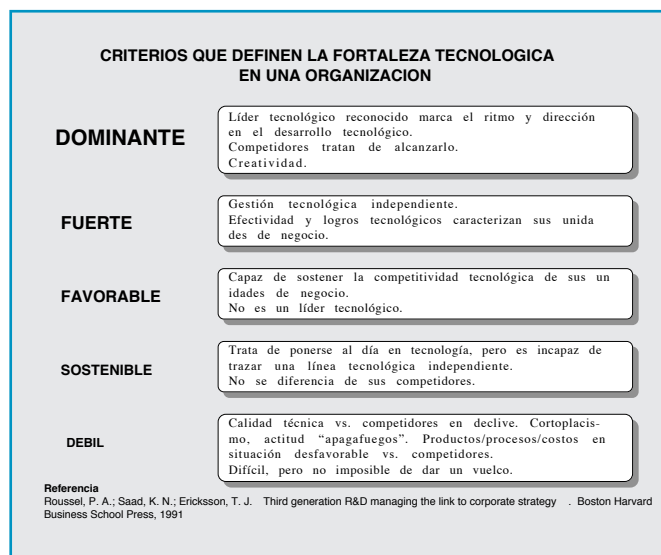
LA TECNOLOGIA INDUSTRIAL EN LOS PAISES EN DESARROLLO

Oldham [8] propone que las habilidades requeridas para manejar tecnología son:

- i) Tomar decisiones siguiendo criterios técnicos.
- ii) Usar tecnología y operar equipos.
- iii) Cambiar la tecnología y difundir los cambios. Esto significa capacidad para innovar, e implica un esfuerzo sostenido de investigación y desarrollo, contar con ingenieros de diseño y una fuerza de trabajo entrenada y especializada.
- iv) Disponer, no de pericias aisladas, sino de un sistema integrado de pericias.
- v) Lograr un ambiente propicio para la innovación.

Sin embargo, en el caso de la industria química en países en desarrollo, la experiencia señala [9] que, en general, no se ha manejado la tecnología según los criterios expuestos por

Oldham. Con demasiada frecuencia, se operan las plantas de un modo ineficiente; se trata de remediar la situación incrementando la producción mediante la introducción de la última tecnología disponible, con resultados aun más dramáticos: estancamiento de la industria, la cual pasa de una industria generadora de riqueza a una que da pérdidas. Los autores de tal diagnóstico proponen como solución a esta situación establecer un programa de entrenamiento continuo para operadores, ingenieros y gerentes, tener acceso a información técnica y bases de datos y, fundamentalmente, hacer énfasis en la ingeniería de procesos e identificación de problemas. Históricamente, en América Latina la tecnología se ha visto como un ente pasivo [10]. La tecnología industrial ha dependido casi completamente de fuentes externas, y los usuarios (receptores pasivos en este caso) se han limitado a operar los equipos con los manuales recibidos. La política de sustitución de importaciones, de uso generalizado en la región hasta la década de los años 80, tampoco promovió la cultura de la competitividad, la productividad, la reducción de costos o la calidad del producto o de los servicios. Sin duda alguna, en este marco, el factor tecnológico no era importante para lograr ventajas competitivas.



LA GESTIÓN DE TECNOLOGÍA EN PEQUIVEN

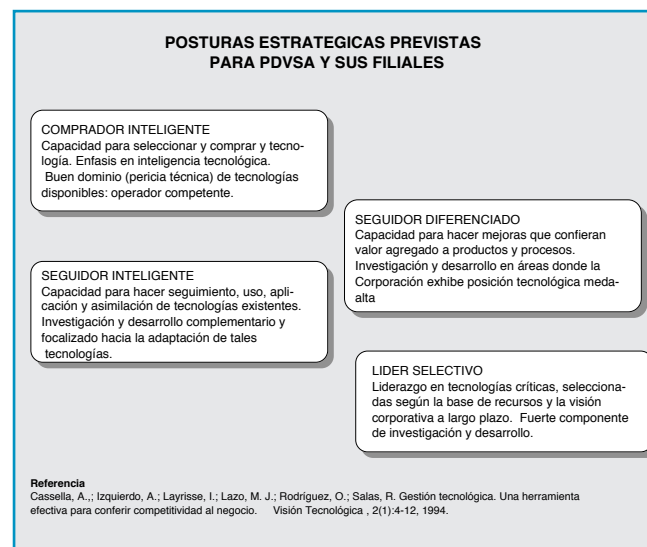
Como parte del proyecto corporativo de gestión tecnológica de PDVSA [11], Pequiven emprendió en 1993 un esfuerzo considerable en este sentido. El resultado de tal esfuerzo naturalmente fue una estrategia tecnológica corporativa y por unidad de negocios [12], de manera de instrumentar el uso de la tecnología para obtener ventajas competitivas.

Entre las necesidades de mayor importancia relativa identificadas para la Unidad de Negocios de Olefinas y Plásticos (UNOP) de Pequiven, se encuentran:

- i) aseguramiento de la confiabilidad operacional para alcanzar la capacidad de diseño a costos competitivos.
- ii) mejora de la captación, retención y capacitación del recurso humano.

Se estableció que la UNOP "deberá hacer énfasis en la asimilación y aplicación de las tecnologías existentes para fortale-

cer la capacidad interna, y focalizar esfuerzos de investigación y desarrollo en áreas que le confieran una sólida posición en relación con sus competidores". Se propuso adoptar la postura de "operador competente" para abordar las necesidades antes descritas, de manera de cubrir las deficiencias identificadas y fortalecer la posición interna. De hecho, se recomendó específicamente el adiestramiento acelerado en la agrupación formada para analizar e implementar todo lo referente a la "tecnología de operaciones y mantenimiento", con el fin de cerrar brechas de conocimiento detectadas [11]. En definitiva se concluyó que la UNOP realice esfuerzos importantes para la comprensión, manejo y dominio de las tecnologías existentes.



Por otra parte, en Intevep se estableció [13, 14] que "especialmente en el caso de Pequiven, se hace necesario que Intevep asista a la empresa en su posicionamiento tecnológico para lograr una consolidación de sus operaciones, que conduzca a una mejor productividad y competitividad". Este es, sin duda, un caso típico de transferencia de tecnología, que ha sido estudiado en detalle por los expertos [13, 14].

Dado que por definición, la industria petrolera, petroquímica y carbonífera venezolana es un comprador inteligente de tecnologías comerciales, Intevep ejercerá un rol de inteligencia tecnológica, apoyando a las filiales de PDVSA (los receptores) en la selección y licenciamiento de aquellas [13, 14]. Intevep tendrá también la custodia de la tecnología y deberá estar en capacidad de prestar servicios técnicos especializados y asistencia técnica.

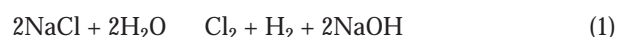
Se recomienda [13, 14] que todo proceso de transferencia de tecnología incluya las siguientes etapas:

- Asimilación: comprensión cabal de la tecnología para poder utilizarla.
- Fortalecimiento técnico: capacitación y especialización del personal, uso óptimo del recurso humano, preservación del conocimiento y desarrollo de la capacidad negociadora.
- Internalización: uso óptimo de plantas y equipos para una mayor productividad.

Seguidamente, se presentan los dos casos específicos de transferencia de tecnología a Pequiven.

CASO 1: TECNOLOGIA CLORO-SODA DE MEMBRANAS

La producción de cloro y soda cáustica mediante la electrólisis de soluciones de sal en agua (salmuera):



es un proceso que se conoce hace más de 100 años. A nivel mundial imperaban las tecnologías de mercurio y diafragma hasta la introducción de la tecnología de membranas de intercambio iónico a mediados de los años 70, con algunas plantas en América del Norte y Japón. Para 1986, todas las plantas de mercurio japonesas habían sido ya convertidas a membranas, y para ese año dicha tecnología representaba el 8% de la capacidad mundial. Desde entonces, se han construido plantas de membranas en 44 países en todo el mundo, lo que representa el 22% de la capacidad mundial instalada en 1994 [14]. Hoy en día, las nuevas plantas de cloro-soda adoptan invariablemente la tecnología de membranas, que ya puede considerarse probada y madura.

La planta Cloro Soda II (CSO II) de El Tablazo, Estado Zulia, Venezuela, es una planta moderna que emplea la tecnología de membranas para la producción de cloro (130.000 TM/año), soda cáustica (144.000 TM/año) e hidrógeno a partir de la electrólisis de salmuera. El hidrógeno producido se hace reaccionar con una porción del cloro para la obtención de HCl. La Fig. 3 muestra un diagrama de bloques simple de la planta. El licenciante de la misma es OxyTech Systems Inc., y las membranas empleadas hasta el momento han sido Nafion® de E.I. DuPont de Nemours y Flemion de Asahi Glass. La planta inició sus operaciones en abril de 1992.

Vale la pena destacar que Occidental Chemical, quien posee el 50% de las acciones de OxyTech, es uno de los líderes en la producción de cloro en los Estados Unidos, y en 1990 ocupó el segundo lugar con un 24% producido [16]. Por otra parte, tanto DuPont (EE.UU.) como Asahi Glass (Japón) han participado, en roles protagónicos, en el desarrollo y producción de membranas de intercambio iónico para la operación de electrolizadores cloro-soda.

La necesidad de transferir la tecnología

A finales de 1992, luego de menos de seis meses de operación, la planta CSO II aún no mostraba el ritmo de producción esperado. El factor de utilización estaba por debajo de lo planificado (y de lo esperado) para una planta de su tipo. Incluso, se debió optar por el reemplazo de las membranas originalmente instaladas. Esto detuvo la producción por varios meses y significó un costo imprevisto en la operación de

la planta.

Sin duda, para ese momento, la tecnología todavía no había logrado en su totalidad pasar del emisor al receptor. Aunque a partir de entonces se organizaron cursos de entrenamiento a cargo de los licenciantes, OxyTech y DuPont, la transferencia efectiva de la tecnología no tuvo lugar, debido a varias razones:

- Diferencia de idiomas y la dificultad en la traducción simultánea durante los cursos.
- Nivel de preparación de la audiencia y su historia previa (operación de una planta con tecnología de mercurio en el Complejo El Tablazo hasta abril de 1992).
- Desconocimiento parcial del emisor del entorno y las prioridades del receptor.
- Prioridades del receptor, quien debió concentrar suficientes esfuerzos a tiempo para lograr la internalización de una tecnología nueva y sofisticada. Para ese momento, el ejercicio de gestión tecnológica en Pequiven apenas comenzaba, por lo que las necesidades tecnológicas aún no estaban bien definidas o puntualizadas.

El resultado fue que, en principio, la nueva tecnología no funcionó a plenitud en CSO II. Claramente, esto dio origen a un cambio de actitud generalizado, tanto en el emisor como en el receptor:

- Los emisores, OxyTech y DuPont, logran desarrollar una sensibilidad ante las necesidades del receptor, Pequiven. Además, comienzan a insistir en mejorar la capacitación del personal y a mostrar una gran disposición a transferir la tecnología. Se empieza a hacer énfasis en la comprensión efectiva de la química y del proceso involucrados, en la revisión de los manuales y en el seguimiento de los procedimientos escritos, en contraposición a los empíricos. Fundamentalmente, se trata de derrumbar la cultura de la vieja planta de mercurio. Sin duda alguna, la operación satisfactoria de la planta CSO II también se convierte en una necesidad de los emiso-

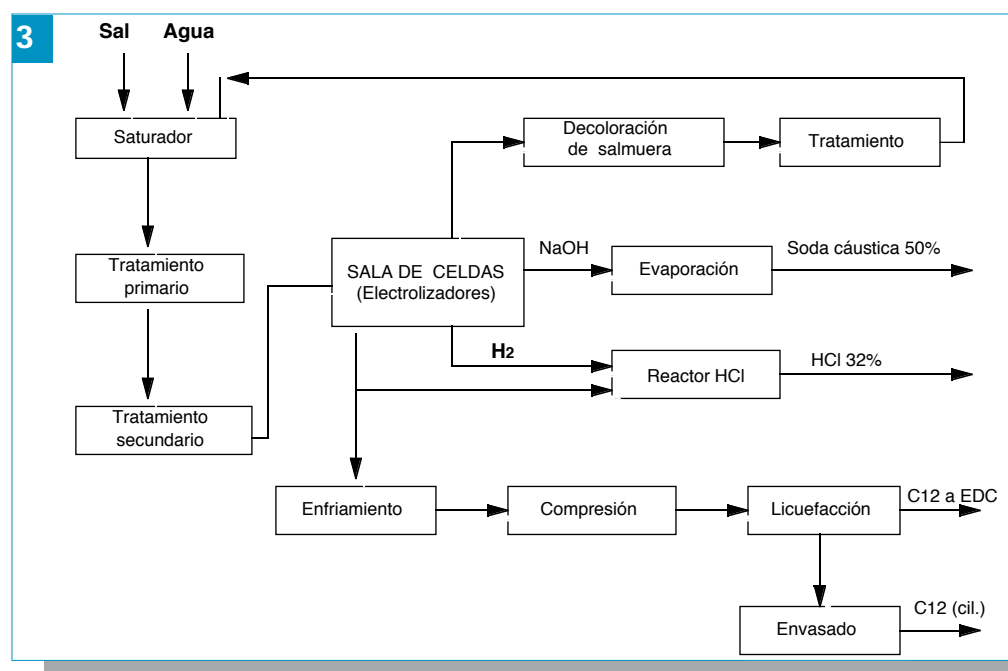


Diagrama de flujo simplificado de la planta cloro soda II (CSO II) de El Tablazo.

res.

- El receptor, Pequiven, reconoce que la operación satisfactoria de la planta implica la internalización de la tecnología. La nueva gerencia de CSO II y sus niveles supervisorios admiten esto como una necesidad ineludible a principios de 1994.

Sin duda alguna, el proceso de transferencia de tecnología debía vencer una resistencia cultural al cambio (el uso y operación de una tecnología radicalmente diferente (membranas) a la previamente empleada (mercurio) para la producción de cloro y soda cáustica). Por otra parte, el negocio promovió la necesidad ser productivo y rentable mediante una operación satisfactoria de CSO II. En este momento, tanto el emisor como el receptor coincidieron en sus necesidades y comenzaron a hablar el mismo lenguaje.

La respuesta a la necesidad. El aporte de Intevep

Desde el arranque de la planta en 1992, personal de Intevep estuvo en contacto directo con el de CSO II. En este proceso, Intevep participó en el diagnóstico de alto voltaje y, posteriormente, en la evaluación de filtros en el tratamiento secundario de salmuera, en la de los procedimientos analíticos fundamentales para la operación de la planta, tales como el análisis de salmuera por ICP y el de cloro por cromatografía de gases; y en la primera estimación sistemática de la eficiencia de corriente de la planta.

Intevep identificó desde el principio la necesidad de transferir efectivamente la nueva tecnología. Una vez que tanto los emisores como el receptor coincidieron en que ésta era una transacción necesaria y ventajosa para ambas partes, se diseñó un plan de entrenamiento amplio y profundo para el personal de la planta, con la participación de OxyTech e Intevep. En este caso, Intevep funcionó como un vehículo para la transferencia, tal como lo estipula la guía de desarrollo de tecnologías [13, 14]. Pequiven brindó la disposición y el apoyo a este esfuerzo, además de la logística a través del Departamento de Recursos Humanos de El Tablazo.

El entrenamiento, cuya característica primaria e insustituible era la de que se realizara en idioma español, debía cubrir todas las áreas de la planta (Fig. 3), y consistió en:

- cursos conductuales (motivación al logro; interacción administrativa; reglas de la planta; responsabilidades del cargo)
- seguridad y prevención en todas las áreas
- química y proceso asociados a las áreas de salmuera, electrólisis, cloro, soda e hidrógeno (HCl)
- manejo del tablero de control de la planta (TDC 3000)
- introducción al control estadístico de procesos (CEP)
- pasantía corta en Intevep (conocimientos de: celda electrolítica piloto, análisis de datos experimentales de la celda piloto y reales de planta empleando la microcomputadora, laboratorio de electroquímica para el análisis de electrodos, técnicas analíticas relevantes, tales como cromatografía de gases para análisis de Cl₂, plasma de emisión o ICP para el análisis de salmuera y microscopía electrónica de barrido o SEM para el análisis de membranas).

Además de la detección temprana de la necesidad de transferir la tecnología, y de insistir en ello, el aporte central de

Intevep consistió en:

- diseño del plan de entrenamiento, en conjunto con OxyTech
- dictado de cursos sobre electrólisis (incluyendo seguridad y prevención en esta área) y CEP, donde se concentra la pericia de Intevep.

Se dictaron en total tres series completas de cursos teóricos y tres prácticos en los que participaron supervisores de turno, ingenieros de operaciones y de procesos, supervisores auxiliares, operadores del área electrólisis y operadores del área de armado de electrolizadores. Los cursos prácticos se realizaron en las instalaciones de Intevep.

Impacto en la operación: Beneficios directos e indirectos

Los beneficios han sido muchos y comprobados. En principio, pueden clasificarse en dos tipos: directos e indirectos. Entre los directos se encuentran:

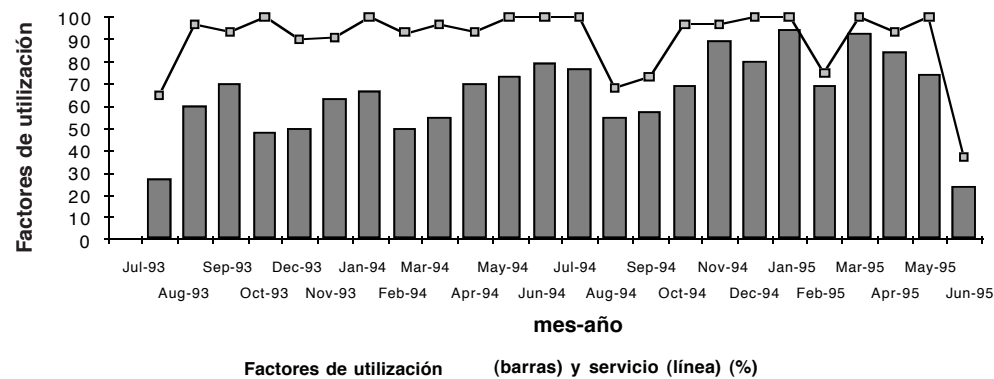
- entendimiento y profundización de la química y del proceso.
- seguimiento de la operación en planta según los procedimientos recomendados por el licenciante y especificados en los manuales.
- mejoras en los procedimientos analíticos, tanto en el muestreo como en el análisis propiamente dicho.
- motivación, compromiso y entusiasmo del personal de planta: estímulo para la innovación.
- cambio en la cultura imperante y adopción de una conciencia global del negocio.

Como resultado, se comenzó a observar una operación más confiable y una mayor productividad en CSO II. Es decir, la tecnología del emisor funciona en el receptor. La Fig. 4 muestra la evolución mes a mes del factor de utilización ($[\text{producción/capacidad}] \times 100$) desde julio de 1993 hasta junio de 1995. Por razones gráficas, no se muestra el factor de servicio ($[(\text{días-días de parada})/\text{días}] \times 100$) en CSO II. Las paradas programadas de la planta por mantenimiento se efectuaron en agosto-septiembre de 1994 y en junio de 1995, lo que justifica la caída en el factor de servicio (y, por consiguiente, en el de utilización) en tales meses.

En la Fig. 4 se destaca la tendencia creciente en el factor de utilización a partir de marzo de 1994, con énfasis desde noviembre de ese año. El factor de servicio (no representado en la figura) también muestra una tendencia más estable desde mayo de 1994. De hecho, el esfuerzo para una transferencia efectiva de la tecnología empezó a tener lugar en esa fecha.

La Fig. 4 también ilustra que en el segundo semestre de 1993 (con membranas recién instaladas en el circuito 1) el factor de utilización se mantuvo bastante bajo (alrededor de 50%), a pesar de que la planta exhibió un factor de servicio promedio sobre 85%. Esto contrasta con la actividad mostrada por la planta a partir de la parada programada de 1994 (y hasta la parada de 1995) en el que el factor de utilización se mantuvo cercano al de servicio. Esto significa que no sólo las líneas de producción de la planta estuvieron activas, sino que también operó a una carga promedio superior al 85%. Para este período, la mayor parte de los operadores y supervisores de planta ya había recibido el entrenamiento completo planificado por OxyTech e Intevep y ejecutado por Pequiven e Intevep, en el

Factores de utilización y servicio en CSO II



Evolución de los factores de utilización y servicio en CSO II desde julio, 1993 hasta junio, 1995.

que se hizo un esfuerzo cabal por transferir la tecnología de un modo efectivo. Los resultados sugieren que tal esfuerzo tuvo un impacto volumétrico positivo en la operación de la planta. En cuanto a los beneficios adicionales del esfuerzo de transferencia de tecnología, se tiene:

- detección de mejoras operacionales significativas, propuestas e implantadas por personal de Pequiven, que sin duda merecen ser reconocidas.
- detección de necesidades operacionales específicas.
- empleo efectivo de la infraestructura de Intevep.
- mejor interacción entre Intevep y el Complejo El Tablazo.
- reconocimiento de Intevep como el brazo tecnológico corporativo, así como un acercamiento mayor entre Pequiven e Intevep, mediante la externalización de dudas e inquietudes por parte de operadores e ingenieros.
- diseño de nuevos experimentos en la celda piloto de Intevep.
- mejor conocimiento por parte de personal de Intevep de las áreas operacionales de la IPPCN y, por lo tanto, la posibilidad de brindar una asistencia técnica más versátil, de gran impacto, rápida y efectiva.

Según el modelo referido de Samli [5], aún estamos en la etapa del análisis del resultado de la transferencia. Un trabajo sostenido y permanente conducirá a Pequiven, con la asistencia de Intevep, a entrar en la etapa de la evaluación del esfuerzo, para aprender de esta experiencia en el futuro.

CASO 2: COMBUSTION

Una vez concluida la fase de ampliación del Complejo Petroquímico de Pequiven-El Tablazo, los requerimientos para adaptarse y generar respuestas ante los nuevos cambios representaron un esfuerzo considerable. En este sentido, el proceso de transformación de Pequiven-El Tablazo, asociado a otros elementos, influyó por ejemplo, en la disminución del factor de servicios.

En este caso, la mayoría de las calderas destinadas a la generación de vapor y hornos de procesos eran unidades desfasadas en el tiempo, lo cual, junto con la insuficiente capacidad de respuesta al proceso de transformación sufrido por Pequiven durante ese período, contribuyó a un bajo nivel de utilización

de dichas unidades.

Así, el efecto global de todas estas circunstancias incidió en la reducción considerable del factor de servicio a un valor promedio del 84% [17], lo cual disminuyó la disponibilidad de vapor para los procesos que se llevan a cabo en el Complejo.

En un esfuerzo por resolver esta situación, en 1992 Pequiven solicitó a Intevep su apoyo en esta área, lo cual posteriormente, dio origen a un proceso de transferencia de tecnología.

Durante este proceso de transferencia de Intevep a Pequiven en el área de combustión, se identificaron varias etapas, cuyas características se pueden adaptar al modelo de Samli [5].

Necesidad de transferir tecnología

Una de las primeras actividades que se llevó a cabo en el Complejo fue la evaluación de la caldera 12 del proyecto de ampliación de vapor (ASVAP) en 1992 [18]. Durante la realización de este trabajo, se detectaron irregularidades debidas tanto a factores de operación como de diseño de la unidad. Así, por ejemplo, se encontraron deficiencias en el control del proceso de combustión, lo cual indicaba, que la tecnología aún no había sido totalmente transferida al receptor o asimilada por éste. Más aún, la participación de consultores externos contratados para resolver un asunto específico, no garantizaba necesariamente la transferencia de conocimientos.

Esta situación era común en otras unidades del Complejo, lo que permitió establecer un diagnóstico general y estimar que la necesidad principal de apoyo técnico en el área de combustión estaría centrada en el reforzamiento de la capacitación del personal involucrado en esta área.

De esta manera, Intevep y Pequiven detectaron una serie de necesidades las cuales podían ser satisfechas con la capacidad de Intevep, basada principalmente en el conocimiento de la tecnología y su manejo. Así, por ejemplo, si bien el diseño y construcción de sistemas de combustión está fuera del alcance o misión de Intevep, se ha desarrollado la pericia que permite el manejo adecuado de los mismos, así como la optimización de su operación. Por tanto, Intevep serviría como agente transmisor de la tecnología, mientras que Pequiven sería el receptor.

A partir de entonces, se implantó un programa de trabajo en el área de Servicios Industriales, cuyo objetivo fue por ejemplo, identificar y minimizar las causas que originaban las paradas imprevistas de calderas y problemas asociados a combustión involucrando al personal de Pequiven en el proceso.

Aporte de Intevep - Respuesta a la necesidad

Para lograr este objetivo fue necesaria la participación de

Intevep en actividades diarias en el Complejo, en las que se requería la pericia en el área de combustión. Esto se llevó a cabo, en su etapa inicial, mediante la asignación de profesionales a dedicación exclusiva por un período de cinco meses para realizar dichas actividades, a saber:

- inspección de unidades y sistemas de combustión, durante una parada imprevista o programada
- evaluación de unidades y sistemas de combustión en operación
- elaboración de informes o notas técnicas en los que se indican los resultados de la evaluación de la unidad, recomendaciones sobre mantenimiento o instalación de equipos
- elaboración de métodos para la optimización de unidades
- participación en reuniones con asesores externos (líderes tecnológicos) contratados por Pequiven para la solución de problemas de fallas de calderas.

El resultado de este trabajo contribuyó, conjuntamente con el esfuerzo de Pequiven en otras áreas, a disminuir la frecuencia de fallas de las unidades, así como reducir el número de paradas imprevistas, según se indica posteriormente.

Adicionalmente, con el objeto de crear una "cultura de combustión", se elaboró y dictó un seminario teórico-práctico dirigido a operadores, supervisores e ingenieros de planta. Este programa tenía el objeto de difundir conceptos básicos de combustión, transmitidos en forma sencilla y dentro de un contexto totalmente operacional y práctico. Aproximadamente 100 participantes asistieron a las sesiones teóricas y 50 a las prácticas.

Dada la receptividad e interés que originó el seminario, comenzó a incrementarse el número de solicitudes de apoyo en combustión provenientes de otras áreas del Complejo diferentes a la de Servicios, con lo que se hacía aun más evidente la necesidad de Pequiven de contar con personal preparado para atender sus propios requerimientos.

El resultado del apoyo de Intevep reflejado en la disminución de fallas y mejoras operacionales, sumado a la motivación lograda con el seminario, indujeron a Intevep a la idea de realizar un curso formal y de mayor alcance, dirigido a personal de Pequiven y diseñado de manera de satisfacer al menos sus necesidades básicas.

Lo más importante de este proceso fue crear interés y conciencia en el Complejo sobre la relevancia de contar con un control adecuado del proceso de combustión como parte integral de la unidad/proceso y la necesidad de ser autosuficiente para diagnosticar, prevenir y resolver oportunamente los problemas.

Así, las condiciones estaban creadas para fomentar la idea de formar un grupo de combustión en Pequiven, contando con el apoyo de Intevep para la formación y adiestramiento del personal que lo conformaría.

Transferencia de tecnología

Como parte del programa de apoyo en el área de combustión a Pequiven-El Tablazo para 1995, se acordó como condición indispensable la disponibilidad a tiempo completo de personal profesional de Pequiven para recibir adiestramiento en combustión, mientras que, por otra parte, Intevep estableció su compromiso de implantar el programa adecuado para garanti-

zar la transferencia de conocimientos.

Bajo esa premisa se concibió un programa de adiestramiento con el objetivo de dotar al personal seleccionado de las herramientas indispensables para poder identificar y resolver de una manera autónoma, rápida y efectiva las dificultades que se presentan cotidianamente en la operación de unidades térmicas y en el área de combustión.

El plan de adiestramiento se basó en la elaboración de un "Curso de Combustión para Ingenieros" diseñado para ingenieros con escasa o ninguna experiencia en combustión e incluyó tópicos básicos y fundamentales en el área. Con el objetivo de proveer mayor facilidad en el aprendizaje, los diversos aspectos del curso se desarrollaron incluyendo información referente a los sistemas de combustión instalados en Pequiven-El Tablazo, y así asociar más fácilmente los conceptos teóricos con los equipos existentes en campo.

El programa de adiestramiento constó de dos etapas que se describen a continuación.

Primera fase

Se preparó y dictó en Intevep un curso teórico-práctico, en el que se presentaron los temas seleccionados en un manual que las referencias de unidades y sistemas de combustión existentes en el Complejo, para facilitar la asociación de conceptos con la práctica.

Los temas desarrollados durante el curso se evaluaron en forma práctica mediante sesiones de problemas y pruebas experimentales llevadas a cabo en las instalaciones del Laboratorio de Combustión de Intevep.

Las sesiones de problemas se basaron en análisis de combustión, realizando balances de masa, balances de energía, etc., utilizando hojas de cálculo de combustión y haciendo uso del programa *EFITERM*, desarrollado en Intevep para el cálculo de eficiencia térmica de calderas y hornos.

Las sesiones prácticas se efectuaron en el Sistema de Atomización y en el Horno de Combustión a escala Banco (*HCEB*) del Laboratorio de Combustión de Intevep, durante las cuales los participantes llevaron a la práctica los conceptos desarrollados en las clases teóricas en las que se trabajó con equipos, se modificaron las condiciones operacionales, etc., lo cual es permisible en una unidad de tipo experimental. Esto resultó ser sumamente ventajoso, ya que en campo es difícil o imposible realizar esta clase de ejercicios sin alterar las condiciones de proceso y/o el nivel de producción de una unidad. Esta fase tuvo una duración de dos semanas.

