

Petroleum

Año 1, No 1
MAYO 1984



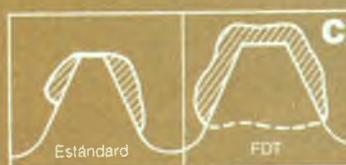
Vea nuestra FDT para perforaciones en formaciones blandas.

El problema de algunas barrenas para perforación en formaciones blandas es que los cojinetes a veces se desgastan antes que la estructura cortante de la barrena.

Esta es la razón por la que debe ver la FDT de Smith Tool. Por adentro, las cojinetes journal sólidos, especiales de la FDT son diseñados y fabricados para garantizar larga duración y lo máximo en horas de perforación. Al combinar esto con nuestro método mejorado de revestimiento de los dientes maquinados, el resultado es una barrena que le ofrece más horas de perforación para mejor economía de perforación!

A Estructura cortante "DT" comprobada.

B Un embutido de metal duro en el journal complementa un embutido de aleación conductible de calor en la superficie del



cono para disipar, con mayor rapidez las temperaturas generadas en los cojinetes.

C El máximo revestimiento de los dientes aumenta la resistencia al desgaste y prolonga la vida eficiente de la estructura cortante.

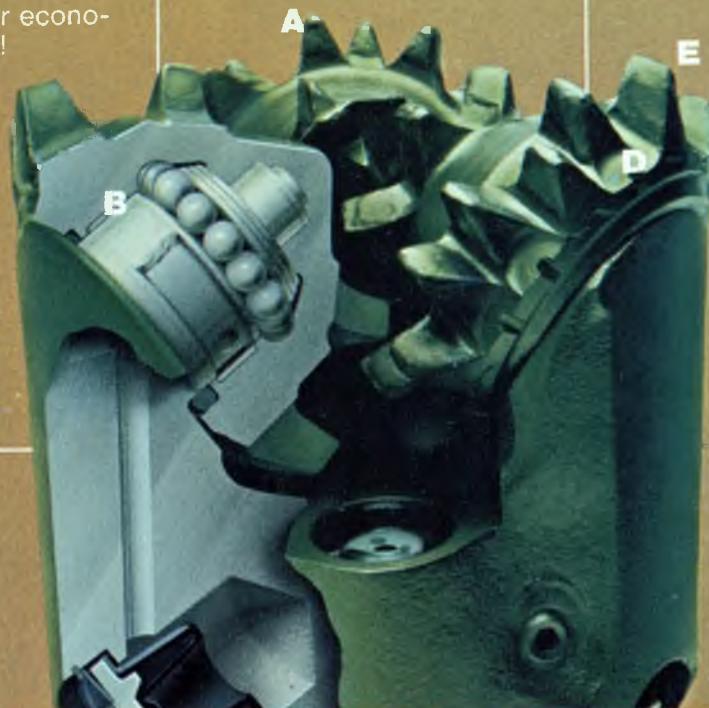
D El espaciamiento interrumpido de los dientes evita la atoramiento de material entre los cortadores.

E El revestimiento adicional en las puntas de los dientes de la superficie de calibre le ofrece más protección al calibre y ayuda a garantizar un hoyo completo.

Un alto grado de descentración de los conos permite máxima eficiencia de perforación por medio de la acción de estriar y raspar.

Para más información sobre la FDT, comuníquese con Smith Tool, P.O. Box C-19511, Irvine, CA 92713, E.U.A. Teléfono (714) 540-7010.

 **SMITH TOOL**
División de Smith International, Inc.



SMITH BROCAS, C.A.

OFICINA PRINCIPAL

Apartado 2678, Maracaibo 4001-A, Venezuela. Tlf.: (061) 348131/4140, 328146, Tlx.: 62434 SRSIC VE

OFICINAS DE VENTAS: Av. El Milagro, Edif. Nautilus, Maracaibo, Tlf.: (061) 919486

OFICINA ORIENTE: Carretera N.º 10 km. 181, Tlf. 34201-20205

El reconocimiento del desempleo masivo de ingenieros, conforme los boletines que periódicamente publica en la prensa nacional el Departamento de Recursos Humanos del Colegio de Ingenieros, es aterrador. El No. 4, del 7 de Marzo, presenta la disponibilidad inmediata de unos 2.500 profesionales, que incluyen 551 ingenieros civiles, 351 ingenieros químicos y 306 ingenieros agrónomos, pero también 26 ingenieros geólogos y 75 ingenieros de petróleo. La evidencia es incontrovertible, que se trata de un problema muy serio, de difícil solución dada las circunstancias por las cuales atraviesa el país.

La ganancia neta de Pequiven durante 1983 fue sólo Bs. 27 millones, pero representa la culminación de un trabajo de 7 años para salvar la petroquímica nacional y es la primera gestión positiva (en negro) desde la creación del IVP en 1956. De esta forma se cumplió un programa de Petróleos de Venezuela que algunos consideraron de alto riesgo, si bien no hay dudas que se trataba de la última oportunidad de recuperación del Instituto. Actualmente Pequiven tiene dos subsidiarias, participa en 10 compañías mixtas muy exitosas, emplea 3.100 personas y produce millón y medio de toneladas anuales de 20 productos, de los cuales los más importantes son amoníaco, úrea, mezclas granuladas NPK, ácido sulfúrico y etileno.

La reducción de salarios a más de 3.000 empleados petroleros, como resultado del "paquete" de medidas económicas de austeridad que anunció el Presidente Lusinchi, ha causado malestar y desazón en la industria. A pesar que la dirección de PDVSA explicó que no teme un éxodo hacia la industria privada, grupos de presión y personas enteradas sostienen que podrían perderse unos buenos gerentes. Lo que parece no está planteado es una "fuga de cerebros". Un aspecto no bien analizado de la cuestión es la aplicabilidad del Artículo 24 de la Ley de Reserva, que acabó con las concesiones, que se suponía protegería a los empleados petroleros de esas contingencias. Eso sí, se negoció directamente con el Presidente que no se suspenderá en ningún momento el Plan de Jubilación de la industria.

La trasmisión de poder en PDVSA, a los pocos días del reemplazo del Presidente del Banco Central, fue ejemplar, por la profesionalidad de los actores. El Geó. Brígido Natera explicó que todo seguía como de costumbre y que la compañía que recibía funcionaba satisfactoriamente.

El convenio cambiario del 24-02-84 entre el Ejecutivo y el Banco Central fija en Bs. 5,9925 por \$(EUA) el tipo de cambio para las divisas petroleras. La venta por parte de Pdvalesa al BCV de sus monedas extranjeras es obligatorio, excepto por las cantidades requeridas para el fondo rotatorio mantenido en Estados Unidos e Inglaterra. Petróleos comprará a Bs. 6,00 los dólares que necesite.

La producción de la URSS ha venido declinando en forma alarmante para las autoridades de Moscú. Los campos de Tuimen, en Siberia, que contribuyen con la mitad del total, no se han comportado en la forma prevista; la causa de muchos de los problemas es la situación laboral impropia, no obstante el régimen autoritario y los incentivos extraordinarios del empleo. La caída de la producción deja cada vez menos petróleo crudo para exportar, lo cual podría ser muy beneficioso para los países de la OPEP.

Por otra parte, el último estudio de los campos británicos y noruegos del Mar del Norte indican que a partir de 1988 comenzará una disminución rápida del potencial de producción. Otra vez se impone la inmutable realidad física, que no se puede extraer de los yacimientos sino la cantidad finita recuperable de manera que si se sube la tasa de producción violentamente, así mismo disminuirá la vida útil de los depósitos.

Los convenios entre Pedevesa y la Veba Oel volvieron súbitamente a la palestra con la acusación del diputado Ing. Celestino Armas, que el Fisco no había recibido un sólo bolívar, no obstante la exportación diaria de 100.000 barriles por valor de \$(EUA) 1.000 millones. El Presidente de Pdvsa y el Ministro de Minas y Energía rehusaron dar la información precisa que despejara las dudas. Por coincidencia o no, siguió a ello el anuncio desde Alemania, transmitido por cables de las agencias de noticias, que la empresa matriz Veba A. G. había tenido un desempeño deficitario durante 1983. (En realidad, sobre DM 1.152 millones de ingresos brutos, la ganancia neta fue de DM 372 millones. La única cuenta consolidada que descendió apreciablemente fue la de petróleo crudo procesado, de 10,5 millones de toneladas en 1982 a 6,5 en el 83, que representa los 4 millones de toneladas de las refinerías que compró Petróleos). La cronología no termina con el nombramiento por el Presidente Lusinchi de una Comisión exclusiva Gobierno-Partido AD, pues a la semana en el Congreso se abrieron las interpelaciones (con Lago-ven, empresa encargada de administrar los contratos).

Participar en una refinería en Corea del Sur podría ser un proyecto perdido, si la actitud de algunos políticos no se modifica. El Embajador Alvaro Barrios Baptista se refirió en Seúl a la posibilidad de establecer una compañía mixta, según términos similares a los de convenio por el cual Pedevesa adquirió el 50% de dos refinerías alemanas.

El resumen de los trabajos en la Faja, publicado a comienzos de Marzo por Pedevesa, indica un volumen de petróleo en el sitio de 200.000 millones de metros cúbicos (1,2 billones de barriles), de los cuales una sexta parte recuperables. El área de la Faja, según la cuenta final, es de 50.000 kilómetros cuadrados, y contiene 782 pozos —completados desde La Canoa No. 1 en 1936 hasta el 31-12-83. El presupuesto para inversiones en producción durante el 84 es de Bs. 1.329 millones, de los cuales 987 son para Meneven. La etapa final de la exploración de la Faja se inició en 1979; quedó completada en 5 años a un costo de Bs. 4.600 millones. (El proyecto Guanipa de Meneven costará hasta 1988 Bs. 3.700 millones). La meta de producción del año en curso es 2,5 millones ton/año (50.000 B/D).

Al cabo de 416 días de operación continua, se paró el flexicóquer de la refinería de Amuay, para trabajos de mantenimiento. Durante la corrida récord, la unidad procesó más de 2 millones de toneladas (45.000 B/D) de residuos o asfaltos, produciendo 224 millones de litros de nafta liviana, 350 millones de litros de nafta pesada y otro tanto de gasóleo liviano, y 110 millones litros de gasóleo pesado, más unos 10 millones de metros cúbicos de gas de bajo poder calórico.

El proyecto NURGAS de Corpoven no parece ser tan firme en su realización, como lo han indicado ejecutivos de Petróleos. Se trata de un gasoducto de 800 km. para llevar el hidrocarburo de las áreas productoras de Oriente a las zonas industrializadas del Centro y Occidente. El estimado actual de la inversión es de 5.000 millones de bolívares. "La venta" del proyecto fuera de la industria está encontrando cada día obstáculos que podrían al final ser definitivos, no obstante lo que Nurgas significa para las firmas locales de producción de bienes de capital, de ingeniería y de servicios, más lo que dejaría disponible en petróleo o productos para la exportación. Por cierto, con evidente poca prudencia, en un suplemento de energía de "The Daily Journal", un alto funcionario de Gaz de France anuncia la activa solicitud de la firma francesa en la licitación internacional para la planificación, ingeniería y construcción. La capacidad de trasmisión de gas del país podría sobrepasar el billón de pies cúbicos, luego de la entrada en operación de Nurgas. El Gerente del proyecto es el Ing. José Gregorio Páez.

pasa a la pág. 14

INDICE

MAYO 1984

22

La gestión petrolera de los cinco años del gobierno del Dr. Herrera Campins fue el centro de una amplia entrevista con el ex-Ministro de Energía y Minas José Ignacio Moreno León.

**39**

Resumen de la política petrolera venezolana para 1984, dictada por el Ejecutivo Nacional

**30**

Intevep está cumpliendo 10 años de fundado con muchos aciertos y un mundo de planes y proyectos para el futuro.

**61**

Con la botadura del Lagoven Morichal culmina el programa de renovación y ampliación de la flota marítima de Lagoven, S.A.



SECCION TECNICA

45

Sistema para la clasificación y la nomenclatura del petróleo y de las reservas de petróleo.

A. R. Martínez, Venezuela; D. C. Ion, Reino Unido; G. J. DeSorcy, Canadá; H. Dekker, Holanda y Shofner Smith, Estados Unidos.

Segundas Jornadas Técnicas G.P.A.

Resumen de los trabajos presentados en estas Jornadas, realizadas en Tamare el pasado mes de febrero, bajo los auspicios de Lagoven.

SECCIONES

1 Cuadrante**66 Intevep-Luz:** Un acuerdo con resultados positivos**75 Equipos****4 Cornisa**

Petróleos del Arauca, S. A.

79 La Columna Geológica*Por: Juan Sin Tierra***9 Síntesis****68 Gente****80 Eventos****18 Energía***Por: Aníbal Martínez***70 Entrenamiento****POR TADA: Alfredo Vásquez****71 Literatura**

Petroleum



Petróleos del Arauca, S.A.

Constituía prácticamente un compromiso con nuestros lectores explicar los motivos que conllevaron a la suspensión indefinida de las ediciones de Petróleo y Tecnología y al surgimiento de esta nueva revista, pero como sabemos que esa charada se irá explicando por si misma, dedicaremos esta nota editorial al pozo Guafita-1X, descubridor de una provincia petrolera al sur de Venezuela, en su frontera por el río Arauca con Colombia.

Las cifras oficiales divulgadas por Corpoven revelan que el Guafita-1X tiene varios días produciendo mil barriles diarios, de crudos limpios de 30° API, de tres intervalos descubiertos entre los 2.264 y 2.192 metros.

Desde el punto de vista venezolano tal hallazgo fortalece el cuadro de sus reservas de crudos vivianos, incorporables a mediano plazo a través de la infraestructura existente en Barinas. Por su parte Colombia continua deshoyando la margarita para resolver el dilema de cómo explotar de una manera práctica y económica el potencial descubierto en sus llanos orientales, una zona deprimida y distante de los centros de consumo.

El Guafita-1X estrecha el cerco alrededor de un yacimiento (?) que por el lado de Colombia lo definen los dos pozos productores de Oxy en Caño Limón, justo frente al objetivo venezolano; país que para fines de este año debe tener una mejor definición de la magnitud de su provincia, en virtud de que tiene previsto perforar tres pozos más, uno en Guafita y dos en la Victoria, un poco más al oeste, donde Intercol tiene los 4 pozos del Arauca.