Segunda fase

Una vez concluido el curso teórico-práctico, se inició el trabajo de campo con el objetivo de garantizar el dominio y aplicación de conocimientos adquiridos por los participantes del curso en los diferentes sistemas de combustión y unidades con que cuenta el Complejo Petroquímico de Pequiven-El Tablazo.

Durante esta etapa que se extendió por un período de cuatro meses, se realizó una serie de actividades, tales como:

- creación de un archivo técnico con información sobre hornos y calderas del Complejo (especificaciones de diseño, planos, manuales, etc.)
- inspección y evaluación de unidades y sistemas de com-

- combustión
- medición y control de emisiones
- diagnóstico y ajuste del patrón de llamas
- evaluación y entonación de quemadores
- cálculo de tiro de hornos (tiro natural)
- construcción y evaluación de la curva de capacidad de quemadores, aplicando correcciones según la calidad del combustible empleado en cada unidad
- identificación y manejo de los diferentes sistemas de combustión instalados en las unidades térmicas (quemadores de tiro natural, forzado e inducido)
- conocimiento sobre el funcionamiento de los sistemas de control e instrumentación asociados a hornos y calderas
- elaboración de informes como resultado de la evaluación efectuada en cada unidad, en los que se incluye el diagnóstico y recomendaciones del caso.

Estas actividades se llevaron a cabo en diversas áreas del Complejo, a saber:

- i) Servicios industriales - Area 45
- ii) Servicios industriales - Planta eléctrica
- iii) Area de servicios - Planta de fertilizantes
- iv) Area de fertilizantes- Plantas de amoníaco
- v) Area de vinilos
- vi) Area de olefinas.

Impacto y beneficios

La ejecución de estas actividades en forma conjunta (Pequiven-Intevep) y de manera continua permitió al personal de Pequiven adquirir y desarrollar pericia en el área de combustión, así como establecer la metodología de trabajo necesaria para realizar labores de diagnóstico, análisis y solución de problemas.

Dada la diversidad de equipos y sistemas existentes en Pequiven-El Tablazo, fue necesario cubrir un amplio espectro de casos, muchos de ellos diferentes entre sí, que requerían la aplicación de métodos de análisis distintos unos de otros.

Un ejemplo del impacto de esta labor de transferencia de tecnología, se ha reflejado, no sólo en la disminución considerable de paradas imprevistas por fallas de las calderas y en las mejoras operacionales en hornos de procesos, sino también en la concientización de los operadores y supervisores de planta sobre la importancia y beneficios del manejo y operación adecuada de los sistemas de combustión.

Así, como resultado de este trabajo fue la eliminación de fallas en las calderas del área de fertilizantes debidas a la instalación de un deflector de llamas, lo cual constituía un 17% del total de paradas imprevistas entre 1990 y 1994 [18].

Otro caso es el reformador H1-A de la planta de amoníaco, donde la recomendación de modificar los inyectores de gas combustible condujo a un cambio total y favorable del patrón de llamas que se reflejó en un incremento de la temperatura de salida del proceso (la cual se asemeja a la de diseño), lo que contribuyó al aumento de capacidad observado (4-6 TMD de amoníaco) después de efectuar las recomendaciones propuestas.

Evaluación de la transferencia

Un indicador que sugiere que la tecnología ha sido transferida y absorbida por el receptor, ha sido el creciente y progre-

sivo número de solicitudes de apoyo que recibe el Grupo de Combustión para realizar actividades de evaluación, optimización y seguimiento en unidades de diversas áreas del Complejo, actividades que se llevan a cabo sin la asistencia de Intevep.

En síntesis, Pequiven es autosuficiente para satisfacer sus requerimientos básicos de atención, seguimiento y prevención en el área de combustión.

Conclusiones

Se evidencia en los dos ejemplos presentados, que se pueden lograr resultados operacionales satisfactorios a través del manejo cabal de la tecnología, incluso en aquellos casos en los que la tecnología no es propia, sino adquirida. Punto importante en este proceso es la verificación de que la tecnología efectivamente se transfiera del emisor al receptor, que en este caso fue Pequiven en el Complejo El Tablazo. Intevep, como empresa de servicios tecnológicos, demostró estar en capacidad de cumplir un rol crucial en los procesos de transferencia de tecnología. Tales procesos constituyeron experiencias prácticas, cuyo centro y fin son personas, usuarios de la tecnología. Se espera que aquellos procesos de transferencia exitosos, donde la tecnología del emisor efectivamente funciona en el receptor, redunden en ventajas competitivas para los negocios asociados.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento por la gran disposición del personal de la planta CSO II de El Tablazo para la realización de este trabajo, así como del recién formado grupo de combustión del Complejo. Del mismo modo, agradecen particularmente a los licenciantes de la tecnología cloro soda (OxyTech, DuPont y Asahi Glass) por su apertura y provisión de información, al Departamento de Análisis y Evaluación de Intevep (ATAE) por su valiosísima participación en el proceso de transferencia de tecnología cloro-soda de membranas.

Referencias

1. Porter, M. E. *The competitive advantage of nations*. The Free Press, Nueva York, 1990.
2. Stobaugh, R. Channels for technology transfer: the petrochemical industry. En *Technology crossing borders*, Stobaugh, R.; Wells, L. T., Jr., eds. Boston. Harvard Business School Press; 157-176, 1984.
3. Erdilek, A.; Rapoport, A. Conceptual and measurement problems in international technology transfer: a critical analysis. En *Technology transfer. Geographic, economic, cultural and technical dimensions*, Samli, A. C., eds. Quorum Books, Westport, 249-261, 1985.
4. Robinson, R. D. *Issues in international technology transfer*. Informe privado. MIT, Cambridge, 1985.
5. Samli, A. C. Technology transfer: the general model. En *Technology transfer. Geographic, economic, cultural and technical dimensions*, Samli, A. C., eds. Quorum Books, Westport, 3-15, 1985.
6. Cortes, M.; Bocock, P. *North-South technology transfer. A case study of petrochemicals in Latin America*. The

- Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1984.
7. Ronstadt, R. C. R&D abroad by U.S. multinationals. En: *Technology crossing borders*. Stobaugh, R.; Wells, L. T., Jr., eds. Harvard Business School Press, Boston, 241-264, 1984.
 8. Oldham, C. H. G. Science, technology and development: lessons of the last 30 years. En: *Chemistry and developing countries*. Coomber, D. I.; Langer, S. S.; Pratt, J. M. eds.; Londres: Commonwealth Science Council/The Royal Society of Chemistry; 1992; 95-100.
 9. Tcheknavorian-Asenbauer, A.; Oxley, J. H. Impact of the chemical industry on the development of the Third World. En: *Chemistry and developing countries*. Coomber, D. I.; Langer, S. S.; Pratt, J. M. eds. Londres: Commonwealth Science Council/The Royal Society of Chemistry; 1992; 101-105.
 10. Rosemberg, N. *Competir para ganar. Gerencia 92*. Octubre, Caracas, 1992.
 11. Cassella, A.; Izquierdo, A.; Layrisse, I.; Lazo, M. J.; Rodríguez, O.; Salas, R. Gestión tecnológica. Una herramienta efectiva para conferir competitividad al negocio. *Visión Tecnológica*, 2(1): 4-12; 1994.
 12. Pequiven. *Estrategia tecnológica*. Inf. Caracas, 1994
 13. Perret-Gentil, C. *Guía de desarrollo de tecnologías*. Intevep, S. A., Los Teques, 1993.
 14. Perret-Gentil, C. *Anexo de la Guía de desarrollo de tecnologías*; Intevep, S. A., Los Teques, 1994.
 15. Gerner, H. M. B.; Theobald, R. D. Global operating experience with ion exchange membranes in modern chlor-alkali cell technologies. Curry, R. W. ed. London *International Chlorine Symposium*; 1994, 1-3 junio; Londres. Cambridge: The Royal Society of Chemistry; 1995: 173-184.
 16. Burney, H. S.; Talbot, J. B. Report of the electrolytic industries for the year 1990. *J. Electrochem. Soc.*, 138(10):3140-3172; 1991.
 17. Moreno, O.; Guerra, N.; Cárdenas, C.; Casique, L.; Jiménez, E. *Evaluación técnica - Caldera 12 ASVAP*. Inf. Técn. INT-RPRF-0001,93, Intevep S. A., Los Teques, 1993.
 18. Poveda, J. *Fallas en calderas de generación de vapor del Complejo desde 1990 hasta 1994*. Inf. Técn. Superintendencia de Servicios Técnicos, Complejo Petroquímico El Tablazo, Pequiven, S. A., 1995.



José Manuel Garnica. Licenciado en química, cum laude, Universidad Simón Bolívar (USB), 1985; doctorado en fisicoquímica, Imperial College, University of London, Inglaterra, 1990; post-doctorado en electrocatálisis, Università di Milano, Italia, 1992. Estuvo asignado en Pequiven, El Tablazo en 1993-1994 y en Pequiven, Caracas, 1995 trabajando en el área de cloro soda. Actualmente, es responsable del apoyo tecnológico para el negocio de cloro vinilos de la UNOP en Pequiven, Caracas.



María Teresa Terrer. Licenciada química, Universidad Simón Bolívar (USB), 1982; maestría en Fuel Science en The Pennsylvania State University (PSU), 1987. En ese año ingresó a Intevep, S. A. en la Sección de Combustión, Departamento de Refinación. Participó en el proyecto de combustión de materiales residuales y ORIMULSION®. Actualmente, desempeña actividades de asistencia técnica a las filiales en el área de combustión y ahorro energético, y trabaja en proyectos de investigación y desarrollo en formación y control de emisiones de combustibles líquidos.



Francisco Rosa C. Químico ingeniero de la Ecole Nationale Supérieure de Chimie, Burdeos, Francia, 1976; doctorado en química aplicada, área de catálisis en Brunel University, Londres, Inglaterra, 1982. Desde su ingreso a Intevep en 1984, ha trabajado en el área de petroquímica. Se ha desempeñado como jefe de la Sección de Petroquímicos Básicos y líder de los proyectos de asistencia técnica a los complejos petroquímicos de Morón (Estado Carabobo) y El Tablazo (Estado Zulia). Actualmente, es gerente del Departamento de Petroquímica de Intevep.

José G. Viloria S. Ingeniero químico, Universidad Simón Bolívar (USB), 1980. Ese mismo año ingresó a Lagoven, S. A. (filial de Petróleos de Venezuela, S. A.). Participó en el proyecto de Suministro alterno al área metropolitana (SAAM) (1983-1986), en la expansión del Complejo El Tablazo, actuando como supervisor en control de proyectos y líder del de Sistema contraincendio (1987-1992), en el programa de adiestramiento en el trabajo, mención control de proyectos, en la compañía CE Lummus, Bloomfield, New Jersey (1992-1993). Desde 1993 ha ocupado distintas posiciones gerenciales en el Complejo El Tablazo. Actualmente, se desempeña como gerente de las plantas de olefinas.

INCREMENTO DE EXTRACCION DE LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN) MEDIANTE RECIRCULACION DE GASOLINA NATURAL

Margiori Rivas M., José Luis Bracho y James Murray

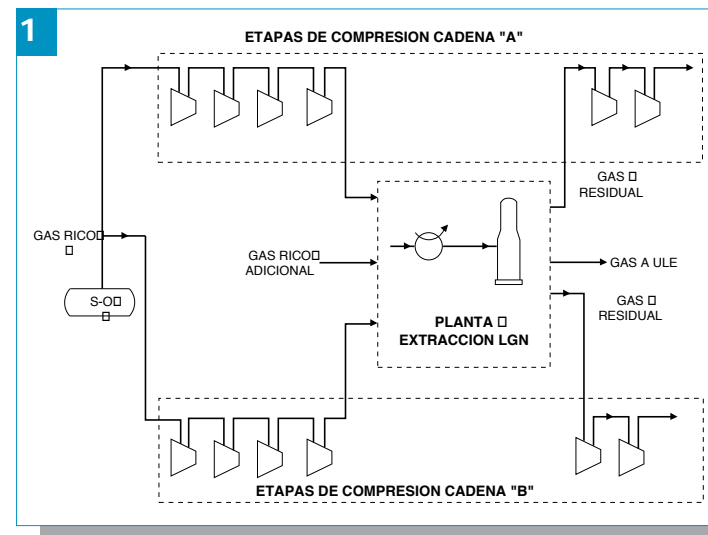
División Occidente, Lagoven, S. A.

En vista de que el gas procesado en las plantas compresoras Tía Juana 2 (PCTJ-2) y Tía Juana 3 (PCTJ-3) de Lagoven, S. A. (filial de Petróleos de Venezuela, S. A.) se ha venido empobreciendo con el tiempo, la producción actual de gas natural líquido (LGN) y la eficiencia de las mismas son significativamente menores que las de diseño y que las obtenidas originalmente. Por ello y con el fin de incrementar principalmente la producción de propano, se realizó un estudio de optimización de la recirculación de corrientes de condensado e instalación de absorbedores, de manera tal de influenciar las constantes de equilibrio del proceso, y lograr una extracción más profunda. Esta optimización incide positivamente en los factores de eficiencia. Como opciones de corriente de recirculación se consideraron la de la gasolina natural obtenida del fraccionamiento que se efectúa corriente abajo del proceso de extracción, y la de un condensado previamente acondicionado en un nuevo proceso, inmediatamente después de la extracción, sin afectar el proceso normal de fraccionamiento. Se determinó que, desde el punto de vista técnico-económico, el esquema de recirculación de gasolina resultó ser el proceso más eficiente para la recuperación de propano. En tal sentido, Lagoven S. A. ha emprendido la ejecución de un proyecto en cada una de estas plantas, con el propósito de implantar este esquema de optimización. Para ello, se están desarrollando las correspondientes ingenierías y para 1997 se preve la completación física de las modificaciones asociadas.

Lagoven, S. A. (filial de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA)) cuenta dentro de sus instalaciones con las plantas compresoras Tía Juana 2 (PCTJ-2) y Tía Juana 3 (PCTJ-3). Cada una de ellas, muy semejantes entre sí, presenta dos secciones principales: compresión de gas y extracción de líquidos del gas natural (LGN) (Fig. 1). La sección de compresión comprende en PCTJ-2 dos cadenas conformadas cada una por 6 compresores centrífugos en serie (7 en PCTJ-3), las cuales pueden operar independientemente. Por lo general, esta sección procesa 410 MMPCED de gas (420 en PCTJ-3); la presión normal de entrada es de 45 libras por pulgada cuadrada manométricas (lppcm) (25 para PCTJ-3) y la de descarga 1.600 lppcm, para ambas plantas. La sección de extracción de la PCTJ-2 tiene una capacidad de diseño de 24.700 BPD (21.500 en PCTJ-3) y puede describirse como sigue (Fig. 2): El gas proveniente de la 4ta. etapa de compresión en PCTJ-2 (5ta. etapa en PCTJ-3) de cada cadena, luego de dividirse y pasar por un tren de intercambiadores, es enfriado a -35°F en dos enfriadores (uno en PCTJ-3), mediante un sistema de refrigeración mecánica con propano. Por efecto del enfriamiento, se produce una condensación de los hidrocarburos más pesados del gas. En la Fig. 3 se ilustra la variación de la constante de equilibrio K, para el propano

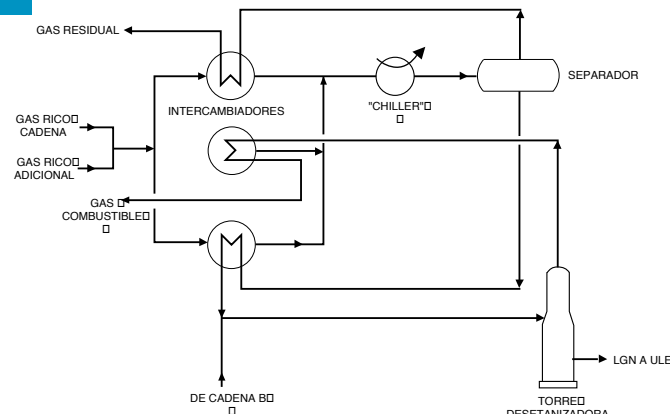
Given that gas processed in compression plants Tía Juana 2 (PCTJ-2) and Tía Juana (PCTJ-3) of Lagoven, S. A. (subsidiary of Petróleos de Venezuela, S. A. - PDVSA) has become leaner through time, current production of natural gas liquids (NGL) and plant efficiency are significantly low, compared to design and first obtained values. In this sense and aimed at increasing propane production, an optimization study on condensate stream recirculation and absorber installation was carried out to affect process equilibrium constants, and to obtain a deeper extraction. The optimization affects positively extraction efficiency. Recirculation stream options considered were recirculation of natural gasoline from downstream fractionation process, and recirculation of a conditioned unfractionated deethanized condensate stream. From a technical-economic point of view, natural gasoline recirculation scheme proved to be the most efficient propane recovery process. Accordingly, Lagoven, S. A. has undertaken a project to install this optimization scheme in PCTJ-2 and PCTJ-3 plants. Engineering stages are currently underway, and by 1997, physical modifications associated to the installation shall be completed.

del gas de alimentación de la planta PCTJ-2, por el efecto de la disminución de temperatura. Un comportamiento similar se obtiene para el resto de los componentes de los LGN.



Esquema del sistema actual de PCTJ-2/PCTJ-3.

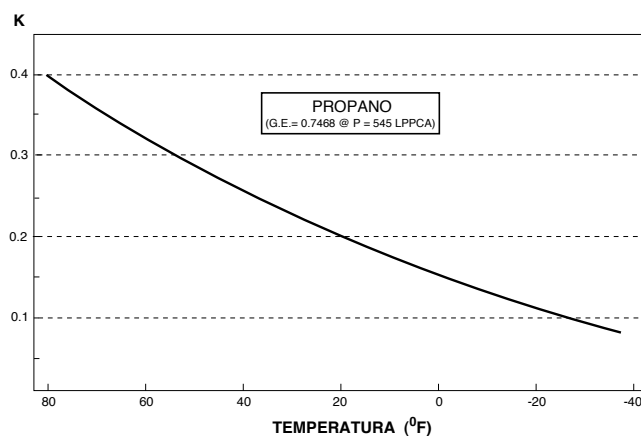
2



Esquema del proceso existente - Sección de extracción de LGN en PCTJ-2/PCTJ-3.

Una vez enfriados los hidrocarburos más pesados del gas, se dividen en un separador en las fases gaseosa, líquida y de glicol, este último inyectado previamente mediante boquillas en los intercambiadores y en los enfriadores, para inhibir la formación de hidratos. Las corrientes gaseosa y líquida pasan entonces a los intercambiadores de calor que enfrían al gas de entrada. Posteriormente, la corriente gaseosa o "gas residual" es reintroducida a la sección de compresión, en tanto que la corriente líquida es enviada a una torre desetanizadora, donde se eliminan el metano y el etano.

3



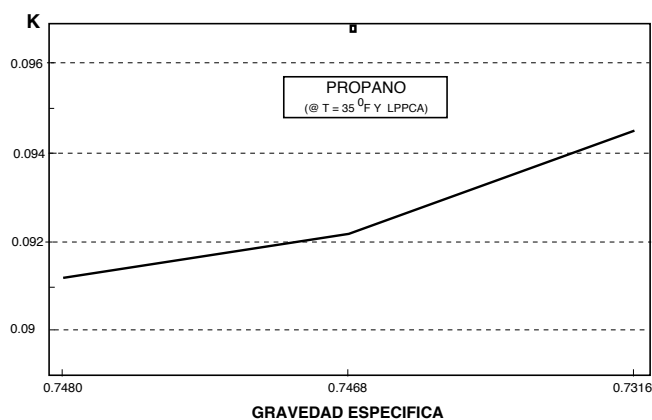
Variación de K con la temperatura.

El condensado estabilizado es enviado, a través de tubería, a la planta GLP-2 ubicada en el Complejo Ulé, para su fraccionamiento en propano, butanos y gasolina natural.

Cabe mencionar que además del gas de cada cadena, como resultado de un proyecto recientemente implantado, la sección de extracción de LGN de PCTJ-2 procesa en el orden de 50 MMPCED de gas adicional, inyectado directamente desde el sistema de transferencia de gas de alta presión, para una producción actual de LGN en el orden de los 20 MBPD. En tanto que la planta PCTJ-3 produce en el presente 13 MBPD, cantidad que se verá incrementada próximamente a 14,5 MBPD, por la ejecución de un proyecto análogo al indicado para la PCTJ-2.

En el diseño original de las secciones de extracción de LGN de PCTJ-2 se consideraron factores máximos de recuperación para el propano, butano y gasolina natural de 64, 89 y 98%, respectivamente, (63, 88 y 97% para PCTJ-3). Actualmente, estos factores, en su mayoría, están por debajo de los de diseño, esto es 63, 87 y 97% (55, 83 y 99% para PCTJ-3), debido a que el gas procesado tiene una menor riqueza, que afecta las constantes de equilibrio. En la Fig. 4 se ilustra, para el caso del propano, cómo la reducción de la riqueza del gas influye negativamente en la constante de equilibrio. Un comportamiento similar se obtiene para el resto de los componentes del LGN. Dado que no puede influirse en la riqueza del gas pro-

4



Variación de K con la gravedad específica.

cesado, las referidas plantas poseen actualmente capacidad disponible de extracción. Con el fin de aprovechar esta capacidad, y obedeciendo a la visualización de nuevas oportunidades de mejoras que permitieran incrementar la producción de LGN en ambas plantas, se realizó un estudio de optimización, objeto del presente trabajo, el cual incide positivamente en los factores de recuperación de LGN, principalmente propano, mediante un proceso de extracción más profunda. Esta optimización consiste en la recirculación de corrientes de condensado para su uso como absorbente dentro del proceso actual de extracción de LGN.

ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

Previo análisis de los procesos que se llevan a cabo en las plantas de extracción y procesamiento de LGN de Lagoven, se determinó que las opciones más factibles y atractivas, para la recirculación de condensado en la PCTJ-2 y PCTJ-3 son:

- Recirculación de gasolina natural proveniente del Complejo GLP de Ulé.
- Recirculación de condensado proveniente de la torre desetanizadora de cada planta, previamente acondicionado para tal fin.

Considerando, además, que la eficiencia de cualquier proceso de absorción se incrementa por factores tales como: mayor relación entre el absorbente y el gas de entrada, menor temperatura del absorbente pobre, y por la calidad del absorbente

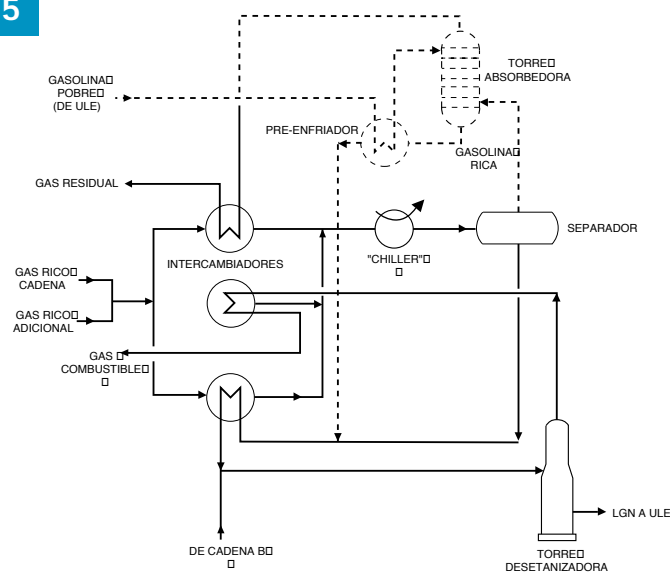
te en sí, el proceso propuesto para cada una de estas alternativas es el que se describe a continuación.

Recirculación de gasolina natural (Fig. 5)

En esta opción, la gasolina natural proveniente del Complejo GLP de Ulé (gasolina pobre), previamente pre-enfriada, entraría en contacto con el gas residual del separador del enfriador, a través de una nueva torre absorbidora, en cada cadena, de tal manera que absorba los componentes más pesados de dicho gas. Posteriormente, la gasolina rica así obtenida, se uniría con la corriente de alimentación de la torre desetanizadora, para su estabilización. El condensado estabilizado, el cual lleva consigo la gasolina absorbente, sería enviado a la planta GLP-2 de Ulé para su fraccionamiento, tal como ocurre en el proceso actual.

El pre-enfriamiento se efectuaría mediante la corriente del producto líquido proveniente del fondo de la torre absorbidora.

5

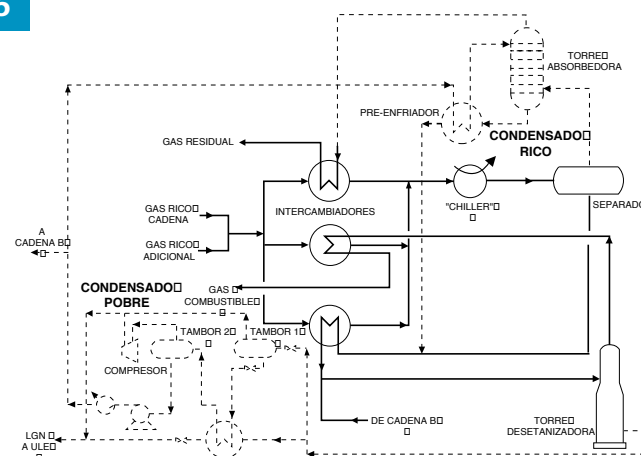


Esquema alternativa de recirculación de gasolina natural.

Recirculación de condensado de la torre desetanizadora (Fig. 6)

Se propone que en esta opción el condensado proveniente de la torre desetanizadora sea desbutanizado, mediante un proceso de expansión y separación. Se utilizaría la energía de la corriente del fondo de la torre desetanizadora, para su incorporación en el proceso de extracción como absorbente, de manera similar a la expuesta para el caso; es decir, dicho condensado, previamente pre-enfriado, entraría en contacto con el gas residual del separador del enfriador a través de una nueva torre absorbidora, en cada cadena. Posteriormente, el condensado rico obtenido, se uniría con la corriente de alimentación de la torre desetanizadora, para su estabilización. Al igual que en la opción anterior, el pre-enfriamiento se efectuaría mediante la corriente del producto líquido proveniente

6



Variación de K con la gravedad específica.

del fondo de la torre absorbidora.

El proceso de expansión y separación al cual se sometería el condensado de la torre desetanizadora consistiría en lo siguiente: el producto de fondo de la torre desetanizadora se dividiría en dos corrientes, una de las cuales sería expandida en una primera etapa en un tambor de vaporización. Los vapores formados serían inyectados a la corriente no expandida, aguas abajo de la válvula de control del nivel del fondo de la torre; mientras que la fase líquida, proveniente de este separador sería calentada con la corriente no expandida, para luego ser llevada a una segunda etapa de expansión.

Los vapores generados en esta nueva etapa serían recomprimidos y mezclados con los vapores formados en la primera etapa de expansión y con la corriente no expandida, para luego ser enviados a la planta GLP-2 de Ulé para su fraccionamiento. La fase líquida de esta segunda etapa sería bombeada, enfriada y utilizada como absorbente.

Cabe mencionar que este esquema de vaporización y separación fue el considerado porque requiere poca energía externa (recompresor y bombas), mientras que el esquema alternativo y convencional constituido por una torre de fraccionamiento demandaría un sistema adicional de calentamiento, además de condensadores en el tope, lo que resultaría en este caso particular de mayores inversiones.

COMPARACION DE ALTERNATIVAS

Productos del proceso

Utilizando el paquete de computación HYSIM de la compañía Hyprotech, se simuló, el proceso actual, así como el de ambas alternativas planteadas, para cada planta, obteniéndose los siguientes resultados y factores de recuperación:

	CASO ACTUAL			
	PCTJ-2		PCTJ-3*	
Producción total LGN, bpd	C3	8.490	C3	5.851
bpd	20.219	C4	6.572	14.056
bpd		C5+	5.157	C4
				C5+
				4.026

*Se consideró implantado el proyecto de inyección de gas rico adicional en la sección de extracción de LGN de esta planta.

PCTJ-2						
Recirculación de gasolina			Recirculación de condensado de la torre desetanizadora			
Total LGN, bpd	C3	10.157	C3	10.017		
	C4	7.493	C4	7.064		
	C5+	7.108	C5+	5.040		
Tasa de recirculación, bpd	2.400		2.932			
Producción neta LGN, bpd	22.358		22.121			
LGN adicional, bpd	C3	1.667	C3	1.527		
	C4	893	C4	492		
	C5+	(421)	C5+	(117)		

PCTJ-3						
Recirculación de gasolina			Recirculación de condensado de la torre desetanizadora			
Total LGN, bpd	C3	8.031	C3	7.564		
	C4	5.041	C4	4.523		
	C5+	7.252	C5+	3.750		
Tasa de recirculación, bpd	3.900		4.910			
Producción neta LGN, bpd	16.424		15.837			
LGN adicional, bpd	C3	2.180	C3	1.713		
	C4	815	C4	344		
	C5+	(627)	C5+	(276)		

La tasa de recirculación en ambas opciones quedó establecida por la capacidad disponible en la torre desetanizadora y los equipos asociados, para procesar la corriente líquida del proceso principal, conjuntamente con el condensado rico recirculado.