El impacto que produce la evidencia cierta de que el Guafita podría muy bien haber descubierto el verdadero "lomito" de esa vasta región que, en Venezuela comienza en el delta del Orinoco continuando más allá del Baúl del Guárico, hasta el Apure, adentrándose en los llanos colombianos, es algo que pone a pensar a más de un profesional del petróleo. En esta materia las interrogantes y las conjeturas son muchas, las cuales encontrarán respuestas en la medida que avancen la perforación exploratoria y los estudios geofísicos.

La posibilidad de que uno o varios yacimientos se encuentran divididos por la frontera entre estos dos países, existe y es real. Por esta y por muchas otras razones de orden operativo y técnico, y hasta de Política Internacional, los técnicos de ambos países deben iniciar el intercambio de información, que conlleve a una acción conjunta a fin de optimizar la explotación. Venezuela tiene perfecta conciencia de lo que ello significa, adquirida de su experiencia nacionalizadora, y pensamos que sus geólogos e ingenieros deben estar de acuerdo con propiciar cualquier intercambio que represente un beneficio para ambas partes.

El hecho de que Colombia y Venezuela emprendan en forma conjunta la explotación de sus yacimientos comunes, va a depender en última instancia de una decisión política; pero en ella va a influir notablemente la postura que asuman sus dirigencias petroleras, a la luz de los resultados que en corto plazo se prevean.

Por ahora resulta evidente que ambos países necesitan ese petróleo; el principal escollo lo constituye lo relativamente inhóspito del paisaje y la ausencia total de instalaciones petroleras. Las inversiones son cuantiosas y no se tiene certeza de la magnitud de las acumulaciones de petróleo, aún cuando los resultados del Guafita-1X, a la vez de que confirman una hipótesis, reafirman las expectativas sobre el potencial petrolero de la zona.

Realmente resulta aventurado realizar cualquier pronóstico o diseñar desde ahora un esquema de explotación conjunta, pero los vientos que soplan, nos llevan a fijar nuestra atención sobre este asunto, que tiene importantes implicaciones de orden económico, político y social en estas dos naciones que, por lo demás, han escrito unidas buena parte de la historia de este joven continente. Un acuerdo de esta naturaleza, prácticamente obligante desde el punto de vista técnico, realizado con máximo respeto a los intereses y la soberanía de ambos, abriría un nuevo camino para la integración económica y de paso despejaría el camino para una solución feliz a la añeja y agria querella que sobre sus límites comunes en aguas del Golfo de Venezuela, mantienen los dos países.

Al principio sólo fue LUZahora somos una organización que hace efectiva la capacidad tecnológica nacional.



Hace 13 años, la Universidad del Zulia, puso al servicio de la industria petrolera venezolana al Instituto de Investigaciones Petroleras INPELUZ; su Escuela de Petróleos –modelo en Latinoamérica– y práctica de cimiento de una dependencia capaz de asumir un rol importante dentro de la infraestructura tecnológica de la industria más importante del país.

La creación de la fundación Laboratorio de Servicio Técnicos Petroleros, FLSTP, – mediante convenio con FONINVES, hace 9 años – ratifica y complementa la idea inicial, y hoy LUZ cuenta con una empresa confiable y de alta calidad técnica, prestando servicios especializados – las 24 horas del día, los 365 días del año – a la industria petrolera nacional, en las áreas de:

ANALISIS DE LABORATORIO: agua, crudos, sólidos, barros, cementos, P.V.T., corrosión, núcleos consolidados y no consolidados, petrofísica, caracterización de líquidos y efluentes y cromatografía de gases,

ASESORIA TECNICA: ingeniería de petróleo, gas y optimización.

ADiestramiento: cursos de extensión, entrenamiento de personal de laboratorio y de operaciones.

Para mayor información, dirigirse a FUNDACION L.S.T.P., Calle 77 No. 9-58, Edif. Los Chaguaramos, Tfns.: (061) 82-353/354, 80-704, 82-478/468, Apartado Postal 98, Maracaibo 4001-A, Venezuela





La cultura en cámara

Todo el espectro de la experiencia humana, el arte, la ciencia, la historia, el mundo en que vivimos ... captado en imágenes inolvidables.

**Maraven presenta:
DIMENSION**

Todos los viernes a las 5:30 p.m. por Venezolana de Televisión Canal 8,
y los domingos a las 8:00 p.m. por Televisora Nacional Canal 5.

maraven JL
FILIAL DE PETROLEOS DE VENEZUELA
Vocación de eficiencia y servicio

DIRECTORIO

REDACCION

Jorge Zajia, Director
Lulay Socorro, Coordinadora

Colaboradores

Aníbal R. Martínez, Energía
Mashar Al-Shereidah, Análisis

Circulación

Luz Mary de Vivas

Servicios Generales

Freddy Valbuena

DISEÑO GRAFICO

Víctor Vilchez, Director
Edgar Gutiérrez, Arte Grafic

AGENTES EN EL EXTERIOR

Estados Unidos

Mike Loughlin
Ad-Expo Marketing Int'l.
16151 Cairnway, Suite 209
Houston, Texas 77084
Tlf.: (713) 463-0502
Télex: 910-881-2523

Europa

de Smith Donlevy Associates & Spencer Hill, Klimbledon, London SW19 4NY
Tlf.: (01) 540-0480
Télex: 262284

SUSCRIPCIONES

Promoción 1984 (2 años/14 números)

Venezuela	Bs.	320
Colombia	\$	2.500
Latinoamérica	U.S.\$	30
Norteamérica	U.S.\$	40
Resto del Mundo	U.S.\$	50

OFICINAS CENTRALES

Revista Petroleum, Calle 72, Esq. Av. 19 Edif. Noel, Entrada A, Apto. F, El Paraíso, Maracaibo,
Tlf.: (061) 52-9435.

Dirección Postal

Revista Petroleum
Apartado 379
Maracaibo 4001-A, Venezuela
Impresión
Editorial Metas, C.A.

Miembro de la
Cámara de Suplidores
de Bienes y Servicios
Petroleros



Impresión Editorial Metas, C. A.

Presentación

Diversas circunstancias determinaron la formulación de esta nueva revista dirigida a los profesionales del área petrolera y energética latinoamericana. Un esfuerzo que hoy llega a su grato alumbramiento y cuya permanencia en el medio esperamos sea imperecedera; fortalecida y depurada a través de su evolución, su aceptación y la colaboración que directa e indirecta nos brinden los lectores y, por supuesto, por medio de la propia respuesta que demos al compromiso profesional y empresarial de ser una publicación especializada, editada en Venezuela, orientada a satisfacer a todos los interesados en el conocimiento de los aspectos científicos, técnicos y económicos envueltos en una actividad de tanta complejidad e importancia como la petrolera.

Es obligante apuntar en esta presentación que el propósito de Petroleum es marcar el comienzo de un nuevo ciclo en el oficio de informar y orientar, contribuyendo así a la consolidación que en materia energética y petrolera tienen planteado los países latinoamericanos; razón por la cual, motivados por el valor real de una experiencia acumulada en este campo; el equipo humano y profesional que hace posible este esfuerzo aspira a que el mismo sea reflejo de un trabajo comunicacional firme y eficiente, que constituya un vínculo para el mayor flujo informativo de las actividades de una industria trascendente en países como Venezuela, México y Brasil, y de grandes perspectivas en Ecuador, Colombia, Perú, Argentina y el Caribe.