	Factores de recuperación, %					
	PCTJ-2			PCTJ-3		
	C3	C4	C5+	C3	C4	C5+
Caso actual	62,5	86,5	97,3	55,2	82,7	99,4
Recirculación de gasolina	74,8	98,3	89,4	75,7	98,9	84,0
Recirculación de condensado de la torre desetanizadora	73,8	93,0	95,1	71,3	89,6	92,6

CAPACIDAD DE FRACCIONAMIENTO DE LOS PRODUCTOS

Dado que la producción de LGN de *PCTJ-2* y *PCTJ-3* se fracciona en la misma planta de GLP-2 del Complejo Ulé, fue necesario analizar si esta última posee actualmente capacidad de fraccionamiento para el nuevo volumen de LGN involucrado. El resultado de este análisis se muestra a continuación:

bpd	Recirculación de gasolina	Recirculación de condensado de torre desetanizadora
Capacidad de diseño de la planta GLP-2	41.635	
LGN a GLP-2 de PCTJ-3	20.324*	15.837
LGN a GLP-2 de PCTJ-2	24.758*	22.121
LGN total a GLP-2	45.082	37.958
Capacidad disponible de GLP-2	(3.477)	3.677

* Incluye la corriente de gasolina natural recirculada.

Se observa que con la opción de recirculación de condensado de la torre desetanizadora no se excedería la capacidad de fraccionamiento de la planta GLP-2, lo cual si ocurriría con la opción de recirculación de gasolina. En otras palabras, con este último esquema se tendría que incrementar dicha capacidad, lo cual amerita cambios o modificaciones mayores ("revamp"), tales como: cambios de bandejas de las torres fraccionadoras, modificación de los condensadores de las torres, cambios de tuberías y accesorios en los rehervidores, entre otros.

Para llevar a cabo estos trabajos, sería necesario un paro prolongado de la planta GLP-2, lo cual no es operacionalmente factible, por el impacto que ello representaría en el suministro de productos a la Refinería de Amuay de Lagoven, y al mercado interno. En vista de esta limitación, queda descartada la posibilidad de este tipo de modificaciones.

Por tales motivos, se analizó otra opción de fraccionamiento que permitiera procesar en la planta GLP-2 de Ulé sólo parcialmente la producción de LGN proveniente de *PCTJ-2* y *PCTJ-3*, de tal forma de no exceder su capacidad.

Es así como, tomando en consideración factores como: facilidades de instalación, uso de equipos existentes, capacidad de calentamiento y espacio disponible, se concibió un esquema modificado para la recirculación de gasolina, que contemplaría fraccionar parte del LGN procedente de ambas plantas, en la torre T-8, actualmente disponible y fuera de servicio, ubicada en la planta GLP-1 del Complejo Ulé, previa adecuación para este fin. De esta forma, la opción de recirculación de gasolina fue modificada incluyéndole, además de la absorción refrigerada en *PCTJ-2* y *PCTJ-3*, costafuera, el fraccionamiento parcial del LGN en nuevas instalaciones en tierra, como se detallará más adelante.

Cabe destacar que este esquema modificado permitiría aumentar la tasa de recirculación de gasolina indicada anteriormente desde 2.400 bpd hasta 7.000 bpd, en *PCTJ-2*, y desde 3.900 hasta 7.600 bpd, en *PCTJ-3*; con lo cual se obtiene, por ende, una mayor recuperación de LGN para ambas plantas.

Considerando estas modificaciones, se compararon las inversiones para ambas opciones y se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 1.

ANALISIS DE RESULTADOS

Tomando en cuenta el tipo de instalaciones involucradas, los productos obtenidos y los costos asociados se deduce lo siguiente:

- La recirculación de una corriente de hidrocarburos más pesados de LGN (gasolina natural o condensado desbutanizado) y la instalación de un proceso de absorción refrigerada, dentro del proceso actual de extracción de LGN de *PCTJ-2* y *PCTJ-3* incrementaría la producción de estos líquidos, en esencia, propano y butano.
- Recircular gasolina natural proveniente del Complejo

Tabla 1. Inversiones para las opciones evaluadas (MMBs.)

		Recirculación de gasolina	Recirculación de condensado de torre desetanizadora
<i>PCTJ-2</i>	Sistema de absorción	1.270	2.080
	Sistema de transporte	430	-
	Sistema de fraccionamiento*	300	-
	Total	2.000	2.080
<i>PCTJ-3</i>	Sistema de absorción	1.284	2.150
	Sistema de transporte	320	-
	Sistema de fraccionamiento*	-	-
	Total	1.604	2.150

* Por estrategia en la ejecución de los proyectos, las modificaciones para el fraccionamiento en la torre T-8 fueron asignadas sólo al proyecto de la planta *PCTJ-2*.

GLP de Ulé resultaría más atractivo que recircular condensado de la torre desetanizadora, debido a que:

- i) Se obtiene un mayor beneficio en la producción neta de *LGN*.
- ii) Las instalaciones requeridas para su implantación serán menos costosas y de menor complejidad.

De esta manera, el esquema global establecido para optimizar el proceso actual de extracción de *LGN* de la planta *PCTJ-2* y *PCTJ-3* quedó definido como recirculación de gasolina natural con fraccionamiento parcial en la torre T-8. A fin de implantar el mencionado esquema de optimización, Lagoven ha emprendido la ejecución de un proyecto para cada una de estas plantas, cuyas correspondientes ingenierías se desarrollan actualmente. La ejecución física de las modificaciones asociadas se preve para 1997. A continuación se presenta un resumen de tales proyectos.

DESCRIPCION DE LOS PROYECTOS

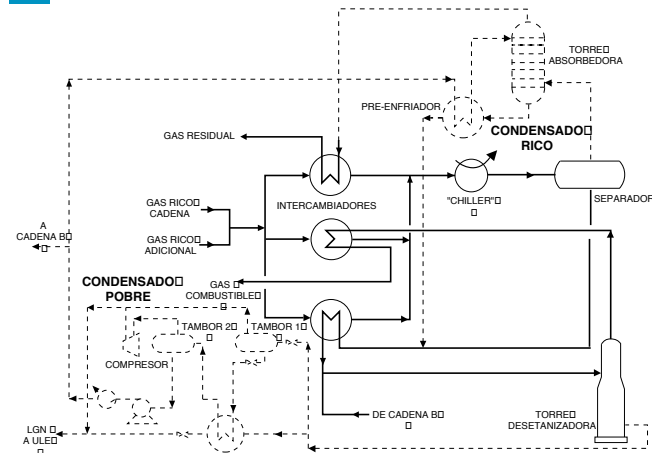
Los proyectos consistirán en adicionar a la unidad de extracción de *LGN*, tanto de la planta *PCTJ-2* como en la *PCTJ-3*, un proceso de absorción refrigerada que utilizará como medio absorbente gasolina natural proveniente del Complejo GLP de Ulé, e instalar un proceso de desbutanización en dicho complejo (Fig. 7).

El nuevo proceso de absorción con gasolina natural, para cada planta, se ubicará en una plataforma adyacente a las instalaciones de extracción de *LGN*. En tanto que el nuevo proceso de fraccionamiento en Ulé se ubicará en un área de la actual planta GLP-1.

El proceso costafuera, tanto de *PCTJ-2* como de *PCTJ-3*, estará dividido en dos trenes, uno para cada cadena, y utilizará dos mezcladores estáticos, dos torres de absorción, cuatro intercambiadores de calor y cuatro bombas. El proceso en Ulé constará de un tambor de vaporización, una torre desbutanizadora con sus equipos asociados y un intercambiador de calor como precalentador de alimentación.

Cada torre absorbidora de *PCTJ-2* se diseñará para procesar 200 MMPCED (210 en *PCTJ-3*) de gas residual, con un conte-

7



Esquema de instalaciones. Proyecto de recirculación de gasolina natural.

nido de 1,9% (1,8 en *PCTJ-3*) de C3+, provenientes del separador del enfriador a 500 lppcm; con una tasa de circulación de gasolina natural pobre de 3.500 bpd (3.800 para *PCTJ-3*) a -22°F en *PCTJ-3*.

El gas pobre que sale por el tope de la absorbidora, ahora con un contenido de 0,74% (0,62 en *PCTJ-3*) de C3+, se utilizará como medio enfriante en el intercambiador gas-gas donde se calienta antes de retornarlo al tren de compresión respectivo. Las pérdidas de gasolina natural en la corriente de gas pobre de cada torre, propias del proceso, se recuperarán en un futuro, mediante una sección de "esponja", la cual operará con otro absorbente pobre (Disolago).

La gasolina natural se bombeará desde el Complejo GLP de Ulé a través de una línea sublacustre que pasará por un nuevo múltiple ubicado cerca de la *PCTJ-3*, donde se distribuirá a cada planta.

La gasolina pobre que llega a cada planta, se pre-enfriará en un intercambiador de calor con la gasolina natural rica que abandona la absorbidora por el fondo, la cual se calentará y se mezclará con el gas rico proveniente de la cadena de compresión y del sistema de transferencia de gas a alta presión, utilizando un mezclador estático. Luego, la corriente de salida de este equipo se separará en dos fases: el gas alimentará las instalaciones de extracción de *LGN* y el condensado rico se enviará al Complejo GLP de Ulé por presión diferencial, a través de una línea que seguirá la misma ruta de la línea de gasolina natural pobre.

El condensado rico que llegue a Ulé se introducirá a un tambor de vaporización donde se separará en dos fases: el líquido se precalentará en un intercambiador de calor con la corriente de gasolina natural pobre proveniente de la torre desbutanizadora, antes de alimentarse ésta, la cual utilizará un condensador parcial. El gas rico proveniente tanto del tambor de vaporización como del tambor de reflujo de la torre se procesará inicialmente en la planta GLP-1 y, posteriormente, en la futura Planta GLP-5.

Los productos del proceso y los factores de recuperación para cada planta, así como la capacidad de fraccionamiento requerida en la planta GLP-2 de Ulé, resultantes de este esquema se muestran a continuación:

		Productos del proceso					
		PCTJ-2			PCTJ-3		
<i>LGN</i> a GLP-2, bpd (torre destanizadora)	22.497	C3	10.398	C3	8.279		
		C4	6.335	18.577	C4	4.410	
		C5+	5.764		C5+	5.888	
		C3	1.103		C3	713	
<i>LGN</i> a T-8, bpd (separador de entrada)	7.986	C4	1.313	6.350	C4	725	
		C5+	5.570		C5+	4.912	
		C3	11.501		C3	8.922	
<i>LGN</i> total, bpd	30.483	C4	7.648	24.927	C4	5.135	
		C5+	11.334		C5+	10.800	
Tasa de recirculación, bpd			7.000			7.600	
Producción neta <i>LGN</i> , bpd			23.483			17.327	
<i>LGN</i> adicional, bpd	3.264	C3	3.011	3.271	C3	3.071	
		C4	992		C4	865	
		C5+	(739)		C5+	(735)	
		Factores de recuperación, %					
		PCTJ-2			PCTJ-3		
		C3	C4	C5+	C3	C4	C5+
Caso actual		60,7	86,7	97,0	53,5	82,0	96,3
Proceso propuesto	81,0	97,6	71,8	81,7	98,7	77,0	
Incremento		20,3	10,9	(25,2)	28,2	16,7	(19,3)
Incremento global		11,0			17,8		
		bpd					
Capacidad de diseño planta GLP-2							41.635
<i>LGN</i> a GLP-2 de PCTJ-3							18.577
<i>LGN</i> a GLP-2 de PCTJ-2							22.497
Total <i>LGN</i> a GLP-2							41.074
Capacidad disponible GLP-2							561

INDICADORES ECONOMICOS

El costo total estimado (constante 1995) del proyecto para la planta *PCTJ-2* es de MMBs. 2.000, en tanto que para *PCTJ-3* es de MMBs. 1.604,0. Tomando en consideración estos costos, así como los beneficios y los costos de mantenimiento y operación correspondientes, se efectuó la evaluación económica del proyecto asociado a cada planta, que arrojó los siguientes resultados:

Indicadores económicos	<i>PCTJ-2</i>			<i>PCTJ-3</i>		
	Lagoven	PDVSA	Nación	Lagoven	PDVSA	Nación
Tasa interna de retorno (%)	27	34	77	35	44	98
Valor presente neto (MMBs.)	2.364	3.478	12.738	3.074	4.387	15.234
Eficiencia de la inversión (Bs./Bs.)	2,4	3,0	8,4	3,1	4,0	11,3
Tiempo de pago (años)	3,4	2,7	1,2	3,4	2,8	1,2

Conclusiones

- Es factible incrementar la extracción de *LGN* en las plantas *PCTJ-2* y *PCTJ-3*, mediante un proceso de absorción refrigerada utilizando 7,0 y 7,6 MBPD de gasolina natural recirculada, respectivamente, proveniente del Complejo GLP de Ulé.

- El beneficio adicional de *LGN* asociado a este esquema de optimización está en el orden de los 3 MBPD en cada planta, con una inversión de MMBs. 2.000 para *PCTJ-2* y MMBs. 1.604 *PCTJ-3*.
- Los análisis económicos correspondientes indican que los proyectos para la implantación de este esquema de optimización en ambas plantas, son muy atractivos.
- Dados estos resultados, Lagoven está procediendo con la implantación de tales proyectos, cuya ejecución física se preve completar durante 1997.



Margiori Rivas M. Ingeniero mecánico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1984. En 1985 ingresó a Lagoven, S. A., División de Occidente. Desde entonces, se desempeña como ingeniero de procesos. Actualmente, participa en el grupo de Proyectos de extracción de *LGN* de la Gerencia de Ingeniería Básica de Lagoven, en Maracaibo, Edo. Zulia. Ha desarrollado diversos proyectos en el área de inyección de agua, seguridad de plantas y procesamiento de gas.



José Luis Bracho. Ingeniero químico, Universidad del Zulia (LUZ), 1977. Ese mismo año ingresó como ingeniero de procesos a Lagoven, S. A., en el grupo de Ingeniería de Gas de la organización de Ingeniería de Petróleo, Tía Juana, Edo. Zulia. Actualmente, se desempeña como supervisor del grupo de Proyectos de extracción de *LGN* de la organización Ingeniería Básica de Lagoven, en Maracaibo, Edo. Zulia.

James Murray. Ingeniero de gas y petróleo, A&I University, Texas, EE.UU., 1957. Tiene una experiencia 39 años en la industria del gas, 20 de los cuales los trabajó en la Creole Petroleum Co. y en Exxon en posiciones técnicas y gerenciales y 19 como consultor de Jim Murray Associates, Inc. asesorando empresas de procesamiento de gas. Desde hace siete años trabaja como asesor contratado a tiempo completo de Lagoven.

EL PROYECTO TECNOLÓGICO

Frances Mc Carty

Departamento de planificación, Intevep, S.A.

El proyecto tecnológico constituye un instrumento importante en la gestión de tecnología de la Corporación. En este artículo, se define el concepto de proyecto tecnológico, en el que se destacan las similitudes y diferencias con los proyectos convencionales, y se describen los elementos claves para su buen manejo.

The technological project has been identified as an important instrument for the management of technology in the Corporation. In this article, the concept of the technological project is defined, highlighting the similarities and differences with conventional projects. Key elements in the management of technological projects are also described.

Aun cuando en la industria petrolera ha existido una plena conciencia de la trascendencia que reviste la gerencia de tecnología, en muchas ocasiones no se tiene una cabal identificación de los esfuerzos dedicados a ella, ni una exacta cuantificación de los recursos en ella invertidos. Por lo general, se hace un seguimiento informal y no se determinan debidamente los beneficios o el impacto derivado de su implantación. Surge entonces dentro de este contexto el concepto del proyecto tecnológico como instrumento que permite gerenciar de manera más efectiva la tecnología. Los proyectos constituyen una forma particularmente adecuada de administrar el quehacer tecnológico. Proporcionan una estructura flexible y eficiente para la resolución de problemas concretos y facilitan a las empresas realizar actividades y tareas que no pueden manejarse en forma efectiva con la estructura tradicional y lograr metas especiales con una perturbación mínima de las actividades operacionales cotidianas.

¿Qué es un proyecto tecnológico?

El proyecto tecnológico es aquel que contribuye a mejorar nuestra base de recursos tecnológicos; persigue aprovechar una oportunidad, optimizar la competitividad, o cubrir una deficiencia o brecha detectada. En estos proyectos, el conocimiento científico y/o de ingeniería es elemento decisivo en el logro de los objetivos y metas establecidas. Cabe destacar que por definición la implantación "masiva" de tecnologías disponibles y/o la adquisición de infraestructura/equipamiento necesarios para las operaciones no son considerados proyectos tecnológicos. Por ejemplo, la primera vez que se prueba un equipo o cuando se adquiere e internaliza una tecnología conocida pero nueva para la empresa, es materia que muy bien puede llevarse a cabo dentro de un esquema de proyecto tecnológico; sin embargo, la implantación sucesiva de dicha tecnolo-

gía constituiría un proyecto de inversión.

El vehículo para la incorporación de los aspectos tecnológicos a las necesidades del negocio es la estrategia tecnológica. Estas, a su vez, se implementan a nivel corporativo a través de la cartera de proyectos tecnológicos.

El proyecto tecnológico guarda una relación estrecha con las estrategias tecnológicas de los diferentes negocios. Si bien la estrategia es el "qué", el proyecto tecnológico es el "cómo", y constituye la unidad organizativa a través de la cual se puede lograr la implantación de las diferentes estrategias. En la Fig. 1 se resumen algunos beneficios que se derivan de los proyectos tecnológicos.

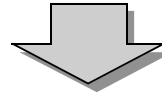
Similitudes del proyecto tecnológico con otros tipos de proyectos

Es de señalar ante todo que el proyecto tecnológico es un proyecto, y como tal comprende un conjunto de actividades relacionadas y agrupadas alrededor de objetivos y destinadas a generar productos claramente definidos. Estas actividades se realizan mediante la centralización, organización y utilización de recursos durante un lapso determinado y dentro de un esquema planificado de costo y tiempo.

De esta definición se desprende lo imperativo de planificar adecuadamente los proyectos tecnológicos. Durante la ejecución del proyecto, y a fin de administrar el uso de los recursos y la realización de las actividades, es necesario realizar un seguimiento estrecho del progreso del mismo, y tomar medidas correctivas para mantener el proyecto encaminado hacia la obtención de los productos para la fecha y dentro del costo establecido. A lo largo del proyecto, debe haber una comunicación frecuente con el cliente y una evaluación periódica de su parte. Una vez finalizadas las actividades y entregados todos los productos, debe realizarse un cierre formal del proyecto y la evaluación global de la satisfacción del cliente. Después de terminado el proyecto, puede requerirse un esfuerzo adicional de apoyo al

¿ POR QUE EL PROYECTO TECNOLOGICO ?

- AGREGA VALOR AL NEGOCIO A TRAVES DE LA TECNOLOGIA
- HACE EXPLICITOS LOS ESFUERZOS EN TECNOLOGIA
- PROTEGE LAS ACTIVIDADES DE MEDIANO / LARGO PLAZO
- FORTALECE INTERNALIZACION DE TECNOLOGIAS
- FOMENTA APLICACION / MASIFICACION DE TECNOLOGIAS
- MEJORA SEGUIMIENTO / EVALUACION DE IMPACTO-RIESGO



**APROVECHA OPORTUNIDADES
TECNOLÓGICAS**

Beneficios del proyecto tecnológico.

cliente, o seguimiento post-proyecto, para la utilización de los productos obtenidos en las operaciones.

Diferencias entre los proyectos tecnológicos y los proyectos "convencionales"

Los proyectos "convencionales" (tipo inversión/infraestructura u operación/mantenimiento) se asemejan mucho más entre sí; por lo que se han podido desarrollar procedimientos más estandarizados que definen las actividades y los productos, y permiten el seguimiento de su ejecución. En cambio, los proyectos tecnológicos son bastante distintos unos de los otros; a menudo son únicos, por lo que se requiere una gran creatividad en su planificación y posterior seguimiento.

Por lo general, los proyectos tecnológicos son, o parecen ser, menos tangibles en términos de su objetivo, muchas veces relacionado con la generación de conocimiento, y de los productos que se obtendrán. Por ejemplo, ¿cómo definir productos tangibles y concretos en un proyecto cuyo objetivo es la transferencia de tecnología o, en otras palabras, conocimiento? ¿Cómo medir el avance en un proyecto cuyas actividades principales involucran el fortalecimiento de las capacidades técnicas o el mantenimiento de la base de recursos tecnológicos (adquisición de conocimiento/formación de personal)?.

Aunado a este carácter poco tangible, muchos proyectos tecnológicos se orientan a necesidades de más largo plazo que los proyectos convencionales. Todo esto hace que los indicadores financieros utilizados tradicionalmente para seleccionar proyectos, tales como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), castigan a muchos proyectos tecnológicos. Además, por si esto fuera poco, la determinación y, sobre todo, la cuantificación, de los beneficios, o impacto, derivados de su ejecución resultan en muchos casos difíciles.

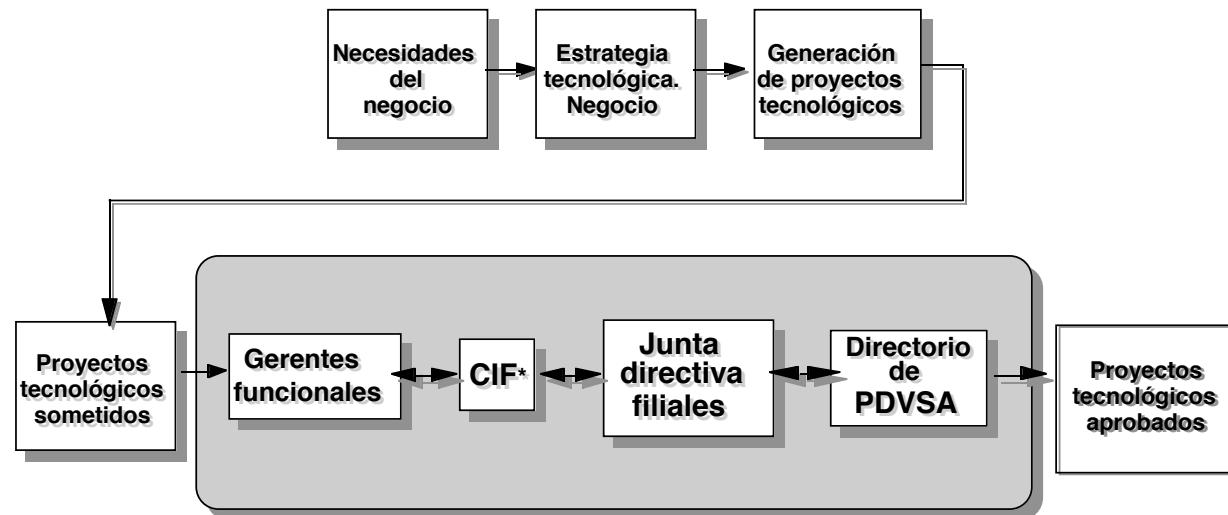
Sin embargo, por paradójico que parezca, la misma naturaleza intangible hace más necesaria la definición precisa de muchos proyectos tecnológicos antes de su inicio y un seguimiento muy estrecho durante su ejecución.

Otra de las principales diferencias entre los proyectos tecnológicos y los convencionales está en el grado de incertidumbre asociada a los mismos. Muchos proyectos tecnológicos por el tipo de actividades o por su carácter único, tienen un alto grado de incertidumbre y, por ende, son inherentemente riesgosos. En el momento de iniciar muchos de estos proyectos, no se sabe, ni se puede saber, si el producto es alcanzable, o incluso si las actividades son realizables. Existen maneras de reducir esta incertidumbre a través de un manejo adecuado del proyecto; no obstante normalmente no puede eliminarse del todo, y esto debe quedar claro desde el inicio del mismo.

Principios para una buena gerencia de proyectos tecnológicos

La naturaleza de los procesos asociados al quehacer tecnológico y el análisis de factores de éxito claves en los proyectos convencionales forman la base para establecer los principios fundamentales de manejo de proyectos tecnológicos.

Entre estos principios destacan los asociados a los roles y las relaciones entre las diferentes personas y/o figuras que intervienen en un proyecto. La participación del cliente a lo largo de la vida del proyecto es de importancia vital, ya que sus necesidades definen los objetivos del proyecto. Al final, la aplicación, por parte de este cliente, de los resultados y los beneficios obtenidos, definirán el éxito del proyecto. Este cliente puede ser externo, de otra empresa diferente a la que realiza el proyecto; o interno, de otra unidad organizativa de una misma empresa. Su rol es fundamental para el buen desenlace de un proyecto.



*CIF: Comité Interfilial Funcional

Proceso de aprobación del proyecto tecnológico.

La participación de la alta gerencia y personas cercanas a los negocios de la Corporación, en la definición, planificación y ejecución de los proyectos también es un aspecto relevante para el éxito final. Durante la etapa de definición y planificación, la gerencia proporciona los lineamientos que se seguirán en los proyectos y determina los recursos disponibles; durante la ejecución se requiere su apoyo para corregir desviaciones de lo planificado y tomar acciones correctivas. No menos importante en el manejo del proyecto tecnológico es el líder del mismo: éste es responsable de la completación de cada fase y su desempeño determina a menudo el éxito o fracaso del mismo. Ser líder de proyecto requiere tener tanto el liderazgo técnico como las habilidades gerenciales necesarias para poder cumplir sus funciones.

Todos estos participantes forman parte de un equipo (aunque a veces no están conscientes de este hecho) responsable de la efectiva ejecución del proyecto; de la obtención de los productos dentro del costo y tiempo acordados y con la

calidad requerida; y de la implantación de los productos en las operaciones.

Además de los roles y las relaciones entre los diferentes participantes, destaca el principio de "accountability", entendido para un proyecto tecnológico como la medición de la consistencia (o falta de) entre "decir lo que se va a hacer" y "hacer lo que se dijo".

La definición y aprobación de los proyectos tecnológicos en Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA)

El proceso de aprobación de los proyectos en PDVSA se presenta en la Fig. 2. En cada filial de esta Corporación existe una etapa de generación de proyectos en la cual, para los diferentes negocios y de acuerdo con la estrategia de cada uno, se identifican las necesidades y/o oportunidades tecnológicas, los requerimientos operacionales y los lineamientos presupuestarios. Luego, se conceptualizan proyectos cuyos objetivos son satisfacer o aprovechar estas necesidades, oportunidades y requerimientos.

La planificación de los proyectos es una fase importante, porque apoya una distribución y un aprovechamiento óptimos de los recursos. En esta fase se consideran aspectos, tales como el objetivo, cuál es la necesidad o requerimiento del cliente, cómo el proveedor de la tecnología propone satisfacer esta necesidad, cuáles son los beneficios de la realización del mismo, cuáles son los productos, las actividades que se llevarán a cabo, los recursos requeridos, etc. En la medida en que la consideración de estos aspectos sea un esfuerzo conjunto entre cliente y proveedor, mayor será la probabilidad de que el proyecto resultante satisfaga plenamente al primero. Además, es en esta etapa cuando se inicia la relación entre ambos, la cual es ingrediente fundamental para el desenlace exitoso del proyecto.

Una planificación acertada permite manejar y reducir la incertidumbre inherente a muchos proyectos, incorpora flexibilidad y facilita la previsión para instrumentar cam-

1. Participación del cliente a lo largo del proyecto
2. Apoyo de la alta gerencia
3. Liderazgo del proyecto
4. Planificación
5. Productos claramente definidos
6. Trabajo en equipo
7. Comunicación efectiva
8. Manejo de incertidumbre
9. Visión más allá de la completación del proyecto
10. "Accountability"
11. Evaluación por parte del cliente

3**• Seguimiento:**

El proceso de conocer y controlar el progreso de las diferentes actividades y la utilización de los recursos

• Suministro de información:

Incluye comunicación al cliente del desempeño y avance del proyecto, y acciones correctivas

• Manejo de incertidumbre:

Resolver problemas que surgen durante la ejecución del proyecto e implantar soluciones

• Transferencia de tecnología:

Fortalecimiento técnico continuo del cliente

Elementos claves de la ejecución.

bios y acciones correctivas que puedan requerirse durante la ejecución del proyecto. Por ejemplo, pueden proponerse rutas múltiples de obtención de productos, o incluso diferentes enfoques técnicos para la resolución de un problema. También pueden establecerse puntos específicos de evaluación de los resultados obtenidos en diferentes momentos del proyecto.

Sin embargo, no todos los proyectos definidos inicialmente terminan aprobados. Debido a que los recursos no son infinitos, se debe hacer una selección de los que son de mayor interés en cada negocio, a fin de optimizar el uso y la distribución de los recursos disponibles, obtener mayor compromiso con los proyectos tecnológicos y formular respuestas tecnológicas que contribuyan, de acuerdo con los recursos disponibles, a satisfacer en forma eficiente las necesidades de las filiales, dándoles un valor agregado, y los objetivos estratégicos de la Corporación.

Algunos criterios utilizados en la selección de los proyectos incluyen:

- Relación necesidades del negocio - proyecto tecnológico
- Relación estrategia tecnológica - proyecto tecnológico
- Escogencia de la mejor fuente tecnológica
- Balance de recursos entre largo y corto plazo
- Compromiso del cliente/potencial de aplicación
- Focalización del esfuerzo
- Impacto económico.

En cada filial operadora, los proyectos definitivos pasan a formar parte de su presupuesto preliminar, el cual debe ser aprobado por su Junta Directiva y el Directorio de PDVSA. Por otra parte, se introduce la información relevante sobre los proyectos al *Sistema CIF*, base de datos de cada Comité Interfilial Funcional (CIF), que permite determinar a nivel corporativo la alineación de los proyectos, o cartera tecnológica, con la estrategia respectiva, siguiendo diferentes criterios, tales como: importancia y urgencia de las necesidades del negocio, agrupaciones tecnológicas, distribución del esfuerzo por tipo de proyecto, actividades de los proyectos, balance entre corto y largo plazo, fuente de tecnología, etc. Este análisis, así como los recursos requeridos para la ejecución de la cartera, son sometidos a los CIF para su revisión.