En esta empresa estaremos ocupándonos de todos esos hechos noticiosos del ámbito petrolero, de la magnitud y alcance de las operaciones, del desarrollo de nuevas tecnologías y equipos y, como la realidad lo impone, del avance en el desarrollo del campo energético en su globalidad.

En ese recorrido estaremos abiertos a los comentarios y recomendaciones, las cuales también aspiramos nos hagan llegar.

Nivel de Perforación

VENEZUELA, 1984

Compañía	Tal./Año	No. de pozos	Total pies	Observaciones
Lagoven	4.80	157	1.029.000	Revisión al 09-04-84
Maraven	2.97	91	335.000	Cifras extraoficiales
Meneven	12.75	142	1.050.800	Revisión al 02-04-84
Corpoven	7.54	47	523.900	" " 04-04-84
Total	28.06	437	2.938.700	

ACTIVIDAD DE PERFORACION EN VENEZUELA (1980-1988)

Compañía	(1) 1980	(1) 1981	(1) 1982	(2) 1983	(3) 1984	(4) 1985	(4) 1986	(4) 1987	(4) 1988
Lagoven	529	508	528	317	157(307)	342	414	354	512
Maraven	243	281	387	257	91(101)	86	127	124	120
Meneven	326	343	343	216	142(156)	143	109	108	108
Corpoven	120	183	144	71	47(51)	43	46	45	42
Total	1.218	1.315	1.402	861	437(615)	614	696	631	792

(1) Fuente: Petróleo y Tecnología

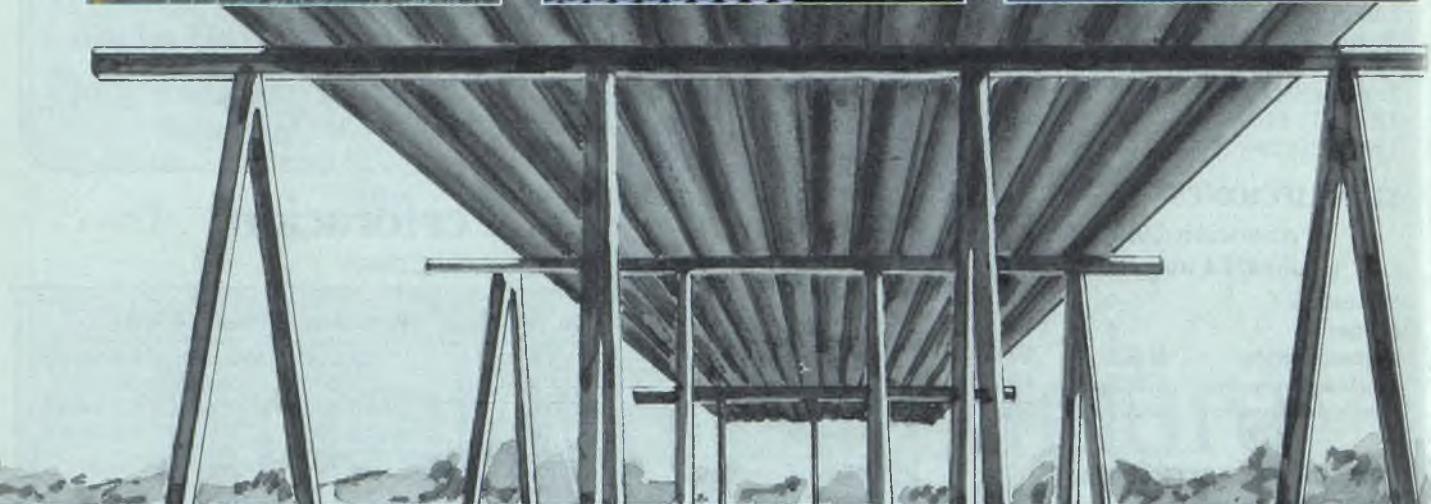
(2) Fuente: Boletín Mensual del MEM

(3) Fuente: Revista Petroleum y las cantidades entre paréntesis de PDVSA

(4) Fuente: PDVSA

Pasa a la pág. 78

¿Ha oido hablar de DISTRAL TÉRMICA?



Somos una empresa establecida en Maracaibo a finales de 1983; con un capital de 20 millones de bolívares aportados por Distral, S. A. (Bogotá)

40.1%; Inversionistas Zulianos (Maracaibo) 40.0% y Lindas Holdings

A. G. (Luxemburgo) 19.9%.

Nuestra función básica es el diseño, fabricación, construcción, montaje y venta de GENERADORES DE VAPOR, amén de poseer unas instalaciones, a orillas del Lago, que nos permiten acometer con eficiencia y prontitud cualquier

requimiento petrolero de la compleja operación lacustre. Nuestro capital, unido a la experiencia y capacidad financiera de nuestros socios foráneos, nos permitieron ubicar unas facilidades metalmecánicas, en enviable posición geográfica, desde donde estaremos participando en los proyectos industriales, tanto a nivel nacional como internacional.

Cuando visite Maracaibo, tome llamas para invitarle a conocer nuestras instalaciones.



MARACAIBO: Avenida San Francisco sector "El Bajo",

Apartado Postal 1410, Maracaibo 4001-A, Tfns. (061) 614861 - 614774 - 613022. Télex: 62254 DISTE VC.

CARACAS, Oficina de Ventas: Torre Jhonson & Jhonson, Oficina C, Piso 4, Avenida Rómulo Gallegos,

Los Dos Caminos, Telfs. (02) 345504 - 348308, Télex: 24514 DTRCA.

Atención creciente en el mercado interno de materiales y equipos

El sesenta por ciento (60%) de los requerimientos totales de materiales y equipos de la industria petrolera venezolana en 1983 fue suplido por fabricantes y proveedores nacionales, señala un informe emanado de la Coordinación de Materiales y Servicios Técnicos de Petróleos de Venezuela, S. A.

Las estadísticas manejadas por la casa matriz indican que de un total de 6.688 millones de bolívares desembolsados por ese concepto durante el año, el 43% (2.859 mill. Bs.) se invirtieron en insumos de origen nacional y un 24% (1.111 mill. Bs.) en productos foráneos, también adquiridos en el país del sector privado conexo.

Tales desembolsos pudieron ser mayores, no obstante, en el caso concreto de los tanqueros y algunos tubulares (renglones que no se fabrican en el país en la proporción requerida) la industria tuvo que recurrir a la importación directa lo cual determinó un desembolso de 1.108 millones de bolívares (16%), al igual que en el renglón de materiales de uso general (aditivos, equipos y repuestos) donde las importaciones registraron un monto de 1.610 millones de bolívares (24%).

En atención a los lineamientos vigentes, las decisiones tomadas por las filiales operadoras en cuanto a la adquisición de materiales y servicios sigue un esquema que señala la sustitución progresiva —en la medida en que los sustitutos vayan apareciendo en el mercado nacional— de los bie-

COMPRA DE MATERIALES Y EQUIPOS (MMBs.)

	Origen Nacional	Import.Indirectas	Import.Directas(1)
1976	490	280	450
1977	970	420	680
1978	1.450	650	1.500
1979	2.400	1.360	2.460
1980	2.700	1.640	2.200
1981	3.760	2.210	3.770(2)
1982	4.415	2.200	7.100(2)
1983	2.859	1.111	2.718(2)

(1) Período 1976-80 incluye taladros, tanqueros y tubulares por Bs. 1.850 MM.

(2) Incluye taladros, tanqueros y tubulares por: 2.485,4.69 y 1.108 MMBs. en 1981 1982 y 1983, respectivamente.

nes que tradicionalmente se importan por similares equivalentes de origen nacional. Tal objetivo ha determinado, además de la divulgación de los programas de necesidades futuras de las industrias petrolera y petroquímica, la continuación del programa de evaluación y seguimiento de calidad de plantas y talleres establecidos en el país, a fin de incorporar el mayor número de empresas a los registros de fabricantes nacionales, y al registro de proveedores.

El programa de control de calidad adelantado por la industria por intermedio de Intevep, ha permitido evaluar desde 1978 a 1983, 632 empresas de 75 diferentes sectores industriales y realizar unas 645 inspecciones de seguimiento a empresas previamente evaluadas, lográndose captar en el mercado interno una atención creciente, oportuna, con capacidad nacional, para atender las necesidades de la industria petrolera.

Con relación al esfuerzo de ingeniería y asistencia tecnológica

contratada, los resultados de 1983 arrojan también un incremento sustancial de la participación venezolana. No obstante haberse producido una disminución de la utilización total de servicios tecnológicos como consecuencia del redimensionamiento de los proyectos, los desembolsos de la industria se orientaron a favorecer la capacidad de ingeniería y los servicios técnicos nacionales.

De esta manera, las firmas venezolanas de ingeniería y asistencia técnica suministraron las dos terceras (2/3) partes del total de servicios contratados en 1983. En cifras, de las 3.510 horas/hombre ejecutadas en el año, las empresas nacionales participaron con 2.280 horas/hombre siendo ésta la mayor participación nacional en la historia de la industria. En 1980 la participación de las empresas nacionales era de un 16%, al ejecutar 659 horas/hombre de un total de 4.052 horas. Al cabo de unos años tal participación se eleva a un 65%.



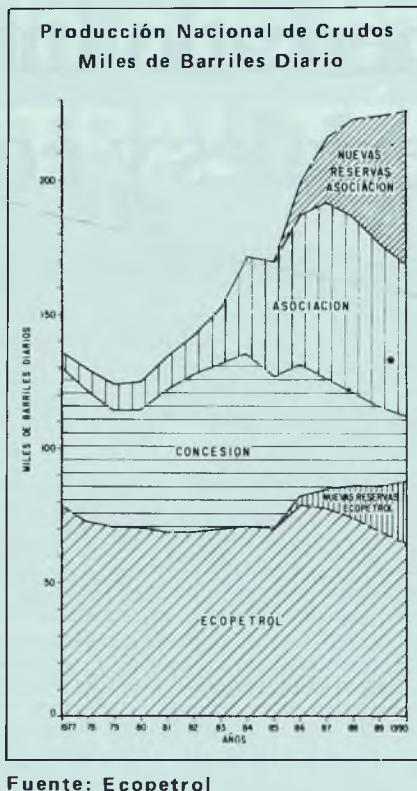
COLOMBIA:

Un nuevo reto en producción

Mucho más satisfactorio serán los resultados que a partir de este año obtendrá Colombia en materia de producción.

En los últimos años este país realizó grandes esfuerzos y cuantiosas inversiones en exploración, tratando de recuperar así el tiempo perdido durante los setenta en cuanto a la búsqueda de nuevas reservas de crudos. Para 1984 el Programa de Exploración de Ecopetrol (actividad directa) mantendrá el ritmo impuesto a comienzos de la actual década, contemplando una inversión total de 40.0 millones de dólares (US\$): 16.0 millones destinados a cubrir 4.000 kilómetros de actividad sísmica, y 28.0 millones para la perforación de 12 pozos (5 en la cuenca de los Llanos Orientales, 4 en la cuenca de Putumayo y 3 en la cuenca del Magdalena Medio).

Sin embargo, como hecho trascendente destaca el anuncio de la



Fuente: Ecopetrol

producción que se espera obtener de la cuenca del Magdalena Medio, estimada en 30.000 barriles diarios para 1985. El campo Concorná y Nare abrió estas perspectivas. En él se han perforado unos 80 pozos y para finales de año se espera alcanzar una producción de 13.000 barriles.

El campo es trabajado por Ecopetrol y la Texas Petroleum Company, mediante un contrato de asociación. Las inversiones efectuadas hasta la fecha superan los cien millones de dólares.

Los contratos de asociación de Concorná y Nare se firmaron en septiembre de 1980, y un año después se inició la explotación de 744 hectáreas. Por otra parte de los 80 pozos perforados, 50 se encuentran en producción, uno de ellos con capacidad de 7.000 bpd. Las áreas restantes del campo entrarán en explotación en el transcurso del presente año y el próximo, previéndose que para ese entonces la producción ascienda a 30.000 bpd, la más significativa entre todos los contratos de asociación vigentes.

Ahorros en costos de mantenimiento

Mediante un existoso programa de recuperación de piezas y componentes de equipos rotativos, la División de Occidente de Lagoven logró durante 1983 una reducción en costos de mantenimiento estimado en 15 millones de bolívares.

Debido a los crecientes costos de los repuestos de equipos rotativos la filial de Petróleos de Venezuela decidió emprender este esfuerzo en materia de mantenimiento, cuyos antecedentes se remontan a 1963 con la reparación de piezas menores de las turbinas de la planta de compresión de gas Tia Juana-1. Los estudios y pruebas realizadas desde entonces en los Talleres Centrales de La Salina, en Cabimas, con la importante participación



del Grupo de Ingeniería de Equipos Rotativos de Ingeniería General y el entrenamiento de personal en el ramo de la metalurgia y de la recuperación de equipos y componentes, permitieron que Lagoven identificase la tecnología y métodos actualmente aplicados en las labores de mantenimiento.

Entre los beneficios que ha venido aportando el programa destacan el ahorro sustancial de los costos de mantenimiento, la disponibilidad casi inmediata de componentes, la introducción de modificaciones en los equipos, lo cual —con el aval de los fabricantes— ha permitido prolongar la vida útil de los equipos y obtener de ellos una mayor eficiencia.

El Ing. Antonio Urreiztieta, Superintendente de Talleres Centrales de la División, señala que los estudios realizados en función del programa de recuperación de piezas ha posibilitado la acumulación de una valiosa experiencia para desarrollar recursos humanos en metalurgia y en mecánica especializada para equipos rotativos.

Bs. 1.900 millones invertirá Corpoven durante 1984

Mil novecientos treinta y cinco millones de bolívares (1.935 MMBs.) estima invertir la filial de Petróleos de Venezuela Corpoven, S. A., en el desarrollo de los programas y actividades contemplados para este año.

Del presupuesto total de inversiones para 1984, 722 millones de bolívares (37%) estarán destinados a cubrir los programas y proyectos en el área de producción, de los cuales 573 MMBs. corresponden a los programas de perforación de desarrollo y avanzada, levantamiento artificial, instalaciones de producción, equipos y otros; 25 MMBs. a la ejecución de nuevos proyectos —incluyendo entre otros al DCOL y el Proyecto Boscán. Cabe destacar que durante este año Corpoven prevé la perforación de un total de 23 pozos de desarrollo y de avanzada —15 en la División Occidental y 8 en la División Barinas—, lo cual representará una inversión del orden de los 344 MMBs.