4**• Rutas alternas****• Planes de contingencia****• Seguimiento del entorno****• Hitos de decisión****• Evaluaciones periódicas****• Interacción continua con el cliente***Manejo de incertidumbre.*

Elementos claves en la ejecución de los proyectos tecnológicos

La etapa de ejecución se basa en los cuatro elementos claves mostrados en la Fig. 3. De estos elementos, ya se ha hablado de la incertidumbre asociada a muchos proyectos tecnológicos y de cómo reducirla durante la planificación. Ahora bien, también existen maneras de manejarla durante la ejecución del proyecto (Fig. 4).

Muchos proyectos tecnológicos requieren un seguimiento muy estrecho del progreso del mismo. Este seguimiento puede incluso contemplar la evaluación constante de continuar o no el proyecto. En estos casos, el uso de hitos de decisión, alineados con la culminación de actividades o con etapas relevantes del proyecto, es de mucho valor.

En muchos proyectos tecnológicos, entre los cuales se destacan los de investigación, es perfectamente válido cancelar un proyecto antes de su terminación, si se llega, por ejemplo, a la conclusión, con base en los resultados obtenidos hasta la fecha, de que el proyecto no es técnica y/o económicamente viable (véase Fig. 5). Un cambio en las necesidades del cliente también puede ser motivo para cancelar un proyecto. Cabe destacar que esta decisión nunca debe ser producto de una mala planificación inicial, sino de hechos ocurridos en el proyecto o externos a él, durante su ejecución. La decisión debe ser, además, el resultado de un análisis cuidadoso.

El seguimiento de la ejecución del proyecto por parte del líder y la comunicación continua con el cliente, a fin de mantenerlo informado sobre el progreso y las acciones correctivas que se tomarán, si por ejemplo, se presentan desviaciones con respecto a lo originalmente planificado, constituyen otros elementos significativos que hay que considerar en el proyecto tecnológico.

Un aspecto transcendental en un proyecto tecnológico, pocas veces considerado durante la ejecución, es la transferencia de tecnología. Al fin y al cabo, lo más importante de un proyecto es que se implanten los resultados o se utilicen los productos del mismo. De lo contrario, por muy bien ejecutado que haya sido el proyecto y por muy buena calidad que tengan los productos, el esfuerzo habrá sido en vano.

Ahora bien, la tecnología difícilmente se transfiere cuando

Razones

- Cambio en estrategia
- Cambio en necesidades del cliente
- Pérdida de competitividad de los productos
- Falta de factibilidad técnica o económica
- Resultados inesperados

Beneficios

- Reasignación de recursos limitados
- Obtención de resultados corporativos más satisfactorios
- Mayor sintonía con las circunstancias cambiantes

La cancelación debe verse como un éxito, no un fracaso

Cancelación de un proyecto.

el proveedor simplemente entrega los productos al cliente y lo deja tratando de ver qué hacer con ellos. La transferencia de tecnología no puede ser un aspecto que sólo se considera al final del proyecto; se debe tomar en cuenta desde la etapa de definición y planificación y diseñar una estrategia explícita para lograr el uso de los productos obtenidos.

En la elaboración de esta estrategia, es imprescindible tomar en cuenta que la transferencia de tecnología, más que un proceso técnico, es ante todo un proceso humano, en el cual muchas veces se requiere introducir un cambio técnico en las actividades diarias o de operaciones. Muchas veces, este cambio producirá una resistencia natural por parte de los usuarios de la tecnología, aun cuando sea beneficioso para ellos. Por eso, la estrategia de transferencia de tecnología debe incluir mecanismos explícitos para vencer esa resistencia al cambio.

La transferencia de tecnología es mucho más que una relación de toma y dame, como a veces sugiere su nombre. Se trata de lograr un fin en el cual tanto el cliente como el proveedor tienen compromiso, interés y perciben beneficios. Por eso, en los últimos años, se viene hablando cada vez más de la *cooperación tecnológica* en vez de la transferencia de tecnología, que se logra cuando las personas involucradas, en vez de verse como "cliente" y "proveedor", se consideran como parte de un equipo que tiene como objetivo común, el uso de los productos del proyecto (estrategia ganar-ganar).

Beneficios de un cierre estructurado del proyecto tecnológico

Una vez finalizadas las actividades del proyecto, y entregados los productos, se procede a cerrar el proyecto. Y como éste es una estructura temporal, se disuelve el equipo y sus integrantes empiezan a dedicarse a otras activi-

dades. De allí lo esencial de realizar un cierre estructurado del proyecto, en el que se incluya un informe de cierre, con los aspectos globales que permitan aprender de las experiencias habidas, determinar áreas susceptibles de mejora y, en general, optimizar proyectos futuros. Asimismo, se debe completar la documentación del proyecto y conservarla en un lugar específico a fin de preservar el "know-how" generado en el mismo, y, por ende, la memoria tecnológica de la Corporación, de manera tal de poder disponer de la información para consultas futuras. A menudo, la implantación de los productos del proyecto requerirá algún esfuerzo adicional que está fuera del alcance del proyecto o que sucede después de su cierre. En estos casos, se define una estrategia de seguimiento post-proyecto.

Finalmente, la evaluación del proyecto por parte del cliente proporciona información importante para el mejoramiento continuo de los mismos.

Conclusiones

El proyecto tecnológico, como medio que agrega valor a la Corporación, constituye un instrumento que permite gerenciar la tecnología de manera más efectiva. Su correcta definición, planificación y ejecución son imprescindibles para el éxito.

La incertidumbre asociada a un proyecto tecnológico puede ser anticipada y reducida, de manera tal de minimizar su efecto sobre la ejecución y logros del mismo.

La activa participación de cada uno de los entes involucrados en la ejecución de las fases del proyecto es puntal decisivo de su éxito.

La estrategia para la transferencia de tecnología y la transferencia misma deben considerarse desde el mismo inicio del proyecto.

Un cierre estructurado del proyecto tecnológico asegura la

preservación de la información y su incorporación a la memoria tecnológica de la Corporación.

Bibliografía

Intevep, S. A. *Lineamientos para la planificación y ejecución de proyectos*. Los Teques, 1993.



Frances Mc Carty. *Licenciada en química, Universidad Simón Bolívar (USB), 1980; doctorado en ciencias, mención química, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1989. Ingresó a Intevep en 1987 como investigador en la Sección de Combustibles del Departamento de Productos del Petróleo, donde trabajó en las áreas de formación de depósitos en los motores y de análisis de tendencias y legislación que afecta el negocio petrolero. En 1993 participó en el ejercicio de gestión tecnológica de PDVSA. Actualmente, trabaja como asesor en las áreas de inteligencia tecnológica y planificación de proyectos, y definición de la estrategia y cartera tecnológica.*

LAS CELDAS DE COMBUSTIBLES. PRESENTE, FUTURO Y SU IMPACTO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Alfredo Morales, Juan José García*, José Manuel Garnica*, Enrique F. Rondón*,
Edgar Romero* y Francisco A. Pérez Santana***

* Departamento de Refinación, Intevep S. A.

** Gerencia General de Gas, Corpoven, S. A.

La tecnología de celdas de combustibles está dirigida a producir energía eléctrica a partir de energía química, en forma más eficiente y menos contaminante que las tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Esta tecnología tiene la ventaja de que puede utilizar distintas fuentes de combustibles, ya que para su operación sólo requiere un gas rico en hidrógeno (H_2), el cual puede provenir del gas natural, gas del carbón, H_2 , biomasa y vapores de desecho. La limitación actual para el uso de esta tecnología está en sus altos costos de inversión, en un entorno de bajos precios de los combustibles y en el alto costo de producción del H_2 . Se espera que el desarrollo y consolidación comercial de la tecnología se promueva principalmente en regiones en las que se prevea, para el mediano plazo, posibles limitaciones en el acceso a las fuentes de suministros de combustible y regulaciones ambientales sobre las emisiones, como es el caso específico de Japón y Europa. En este sentido, las empresas de generación eléctrica japonesas serán las mejor preparadas para aprovechar las ventajas que ofrecerán los desarrollos comerciales que se logren en celdas de combustibles. En el contexto actual, se estima que en los años 2000 y 2014, el mercado de las celdas de combustibles alcanzará aproximadamente una capacidad instalada del orden de los 1.200 y 18.000 mW, respectivamente. Suponiendo que la totalidad de las celdas utilizará como combustible gas natural, estas capacidades colocarían el consumo de gas en las celdas en unas 190 MMPCSD (31 MBPED) y 1900 MMPCSD (310 MBPED) para los años 2000 y 2014, respectivamente.

La tecnología de celdas de combustibles está dirigida a producir energía eléctrica a partir de energía química, en forma más eficiente y menos contaminante que las tecnologías que emplean directamente combustibles fósiles. Esta tecnología tiene la ventaja de que puede ofrecer flexibilidad en el uso de fuentes de combustibles, ya que requieren para su operación un gas rico en hidrógeno (H_2), el cual puede provenir del gas natural, gas del carbón, H_2 , biomasa y vapores de desecho.

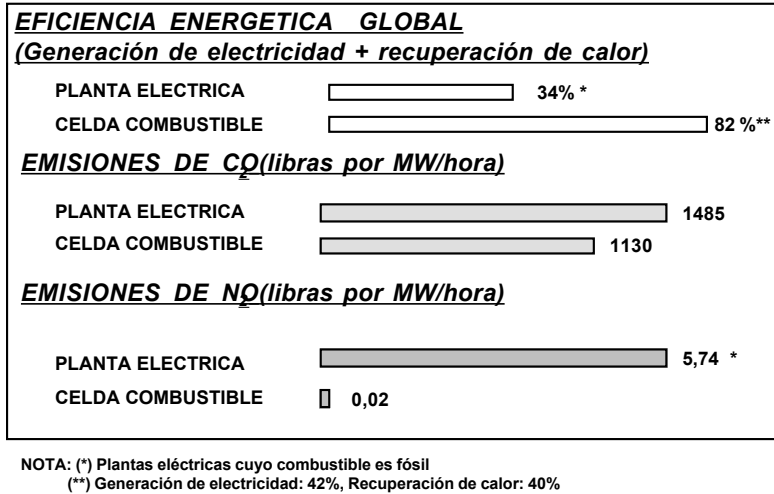
Hasta la fecha, solamente se han utilizado destilados livianos y gas natural y se ha comenzado a usar gases de carbón (gas de síntesis: $CO + H_2$). A pesar de que las celdas de combustibles fueron inventadas en 1839 [1], es sólo recientemente cuando se ha mostrado un mayor interés en su comercialización hacia sectores eléctricos y transporte, como veremos más adelante.

Las celdas de combustibles no operan bajo un ciclo termodinámico; por lo que la limitación de eficiencia térmica descrita

Fuel cells technology is oriented to produce electric energy from chemical energy, in a less polluting and more efficient way than technologies using fossil fuels. This technology has the advantage that it employs different fuel sources, since it only requires, for its operation, hydrogen rich gas, derived from natural gas, carbon gas, hydrogen, biomass and waste steam. Present limitation of using fuel cells technology is due to the high inversion required, to a low-price fuels scenary, and to the high cost of hydrogen production. Technology development and commercial consolidation might be mainly favoured in regions foreseeing, in the mid-term, possible limitations in the access to fuel supply sources, and environmental regulations on emissions. This is the case of Japan and Europe. In this sense, Japanese electrical generation companies will be the best prepared to obtain benefits from fuel cells commercial developments. At present, it is assumed that in the years 2000 and 2014, fuel cells market will reach an installed capacity of approximately 1,200 and 18,000 mW, respectively. Assuming that all cells will use as fuel natural gas, this capacity will require a gas consumption in the fuel cell of around 190 MMPCSD (31 MBPED), and 1900 MMPCSD (310 MBPED) for the years 2000 and 2014, respectively.

en la Segunda Ley Termodinámica no es aplicable [2]. Por consiguiente, la eficiencia de una celda de combustible puede ser mayor que la de una planta eléctrica convencional. En algunos casos, esta eficiencia puede alcanzar hasta un 82%. Este valor no incluye la producción del H_2 requerido en el proceso, en el que se necesita mucho calor.

En la Fig. 1, se muestra una comparación entre el nivel de emisiones de una planta eléctrica y una celda combustible. Se puede observar que la tecnología de celdas es más limpia que la que utiliza combustibles fósiles. Esto es debido a que en las celdas no hay combustión directa del combustible con el aire, por lo que las emisiones de NO_x , SO_x , CO , particulados y de hidrocarburos totales son significativamente bajas en comparación con las tecnologías convencionales. Esta característica, favorable desde el punto de vista ambiental, sumada a la alta eficiencia del sistema, podría dar ventajas a las celdas de combustibles para lograr posicionarse, principalmente, dentro del mercado del sector eléctrico.



Comparación de una celda de combustibles de gas natural con una planta eléctrica que funcione con combustible fósil.

La limitación que actualmente se presenta para la aplicación de esta tecnología se centra en sus altos costos de inversión, los cuales alcanzan valores cercanos a los 2.500 US\$/kW, en un entorno de bajos precios de combustibles. A pesar de sus altos niveles de eficiencia y atractivo ambiental, estos bajos precios no favorecen el uso de las celdas. Se espera que el desarrollo y consolidación comercial de la tecnología promoverá su uso, principalmente en regiones en las que se consideren, para el mediano plazo, las posibles limitaciones en el acceso a las fuentes de suministros de combustible y las regulaciones ambientales sobre emisiones, como es el caso específico de Japón y Europa. Dentro de este contexto, las empresas de generación eléctrica japonesas serán las mejor preparadas para aprovechar las ventajas que ofrecerán los desarrollos comerciales que se logren en las celdas de combustibles.

TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLES

Los diferentes tipos de celdas de combustibles se han clasificado de acuerdo con el electrolito utilizado, el cual define las condiciones operacionales de la celda, como por ejemplo: (1)

las características del electrodo, (2) la temperatura de operación y (3) el tipo de combustible. Estas condiciones, a su vez, tienen repercusiones sobre la selección de material de fabricación de la celda y las posibles aplicaciones comerciales. Hasta el momento, existen cuatro (4) tipos de celdas: de ácido fosfórico (CCAF), de carbonato fundido (CCCF), de óxido de sólidos (CCOS) y las de polímero (CCP). En la Tabla 1 se muestran en forma resumida las principales características de estas celdas.

Celdas de combustibles de ácido fosfórico (CCAF)

Las celdas de ácido fosfórico (CCAF) son las más avanzadas desde el punto de vista comercial y sus programas de desarrollo han propiciado la investigación en los otros tipos de celdas. Las CCAF emplean soluciones acuosas de ácido fosfórico como electrolito. Sus características de

diseño han limitado su operación en alrededor de 200°C.

Para finales de 1993, los fabricantes habían vendido más de 150 unidades, entre 150 y 50 kW de capacidad, a pesar de que sus precios estuvieron por encima del de las tecnologías competidoras y por debajo de sus costos de producción. En 1991, una compañía de generación eléctrica japonesa comenzó a operar un sistema compuesto de CCAF de 11 MW.

Se preve que estas celdas se seguirán introduciendo a escala en el mercado durante la presente década. Sin embargo, sus altos costos de inversión y características de operación limitarán su participación. Consecuentemente, las empresas e instituciones han tendido a concentrar sus esfuerzos de investigación y desarrollo (I y D) en otros tipos de celdas.

Celdas de combustibles de carbonato fundido (CCCF)

Las celdas de sales fundidas pueden usar como electrolito sales alcalinas (NaOH, KOH) o de carbonato de potasio o de litio, estas últimas denominadas celdas de carbonato fundido (CCCF).

Tabla 1. Comparación de los diferentes tipos de celdas de combustibles.

Tipo de celda	Aplicación potencial principal	Combustible	Disponibilidad comercial	Temperatura de la celda (°C)	Electrodos/electrolitos empleados en las celdas
Acido fosfórico (CCAF)	- Dispersión eléctrica - Cogeneración en sitio	Gas natural	1996	200	Pt sobre grafito/H ₂ PO ₄
Sales de carbonato fundido (CCCF)	- Dispersión eléctrica - Cogeneración en sitio	Gas natural	1992-5		
Óxido metálico (CCOM)	- Energía central	Gas natural	1996-8	650	Ni, NiO/Li ₂ CO ₃ , K ₂ O ₃
	- Cogeneración en sitio	Gas natural	1996-8		
Polímero (CCP)	- Energía central	Carbón	2000+	1.000	Metales de transición/cerámicas (ZrO ₂ estabilizado)
	- Vehículos	Carbón	2002		
		Metanol	2000+	80	Pt, aleaciones/polímeros sólidos

Las celdas de sales alcalinas, alimentadas por H₂ y oxígeno (O₂) ultrapuros, han sido empleadas en vehículos espaciales para producir agua potable y electricidad. La necesidad de usar combustible de altísima pureza las convierte en una opción muy costosa para aplicaciones convencionales [2].

En cuanto a las celdas de sales de carbonato, su alta temperatura de operación les permite la incorporación de una unidad de reformación de combustible. Las altas temperaturas que se generan en estas celdas, las hacen idóneas para casi todas las aplicaciones industriales de cogeneración, en particular en las industrias de metales primarios, química, de alimentos y de refinación.

Celdas de combustibles de óxido sólido (CCOS)

Estas celdas emplean materiales cerámicos como electrolito; operan a alta temperatura y logran aumentar su eficiencia energética gracias al aprovechamiento del calor generado. Ofrecen flexibilidad en el diseño porque el electrolito sólido puede ser moldeado, lo cual ha permitido desarrollar tres configuraciones básicas para las CCOS, a saber: tubulares, monolíticas y planas. Las celdas planas ofrecen una alta densidad energética y flexibilidad para aplicaciones comerciales, se fabrican con láminas de cerámica. Cada lámina es horneada individualmente y después ensamblada. El avance en la tecnología de celdas planas ofrece potencial para capacidades pequeñas, bajo costo de manufactura y disponibilidad de una amplia variedad de materiales para su fabricación [3, 4]. Se estima que las próximas generaciones de celdas de combustibles utilizarán electrolitos de carbonato fundido o de óxido sólido.

Celdas de combustibles de polímero sólido

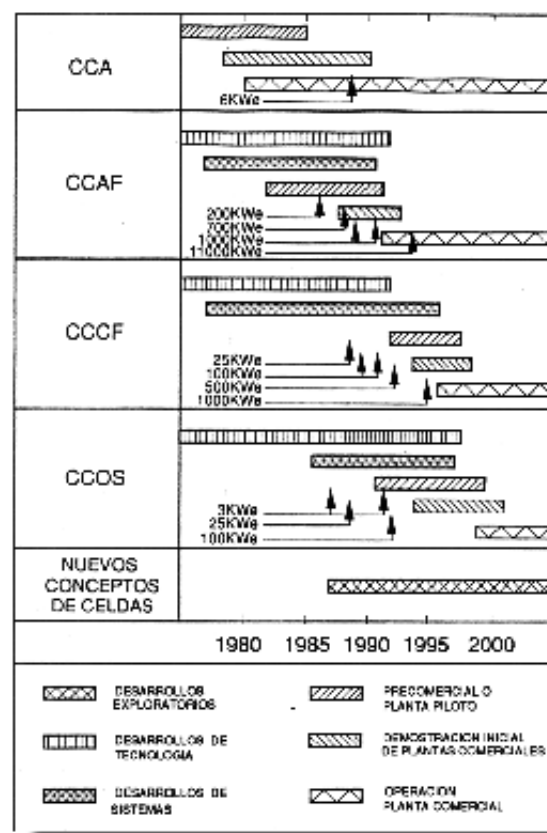
Utilizan como electrolito membranas de intercambio de protones fluorosulfonadas, como la membrana del polímero Nafion de la compañía DuPont. Este tipo de celda, de operación muy segura y baja temperatura, podría encontrar aplicación en el sector transporte. Fueron originalmente desarrolladas en las pruebas de nuevos ácidos para las CCAF, en las cuales, la alta presión de vapor de estos compuestos ocasionaba pérdidas de electrolito. Se comenzó a incrementar el peso molecular de los ácidos para reducir su presión de vapor, pero esto a la vez hizo disminuir su solubilidad en el agua. Para resolver el problema, la investigación se reorientó hacia electrolitos poliméricos sólidos, los cuales ofrecen una alta eficiencia energética a baja temperatura (aproximadamente 100°C). Actualmente, se dispone comercialmente del Nafion, considerado el componente más costoso para celdas de este tipo. Recientemente, se copolimerizó un novedoso monómero con tetrafluoroetano para producir un polímero sólido análogo al Nafion. Se espera que este nuevo polímero mejore la estabilidad térmica con respecto a la del de DuPont. El desarrollo de los electrolitos de polímeros sólidos representa un área de investigación muy activa.

En el Gas Research Institute (GRI) se completó la investigación que se estaba realizando sobre los electrolitos ácidos avanzados. Por su parte, el International Fuel Cells (IFC) está actualmente adelantando el desarrollo de los electrolitos de polímeros sólidos, usando un novedoso polímero sintetizado bajo el programa de GRI.

EVOLUCION DEL DESARROLLO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CELDAS

En la Fig. 2, se puede observar un resumen de las posibles fechas para el desarrollo comercial de cada tipo de celda. Se aprecia que las de ácido fosfórico (CCAF) se han estado introduciendo desde principios de esta década y se estima que su participación en el mercado tenderá a aumentar para finales de la presente década. Sin embargo, los altos costos de inversión y las características de operación de esta celda limitarán su participación en el mercado. Consecuentemente, las empresas e instituciones han tendido a concentrar sus esfuerzos de I y D en las de carbonato fundido (CCCF), óxido sólido (CCAF) y polímero (CCP) [2, 5].

2



Plan global de celdas de combustibles para EE.UU., Japón y Europa Occidental.

SISTEMAS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD

La Fig. 3 muestra los componentes típicos de una planta de generación de electricidad que utilice una celda de combustibles. Se observa que la misma consta principalmente de tres secciones: (1) procesador de combustible, (2) sección de conversión de energía y (3) sección de acondicionamiento de energía. En el caso que se use gas natural como insumo, la función del procesador es la de convertir el combustible (gas natural)

en H₂. El procesador también limpia el combustible, ya que pequeñas cantidades de compuestos de azufre producen una disminución en la eficiencia de la celda, además de envenenar al ánodo y reducir la vida del conjunto. En el caso de las celdas de ácido fosfórico, el H₂ debe entrar libre de monóxido de carbono (CO), pues el mismo envenena los electrodos de platino. En el caso de las CCCF o las CCOS, el CO no representa peligro alguno (incluso, es también parte del combustible en las celdas de carbonato fundido). Existen algunas celdas de carbonato fundido y de óxido sólido [6], cuyo proceso de reformación se hace internamente, lo que permite disminuir los costos de inversión en la instalación una planta.

En la sección de conversión de energía, al ocurrir la reacción electroquímica se produce energía de corriente directa. Esta sección debe ser diseñada para proporcionar los reactantes a las celdas, permitir el correcto funcionamiento del electrolito, proveer el circuito eléctrico externo, remover los productos y el calor generados en la reacción y vencer la resistencia interna. En el acondicionador, la corriente directa proveniente de la sección de conversión, es transformada en corriente alterna de un nivel de voltaje apropiado.

BENEFICIOS DE LA TECNOLOGIA

A modo de resumen, se detallan a continuación, los beneficios y ventajas más resaltantes de la tecnología de celdas de combustibles:

- Alta eficiencia de conversión: sin duda, más alta que en el caso de tecnologías convencionales.
- Menos contaminante: la emisión de contaminantes se reduce casi a cero, tanto en plantas que emplean gas natural, como aquellas que usan gas de síntesis obtenido de carbón (limpio) como combustible.
- Empleo de una variedad de combustibles: desde gas natural a metanol, las celdas pueden adaptarse para ser alimentadas por una amplia gama de combustibles.
- Construcción modular: pueden construirse plantas de cualquier tamaño, sin afectar la eficiencia de las mismas.

- Reducción de costos de transmisión y distribución de electricidad: las plantas pueden construirse muy cerca del usuario final.
- Operación silenciosa; tamaño relativamente pequeño: conjuntos residenciales o comerciales podrían contar con su propia planta.
- Corto período de construcción: los costos de inversión se reducen y se puede planificar financieramente con mayor exactitud.
- Muy corto tiempo para alcanzar carga máxima durante la operación: la planta no tiene necesidad de "calentamiento", como en el caso de las plantas de tecnologías convencionales.

No obstante, existen sin duda desventajas en esta tecnología, por lo que deberán vigilarse los progresos que se obtengan en los actuales esfuerzos de I y D dirigidos a resolver estos problemas:

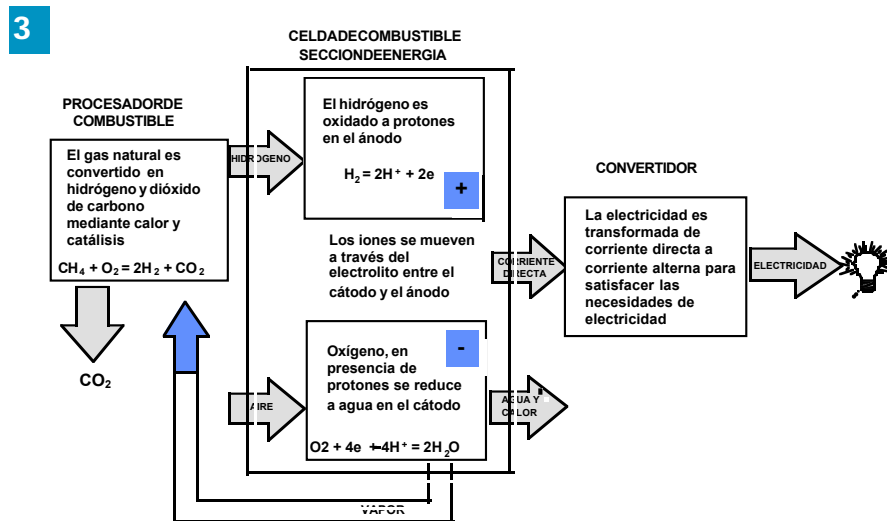
- Altos costos de manufactura e inversión.
- Seguridad durante la operación: el empleo de H₂ requiere estrictas medidas de seguridad.
- Transporte y almacenamiento de combustibles: los costos asociados aumentarían en el caso de plantas pequeñas.
- Materiales de construcción: las condiciones de temperatura y los riesgos de corrosión durante la operación suponen el empleo de materiales resistentes y duraderos, aún por identificar a plenitud.

APLICACIONES DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLES

Aspectos generales

Algunos tipos de celdas ya se encuentran comercialmente disponibles, en sectores de alta tecnología, de la industria militar y la exploración espacial. Sin embargo, en la actualidad, se realizan esfuerzos considerables en I y D que garantizan, en el mediano plazo, reducciones en los costos de producción y mayores eficiencias en la utilización del combustible.

No obstante, se estima que estos esfuerzos que se llevan a cabo en los Estados Unidos en celdas de combustibles tenderán a disminuir, si se mantienen los bajos precios de combustibles por un período prolongado. Esto último suponiendo que el gobierno no imponga políticas y regulaciones dirigidas a incentivar en forma significativa el uso de tecnologías y combustibles alternos a los hidrocarburos. Asimismo, es posible que un entorno de bajos precios de petróleo, obligará a las empresas fabricantes de celdas de combustibles a buscar incentivos diferentes a la eficiencia energética, a fin de mejorar su posicionamiento en el mercado. Consecuentemente, dependiendo de la evolución del desarrollo de esta tecnología, se podrían abrir nuevos nichos de mercado, no contemplados hasta ahora.



Planta de generación de electricidad que usa una celda de combustibles.

Sector eléctrico

En lo que respecta al sector eléctrico, las celdas de combustibles no están orientadas a sustituir grandes centrales de generación, como por ejemplo, las centrales nucleares, las cuales producen por encima de 2000 MW. Por el momento, el esfuerzo de sus promotores se ha centrado en el nicho de plantas eléctricas intermedias. Esto es debido a la tendencia de las empresas eléctricas de ir hacia lo que se ha denominado generación distribuida; lo cual consistiría en conformar redes de pequeñas plantas, lo más cercanas posibles a los centros de consumo, en lugar de construir grandes centrales generadoras de electricidad. Se espera que estos sistemas de generación distribuida permitirán aumentar la calidad del servicio y disminuir los costos de transmisión de la electricidad; ya que habrían menos líneas de transmisión de alto voltaje, menos pérdida de energía durante la transmisión y un suministro más confiable. En ese sentido, las celdas de combustibles cumplen cabalmente con los requisitos para la generación distribuida, ocupan un menor espacio, no contaminan apreciablemente, operan en forma silenciosa y, por lo tanto, pueden ser ubicadas en zonas urbanas [7].

También está el hecho de que como las celdas producen tanto electricidad como calor, las hace excelentes candidatas para sistemas de cogeneración en edificios de oficinas, hospitales, escuelas, hoteles, etc. Este sector promete ser, en un futuro no muy lejano, el principal para la aplicación de celdas de combustibles, dadas las elevadas tarifas de electricidad y el potencial de generación de calor y energía eléctrica. Estudios señalan que las celdas de combustibles podrían ser la opción más económica para un 4% del total de las ventas de energía comercial de Estados Unidos, entre 1993 y 1998.

En lo que respecta al sector residencial, no se espera que las celdas sean introducidas en forma masiva, debido principalmente a sus altos costos de inversión. Por los momentos, no se instalarán en las residencias, ya que el propietario no estará dispuesto a pagar entre 5.000 y 12.500 dólares por tener su propia planta de electricidad.

Sector transporte

En el sector transporte, el uso de estas celdas para sustituir los motores de combustión interna reduciría las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en un factor de dos y prácticamente eliminaría las emisiones de CO. Sin embargo, su utilización en los vehículos particulares luce poco probable en un futuro inmediato, dado los altos costos asociados. En cambio, su uso en autobuses, camiones, trenes y en ciertas aplicaciones marinas, podría ser factible. Se realizan actualmente programas de demostración en Bélgica, Canadá, Alemania, Holanda y Estados Unidos. A la vez, las tendencias en legislación ambiental en los países industrializados podrían promover el uso de las celdas de combustibles en este sector. En el presente, la incorporación de estas celdas está siendo evaluada en automóviles, camionetas, autobuses y camiones. Existe un programa financiado por el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, cuya meta es reducir el tamaño de las celdas para su utilización en este sec-

tor [8, 9]. También, empresas como la Ballard Power Systems Inc., Dow Chemical Company y Daimler Benz mancomunaron recientemente esfuerzos de investigación para desarrollar una celda CCCF para este sector. Estos esfuerzos se cuantifican en gastos de aproximadamente 45 millones de dólares en los próximos 10 años con el objeto de diseñar un producto comercial antes del final de la década.

Esfuerzos en investigación

Tanto las compañías de generación de electricidad como las de gas, están participando en el desarrollo de la tecnología de carbonato fundido. Ella podría ser capaz de generar electricidad a costos competitivos con la generación de electricidad a partir del carbón, en un futuro próximo.

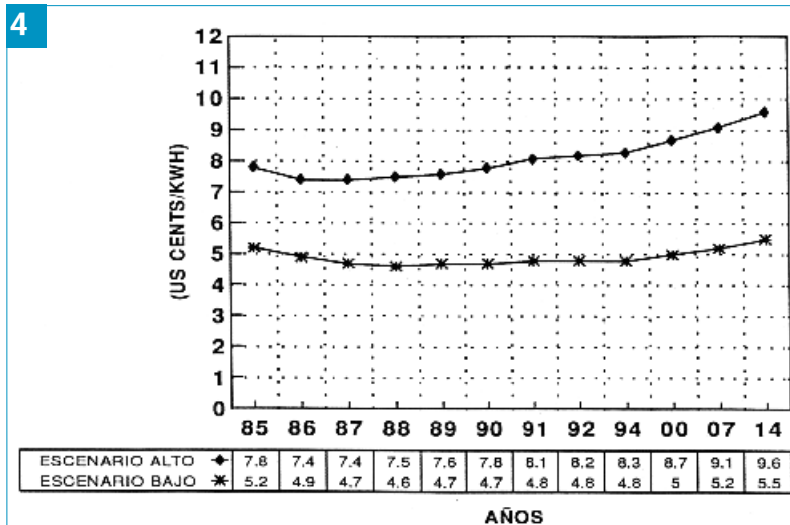
Otras actividades que se llevan a cabo actualmente en el sector transporte incluyen el desarrollo de celdas CCP por parte de la compañía Ballard Power System Inc. de Canadá, para un programa de autobuses de British Columbia, y uno de cooperación General Motors/Division Allison con el DOE de los Estados Unidos, también con celdas de este tipo.

MERCADO DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

Bases del estudio

Bases técnicas:

- * Alimentación: gas natural
- * Poder calorífico del gas: 1000 Btu/pc
- * Requerimientos del gas: 8,6 - 4,5 pc/kWh
- * Eficiencia del sistema: 40 - 60%
- * Factor de servicio: 0,70
- * Escenarios considerados:
 - Alto: altos precios de electricidad (sectores comerciales y residenciales en EE.UU.) y bajos costos de inversión para las celdas de combustibles (Figs. 4 y 5).
 - Bajo: precios bajos de electricidad (sector industrial en EE.UU.) y altos costos de inversión para celdas de combustibles.



Precios de la electricidad en EE.UU.

Bases económicas:

* Período: 1994 - 2014

* Año base : primer trimestre de 1995

* Localización: EE.UU.

* Sector: eléctrico

* Unidad monetaria: Dólares norteamericanos (\$) constantes de 1995

* Vida útil del proyecto: 15 años

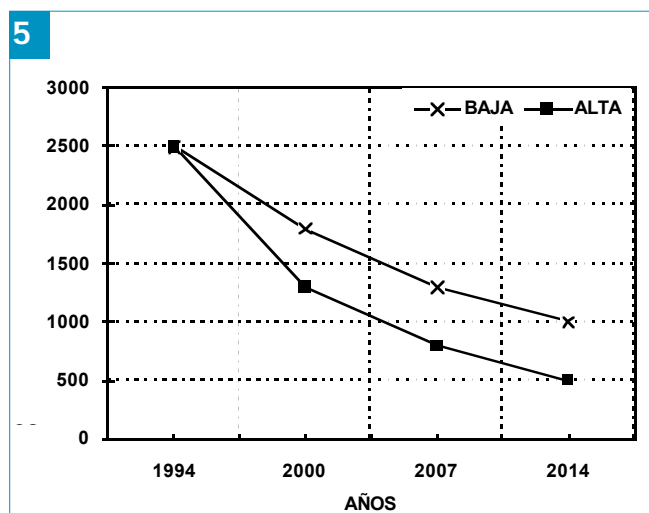
* Inflación: no se considera

* Depreciación: lineal

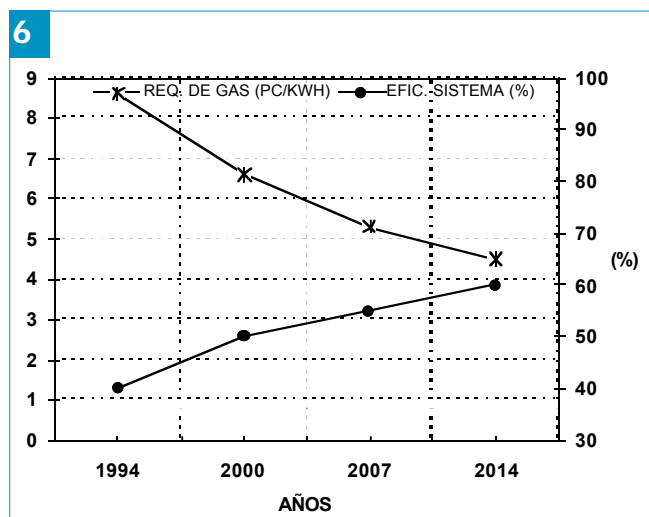
* Impuesto sobre la renta (ISLR): 30%

* Tasa interna de retorno (TIR): 15 y 40%.

En la Fig. 6, se ha representado la tendencia de los costos de inversión en US\$/kWh de las celdas de combustibles para el período 1994 y 2014. El costo de inversión actual se ha reportado en algunas publicaciones, el cual se sitúa en unos 2.500 US\$/kWh [2, 5, 8]. Los mismos autores señalan que un costo cercano a 800 US\$/kWh incrementaría su penetración en el



Uso potencial de gas natural en celdas de combustibles en el sector eléctrico.

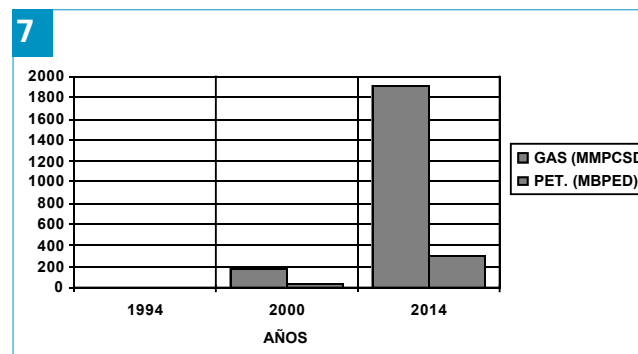


Estructura de costos de las celdas de combustibles.

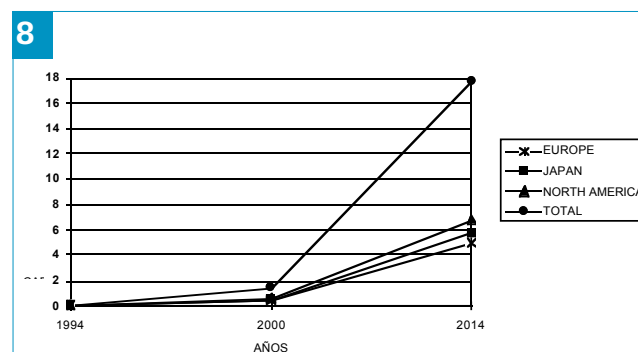
mercado. En la Fig. 7 se presenta el requerimiento de gas natural en pies cúbicos por kilovatio hora y la eficiencia del sistema que varía desde 40 hasta 60%.

Debido principalmente a los altos niveles de inversión que presenta la tecnología, por el alto costo de producir el H₂, actualmente en estado de I y D, es conveniente mencionar que estas cifras estarían sujetas a variaciones, dependiendo de factores, tales como el precio de electricidad, desarrollo tecnológico en el área de celdas e ingeniería de materiales, estrategias de las empresas eléctricas (sistemas de generación distribuidos) y políticas del gobierno (presiones ambientales y uso de combustibles alternos).

De las Figs. 5 y 8, se deduce que en los años 2000 y 2014 el mercado de las celdas de combustibles alcanzará aproximada-



Requerimiento y eficiencia de uso de gas natural.



Mercado potencial de las celdas de combustibles.

mente una capacidad instalada del orden de los 1.200 y 18.000 MW, respectivamente. Este mercado estimado para Europa, Japón, y EE.UU. se calculó según la información reportada en la literatura [2, 7]. Suponiendo, que la totalidad de las celdas utilizará como combustible gas natural y una eficiencia global de un 50% aprox., colocaría el consumo de gas en éstas en unas 190 MMPCSD (31 MMBPED) y 1.900 MMPCSD (310 BPEPD), para los años 2000 y 2014, respectivamente.

En otras palabras, considerando el nivel de desarrollo actual de la tecnología de celdas de combustibles, los cálculos revelan que su introducción en el mercado no afecta en forma significativa los niveles de demanda del gas natural, a menos de que los gobiernos impongan en forma agresiva políticas dirigidas a incentivar el uso de tecnologías y combustibles alternos a los fósiles. Por otra parte, es importante hacer mención

DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA

Al igual que una batería, las celdas de combustibles (Fig. 1) tienen un ánodo y un cátodo separados por un electrolito conductor de iones. En estas celdas tiene lugar un proceso electroquímico que transforma el combustible hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO), metanol) y el oxidante (generalmente oxígeno (O₂)) en electricidad y productos. El combustible se alimenta y se oxida en el ánodo, mientras el oxidante se reduce sobre el cátodo. Una corriente eléctrica fluye, entonces, entre ambos electrodos, movida por la diferencia de potencial electroquímico establecida entre los mismos. El circuito se cierra a través del electrolito, donde la corriente fluye debido al movimiento de los iones. En la mayoría de los casos, el O₂ que se alimenta al cátodo proviene del aire. Cuando se usa gas natural como combustible, el H₂, bien sea puro o acompañado de CO, se obtiene previamente por un proceso de reformación con vapor de agua. La conversión a energía eléctrica es continua, siempre y cuando se suministren el combustible y el aire, lo que implica que no se requiere recargar las celdas [1]. Esta propiedad establece la gran diferencia entre las celdas y las baterías convencionales, ya que las primeras pueden operar en condiciones "estacionarias", mientras que las baterías funcionan por cargas. Esta característica convertirá a las celdas combustibles en una opción bastante atractiva para el desarrollo de los carros eléctricos del futuro. La Fig. 2. ilustra una celda de combustible que utiliza gas de síntesis como combustible.

Referencias

1. Srinivivan, S. Fuel cells for extraterrestrial and terrestrial applications. *J. Electrochem Soc.*, 136(2):41C, 1989.

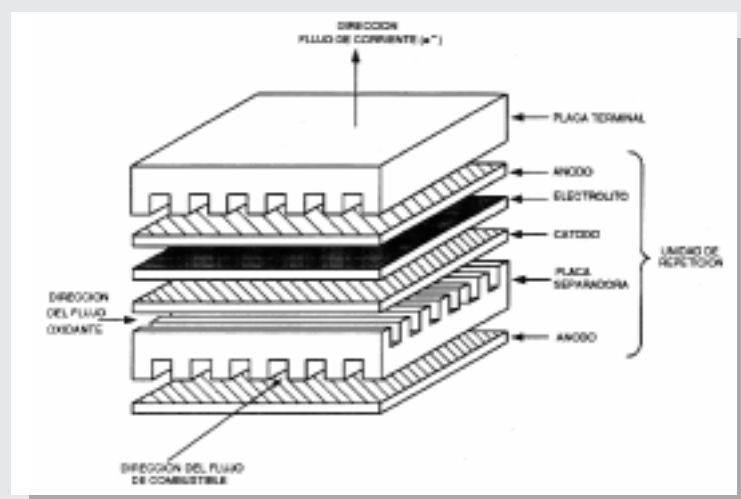


Fig. 1. Estructura básica de las celdas de combustibles.

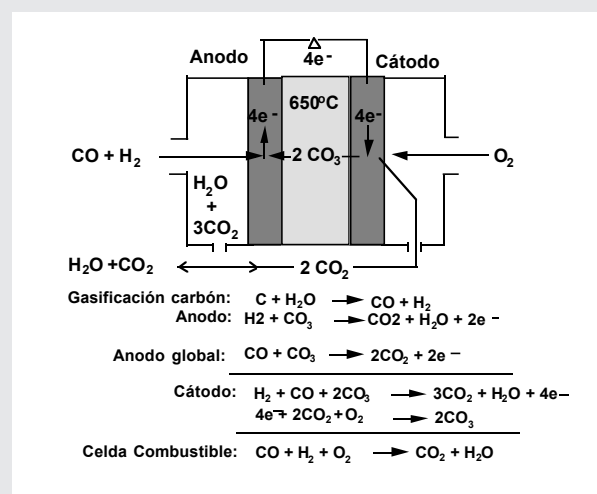


Fig. 2. Celda de combustibles que emplea gas de síntesis o carbón como combustible (La producción de gas de síntesis no se realiza en la celda).

sobre el impacto de dicha tecnología sobre la industria petrolera, si se aplica la misma tecnología al sector transporte. Por los esfuerzos de I y D que se llevan a cabo, tendentes a reducir tamaño de las mismas y aumentar su eficiencia, este tipo de celdas, que consumiría metanol (producido vía gas de síntesis) podría afectar el consumo de gasolina y Diesel en un futuro no muy lejano. Este hecho debe ser punto de atención permanente en este sector, a fin de visualizar cualquier cambio tecnológico que se manifieste.

Conclusiones

Tomando en cuenta el nivel de desarrollo actual y futuro, no se espera que la introducción de la tecnología de celdas de combustibles afecte significativamente la demanda del gas natural hasta la próxima década, a menos de que circunstancias inesperadas obliguen a algunos gobiernos a imponer en forma agresiva políticas dirigidas a incentivar el uso de tecnologías y combustibles alternos a los fósiles.

En el contexto actual, se espera que en los años 2000 y 2014, el mercado de las celdas de combustibles alcanzará aproximadamente una capacidad instalada de unas 1.200 y 18.000 MW, respectivamente. Suponiendo que la totalidad de las celdas utilizará como combustible gas natural y una eficiencia global de un 50%, y admitiendo pérdidas en la transmisión de la misma, estas capacidades instaladas colocarían el consumo de gas en celdas de combustibles en unas 190 MMPCSD (31 MBPED) y 1.900 MMPCSD (310 MBPED), para los años 2000 y 2014, respectivamente.

Se observa que en un lapso de 20 años las capacidades y uso potencial del gas natural direccionado hacia las celdas de combustibles no ofrecen ningún atractivo, a pesar de que progresivamente tiende a mejorar en la medida en que se avancen los programas de I y D. Los altos costos de inversión que presenta la tecnología, limita en la actualidad su aplicación masiva en los sectores del transporte y eléctrico. Se espera que las nuevas regulaciones ambientales (impuestas por nivel de emisiones, nuevas inversiones para minimizar emisiones, etc.) tiendan a favorecer el uso de celdas de combustibles.

Es conveniente mencionar que estas cifras se basan en predicciones realizadas en el contexto actual (segundo trimestre 1996) y las mismas estarían sujetas a variaciones, dependiendo de factores como el precio de electricidad, innovaciones tecnológicas en el área de celdas e ingeniería de materiales, implantación de nuevas estrategias de las empresas eléctricas (sistema de generación distribuidos) y políticas de gobiernos (presiones ambientales y uso de combustibles alternos).

Referencias

1. Srinivivan, S. Fuel cells for extraterrestrial and terrestrial applications. *J. Electrochem Soc.*,

- 136(2):41C, 1989.
2. Fueki, K. *14th Congress of the World Energy Conference*, Montreal, 17-22, September 1989, session 4.I.112, Energy of Tomorrow, Montreal, Canada, 1989.
 3. Talbot, J. B.; Fritts, S. D. Report of the electrolytic industries to the year 1991. *J. Electrochem. Soc.*, 139(10):2981, oct. 1992.
 4. Appleby, A. J.; Foulkes, F. R. *Fuel cells handbook*. Van Nostrand Reinhold, New York, 1989.
 6. Intevep S. A. Celdas de combustión: Estado de la tecnología y su potencialidad. *Boletín Impacto*, N° 48, feb. 1989.
 7. Intevep S. A. Celdas de combustibles. *Boletín Impacto*, N° 85, ago-oct 1992.
 8. Stanford Research Institute (SRI). *Technology profile: Fuel cells*, Technical report, dic. 1993.
 9. Fritts S. D.; Gopal, R. Report of the electrolytic industries for the year 1992, *J. Electrochem. Soc.*, 140(11), nov. 1993.
 10. Corpoven S. A., *Divulgas*, año VI(6), (7), jun-jul 1993.



Alfredo Morales. *Químico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1972; doctorado de Tercer Ciclo en química, Université de Poitiers, Francia, 1976; doctorado en ciencias físicas en la misma universidad francesa, 1978. Ingresó a Intevep, S.A. en 1978 como jefe de proyecto, trabajando en las áreas de catálisis aplicada, procesos de hidrot ratamiento de crudos pesados y escalamiento comercial de catalizadores. Luego, fue nombrado gerente del Programa de Industrialización del Gas Natural en 1987. En 1992, se desempeñó como gerente de planificación e interpretación ambiental y más tarde como asesor de refinación. Actualmente, es gerente del Departamento de Captación y Protección de Tecnologías de Intevep, presidente del Comité Editorial de este centro y editor técnico de las revistas Visión Tecnológica y de la Sociedad Venezolana de Catálisis.*



Juan José García. *Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1971; DEA y doctorado en química en la especialidad de catálisis, Université de Poitiers, Francia, 1974; doctorado en catálisis, Brunel University, Londres, Inglaterra, 1981. Ingresó en Intevep en 1982 en la Sección de Catálisis del Departamento de Desarrollo de Procesos. Ha trabajado como jefe de unidad de prueba de catalizadores, jefe de sección de catálisis y gerente del programa de industrialización del gas natural. Actualmente, se desempeña como líder del proyecto DISOL de transformación de gas natural a productos líquidos.*



José Manuel Garnica. *Licenciado en química, cum laude, Universidad Simón Bolívar (USB), 1985; doctorado en fisicoquímica, Imperial College, University of London, Inglaterra, 1990; post-doctorado en electrocatálisis, Università di Milano, Italia, 1992. Estuvo asignado en Pequiven, El Tablazo, 1993-1994 y en Pequiven, Caracas, 1995*

trabajando en el área de cloro soda. Actualmente, es responsable del apoyo tecnológico para el negocio de cloro vinilos de la UNOP en Pequiven, Caracas.



Enrique F. Rondón. *Ingeniero químico, Universidad de Oriente (UDO), 1980; maestría en ingeniería química, Universidad de Oklahoma, Norman, EE.UU., 1991. Ingresó a Intevep, S. A. en 1981 en la sección de Ingeniería de Gas, Departamento de Ingeniería de Petróleo. Actualmente, se desempeña como líder de proyecto Custodia y Alerta Tecnológico en Gas, Sección de Procesamiento y Transporte de Gas y Crudo, Departamento de Ingeniería de Procesos.*



Edgar Romero. *Ingeniero mecánico y licenciado en tecnología, University of Dayton, Ohio, EE.UU., 1985. Trabajó durante nueve años en la empresa Cad.Cam, Inc., EE.UU., como analista de sistemas en el área de computadoras auxiliares de diseño y manufactura. Ingresó a Intevep en 1986 en la Sección de Evaluaciones Técnico-económicas del Departamento de Ingeniería de Procesos. Entre 1989-1992, estuvo asignado en el Ministerio de Energía y Minas en el cargo de Asistente Ejecutivo del ministro. Actualmente, trabaja en la Gerencia de Planificación Corporativa de Intevep, S. A. como especialista en el área de exploración y producción.*



Francisco A. Pérez Santana. *Ingeniero químico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1971; maestría en ciencias en Management sciences-Operation Research, University of Waterloo, Ontario, Canadá, 1978. Entre 1971 y 1973 trabajó en la empresa privada como ingeniero de planta. En 1973 ingresó a la industria petrolera en la anti-gua Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) en 1973, en la Gerencia de gas. Pasó a Corpoven, S. A. en 1978 como ingeniero de proyectos. Se desempeñó como jefe del Departamento de Planificación, Ingeniería y Proyectos, luego trabajó como gerente de Sistemas y de Planificación de Gas. En 1994 fue asignado a la Coordinación Estratégica de la casa matriz, PDVSA. Actualmente, es gerente en la Gerencia de Gas-Planificación de Corpoven.*

MEDICION DE FLUJO DE GAS NATURAL POR ULTRASONIDO

Calogero Migliore

Departamento de Tecnología de Procesos, Intevep, S. A.

Desde hace mucho tiempo, la industria del gas natural se encuentra en la búsqueda de métodos más precisos para la medición de grandes volúmenes de gas. Actividades como transmisión y distribución de gas, demandan de la tecnología moderna instrumentos versátiles y de alta precisión, en virtud del gran impacto en la economía de la industria. Entre los últimos desarrollos se encuentran los medidores de flujo por ultrasonido, los cuales serán muy pronto una excelente opción para satisfacer muchas necesidades de la industria del gas. Características como alta precisión, amplio intervalo de operación, bajo mantenimiento y operación bidireccional, son algunas de las ventajas que ofrece esta nueva tecnología de medición. Este trabajo presenta una revisión del estado actual de la medición de flujo por ultrasonido, así como también, las perspectivas de su utilización a corto plazo en la industria del gas natural. Se hace un análisis comparativo de sus ventajas con respecto a las técnicas más comúnmente utilizadas, como son el medidor tipo turbina y la placa orificio.

El arte de medir el flujo es una actividad compleja, no sólo por los diferentes tipos de medidores involucrados, sino también por la selección del medidor adecuado para una aplicación específica. La escogencia apropiada de un medidor de flujo depende de una serie de factores, que van desde el concepto asociado a la medición, pasando por el tipo de fluido a medir, hasta las características propias del medidor.

La medición de flujo juega un papel fundamental en la economía de la industria del gas natural, así como en la de los hidrocarburos, ya que es la base para la compra y venta del producto. Se podría muy bien decir que: "el medidor de flujo es la caja registradora de la industria".

Para aplicaciones en gas, los medidores de flujo más populares son: la placa orificio, el tipo turbina y el de desplazamiento positivo. Cada uno de ellos tiene ventajas y desventajas individuales, pero ninguno incorpora todas las buenas características de los otros.

Históricamente, en la transmisión y entrega de grandes volúmenes de gas, los instrumentos más utilizados han sido la placa orificio y el medidor tipo turbina. Ambos, aunque son ampliamente aceptados, presentan algunas desventajas. Por ejemplo, en la placa orificio es el intervalo de operación, el cual es 4:1. De allí que en las estaciones en las que se producen grandes variaciones en el flujo, se hace necesario el cambio continuo del instrumento. El medidor tipo

For a long time, gas industry has been looking for accurate methods to measure large volumes of gas. Activities such as gas transmission and gas distribution require from modern technology high accurate and versatile flowmeters, considering the high impact they have on the economics of industry. Among the newest developments, ultrasonic flowmeters will soon be an excellent option to satisfy many of the gas industry needs. Features like high accuracy, wide rangeability, low maintenance and bidirectional operation capability, are some of the advantages of this measurement technology. This paper presents a review of the state of the art of ultrasonic measurement technology, as well as the perspective of using it in the short run in the gas industry. A comparative analysis of ultrasonic flowmetering advantages over turbine flowmeter, and orifice plate, the most commonly used techniques in gas industry, is made.

turbina, por su parte, aunque dispone de buen intervalo de operación (10:1) y buena precisión ($\pm 0,5\%$), tiene su mayor desventaja en los costos, cuyo incremento se acentúa en tuberías de gran diámetro; además de ser un instrumento que necesita calibración frecuente y está sujeto a desgaste, lo cual aumenta su costo de operación. Cabe señalar que para este tipo de aplicación, el medidor tipo desplazamiento positivo, a pesar de una buena precisión (entre $\pm 0,5\%$ y $\pm 1\%$), su aplicación se limita a bajos volúmenes de gas, prácticamente a entrega de gas doméstico.

Desde hace mucho tiempo, la industria del gas natural se encuentra en la búsqueda de métodos más precisos para la medición de grandes volúmenes de gas. Actividades como transmisión y distribución demandan de la tecnología moderna, instrumentos versátiles y de alta precisión. Intevep, S. A., consciente de esta necesidad y pendiente de

"Siempre es necesario medir, ya que en la medición está la base del mejoramiento. Si no se puede medir, no se puede controlar, y si no se puede controlar, no se puede gerenciar".

Dr. H. J. Harrington [1]

los nuevos desarrollos tecnológicos que hagan cada vez más eficiente a nuestra industria, desarrolló dentro del proyecto de "Custodia y alerta tecnológico en gas natural", un estudio sobre los avances más recientes en medición de

flujo de gas natural; y se encontró que actualmente los medidores de flujo por ultrasonido se presentan como una excelente opción para satisfacer algunos requerimientos de la industria. En esta comunicación corta, se presenta una revisión del estado actual de la tecnología de medición de flujo de gas por ultrasonido, la cual viene complementar la información existente sobre los trabajos que se han venido realizando en la industria petrolera venezolana en esta área [2].

TECNOLOGIAS DE MEDICION DE FLUJO POR ULTRASONIDO

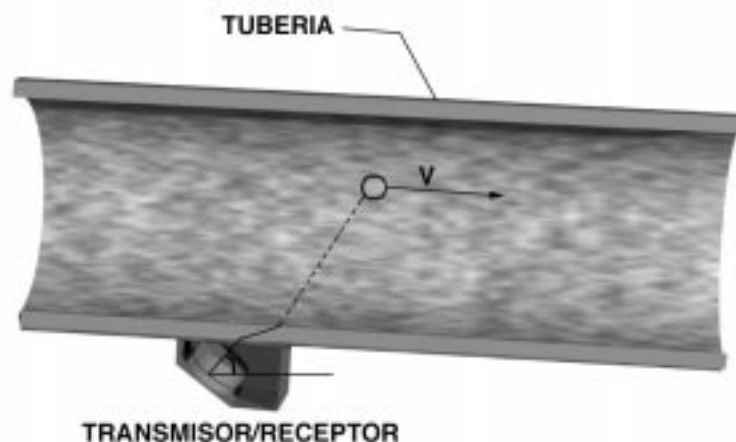
Método de cambio de frecuencia de Doppler

El primer intento para utilizar la tecnología ultrasonido en medición de flujo se remonta al año 1928, cuando se publica la primera patente. Desde entonces, han surgido diferentes métodos, entre los cuales se destaca el de "Cambio de frecuencia de Doppler" (1965), el cual sólo se puede aplicar a líquidos con burbujas o sólidos en suspensión.

El principio de "Cambio de frecuencia de Doppler" establece que una onda sónica que viaja a una frecuencia dada, al chocar con un objeto en movimiento, experimenta un cambio de frecuencia en la onda reflejada, que es proporcional a la velocidad del objeto en movimiento. En el caso de un líquido con burbujas o sólidos en suspensión, el medidor envía dentro del líquido una onda sónica a una frecuencia conocida y, a través de un receptor, mide la frecuencia de la onda reflejada por las burbujas o las partículas que viajan junto con el líquido (Fig. 1). La diferencia entre las dos frecuencias es proporcional a la velocidad del líquido.

La implantación de esta tecnología a nivel de campo no ha sido del todo exitosa, ya que la precisión que se alcanza oscila entre $\pm 5\%$ y $\pm 10\%$. Esto debido a que no necesariamente las burbujas o los sólidos que viajan en una corriente líquida lo hacen a la misma velocidad y en la misma dirección del líquido, por ejemplo: las partículas caen y las burbujas flotan.

1



Medidor de flujo por ultrasonido tipo Doppler.