El número de pozos a rehabilitar este año se estima alcancen un total de 732 pozos. Asimismo se tiene como pronóstico la utilización de 13.03 taladros/año: 9.11 taladros/año en perforación y 3.92 taladros/año en rehabilitación (reparación, servicios y abandonos).

La inversión presupuestada en geología (532 MMBs.) cubrirá la perforación de 15 pozos exploratorios: 2 en el Lago de Maracaibo, 5 en la Costa Occidental del Lago (COL), 3 en Falcón y 5 en Apure; y el levantamiento de 2.590 Kms. de líneas sísmicas: 650 Kms. en la COL, 700 Kms. en Barinas, 840 Kms. en Apure y 400 Kms. en la Faja Petrolífera del Orinoco. El monto de inversiones en perforación exploratoria se estima en el orden de los 445 MMBs.



IV EXPOSICION LATINOAMERICANA DEL PETROLEO

El Poliedro de Caracas
Venezuela, Junio 19 al 22 1984

Único evento de su naturaleza que sirve a la totalidad de la industria petrolera de América Latina, en esta oportunidad espera la participación de más de 200 firmas productoras o suplidoras de materiales, equipos y servicios de ingeniería,

Alentado por los resultados de la exhibición de 1982 —también efectuada en Caracas—, su patrocinador, Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales se han propuesto lograr que ésta sea aún más exitosa.

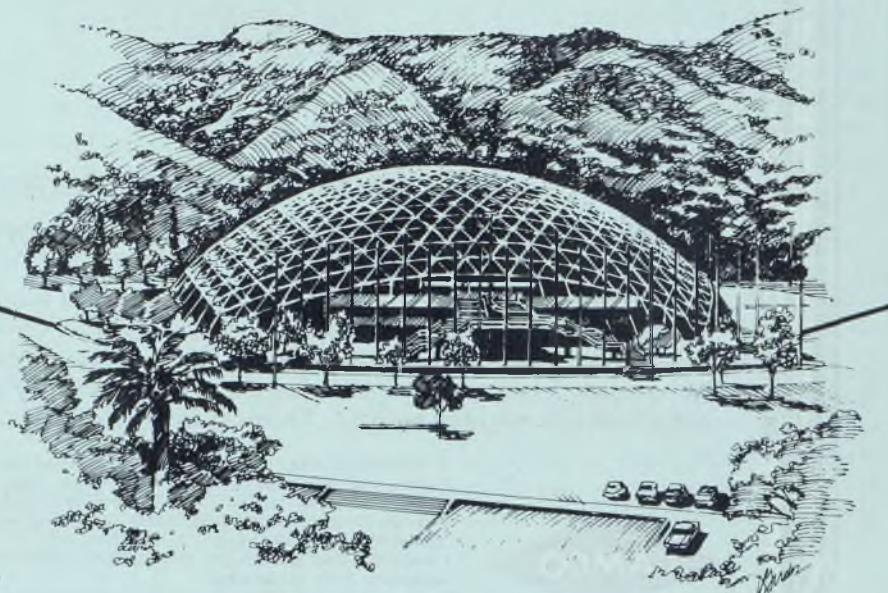
El Ministerio de Energía y Minas de Venezuela ha ofrecido su apoyo adicional, al igual que el Instituto de Comercio Exterior(ICE), el Consejo Nacional para el Desarrollo de la Industria de Bienes de Capital(CONDIBIECA), y otras organizaciones profesionales y empresariales del país, garantizando así la asistencia de las personas con un legítimo interés en la Industria Petrolera.

El moderno Poliedro de Caracas recibirá a todos los participantes y asistentes, creando el marco propicio para las negociaciones.

Si usted vende equipos o servicios a la industria del petróleo y gas en Latinoamerica, no puede perder esta oportunidad.

Para información adicional
comuníquese con: John Dale/Tony Velasquez

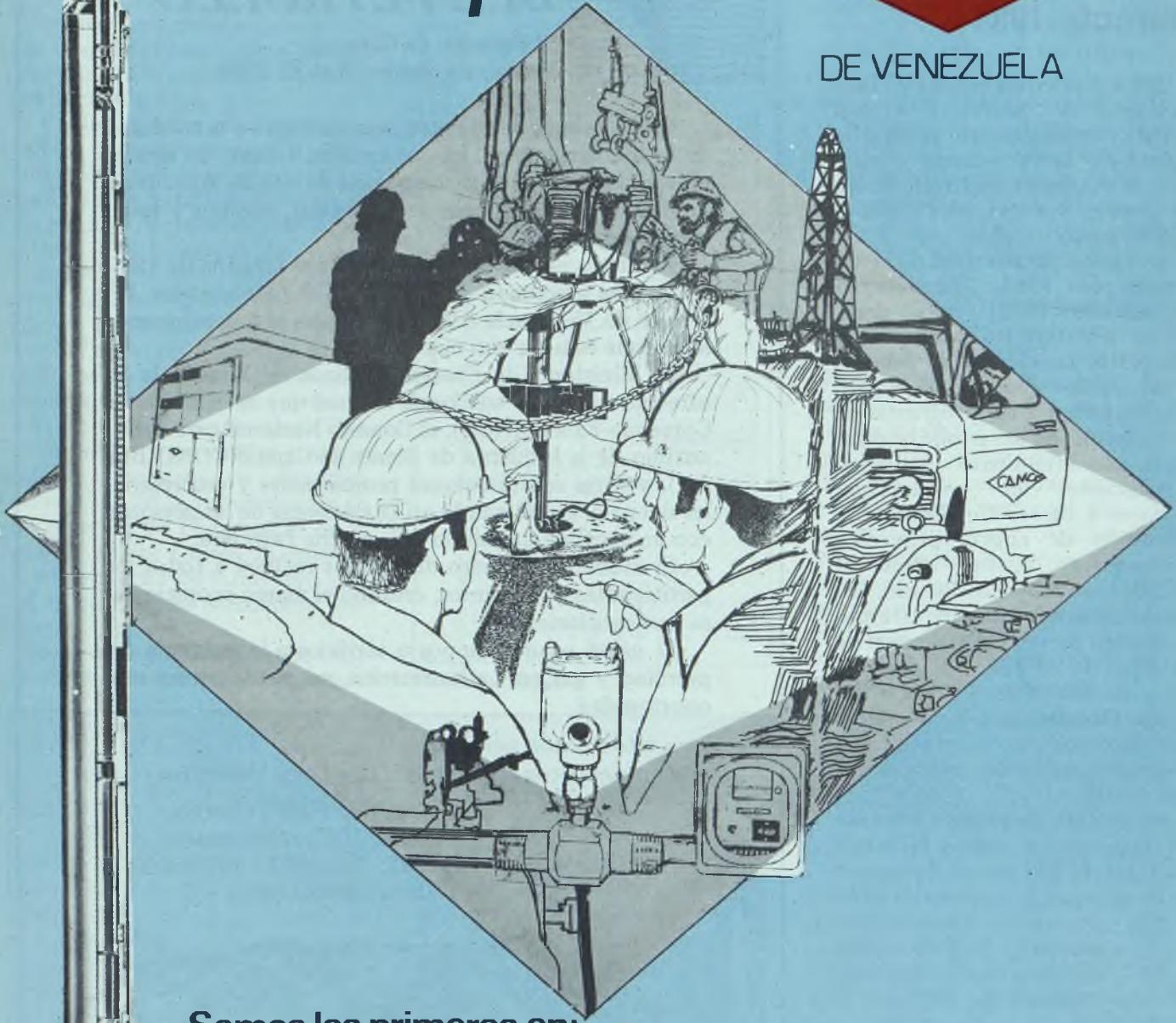
Apartado 60669 Chacao,
Caracas, 1060-A Venezuela
Telf: (02) 782-2831 / 782-6935
Telex: 29922 CELP VC



El prestigio Internacional nos respalda

CAMCO

DE VENEZUELA



...Somos los primeros en:

- Control y medición • Empacaduras (Packers) • Gaslift
- Sistemas de seguridad • Operaciones de guaya fina

Ofrecemos los servicios de: Taller de Tornos para la fabricación de piezas en general para la industria petrolera y petroquímica. Reparación en general.