El tiempo empleado por las señales ultrasónicas en ir de A a B y de B a A se representa mediante las expresiones siguientes:

$$T_{AB} = \frac{L}{c + V \cos \alpha} \quad (1)$$

$$T_{BA} = \frac{L}{c - V \cos \alpha} \quad (2)$$

donde:

T_{AB} = tiempo de A a B

T_{BA} = tiempo de B a A

c = velocidad del sonido dentro del fluido

α = ángulo entre el eje de la tubería y la trayectoria de la señal ultrasónica

L = longitud de la trayectoria de la señal ultrasónica

V = velocidad del fluido

Desarrollando y reagrupando las ecuaciones (1) y (2), se obtiene la velocidad del fluido:

$$V = \frac{L}{2 \cos \alpha} \cdot \left(\frac{1}{T_{AB}} - \frac{1}{T_{BA}} \right) \quad (3)$$

Método tiempo de tránsito

Los últimos avances en electrónica digital, procesamiento de señales y software, y un cambio en el principio de medición, han promovido el renacimiento de la tecnología de ultrasonido en aplicaciones de medición de flujo. Entre los desarrollos más recientes en esta materia se encuentra el medidor de flujo por ultrasonido tipo "tiempo de tránsito". Este medidor aplicable tanto a líquido como a gas, determina la velocidad del fluido dentro de la tubería a partir de la diferencia de tiempo empleada por dos señales ultrasónicas en atravesar una misma sección de la tubería, con la diferencia de que una señal viaja en el sentido del flujo y la otra en contra. En la Fig. 2 se muestra un esquema de este instrumento. El medidor consiste en dos transmisores/receptores colocados uno corriente arriba y el otro corriente abajo en la tubería. Se envía una señal de ultrasonido en el mismo sentido

del flujo, desde el transmisor/receptor ubicado corriente arriba (transmisor A), la cual es recibida por el transmisor/receptor corriente abajo (transmisor B), después de haber transitado la distancia entre ellos. Simultáneamente, se emite una señal de ultrasonido desde el transmisor B que recibe el A (en sentido contrario al flujo). La diferencia entre estos dos tiempos de tránsito es directamente proporcional al flujo.

Configuraciones prácticas

El sistema descrito en la Fig. 2 se denomina "trayectoria simple". También es frecuente ver este sistema en una configuración tipo "reflexión simple" (Fig. 3). Ambas configuraciones involucran dos (2) transmisores, los cuales envían señales sónicas en forma simultánea. La diferencia radica en que en el primero la trayectoria de la señal sigue una línea recta, mientras que en el segundo la señal sufre un cambio de dirección al ser reflejada por la pared de la tubería. Tanto en la configuración "trayectoria simple" como en la "reflexión simple", la precisión que se alcanza está entre $\pm 1\%$ y $\pm 3\%$.

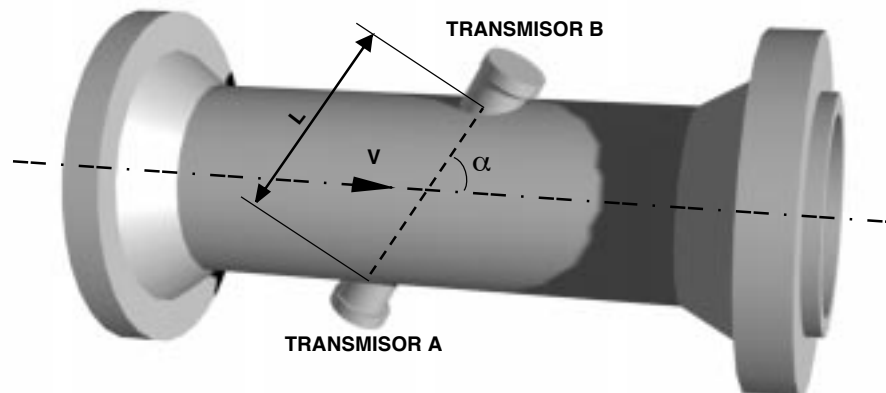
Es posible incrementar la precisión utilizando dos (2) trayectorias de medición, bien sea en arreglos en paralelo o cruzado. En la Fig. 4 se muestran ambos arreglos para este medidor llamado "doble trayectoria".

Sistemas más complejos incorporan más de dos (2) trayectorias de medición, éstos son los llamados "sistemas multitrayectoria" (Fig. 5).

La utilización de una u otra configuración depende exclusivamente de la aplicación. En operaciones en las que no se requiere mucha precisión (entre $\pm 1\%$ y $\pm 3\%$), como por ejemplo: balance de masa, transferencias internas en planta, conciliación de datos o algunas aplicaciones de control de procesos, la configuración de

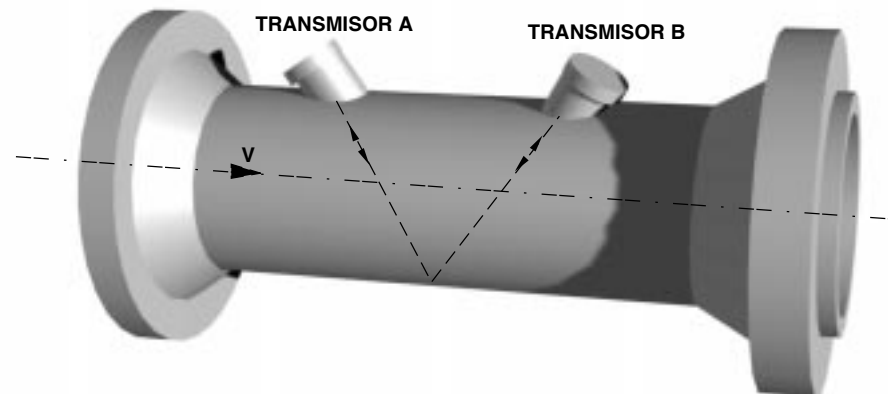
"trayectoria simple" es una excelente opción. En cambio, para aplicaciones de alta precisión ($< \pm 0,5\%$) como custodia y entrega de productos, el instrumento apropiado es el multitrayectoria.

2



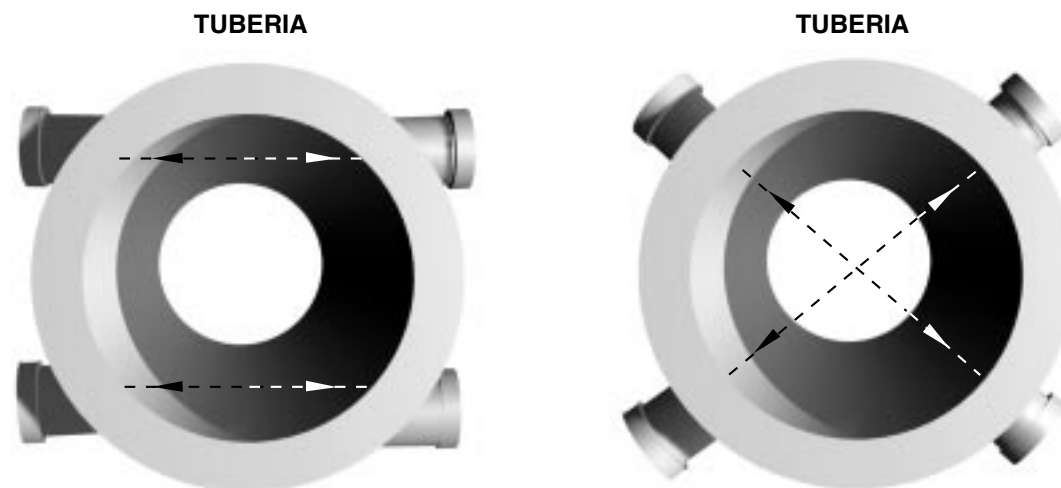
Medidor de flujo por ultrasonido tipo tiempo de tránsito (trayectoria simple).

3



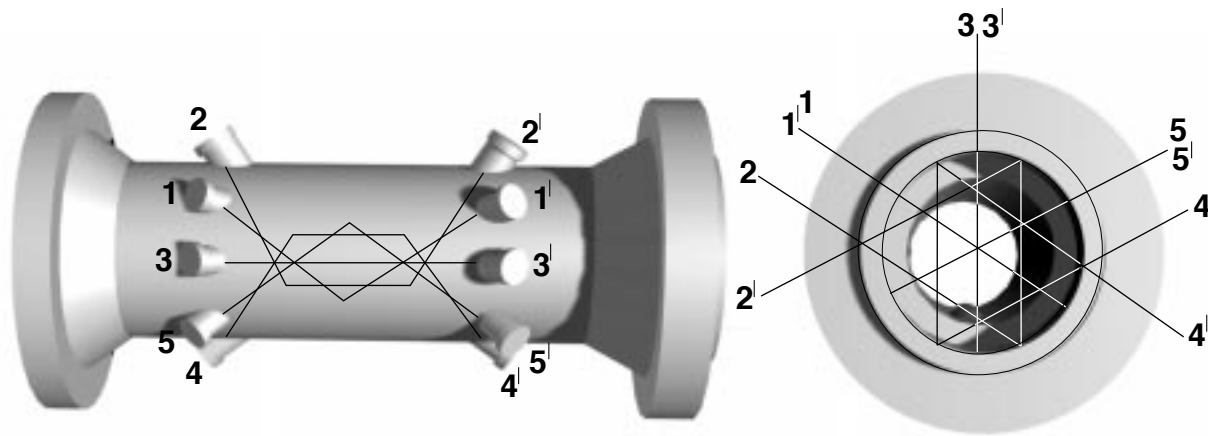
Medidor de flujo por ultrasonido tipo tiempo de tránsito (reflexión simple).

4



Arreglos en paralelo y cruzado para medidor "doble trayectoria".

5



Medidor de flujo por ultrasonido (multitrayectoria)

Medidor multitrayectoria

El medidor de flujo por ultrasonido en arreglo multitrayectoria presenta ventajas comparativas que superan a todos los demás arreglos, como son:

- Mayor precisión - Sistemas de cuatro (4) o cinco (5) trayectorias de medición pueden lograr alta precisión ($<\pm 0,5\%$).
- Determinación del perfil de velocidad.
- Medición independiente de la orientación del medidor con respecto a la tubería.
- Falla en una de las trayectorias afecta muy poco la medición.

Las características del medidor multitrayectoria son:

- Precisión: $<\pm 0,5\%$, aun con flujo pulsante y de baja velocidad.

- Repetibilidad: 0,1%
- Intervalo de operación: 300:1
- Pérdida de presión prácticamente nula, ya que no tiene obstrucciones al flujo
- Capaz de medir en operación bidireccional
- Bajo costo de operación y mantenimiento, no tiene partes móviles
- Capaz de medir cero (0) flujo
- No necesita calibración
- No es sensible a grandes variaciones en la presión
- En operaciones con gas, es capaz de medir hasta con un 15% en volumen de presencia de líquido
- Puede ser utilizado en aplicaciones con gas sucio.

Comparación de medidores de flujo

La gran ventaja de la placa orificio es su costo inicial, el cual es muy bajo, si se compara con cualquier otro instrumento de medición de flujo. Asimismo, el costo de su man-

COMPARACION DE MEDIDORES DE FLUJO

	Multitrayectoria	Turbina	Placa orificio
Precisión	$\leq \pm 0,5\%$	$\leq \pm 0,5\%$	$\leq \pm 1,0\%$
Intervalo de operación	300:1	10:1	4:1
Repetibilidad	0,10%	0,02%	0,25%
Caída de presión	+0	Baja	Alta
Costo inicial	20:1*	10:1*	1:1
Costo de operación	Bajo	Medio-alto	Medio-alto
Costo de mantenimiento	Bajo	Medio-alto	Medio-alto
Operación bidireccional	Sí	No	No
Condiciones de operación:			
- Temperatura	-22 a 176°F	-58 a 300°F	-20 a 600°F
- Presión	1500 lpcm	1500 lpcm	1500 lpcm**
Diámetro de la tubería	6" - 48"	hasta 24"	Ilimitada***

* costo comparativo a la placa orificio (sin la instrumentación asociada)

** limitada por el transmisor

*** limitada sólo por el diámetro de la tubería

tenimiento es relativamente menor al de una turbina, debido a que no tiene partes móviles. La mayor desventaja es su intervalo de operación, el cual limita la utilización de la placa orificio en servicios donde existen grandes variaciones en el flujo. Por otro lado, su precisión limita su utilización en aplicaciones de custodia y entrega de gas, además de ser un instrumento que produce una considerable caída de presión, lo que incrementa su costo de operación.

Las ventajas del medidor de flujo tipo turbina son su alta precisión y su capacidad de operar en un amplio intervalo de flujo. Además, es un instrumento con una baja caída de presión. Entre sus desventajas se encuentra el costo, tanto inicial como de operación y mantenimiento. El costo inicial se incrementa sensiblemente en tuberías de gran diámetro. El costo de operación y mantenimiento es alto, debido a que es un instrumento que necesita calibración frecuente y está sujeto a desgaste por poseer partes móviles. Además, su aplicación es limitada a gases limpios.

El medidor multitrayectoria posee las siguientes ventajas: alta precisión, amplio intervalo de operación, bajo mantenimiento y operación bidireccional, características éstas que lo convierten en un instrumento muy versátil. Se puede observar como el costo inicial del medidor multitrayectoria es alto, aunque no se incrementa con el tamaño de la tubería, y es notablemente superior, si se compara con el de la placa orificio y el de la turbina. Sin embargo, sus costos de operación y mantenimiento son bajos en comparación a los otros dos medidores.

APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Las perspectivas de utilización del medidor multitrayectoria en la industria del gas son variadas, debido a su precisión y versatilidad. Algunas posibles aplicaciones cubren:

- Custodia y entrega de gas
- Control de procesos para plantas compresoras y de procesamiento de gas
- Medición en estaciones reguladoras de gas
- Medidor de referencia en custodia y entrega de gas
- Detección de fugas en líneas de transmisión de gas
- Medición de mermas por descargas a mechorrio.

La custodia y entrega de gas es, como se ha mencionado anteriormente, la aplicación con mayor impacto en la economía de la industria. Es importante destacar, que por cada 100 MMpie³/d (std) a los precios actuales del gas (40,0 Bs./Mpie³ (std)), el pasar de una precisión promedio de $\pm 1\%$ a $\pm 0,3\%$ se traduciría en una variación aproximada equivalente a 10 MMBs./año.

Proveedores de la tecnología de medición de flujo de gas

- Instromet Ultrasonic Technologies, Inc. (antes Stork Ultrasonic Technologies, Inc.)
- Daniel Flow Products, Inc.
- Panametrics, Inc.

USUARIOS A NIVEL MUNDIAL

Entre las compañías a nivel internacional que han adoptado la tecnología de medición de flujo de gas por ultrasonido están:

- En EE.UU.: El Paso Natural Gas
Texaco
TGS-Enron
Houston Pipeline
Natural Gas Pipeline
San Diego Gas
NorAm Gas Transmission
- En Canadá: Transcanada
- En Japón: Osaka Gas
- En Alemania: Ruhr Gas
- En Noruega: Statoil
- En Holanda: Nan
- En Inglaterra: British Gas

Una aplicación también importante, no sólo en la industria del gas sino en toda la industria de los hidrocarburos, es la medición de descargas a mechorrio o a sistemas de disposición de gases, con el objeto de determinar mermas, calcular venteos y realizar balances de masa. Históricamente, debido a la falta de un medidor de flujo apropiado, las descargas a mechorrio y las pérdidas en una planta de proceso, se han estimado de forma empírica, lo que ha conducido a muchas imprecisiones. En algunos casos, tales pérdidas se han adoptado como un valor fijo.

Esta última es una aplicación en la que el medidor de flujo que se utilice, debe poseer dos características fundamentales: 1) no ser intrusivo, para no obstruir el flujo y 2) amplio intervalo de operación, para medir desde flujos muy pequeños a muy grandes. Prácticamente, no hay en el mercado un medidor de flujo con esas dos características.

Conclusiones

La medición de flujo de gas por ultrasonido basada en el método tiempo de tránsito se presenta como una excelente alternativa en aplicaciones como transmisión de gas en grandes volúmenes y cuantificación de mermas, gracias a su precisión y versatilidad. Impulsado por estas bondades, se percibe que muy pronto encontrará su nicho de aplicación en la industria del gas. Su costo inicial se mantiene alto, debido a que es una tecnología aún en desarrollo; sin embargo, visto el potencial de su aplicación, se espera que en el corto plazo este costo disminuya.

Referencias

1. Harrington, H. J.; Charla. *III Jornadas de Calidad de Gestión*. Maracaibo, Venezuela, 1992.
2. Migliore, C.; Castellanos, E. *Manual de selección de medidores de flujo para gas y líquido*. Inf. Técn. N° INT-TEIP-00019,95; Intevep, S. A., Los Teques, 1995.

Bibliografía

Lipták, B. G.; Venczel, K. *Instrument Engineers Handbook*. EE.UU. 1993.

Matson, J. Review of theory and state of the art application of Doppler and transit time ultrasonic flowmeters. *17th International School of Hydrocarbon Measurement*; Panametrics Inc.; Oklahoma City, EE.UU., 1995.

Spriggs, C.; Multipath ultrasonic flowmeter for gas Measurement. *17th International School of Hydrocarbon Measurement*; Oklahoma Natural Gas Co.; Oklahoma City, EE.UU., 1995.

Stork Ultrasonic Technologies Inc. *Catálogo del Instrumento Q.Sonic*; EE.UU., 1995.

Saunders, M. Multipath ultrasonic flowmeters for gas measurement. *74th Annual GPA Convention*; Stork Ultrasonic Technologies, Inc.; San Antonio, EE.UU., 1995

Migliore, C. Perspectivas de la medición de flujo por ultrasonido en la industria del gas natural. *II Seminario de Procesamiento de Gas*; Pto. La Cruz, Venezuela, 1995.

IMPACT OF TECHNOLOGY PROGRESS ON EXPLORATION AND PRODUCTION OPERATIONS

Francisco Pradas

President of Intevep, S.A.

The environment in which the oil industry operates nowadays has changed a great deal in recent years, and the rules for competition have also changed accordingly. Oil majors throughout the world have come to realize that speed and flexibility in developing technology must be achieved to reduce costs, and to overcome associated risks, in order to maintain the competitive edge that the business requires.

Technology has thus become the main influence in a company's development as it copes with risks which are likely to present serious threats and challenges, but which offer at the same time, new business opportunities. The upstream sector of the petroleum industry represents a good example where these risks often have to be dealt with. The important feature lying underneath being how to manage events to reduce risk and size the opportunities from those competitors that are risk-paralyzed.

A technology-market-driven organization such as the oil industry, has made substantial contributions through technological developments, in an effort to reduce costs and risk in their core businesses. Those achievements have been possible by means of a holistic approach of team workers who working as a unit, have extended our technology base less costly than we have done it in the past.

By properly utilizing the innovative ideas of these specialists, and applying leading edge explorations and production technologies, true value is being added to the companies involved in the scene.

Answers to oil and gas generation have been found by using the latest technology developments in:

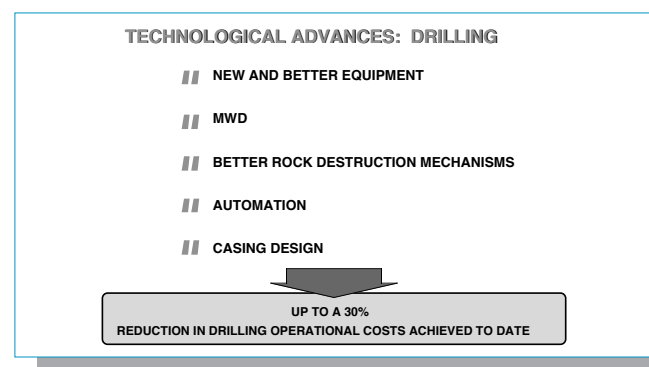
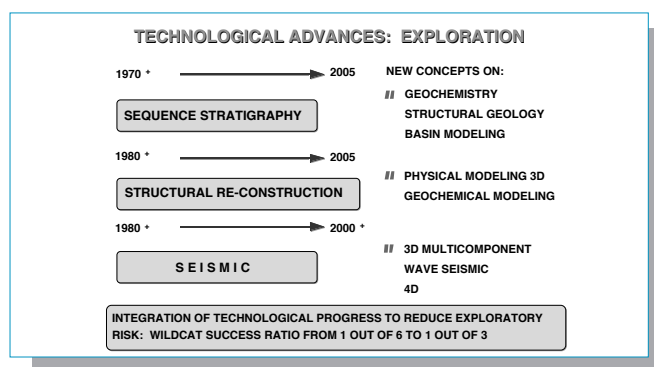
Likewise, the integration of geology and geophysics has accounted for reduction in the risk associated with interpretation of structural and sedimentologically complex areas. All of which has allowed for an increment of the wildcat success ratio from 1 out 6 to 1 out 3.

In other words, data integration on seismic, logging, core and production information has been playing a major role in cost and risk reduction. Our capacity to understand the subsurface has increased substantially with 3D-seismic together with geological modeling and reservoir simulation. These techniques have provided the tools for an efficient recognition and recovery of reserves in both mature and new fields. They allow for the use of one set of data which can be utilized by all specialists, preventing those mistakes which usually occurred by misinterpretations.

Reservoir information can now be displayed in ways easy to understand to those who are not subsurface specialists, making clear images of reservoirs, showing fault patterns, complex areas, and hydrocarbon distribution, which truly allows for a productive discussion amongst different disciplines. And also allowing managers, who are not easily impressed by "pretty pictures", to make sound decisions.

The future will be a promising and exciting one for those who will use the experience of the past and on-coming developments in 3D-seismic technology to harvest the benefits of this technique. Although these advances have transformed our ability to comprehend reservoirs, they are by no means the only technological developments in the upstream business.

Due to the wide spread nature of drilling and the cost proportion it represents, whether on-shore or off-shore, techno-



logical trends in this area have accomplished and represent a considerable cost and risk reduction potential. The high cost associated with drilling operations is being overcome by new and better developments in well design and equipment; improved measuring while drilling techniques; improvements in the mechanisms of rock destruction; automation of rigs; and the use of probabilistic models for casing design. All of these techniques have accounted for up to 30% cost reduction in drilling operations in most cases reported in the literature.

In the production area, multi-well completion technologies achieve target production rates with fewer wells. Coiled tubing techniques eliminate conventional drilling equipment and infrastructure. The enhanced use of slim-hole provides wells with lower amount of casing and drilling accessories. And horizontal wells allow us to reduce the gas and water produced with the oil, not only limiting the environmental impact of our production, but also reducing well costs. What is more important in the \$/bbl indicator, these technological advances increase the denominator by multiplying production rates.

TECHNOLOGICAL ADVANCES: PRODUCTION

- // MULTIWELL COMPLETIONS
- // COILED TUBING
- // SLIM - HOLE
- // HORIZONTAL DRAINAGE

EFFECTIVE COST REDUCTION IN PRODUCTION OPERATIONS WITH LESS ENVIRONMENTAL DAMAGE

New technologies in progress, such as the use of non-toxic and biodegradable additives to replace all toxic and polluting components is making a great contribution to diminish risk in handling hazardous materials, as well as environmental pollution. Excellent bore-hole stability is foreseen with high-temperature stable ester-base fluids, which will also help minimize formation damage. Water-base fluids are now incorporating glycerols for shale control to achieve the same effects. All chemical reactions that may take place in a reservoir due

TECHNOLOGICAL ADVANCES: IN PROGRESS

- // NON - TOXIC BIODEGRADABLE ADDITIVES
- // IMPROVED ESTER - BASE FLUIDS
- // GEOCHEMICAL MODELING (3D)
- // HYDRAULIC FRACTURING
- // IMPROVED SIMULATION/FRACTURING MODELS

INCREMENT FROM 2 TO 5 IN WELL PRODUCTIVITY FACTOR DUE TO SYNERGY IN PRODUCTION TECHNOLOGY AND TECHNIQUES

to extraneous fluids will be easier to predict by the increasing role that geochemical modeling is starting to play. Permeability changes due to precipitate formations can thus be predicted, and acid treatment reactions in the formation can also be simulated, all of which will facilitate the job of reservoir management.

The unexploited advantages in risk and cost reduction by hydraulic fracturing is a matter of great interest to reservoir engineers and management. This technique allows for increments in the effective drainage area of a well, reducing the number of wells needed for developments of new reservoirs. It also allows for a reduction in the drawdown needed to produce a well, as well as a reduction in problems associated with sand production and asphaltene deposition. Effective fracturing is now leading to a whole new technology in oil production, which will have a great impact on engineering execution and follow-up of oil production projects. In all, the overall and potential application of all of this technological progress has accounted for an increase from 2 to 5 in well productivity in several cases.

A very important fact to realize when considering technology *vis á vis* cost and risk reduction is that: as long as we continue

TECHNOLOGY VIS Á VIS COST AND RISK

- // DRY HOLES
- // ACCURATE BASIN ANALYSIS
- // RESERVOIR CHARACTERIZATION
- // EOR
- // CASING DESIGN

TECHNOLOGY WILL NEVER CATCH-UP WITH THE DEMAND FOR IT

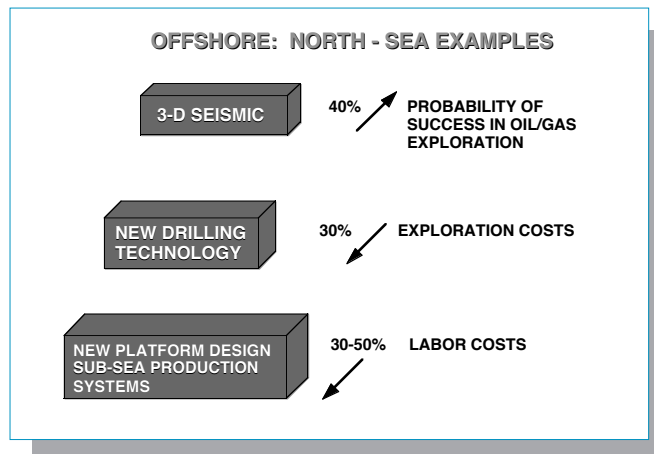
to drill dry-holes, or the productive ones do not reach M.E.R., as long as there is room for more accurate basin analysis, reservoir, characterization, or enhanced oil recovery there will be room for technology developments and those breakthroughs that hopefully will continue to reduce exploratory risks and operational costs. Technological advances are not static, which enhances the fact that technology will never catch-up with the demand for it in the oil business. Continued and quantifiable impact in cost reduction by technological advances can also be seen in these examples taken specifically from the North Sea operations:

Seismic (2D, 3D) figures reported, show a 40% increase in the probability of success in search for hydrocarbons, as well as a 30% in cost reduction in exploratory drilling. This effectiveness is expected to increase in the future with the incorporation of 4D seismic, which will provide for simulation and evaluation of the reservoir depletion process in 4 dimensions, time being the fourth added variable.

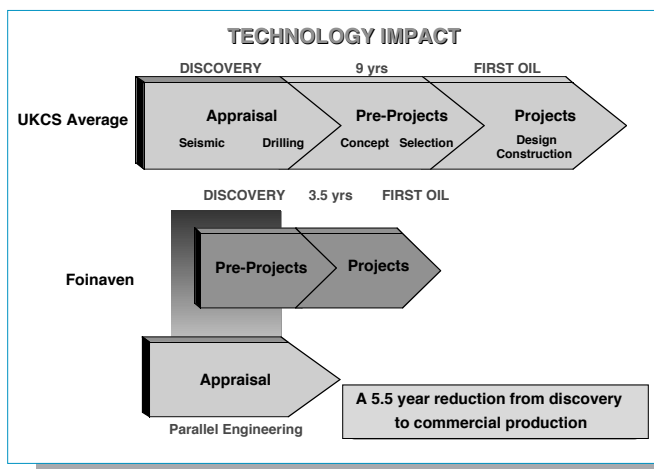
New drilling technologies such as extended drilling and horizontal drilling have accounted for a 40 to 60% reduction of development costs in wells near to a production infrastructure.

Subsea production systems have allowed for a lower-cost exploitation of marginal reservoirs near to a production infrastructure. Floating production systems have also allowed for a lower-cost exploitation of reservoir located far from a supporting infrastructure. The development of the West Shetland frontier in the United Kingdom, and the Norne reservoir in Norway are good examples where these innovative production systems have been implemented.

The size and weight of offshore platforms have been cut, and more efficient engineering techniques have been developed. This has allowed for savings of around 40 million US dollars in construction materials (steel). In a similar manner, a 50% reduction in labor costs has been achieved due to automation. Innovations in construction units have also accounted for savings in the order of 30 to 50% in labor costs.



An outstanding example of the technological impact on offshore operations resides in the Foinaven production system. What used to take 9 years, on the average, from discovery to first oil, has been cut down to 3.5 years. Here a 5.5 year reduction time has been achieved from actual discovery to commercial production.



So, it is plain to see that technological advances and innovations have resonated in a continuous -risk and cost- reduction in the oil business' upstream activities. The North Sea is the leading example, and nowadays, the new developments in the Gulf of Mexico are following suit by taking advantage of the experience.

**“COST REDUCTION IN NEW ERA”
CRINE**

|| 60 PROJECTS QUANTIFIED



30% COST REDUCTION RATIFIED BY 1996



50% FOR THE NEXT DECADE

In the high risk and tough frontier of the North Sea, a continuous cost-reduction trend is constantly observed due to innovations and new technological developments.

In this respect, the Crine (Cost Reduction In a New Era) initiative in full progress is worthy to note. According to the second conference "Turning the vision in reality", held in Aberdeen (Nov. 94) over 60 projects were quantified as to the results of the Crine Initiative. The outcome was that a 30% cost reduction was ratified as possible by 1996, and around 50% during the next ten years. An effort that will continue on a permanent basis.

Crine has had considerable effects within the North Sea region, and in the international arena as well. The "Crine syndrome" has spurred the Norsok Initiative in Norway with a similar philosophy and characteristics as Crine's. This effort is being coordinated by the Norwegian government, and implemented by the private sector. Their goal is even more ambitious than Crine: A 50% reduction in exploration, development, and operational costs in the next five years!

“THE CRINE SYNDROME”

|| NORSOK INITIATIVE

|| PETROBRAS

|| SHELL OIL'S AUGER / MARS & RAM / POWELL FIELDS

|| PETROLEOS DE VENEZUELA

At present, Norwegian sources report operating costs in Norwegian oil fields declining from \$6.68 per barrel in 1975 to \$2.10 per barrel in 1996. Another major cost reduction has come from lead time reductions. It took 6 to 8 years from discovery to development of an average North Sea field in the mid eighties. Today, it takes only about 3 years.

According to what it is being currently reported in the literature, development costs of the three fields which hold similar reserves and produce all three between 35,000 and 45,000 b/d,

fell from \$2 billion for the Heather Field (1976) to \$700 million for the Eider Field (1986), and \$450 million for the Gryphon Field (1993). All figures were quoted in 1995 dollars. Reduction in offshore leadtimes has been due to predrilling programs, and by reducing the number of platforms by using highly deviated wells with lateral departure of up to 6000 meters.

Internationally, Petrobras represents, perhaps, one of the best examples of the "Crine syndrome" as an initiative to accelerate technology transfer among regions and throughout the adaptation and utilization of external technological developments in cost reduction. The consortia conformed by Petrobras, and six international companies to develop and install a new subsurface production system is an example of this initiative to transport to surface, in an efficient and economic manner, the oil produced in their deep-water reservoirs (1900 meters deep).

Oil majors in the United States are also looking into the possibilities of adopting some of the Crine philosophy into their operations. The new frontiers projects like Shell's Auger, Mars and the Ram/Powell fields in the Gulf of Mexico are already becoming fertile ground for the application of the cost reduction philosophy of Crine's. In this respect, the application of new offshore technologies has contributed to reduce production costs in the deep waters of the Gulf of Mexico from close to \$10 per barrel in 1988 to around \$6-7 per barrel in 1993. The development of cost-saving technologies for the deep waters of the Gulf of Mexico oil fields is expected to reduce the decline in US oil production.

Similar cost-savings are possible in the new deeper waters West of the Shetland Islands. BP has indicated that finding and development cost in the area West of Shetland may cost no more than \$4 to \$5 per barrel. Development costs of the 150,000 b/d Schiehallon field are being reported at \$4 per barrel, and the estimated 200,000 b/d Foinaven field at \$4.50 per barrel. According to BP, technology is pushing that number down, and is extending the manageable water depth for exploration and development year by year.

By the same token, Petróleos de Venezuela's aperture to crude oil exploitation and development in new exploratory zones in Venezuela, to be carried out under the terms of risk-contracts, represents also a good opportunity to PDVSA and potential bidders to incorporate the Crine principles into their profit-sharing agreements.

In all, we can see that technological progress has gone hand in hand with economic success. That cooperation among oil companies, and new forms of commercial alliances between oil firms and their suppliers have yielded genuine benefits in reducing venture risks and development costs. And, in turn, all of these benefits are being transferred to other new frontiers around the globe.

A long view into the next century would reveal new inventions expected in: new ways to identify "invisible" traps by improvements in stratigraphic sequences; well to well tomography to improve ways to describe reservoirs and to monitor fluid-flow in porous media; fractal geometry/percolation/and geostatistics to help scale transport properties; new software to increase visualization techniques in the reservoirs; new and better definition of molecular processes to determine optimum conditions to recover light/medium, as well as heavy and extraheavy crudes; new highly-corrosive

resistant materials; modifications and/or substitutions of the existing concepts of multiphase flow for cellular automation schemes to a better reservoir simulation. And so many other concepts in this never-ending search for breakthroughs in risk and cost reduction.

INTO THE NEXT CENTURY

- // MORE IN SEQUENCE STRATIGRAPHY
- // WELL TO WELL TOMOGRAPHY
- // FRACTAL GEOMETRY / PERCOLATION / GEOSTATISTICS
- // MOLECULAR PROCESSES
- // IN-SITU RESERVOIR STIMULATION
- // FLUIDS DEFINITION BY 3D-SEISMIC
- // HIGHLY-CORROSIVE RESISTANT MATERIALS
- // CELLULAR AUTOMATION
- // ROBOTIZED PRODUCTION
- ... AMONG MANY OTHERS

Geologists, earth scientists, and petroleum and reservoir engineers have the knowledge. They have the expertise and the means to explore for and develop our energy supplies in ways they have never dreamt before. 90 per cent of the engineers, and scientists produced by Academia is alive today. They have provided and will continue to provide the technologies that the business requires.

**"IN THE UPSTREAM SECTOR OF THE OIL BUSINESS
WE SHOULD NOT ALLOW POSSIBILITIES TO REMAIN
UNEXPLOITED BY EXPLORATIONISTS WHO DO NOT
READ ... NOR BY READERS WHO DO NOT EXPLORE"**

At this point, it's worthwhile to borrow and paraphrase a thought of an eminent member of the prestigious American Association of Petroleum Geologists, Mr. Ed. Owen: In the upstream sector of the oil business we should not allow possibilities to remain unexploited by explorationists who do not read... nor by readers who do not explore...

** Originally: ... "Several likely concepts remained unexploited by drillers who didn't read, and by readers who didn't drill"...*

ACTIVOS INTELECTUALES EN LA ECONOMIA MODERNA

Angel Morales Plasencia

Gerencia de Consultoría Jurídica, Intevp, S. A.

La medición del éxito de las corporaciones modernas es muy diferente a la que se hacía en el clásico sistema de economía industrial. En esas economías agrarias, la propiedad más importante era la tierra, y en la sociedad industrial, la más significativa estaba representada por las máquinas, líneas de ensamblaje, etc. Actualmente, llegando al tercer milenio, el valor de mayor relevancia no está en la tierra ni en las factorías, está en el conocimiento. De hecho, los principales ingredientes en la nueva economía son la propiedad intelectual, el conocimiento y la información. Adam Smith, economista inglés del siglo XVIII, destacó al capital, al trabajo y a los recursos naturales como los factores de producción de las naciones. Hoy habría que añadirle necesariamente el conocimiento, el intelecto, la información, condensados en la palabra *tecnología* como una fuerza de producción vital en la sociedad moderna.

En este contexto, los títulos de Propiedad Intelectual han pasado a ser los activos más valiosos que las empresas líderes poseen hoy por hoy. Útiles para dominar mercados y ser competitivas, adquieren gran valor económico en las licencias, ventas, fusiones, quiebras y adquisiciones de las organizaciones. Las patentes, marcas comerciales, secretos comerciales y derechos de autor son considerados en el patrimonio de las empresas como activos de gran importancia por los beneficios económicos y la seguridad jurídica que de ellos se pueden obtener.

Esta gran revolución del poder de lo intelectual, de la información, del producto derivado del intelecto, está sentando los cimientos de una nueva sociedad, cuya columna central es el conocimiento. La sociedad actual está cambiando de manera indetenible. Surgen conceptos novedosos en las transacciones con activos intelectuales que abarcan operaciones para los cuales el sistema legal aún no ofrece figuras satisfactorias, bancos que aceptan activos de propiedad intelectual como forma de garantizar acreencias, activos de propiedad intelectual puestos en los mercados de capitales internacionales.

Esta realidad obliga a transformar y adaptar la forma de uso de estos activos. Cada vez son más las compañías que crean su portafolio de activos de propiedad intelectual basados en la visión, misión y valores corporativos, además de invertir grandes cantidades de dinero en ese esfuerzo, para generar y consolidar un patrimonio intelectual, cuyo valor es único, y

que su adecuado uso, sin duda, hará a la Corporación más competitiva y rentable.

Un portafolio de activos de propiedad intelectual está compuesto por conocimientos sujetos a una propiedad legal. Aunque no existe consenso a nivel internacional sobre los métodos de protección de los activos intelectuales, las patentes, marcas comerciales, secretos industriales y derechos de autor siguen siendo los más reconocidos [1].

La mayoría de los sistemas legales dividen la propiedad intelectual en dos grandes clases: Propiedad Industrial y Derechos de Autor.

La propiedad industrial incluye las patentes, marcas comerciales y diseños industriales. Los derechos de autor, por su parte, comprenden los trabajos literarios, musicales, fotográficos, cinematográficos, pinturas, diseños, programas de computación y demás obras del intelecto.

Patentes

Las empresas competitivas deben considerar el valor de las patentes en sus operaciones, según su transcendencia dentro de la política comercial y tecnológica que exigen los mercados actuales. Son herramientas de alto valor en el área técnico-científica, sirven para determinar la dirección de la estrategia de planificación en investigación y desarrollo, señalan tendencias de investigación y revelan el estado del arte de la tecnología.

Las patentes permiten desarrollar mecanismos de inteligencia tecnológica respecto a los competidores.

Desde el punto de vista comercial, las patentes permiten penetrar y posicionarse en los mercados, exportando, invirtiendo, asociándose o licenciando el producto o proceso patentado. Son una fuente generadora de ingresos por ser un activo transable en el comercio (pueden venderse, cederse, licenciarse, alquilarse o negociarse en cualquier otra forma de transacción comercial a la que puede estar sujeto cualquier activo de la empresa).

Desde el punto de vista jurídico, la patente es un título de propiedad de la empresa que determina los derechos de ésta fren-

te a los terceros, y se usa como herramienta para excluir a los competidores de la explotación comercial de tecnologías protegidas bajo la patente [2].

Marcas comerciales

Al lado de la información, del conocimiento y de la tecnología, hay que ubicar otro factor ineludible dentro las actividades de la organización: la competencia, basamento del sistema de libre empresa y generador de los principales cambios en la economía de hoy.

"La marca es el soplo vital de las empresas."

Akio Morita
Exitoso gerente japonés

Las compañías deben competir dentro de un mercado y deben presentarse de manera diferenciada. Competir para conservar y ganar clientes. Estos signos de presentación son los denominados marcas comerciales, que integran otro gran sector de los activos intelectuales.

La marca representa una forma de diferenciación, mediante la cual la organización da a conocer las características de los productos o servicios que introduce en el mercado. Esto puede llegar a convertirse en un elemento de vital importancia económica, por cuanto es la identidad, la imagen subjetiva, la personalidad de la empresa que se identifica detrás de la marca comercial.

Para el mercado y los consumidores, la marca es la herramienta que hace posible la elección de los productos o servicios que mejor satisfacen sus expectativas, necesidades y exigencias.

"La marca es un delicado bien que puede ser de gran valor pero que es fácilmente destruido, por lo que debe protegerse con el correspondiente cuidado."

Oliver Wendell Holmes
Reconocido juez norteamericano, experto en Protección Intelectual

No cabe duda del significativo papel que cumple la marca comercial en el sistema económico de mercado. Sin embargo, es necesario considerar que ésta es un signo que no tiene estructura o configuración inmutable. Por el contrario, es un activo vivo que necesita atención y uso adecuado en forma permanente, y cuya representación debe ser adaptada al compás de los tiempos. La marca comercial es un valioso activo empresarial, pero es muy sutil y puede desaparecer si, por virtud de un cambio inadecuado de forma o un mal uso de la marca, destruye la asociación que la identifica con el mercado.

Derecho de autor

La producción intelectual es tan importante o más que la producción material en el proceso de la construcción de un país por la razón de que aquélla es la base o fundamento de ésta. Así lo expone la UNESCO en su documento titulado "The

ABC of Copyright". Sin embargo, más allá de la esfera romántica y cultural de las obras literarias protegidas por el derecho de autor, está la significación económica de éstos. Para algunos países, significa el 25% de sus exportaciones, en otros, este sector aporta hasta el 6% del producto interno bruto y en ciertas naciones ocupa hasta el 4% de la población activa, en muchos casos superando en importancia, a actividades como la agricultura, la industria alimentaria o al sector financiero. El mencionado impacto económico, de trascendencia en el mercado mundial, ha promovido todo un movimiento para que las empresas protejan sus creaciones intelectuales y se agrupen y promuevan la protección de estos derechos a nivel mundial.

Es indudable que las actividades literarias sujetas a la protección de la autoría son de enorme significado en el mercado de hoy.

El valor económico de los derechos de autor también se refleja en las pérdidas que sufren las empresas a consecuencia de la piratería, especialmente en el campo de los programas de computación y videos, que casi igualaron los ingresos obtenidos para el año 1994 por la industria mundial, según informe de la Software Publisher Association (SPA), asociación que reúne a las empresas que producen los programas de computación. La piratería le costó a la industria de los programas de computación 8.000 millones de dólares en 1994, en tanto que los ingresos totales en el mismo año llegaron a 8.500 millones.

Secreto comercial

Las compañías están usando cada día más el secreto comercial como herramienta de protección de la información. Existen varias razones para que esto ocurra: la flexibilidad en la creación y control frente a otras formas de protección intelectual le dan al secreto comercial una ventaja que las empresas aprovechan.

La tecnología evoluciona rápidamente y la necesidad de acceder los mercados es tan imperiosa que someter la información a procesos burocráticos, como la obtención de patentes, no responde a los requerimientos de los generadores de tecnología. En otros casos, la generación de ideas que no cumplen con los extremos exigidos por las patentes, pero tienen de alguna forma valor, pueden ser considerados para su protección como secreto comercial.

Al igual que las patentes, marcas comerciales y derechos de

El secreto comercial responde a las exigencias del mercado. Es, sin duda, un elemento de competitividad empresarial de la economía actual."

autor, los secretos comerciales son una propiedad, con características propias. Incluso son transferibles como cualquier activo tangible, aun cuando se sabe que es una forma de propiedad volátil, ya que requiere de unas condiciones especiales para su mantenimiento [3].

Las empresas que deseen mantenerse con éxito en los mercados actuales deben aprender a usar la protección de aquella

información que ningún competidor posea y les represente una ventaja competitiva. Esto puede ser la diferencia entre el éxito y el fracaso, la posibilidad de tener una figura que proteja esa información y un régimen jurídico que la respalde.

Conclusión

Nuestra sociedad gira alrededor del conocimiento. La generación de éste, su acumulación, protección y disposición están sujetos en buena medida a los movimientos del mercado [4]. El nuevo modelo de sociedad está gestando una mentalidad empresarial diferente que nos obliga a cambiar paradigmas en cuanto a la estructura, organización y comunicación en las empresas. La propiedad intelectual es una herramienta de valor sustantivo dentro de esta nueva realidad que ofrece ventajas que permiten a las compañías ser exitosas. Sin duda, aprovechar el conocimiento para competir es uno de los retos de la sociedad post-industrial.

Glosario

Patente

Es un título jurídico por el cual el Estado reconoce a su titular un derecho, durante un determinado periodo de tiempo, a impedir que terceros puedan fabricar, utilizar o vender el producto patentado o, en otro caso, utilizar el método o proceso patentado.

Todo invento, para ser patentable debe llenar tres extremos legales. La invención debe ser novedosa, resultar de una actividad inventiva, es decir no obvia para cualquier técnico del área y debe ser susceptible de aplicación industrial.

Marca comercial

Es el signo que permite a las empresas diferenciar en el mercado sus productos o servicios de los productos o servicios de otras empresas, e incluso, de otros productos o servicios de la misma empresa.

Derecho de autor

Es el conjunto de prerrogativas morales y pecuniarias que poseen los creadores de una obra por el mismo hecho de haberla creado.

Secreto comercial

Es toda aquella información con valor económico, actual o potencial, que no sea conocida por terceros, y que proporcione una ventaja a su titular frente a éstos.

Referencias

1. Warshofky, F. *The Patent Wars*. Wiley, 1994.
2. Alces, P. *The commercial law of intellectual property*. Little Brown and Company, 1994
3. Cabanellas de las Cuevas, G. *Régimen jurídico de los conocimientos técnicos*. Editorial Heliasta, 1984.
4. Bell, D. *El advenimiento de la sociedad post-industrial*. Alianza Universidad, 1976.

PROGRAMA DE ASESORIA TECNICA INTEGRAL EN CAPTACION Y PROTECCION DE TECNOLOGIA

Arturo Marcano, Alfredo Morales, Mariela Algarra e Isabel Gamboa

Gerencia de Consultoría Jurídica, Intevp, S. A.

La Gerencia de Consultoría Jurídica de Intevp, S. A. está conformada por los departamentos de Asesoría Legal y Captación y Protección, los cuales integran un adecuado equipo interdisciplinario (técnico-legal) que brinda asesoría en el área de propiedad intelectual en la industria petrolera venezolana. Cuenta con doce (12) profesionales y abogados con estudios especializados en el área específica de propiedad intelectual y con una red de asesores internacionales, lo que nos permite ofrecer una asesoría integral con una calidad y tiempo de respuesta excelentes.

En el Departamento de Captación y Protección, específicamente, se ofrece un Programa de Asesoría Integral en Propiedad Intelectual dinámico, versátil y adaptable a cualquier organización que desee promover los cambios en las áreas de negocio, identificados con las cuatro C (Fig. 1).

Este programa contempla un nuevo enfoque de gerencia efectiva para enfrentar el reto hacia el éxito al promover la creatividad del personal reforzada a través del estímulo para mejorar sus procesos productivos y satisfacer las necesidades del cliente, con productos y servicios de alta calidad y competitividad (Fig. 1), en el marco del proceso de transformación, globalización y privatización que actualmente se vive en Venezuela.

El programa presenta estrategias y lineamientos orientados a detectar y evaluar mejoras operacionales, invenciones e innovaciones y desarrollos tecnológicos, que garanticen a la empresa su competitividad a través del desarrollo de nuevos productos, detección de nuevas oportunidades y evaluación del costo/beneficio, e incorporar al personal en la solución de problemas y toma de deci-

siones efectivas y eficientes para lograr la máxima productividad y excelencia.

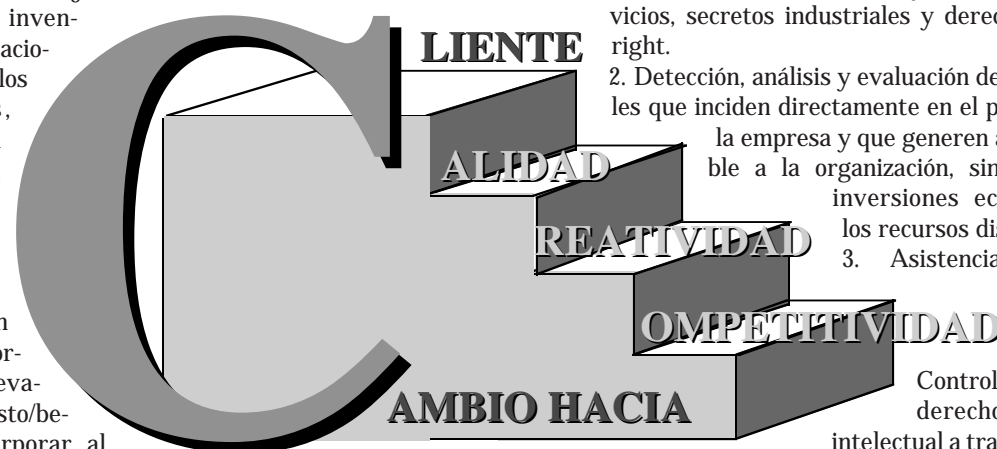
Objetivo del programa

Desarrollar e implantar mecanismos efectivos para la detección y evaluación de invenciones e innovaciones, desarrollos tecnológicos, mejoras operacionales y definir su estrategia de protección para la preservación del patrimonio tecnológico de la Corporación.

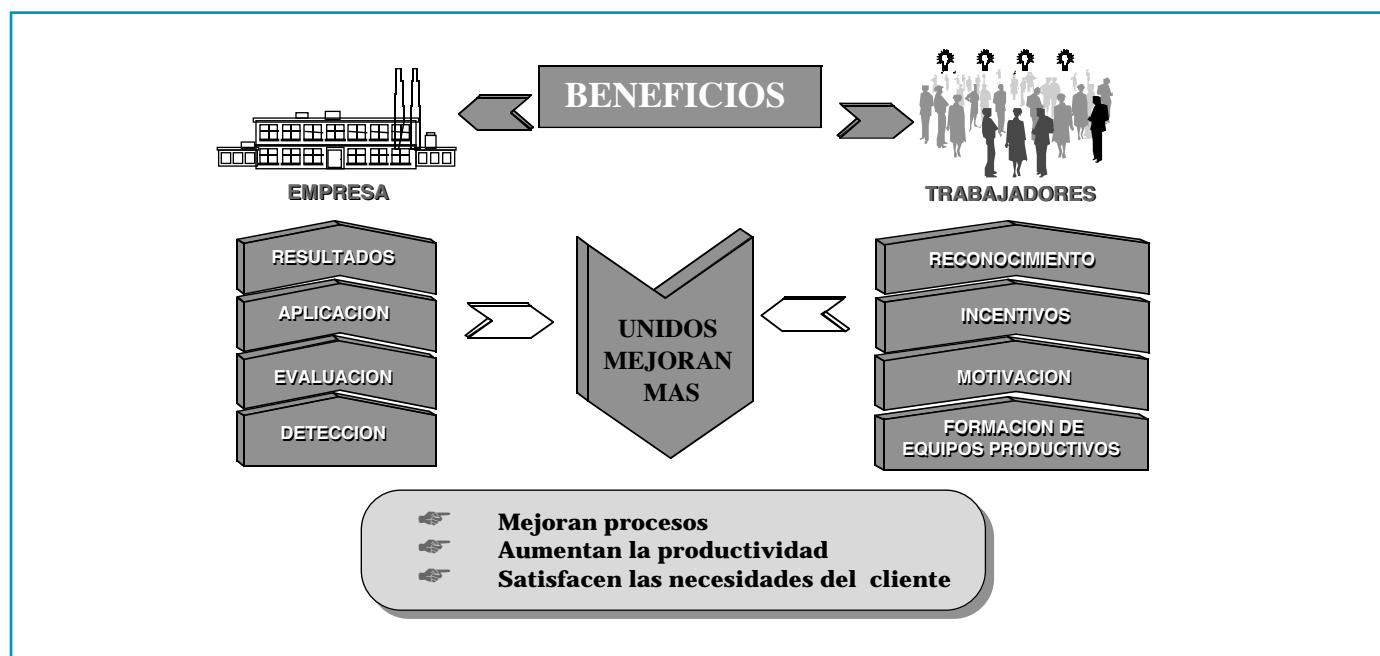
Alcance

El programa contempla una serie de actividades orientadas a la obtención de resultados que generen beneficios técnico-económicos reflejados en altas ganancias para la empresa, con la participación activa del personal, en los cuales se estimula un cambio de actitud hacia el trabajo creativo e innovador y disposición para atender y satisfacer las necesidades del cliente. Las actividades incluidas en el programa, son revisadas y adaptadas según los requerimientos del cliente, a saber:

1. Captación y protección del acervo tecnológico de la empresa, a través de patentes de invención, modelo de utilidad o diseños industriales, marcas y lemas comerciales y de servicios, secretos industriales y derecho de autor o copy-right.
2. Detección, análisis y evaluación de mejoras operacionales que inciden directamente en el proceso productivo de la empresa y que generen algún beneficio tangible a la organización, sin tener que realizar inversiones económicas utilizando los recursos disponibles.
3. Asistencia técnica integral en:
 - Búsqueda y análisis del estado actual de la técnica
 - Control y seguimiento de los derechos sobre propiedad intelectual a través de su tramitación y mantenimiento
 - Asistencia técnico-legal especializada



Enfoque hacia las fuerzas del cambio.



Beneficios potenciales asociados al programa.

en propiedad intelectual
 Análisis situacional de tecnología frente a los competidores
 Alerta tecnológico en áreas específicas
 Estudios de oposiciones y/o infringimientos
 Recursos de reconsideración, defensa y/o apelación.

Productos

Asesorías en estrategias de protección intelectual
 Estudios de patentabilidad
 Redacción de documentos de patentes
 Tramitación de patentes, marcas comerciales y de servicios y derechos de autor y/o "copyright"
 Inteligencia tecnológica relacionada con propiedad intelectual
 Consultoría en propiedad intelectual
 Asesoría y entrenamiento en tópicos de la propiedad intelectual
 Identificación, análisis y publicación de mejoras operacionales.

Logros y beneficios

Productos de alta calidad técnica
 Detección y evaluación de invenciones e innovaciones, desarrollos tecnológicos y mejoras operacionales
 Altos beneficios económicos por mejoras en el proceso productivo
 Mayor iniciativa y participación del personal por estímulo, motivación e incentivos
 Reducción de costos operativos
 Aumento en la productividad.
 Este programa ofrece ventajas y beneficios tanto para la Empresa como para los empleados que la conforman, tal como se observa en la Fig. 2. a través de la interacción de equipos de trabajos productivos orientados a obtener productos de alta calidad para satisfacer las necesidades del cliente.

Para mayor información, favor dirigirse a:

Arturo Marcano

Consultor Jurídico
 Intevep, S. A.
 Los Teques, Edo. Miranda
 Telf.: 58(2)908-6302/6208
 Fax: 58(2)908-7972

Alfredo Morales Ruiz

Gerente de Captación y Protección de Tecnología
 Consultoría Jurídica
 Intevep, S. A.
 Los Teques, Edo. Miranda
 Telf.: 58(2)908-6815/7214
 Fax: 58(2)908-7972



corpoven



ISLA



maraven



LAGOVEN



PEQUIVEN

Se presenta una breve descripción de las mejoras operacionales desarrolladas en las filiales operadoras de PDVSA durante el primer semestre de 1996.

Para cualquier información adicional sobre estas mejoras, comunicarse con el Departamento de Captación y Protección de Tecnología, de Intevep, S. A. por los teléfonos 58-02-9086815, 9087878, o vía fax 58-02-9087972.

Nº: 96-094

TITULO: Banco de prueba para dinamómetros Leutert

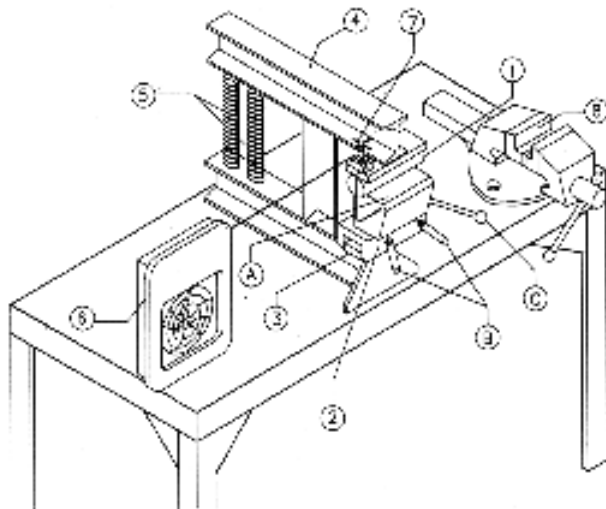
AUTOR(ES): José D. Ugarte A.

FILIAL RESPONSABLE: Maraven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Verifica la operatividad de los dinamómetros y elimina la prueba del equipo en el sitio de trabajo. Permite corregir fallas por presencia de aire y daños en el indicador del dinamómetro antes de enviarlo a reparación mayor. Se utiliza como módulo de adiestramiento para la detección y corrección de fallas en los dinamómetros Leutert.

DESCRIPCION: Detecta fugas en dichos dinamómetros para luego efectuar las correcciones necesarias.



Nº: 96-093

TITULO: Sistema automático para arranque y protección de motogeneradores

AUTOR: José G. Riego

FILIAL: Corpoven, S. A.

AREAS DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Garantiza la protección permanente de los equipos motogeneradores. Reduce los riesgos relacionados con la operación de equipos motogeneradores. Puede ser aplicado a otros procesos que empleen máquinas motrices. Reduce el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos motrices.

DESCRIPCION: Permite arrancar, de manera automática, un motor Diesel que pertenece a un conjunto motogenerador, mediante un ciclo temporizado, que comienza con la prelubricación del motor; inicio del movimiento de dicho motor y activación sobre el mismo de unos dispositivos sensores de supervisión de la temperatura de agua y de aceite; presión de agua, aceite y combustible; sobrevelocidad y motorización.

Nº: 96-092

NOMBRE: Sistema de distribución de corriente para protección catódica

AUTOR: Ricardo E. Peralta G.

FILIAL: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Facilita el control y distribución de corriente directa (DC, del inglés "direct current") a las tuberías, según el requerimiento de cada una de ellas en un mismo corredor, para lograr un voltaje tubería-suelo "off" (P/S) de protección (mayor de -0,85 voltios, pero menor de -1,15), de magnitud proporcionalmente igual en cada tubería. Canaliza la dirección de flujo de corriente DC para lograr una mejor eficiencia del mismo, así como un comportamiento único del conjunto de tuberías, a través de diodos de potencia. Permite tomar con precisión mediciones de corriente DC, cuyos datos facilitan la inspección de las condiciones de las tuberías. Aumenta la protección integral del trabajador al disminuir riesgos por choque eléctrico.

DESCRIPCION: Sistema que, en protección catódica, facilita la distribución, medición y control de corriente DC, en dos o

más tuberías enterradas y paralelas, en un mismo corredor, aumenta la seguridad y la vida útil de las instalaciones enterradas.

Nº: 96-091

TITULO: Controlador secuencial

AUTOR: Wolfgang A. Velásquez C.

FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Permite disponer de un controlador secuencial de bajo costo, diseñado para funcionar bajo condiciones de alta temperatura ambiental, ruido electromagnético y de picos de tensión en la alimentación eléctrica. Puede ser instalado en varios procesos cíclicos, mediante la adaptación de la lógica para cada caso particular y la programación, vía hardware, de la base de tiempo.

DESCRIPCION: Facilita el manejo de los procesos cíclicos o con esquemas de lazo abierto, basado en circuitos electrónicos digitales en donde el tiempo es la variable independiente. Presenta una o varias salidas discretas que pueden ser manejadas en forma de escalón o pulso, con control independiente de la base de tiempo.