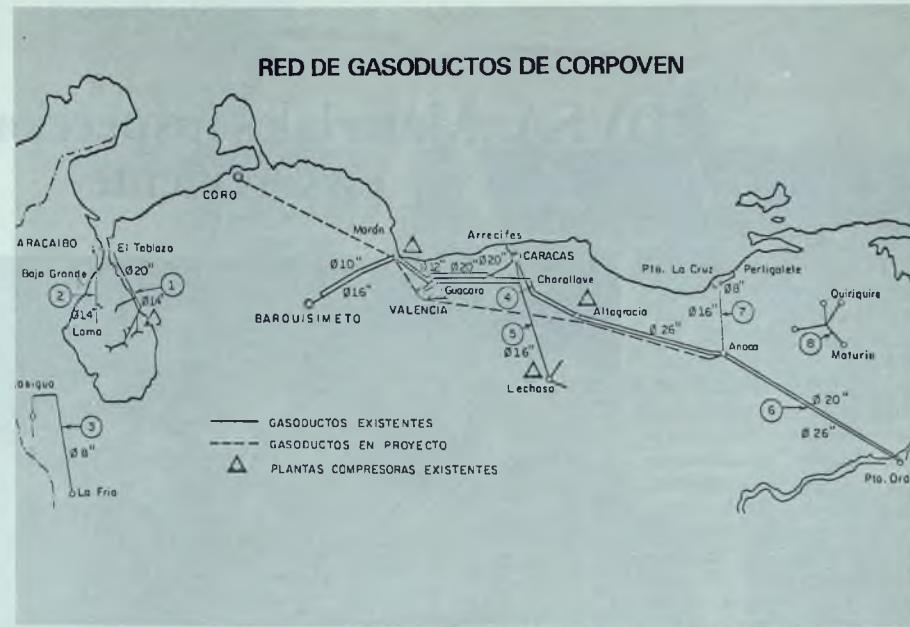
Soldadura. Taller de ensamblaje, reparación y servicios de cabezales y válvulas para árboles de navidad. Técnicos especializados para la instalación y servicios a cabezales de producción y/o árboles de navidad en sitio. Técnicos instrumentistas.

CAMCO

Representantes Exclusivos para Venezuela de: Autocon, Camco Incorporated, Ferguson Bearegard Inc., Geo Vann, Inc., ITT-Barton Process and Instruments, J. M. Huber Corporation (Hercules), Kimray Incorporated, SMF International, Safety Technology & Oilfield Protectors Inc. (STOP), Tejas Controls, Inc., Texsteam Corporation, Willis (Division of Smith International, Inc.)
Dirección: Las Morochas - Tfis.: 061-911036 - 911315, 065-26911, Teléx: 75159 -
Apartado 304, Maracaibo.
Anaco - Tfis.: 082-23256 - 22874, Apartado 50.



Por otra parte, en el cumplimiento de los objetivos trazados en materia de gas, Corpoven continuará incrementando la capacidad del sistema de transmisión (red de gasoductos), cuya longitud actual es de 4.271 Kms. con una capacidad de 1.520 MMPCD. Para 1984 las inversiones en este campo específico (421 MMBs.) comprenden la construcción de 132 Kms. adicionales en el sistema. Igualmente, la empresa continuará adelantando lo concerniente al proyecto de construcción de la nueva red de transmisión (Proyecto Nurgas) que, por medio de la interconexión de Oriente con Occidente, dará una mayor flexibilidad operativa al sistema nacional de gasoductos.



Venezuela y México fortalecen sus vínculos



Arturo Hernández G. (Dib.E.Gutiérrez)

El nuevo convenio suscrito por los Ministros de Energía de Venezuela y México, Arturo Hernández Grisanti y Francisco Labastida, en ocasión de la reciente visita del Presidente de México a Venezuela, refuerza la voluntad de estos países de apoyarse mutuamente en circunstancias históricas y económicas como las que vive América Latina en la actualidad, mediante relaciones que tiendan a fortalecer sus respectivas economías.

Las magníficas relaciones que mantienen ambos países en el campo energético, la necesidad de avanzar en la integración económica por medio de este sector, el mutuo interés por lograr que la industria petrolera coadyuve más eficazmente al desarrollo sustituyendo importaciones y transformando el petróleo para darle mayor valor agregado, y la conveniencia de que las economías de ambos países se integren por medio de la complementación económica, utilizando a las empresas del sector público como medio ágil y eficaz para alcanzar ese propósito, fueron puntos neurálgicos en la firma de este acuerdo que expresamente establece:

terno de los productos petroquímicos tanto primarios como secundarios de las industrias de ambos países.

3. Realizar esfuerzos conjuntos para propiciar la investigación y desarrollo tecnológico en áreas petroleras y petroquímicas de interés mutuo y con aplicación en ambos países. En algunos casos en que alguna de las partes disponga de tecnologías específicas que sean de utilidad para la otra, se negociará la transferencia correspondiente.

4. Cooperar en la formación, entrenamiento y capacitación de personal técnico en las diversas áreas de especialización relacionadas con la industria del petróleo, por medio de eventos científicos y técnicos. Asimismo, ambas partes se mantendrán informadas de sus programas académicos ordinarios y especiales, a efecto de hacer viable la asistencia recíproca.

Para la instrumentación del acuerdo ambos países instruirán a sus respectivas empresas estatales a fin de que estudien y desarrollen programas específicos que concreten el objetivo del programa.



PDVSA- Materiales inspecciona fábricas en Occidente

El jueves primero de marzo estuvo en Maracaibo, visitando las instalaciones de Lufkin de Venezuela, Smith Brocas, Afca, FCM y Distral Térmica, una delegación de Petróleos de Venezuela y sus filiales encabezada por Eduardo Santamaría, Coordinador de Materiales y Servicios Técnicos de PDVSA, e integrada por Luis Ramos (PDVSA), Arturo Pérez Ron (Intevep), Aquiles Fernández (Maraven), Juan Chacón (Corpoven), Armando Bermúdez (Lagoven), Enrique Domínguez (PDVSA), Luis Moreno (Maraven), Ernesto Bianco (PDVSA), José Suárez (Corpoven), Udo Muller (Corpoven), Gastón Fernández (Meneven) y Amilcar Gómez (Intevep).