Nº: 96-090

TITULO: Tubería de succión y su elemento filtrante

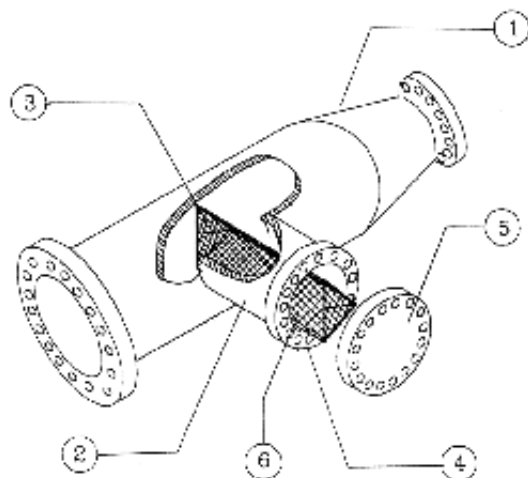
AUTOR(ES): Pablo Lysyj F.

FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: La operación de mantenimiento se realiza sin extraer la tubería de succión. Se disminuyen las horas-hombre necesarias para el mantenimiento del elemento filtrante. Puede ser utilizada en tuberías de succión de otras bombas que manejen productos refinados o en tuberías donde se requiera filtración de productos similares.

DESCRIPCION: Se utiliza en las bombas con una sección de tubería, la cual presenta una brida y una tapa, donde el elemento filtrante se encuentra alojado perpendicularmente a la dirección del flujo.



Nº: 96-089

TITULO: Equipo portátil y método para neutralizar ácido fluorhídrico (HF)

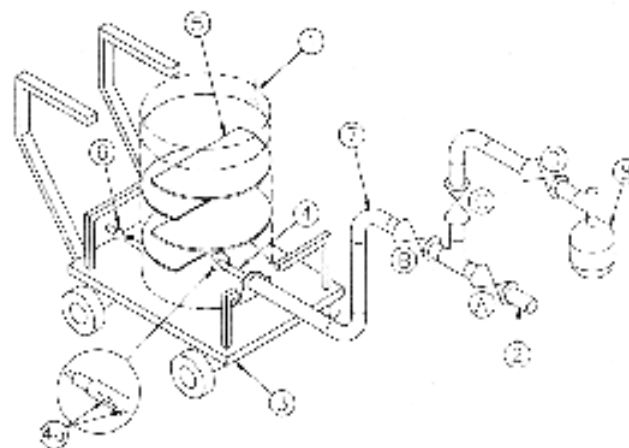
AUTOR: Rafael J. Monzón H.

FILIAL: Maraven, S. A.

AREA DE APLICACION: Ambiente

BENEFICIOS: Reduce los riesgos operacionales y la contaminación ambiental, por efecto del HF, en su salida al ambiente, a través de venteos y drenajes. Minimiza la exposición del trabajador a un agente peligroso, altamente corrosivo. Disminuye la corrosión generada en los equipos cercanos a las líneas de drenaje y/o de toma de muestra de HF.

DESCRIPCION: Método y equipo portátil que facilitan la neutralización de los vapores de HF, que puedan desprenderse al momento de drenar tramos de línea, para la toma de muestras del HF circulante o de las líneas de algún equipo que se va a despresionar.



Nº: 96-088

TITULO: Procedimiento para sustituir sellos de teflón en válvulas.

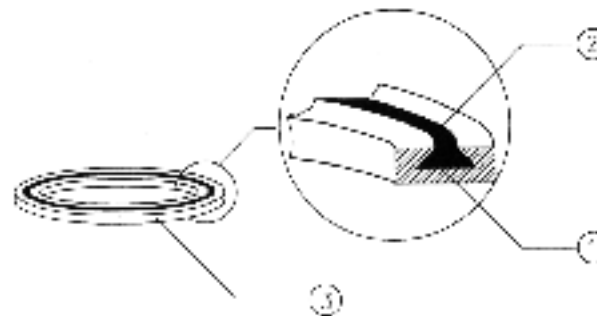
AUTOR: Carlos Asdrúbal Arias Borges

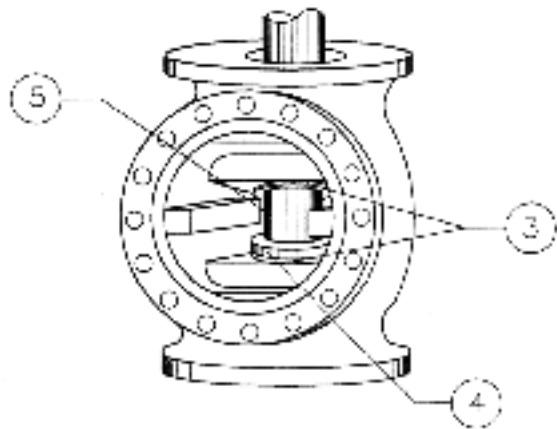
FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Reduce las horas-hombre durante la operación de mantenimiento de las válvulas. Permite ahorros en los costos de mantenimiento.

DESCRIPCION: El procedimiento se aplica durante el mantenimiento de válvulas, tipo compuerta y tipo globo, sin extraer el elemento que los aloja.





Nº: 96-087

TITULO: Modificación de tapa porta estopera

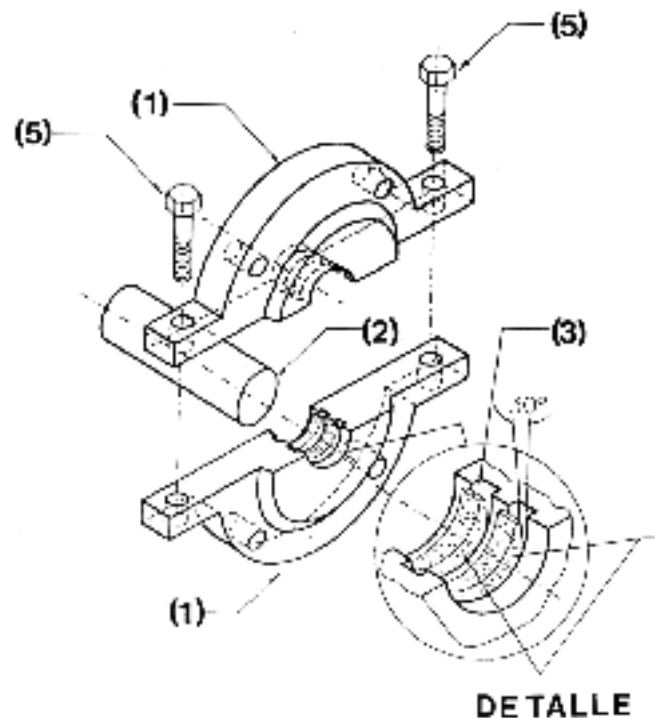
AUTOR: Ali José Gómez Marcano

FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Permite realizar el cambio de empaque en las tapas porta estoperas sin necesidad de desmontar o desalinear la caja reductora de los motores. Reduce tanto el tiempo de la operación de mantenimiento, así como las horas-hombre involucradas. Disminuye el tiempo de exposición del personal a las condiciones de altas temperaturas que tienen lugar durante la operación. Puede suplantar otras tapas porta estopera de cajas reductoras.

DESCRIPCION: La modificación se lleva a cabo por secciones simétricas que permiten alojar empaques autolubricantes con cortes laterales a 30° en sus extremos, con lo cual se logra la función sellante del empaque.



Nº: 96-086

TITULO: Termopozo con acople directo para termocupla

AUTOR: Moisés Suárez R.

FILIAL: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIO: La termocupla se acopla directamente en el termopozo. No requiere de aditamentos o accesorios adicionales para tal fin. Puede ser acoplado y desacoplado a la línea de producción en caliente. Es compatible con nipples con rosca interna de uso común en mantenimiento e instalación de accesorios en oleoductos. Fácil instalación que puede ser realizada por personal propio.

DESCRIPCION: El termopozo se puede instalar directamente sobre los oleoductos en caliente, en estaciones terminales o estaciones de válvula, donde el proceso que se realiza requiera medición de temperatura y toma de presión.

Nº: 96-085

TITULO: Herramienta para instalar y remover equipos múltiples

AUTOR: Moisés Suárez R.

FILIAL: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Diseño de gran versatilidad que permite colocar y remover múltiples equipos utilizados en procesos de producción. Es compatible con máquinas perforadoras en caliente ("hot tapping"), de uso común en el mantenimiento e instalación de accesorios en oleoductos.

DESCRIPCION: Permite instalar y/o extraer termopozos, inyectoros de productos químicos, toma muestras de líquido, específicos, en cualquier tipo de tubería en proceso y actúa como elemento accesorio para máquinas perforadoras de diámetros menores, de uso frecuente en el mantenimiento e instalación de accesorios en oleoductos.

Nº: 96-084

TITULO: Equipo automático de corte y soldadura

AUTOR: Pedro R. Parra P.

FILIAL: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Acelera las operaciones de fabricación de refuerzos de tuberías. Perfecciona la calidad de acabado y se obvia el uso del esmeril. Reduce los riesgos operacionales, ya que funciona en forma automática. Bisela a diferentes grados. DESCRIPCION: Se utiliza en la fabricación de refuerzos de tuberías (camisas), y permite optimar y aligerar dicho proceso, al operar en forma sistemática a través de un panel de control.

Nº: 95-083

TITULO: Herramienta para válvulas de motores Diesel

AUTOR(ES): Henderson Chirinos

FILIAL RESPONSABLE: Lagoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: La utilización de esta herramienta permite:

reducir el riesgo de accidentes y horas-hombre por válvula reparada. Aumenta la productividad en las operaciones de mantenimiento.

DESCRIPCION: Se utiliza en las operaciones de mantenimiento de válvulas de alivio de presión de aceite para motores Diesel, específicamente los modelos 8v-92 y 8v-71. Permite la extracción y la colocación del conjunto interno de la válvula, formado por un pistón, un resorte y un tope retenedor, al ven-

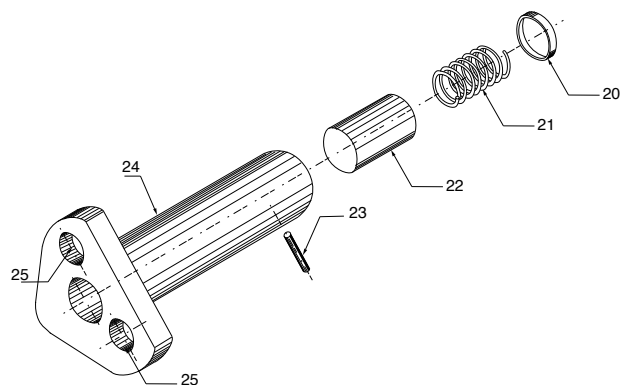


FIG. 1

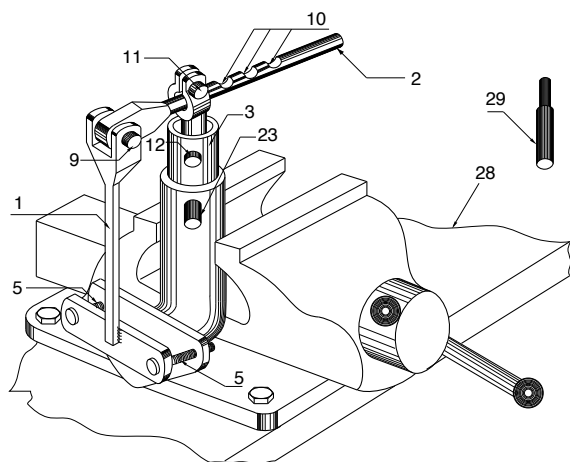
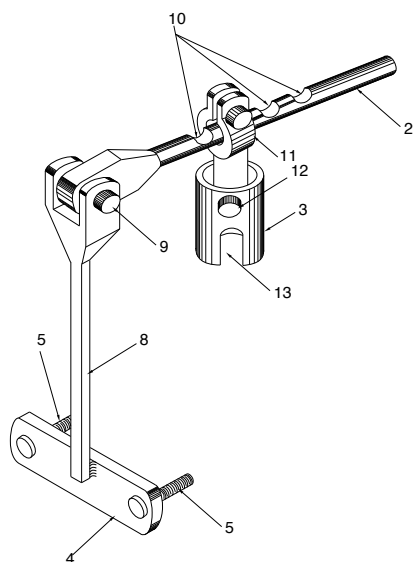


FIG. 3

cer la presión del resorte.

Nº: 95-082

TITULO: Diseño optimizado de tanque de lavado

AUTOR(ES): José J. Urbáez Romero

FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Producción

BENEFICIOS: Reduce los tiempos de reposo del crudo emulsionado, e incrementa la capacidad de manejo de crudo en el tanque. Reduce los costos asociados en el proceso de deshidratación, al disminuir las cantidades de químicos desulsionantes requeridos.

DESCRIPCION: Se caracteriza por tener una chimenea central coalescedora y desgasificadora de baja presión, que permite mejorar el proceso de deshidratación del crudo emulsionado.

Nº: 95-081

TITULO: Dispositivo para despresurizar automáticamente pozos de bombeo mecánico

AUTOR(ES): José J. Urbáez Romero

FILIAL RESPONSABLE: Corpoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Producción

BENEFICIOS: Evita la presurización del pozo por efectos de acumulación de gas en el cabezal del mismo, y permite una inyección continua de diluyente. Optimiza la producción del pozo al mantener en forma ininterrumpida la inyección de diluyente en la relación estimada y verificada como favorable. Reduce la frecuencia de fallas o roturas de empaaduras de prensa estopas y, de esta manera, disminuyen los riesgos de derrames de crudo al ambiente.

DESCRIPCION: Está constituido por una válvula de control y un flotador, el cual se instala en el cabezal del pozo, y opera automáticamente con señal de nivel de fluido, para permitir la expulsión del gas acumulado en el tubo eductor y así evitar la acumulación de gas y, por ende, la presurización a niveles que

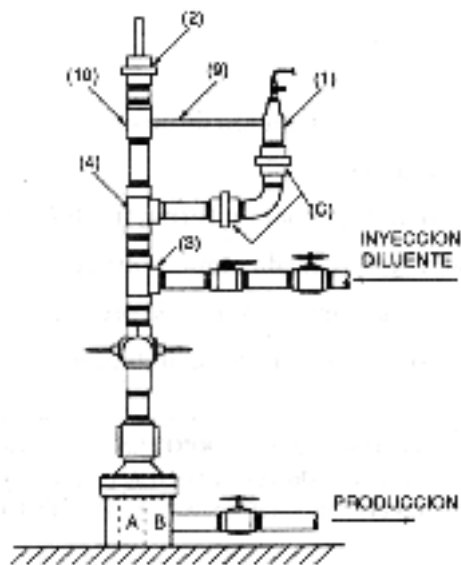
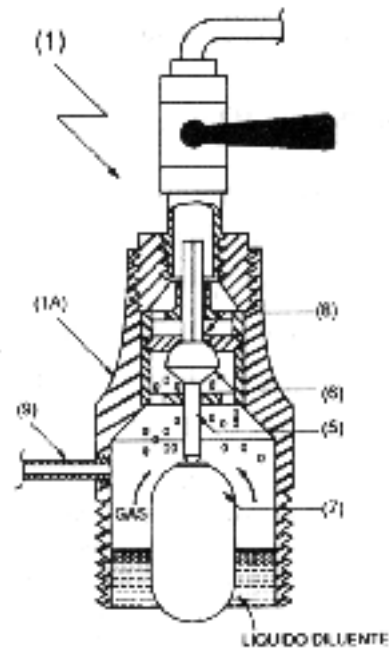


FIG. 1



impidan la inyección de crudo diluyente.

Nº: 95-079

TITULO: Sistema de medición de nivel de vacío en tanques

AUTOR(ES): Wolfgang A. Orozco T.

FILIAL RESPONSABLE: Maraven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Facilita el cumplimiento eficiente de las normativas legales nacionales e internacionales que regulan la materia sobre llenado de tanques y compartimientos. Admite un margen de tolerancia de desniveles en la posición del tanque, hasta 10. Perfecciona, optimiza y simplifica los procesos de medición (determinación y verificación) del nivel de vacío en tanques.

DESCRIPCION: Herramienta de medición basada en el empleo de una regla calibrada, cuyo uso efectivo está determinado por la utilización de una "pesa" que marca el punto de equilibrio o punto cero, para medir perpendicularmente la distancia real entre la superficie de un líquido y el centro superior de la boca del tanque que lo contiene.

Nº: 95-078

TITULO: Banco de prueba y calibración de válvulas de control

AUTOR(ES): José D. Ugarte y Gilberto Pulgar J.

FILIAL RESPONSABLE: Maraven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Verifica la operatividad de las válvulas y reduce las paradas en los procesos que ellas controlan. Permite verificar y calibrar los valores operativos establecidos por los fabricantes. Se utiliza como módulo de adiestramiento para la detección y corrección de fugas en válvulas de control. Banco adaptable a cualquier tipo de válvula de control.

DESCRIPCION: Permite detectar y determinar el nivel de fuga de dichas válvulas, así como su calibración, de acuerdo

con las especificaciones técnicas del fabricante.

Nº: 95-080

TITULO: Sistema de anclaje para unidades lacustres

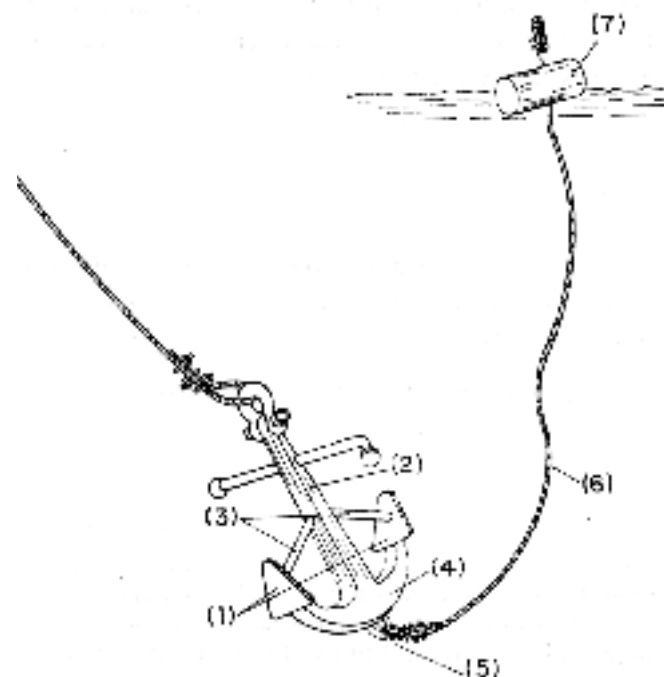
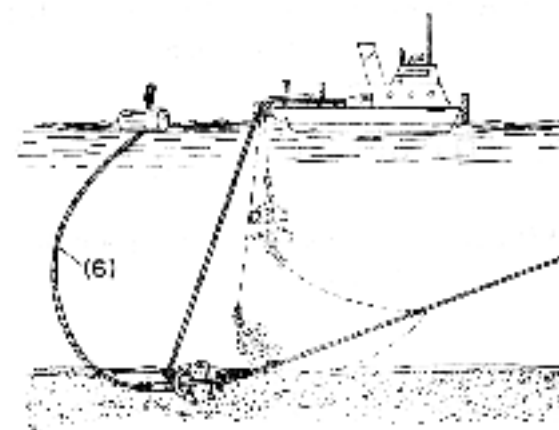
AUTOR(ES): Orledys Gutiérrez A. y Nicolás Hanna B.

FILIAL RESPONSABLE: Lagoven, S. A.

AREA DE APLICACION: Mantenimiento

BENEFICIOS: Reduce la rotura o daños a las tuberías y/o cables sublacustres, por enganche con el ancla, con lo cual se disminuye la contaminación ambiental, los cierres de producción y las interrupciones eléctricas. Aumenta la seguridad al disminuir el riesgo de explosiones causadas por gases provenientes de las líneas rotas.

DESCRIPCION: Reduce los daños inminentes en las líneas sublacustres de transporte de crudo, agua, gas, y/o cables eléctricos, mediante la adición al ancla de dos ejes de retención, una guaya y una boya metálica.





corpoven



ISLA



maraven



LAGOVEN



PEQUIVEN

Se presenta una breve descripción de las patentes desarrolladas en las filiales operadoras de PDVSA durante el primer semestre de 1996.

Para cualquier información adicional sobre estas mejoras, comunicarse con el Departamento de Captación y Protección de Tecnología, de Intevep, S.A. por los teléfonos 58-02-9086815, 9087878, o vía fax 58-02-9087972.

Patent number: 5,523,271

CATALYST FOR THE SIMULTANEOUS SELECTIVE HYDROGENATION OF DIOLEFINS AND NITRILES AND METHOD OF MAKING SAME

Inventors: Magdalena Ramírez de Agudelo, Julia Guerra, Trino J. Romero, Mariela Medina

Date of patent: Jun. 4, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A catalyst useful for the simultaneous and selective hydrogenation of diolefins and nitriles present in a hydrocarbon feedstock. The support material is preferably selected from the group consisting of an inorganic oxide-zeolite composite, carbon and zeolite. A catalytically active phase is deposited on the support material. The catalytically active metal phase is selected from the group consisting of partially reduced Group IB metals and completely reduced Group VIII metals. The catalytically active metal phase is present in an amount of ≥ 0.03 wt %.

Patent number: 5,523,272

CATALYST AND PROCESS FOR THE PRODUCTION ALKYL TERT ALKYL ETHER FROM HYDROCARBON FEEDSTOCKS WITH HIGH LEVELS OF SULFUR

Inventors: Magdalena Ramírez de Agudelo, Trino J. Romero, Emilia Mujica

Date of patent: Jun. 4, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A catalyst production of alkyl tert alkyl ether from sulfur contaminated feedstock includes an ion exchange resin; a palladium first metal phase supported on the resin; and a sulfur inhibiting second metal phase supported on the resin for inhibiting sulfur deactivation of the first metal phase, wherein the first metal phase is present at an atomic ratio to the second metal phase of between about 1:20 to about 1:0.1. A process for producing alkyl tert alkyl ethers includes the steps of providing a liquid olefinic hydrocarbon feedstock containing sulfur and having a total content of up to about 300 ppm; providing a catalyst as described above; mixing the feedstock; with alcohol and hydrogen to obtain a reaction feedstock; and contacting the reaction feedstock with the catalyst under etherification conditions so as to produce alkyl tert alkyl ether.

Patent number: 5,526,839

STABLE EMULSION OF VISCOUS CRUDE HYDROCARBON IN AQUEOUS BUFFER SOLUTION AND METHOD FOR FORMING AND TRANSPORTING SAME

Inventors: Aaron Padrón

Assignee: Maraven, S. A.

Abstract:

The method for forming a stable emulsion of a viscous crude hydrocarbon in an aqueous buffer solution, includes the steps of: providing a viscous crude hydrocarbon containing an inactive natural surfactant and having a salt content by weight of less than or equal to about 1.0% and having a total acid number of greater than or equal to about 1, preferably greater than or equal to about 2.5; forming a solution of a buffer additive in an aqueous solution to provide a basic aqueous buffer solution, the buffer additive being operative to extract and activate the inactive natural surfactant from the viscous crude hydrocarbon; and mixing the viscous crude hydrocarbon with the aqueous buffer solution at a rate sufficient to provide an emulsion of the viscous crude hydrocarbon in the aqueous buffer solution, whereby the buffer additive extracts the inactive natural surfactant from the viscous crude hydrocarbon and activates the inactive natural surfactant so as to stabilize the emulsion. The inactive natural surfactants are

preferably carboxylic acids. The buffer additive is preferably selected from the group consisting of (a) sodium hydroxide in combination with sodium bicarbonate and (b) sodium silicate. A method for transporting the emulsion is also disclosed.

Patent number: 5,505,876

EMULSION OF VISCOUS HYDROCARBON IN WATER WHICH INHIBITS AGING

Inventors: Hercilio Rivas, María L. Ventresca, Gerardo Sánchez

Date of patent: Abr. 9, 19996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A low viscosity, non-aging hydrocarbon in water emulsion formed from a viscous hydrocarbon comprises from about 70 to 80%/wt. oil, from about 20 to 30%/wt. water, from about 0.1 to 5.0%/wt. of an emulsifying agent, and an average oil droplet size of greater than or equal to 15 microns wherein the emulsion is characterized by a viscosity of less or equal to 1500 centipoise at 80°F, and substantial non-aging over time wherein the change in viscosity of the emulsion is less than 100 centipoise per month.

Patent number: 5,499,587

SULFUR-SORBENT PROMOTER FOR USE IN A PROCESS FOR THE IN-SITU PRODUCTION OF A SORBENT-OXIDE AEROSOL USED FOR REMOVING EFFLUENTS FROM A GASEOUS COMBUSTION STREAM

Inventors: Domingo Rodríguez, Roy Payne, Cébers Gómez, José Carrazza, John Kramlich

Date of patent: Mar. 19, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A process for the in-situ production of an effluent sorbent-oxide aerosol with promoter during the combustion of a hydrocarbon containing fuel whereby the effluents are removed from the resultant gaseous hydrocarbon stream comprises admixing an aqueous solution of the sorbent and promoter with the fuel, atomizing and combusting the mixture under controlled conditions so as to generate the effluent sorbent-oxide aerosol.

Patent number: 5,503,772

BIMODAL EMULSION AND ITS METHOD OF PREPARATION

Inventors: Hercilio Rivas, Gustavo Nuñez, Gerardo Sánchez

Date of patent: Abr. 2, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A stable, low viscosity bimodal oil in water emulsion having an emulsifier, a continuous water phase and discontinuous oil

phase having an oil:water ratio of from about 70:30 to about 85:15 by weight, the discontinuous oil phase being characterized by two distinct oil droplet sizes D_L and D_S wherein D_L is about 10 to 40 microns and D_S is less than or equal to 5 microns, the ratio of D_L/D_S is greater than or equal to 4 and about 45 to 85% by weight of the oil is in oil droplet size D_L .

Patent number: 5,513,584

PROCESS FOR THE IN-SITU PRODUCTION OF A SORBENT-OXIDE AEROSOL USED FOR REMOVING EFFLUENTS FROM A GASEOUS COMBUSTION STREAM

Inventors: Domingo Rodríguez, José Carrazza

Date of patent: May 7, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A process for the in-situ production of an effluent sorbent-oxide aerosol during the combustion of a hydrocarbon containing fuel whereby the effluents are removed from the resultant gaseous hydrocarbon stream comprises admixing an aqueous solution of the sorbent with the fuel, atomizing and combusting the mixture under controlled conditions so as to generate the effluent sorbent-oxide aerosol.

Patent number: 5,476,527

WHITE A TOXIC UREA FERTILIZER COMPOSITION

Inventors: José R. Castillo, Manuel Mas, Marilú Stea

Date of patent: Dic. 19, 1995

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A fertilizer composition is provided which is characterized by high mechanical resistance, anti-caking properties, and a substantially white color, and which fertilizer includes urea and a hydrosoluble additive selected from the group consisting of phosphoric acid, solutions of phosphoric acid in water, and phosphoric acid containing compositions, the additive containing P_2O_5 in an amount sufficient to provide the fertilizer composition with a content of P_2O_5 by weight of the fertilizer composition of between about 0.2% to about 7.0% such that the fertilizer composition possesses high mechanical resistance and a low tendency to lumping while maintaining a substantially white color and without affecting the capacity of dissolution thereof.

Patent number: 5,453,550

PRODUCTION OF TAME FROM COKER NAPHTHA

Inventors: Marco Márquez, Raúl Navarro

Date of patent: Sep. 26, 1995

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A process for the production of alkyl tert alkyl ether, comprising the steps of providing a liquid hydrocarbon feedstock containing diolefin in an amount greater than or equal to about 2% wt, mixing said feedstock with an alcohol selected from the group consisting of methanol, ethanol, propanol and mixtures thereof and with hydrogen so as to provide a mixture of said feedstock, alcohol and hydrogen and contacting said mixture with an etherification catalyst under etherification process conditions including a pressure sufficient to maintain said hydrogen in a liquid phase, and a space velocity (LHSV) of less than or equal to about 1 h^{-1} so as to provide said alkyl tert alkyl ether without poisoning said catalyst.

Patent number: 5,480,583

EMULSION OF VISCOUS HYDROCARBON IN AQUEOUS BUFFER SOLUTION AND METHOD FOR PREPARING SAME

Inventors: Hercilio Rivas, Sócrates Acevedo, Xiomara Gutiérrez

Date of patent: Jan. 02, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A method for forming a stable emulsion of a viscous hydrocarbon in an aqueous buffer solution includes the steps of: providing a viscous hydrocarbon containing an inactive natural surfactant and having a salt content by weight of less than or equal to about 0.1%; forming a solution of a buffer additive in an aqueous solution provide a basic aqueous buffer solution, the buffer additive being operative to extract and activate the inactive natural surfactant from the viscous hydrocarbon; and mixing the viscous hydrocarbon with the aqueous buffer solution at a rate sufficient to provide an emulsion of the viscous hydrocarbon in the aqueous buffer solution, whereby the buffer additive extracts the inactive natural surfactant from the viscous hydrocarbon into the aqueous buffer solution and activates the inactive natural surfactant so as to stabilize the emulsion. According to the invention, the buffer additive is a water soluble amine. The inactive natural surfactant contained in the viscous hydrocarbon includes carboxylic acids, phenols, esters, and mixtures thereof. Bimodal emulsions, having two distinct droplet size distributions, are also formed according to the method of the present invention and have improved viscosity characteristics.

Patent number: 5,483,840

SYSTEM FOR MEASURING FLOW

Inventors: Victor Chang, Oscar Chang, Mauricio Campo

Date of patent: Jan. 16, 1996

Assignee: Intevep, S. A.

Abstract:

A system for measuring a flow parameter of a fluid, comprising a conduit defining a flow passage for said fluid, said flow passage having a central axis means located in said flow passage for measuring a differential between a first resultant

drag exerted by said fluid at a first distance from said central axis different from said first distance and means for determining said flow parameter from said differential whereby said flow parameter is accurately regardless of viscosity changes in said fluid.