La visita tuvo por objeto conocer en el sitio mismo la capacidad instalada de cada planta, así como la variedad y calidad de los productos manufacturados en ellas y su contenido de valor agregado nacional: y de la misma manera profundizar acerca de los planes



La delegación de Pdvsa y sus filiales, en un aparte del programa de inspección a las fábricas de occidente.

de desarrollo de estas empresas. Por su parte el representante de PDVSA emitió juicios sobre la capacidad instalada a nivel nacional en la rama metalmecánica y sus similes, aprovechando la oportunidad para esbozar algunos pronósticos relacionados con las compras de la industria para este año.

materia prima. El recorrido por la planta estuvo dirigido por Antonio Moschella, Guido Delgado y Hector Antúnez.

En Smith Brocas el grupo de visitantes fue recibido por el Gerente de la planta Alejandro Umérez y por Neric Rincón, Julio Burgos, Bruno Bortesi y



viene de la pág. 2

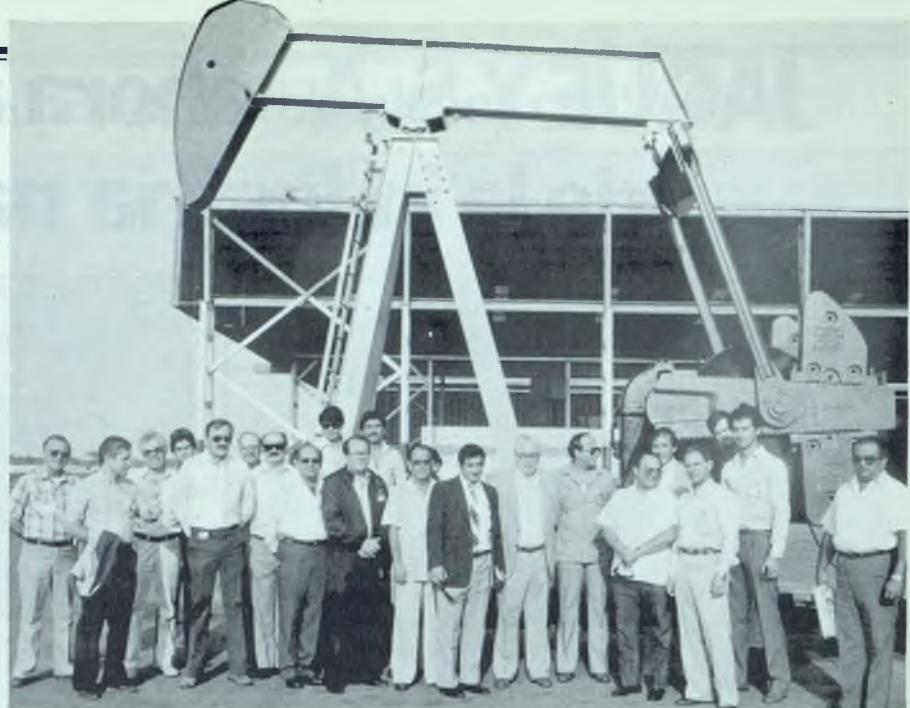
► Las diferencias de los gasolineros con Petróleos no han tenido aparente solución inmediata. Las acusaciones, declaraciones y anuncios se suceden unos a otros. La imagen que se lleva al público consumidor —molesto y resignado por el nuevo aumento de los impuestos—, es de enguerrillamiento ("El Nacional", 15-03-83). En realidad, el margen de utilidad para las estaciones, de 6 c por litro vendido, se mantuvo inalterable. Por otra parte, es lógico que se considere una escala fluctuante de beneficios, proporcional al volumen de las ventas. Las dificultades se han extendido ahora a Fedemgas, en relación a la distribución y venta de las bombonas de gas del tipo popular (18 y 27 Kg.) Los márgenes de la comercialización son muy variables, para cada grupo de operadores en el negocio. Es de notar que el 90% del transporte se hace por vía terrestre.

► Otro jeque estuvo en Venezuela, para proponer esquemas financiero-petroleros de alta cuantía, que en la práctica son irrealizables. El saudita Adnán Kashoogi —en Caracas menos de 48 horas— ofreció ayuda sustancial para el refinanciamiento de la deuda externa. Es de notar, no obstante, que es imposible legalmente que la participación señalada se materialice; es más, ni siquiera un organismo de reconocida solvencia internacional como el Fondo de la OPEP podría lograrlo.

Oscar Machado K., estos dos últimos pertenecientes al grupo Sivensa, copropietarios de la fábrica. Su especialidad es la manufactura de mechas de perforación bajo el lema de "calidad y servicio" que caracteriza a Sivensa. Sus instalaciones están en capacidad de fabricar, en dos turnos de trabajo, 9.000 mechas al año para suplir el mercado venezolano que consume un promedio de 6.000 unidades/año y a los países andinos con otras 6.000 mechas anuales de consumo. La empresa cuenta con un agresivo equipo de ventas empeñados en tener mayoría en el mercado del Pacto Andino.

La visita a AFCA estuvo a cargo de los ingenieros Carlos Añez y Eduardo Parisca, quienes en amplia exposición detallaron la capacidad de construcción de sus talleres, su ocupación actual y de las dramáticas perspectivas futuras ante la reducción en la actividad del sector, producto de los recortes en los programas de desarrollo de PDVSA y sus filiales. La mayoría de los trabajos requeridos por la industria petrolera son de poca cuantía lo cual hace prácticamente imposible la participación de empresas de mucha emarginación como Afca. De no haber cambios en la situación actual, hacia mediados de año esta empresa deberá reducir aún más sus operaciones.

El programa prosiguió con la visita a la fábrica de partes para válvulas y cabezales de pozo FMC. Dicha planta se encuentra bien diseñada y dimensionada para atender con eficiencia y buenos precios los requerimientos del mercado nacional. Carlos Morcate y Steven Kase dieron detalles completos de su línea de fabricación y controles de calidad, y en reunión privada hicieron



El encuentro entre los representantes de la industria petroíera venezolana y los fabricantes nacionales fue altamente productivo.

consultas sobre la potencialidad del mercado petrolero para sus equipos.

La jornada concluyó en horas de la tarde con la visita a las instalaciones de Distral Térmica, empresa dedicada a la fabricación de generadores de vapor, calderas, calentadores y otros equipos petroleros. Distral Térmica ocupa las antiguas instalaciones de Astilleros del Lago, en el municipio San Francisco, y su capital está formado por 40,10% de Distral, S. A. de Colombia, 40,00% de inversionistas zulianos y 19,90% de Lindas Holding de Luxemburgo. El ingeniero Jorge Pérez, Presidente de la

empresa, manifestó que estaban en capacidad de participar en el mercado nacional e internacional y de hecho se encuentran fabricando una serie de calderas para la planta termoeléctrica de Cerrejón, en Colombia.

Durante la visita efectuada por la delegación de PDVSA a estas cinco empresas se observó un interés manifiesto de parte y parte, y no dudamos que éste y otros encuentros propiciados por la gente de materiales de PDVSA y sus filiales contribuirá notablemente a la orientación de sus políticas de compras.

La energía nuclear gana terreno dentro de la OECD



La generación de energía nuclear por parte del grupo de países industrializados consumidores de energía, OECD, se incrementó en casi un diez por ciento durante la década de los setenta y cubrió el cinco por ciento de las necesidades energéticas de estos países durante 1982.

El informe "Energy Balances of OECD countries, 1970-1982", de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), indica que la producción nuclear pasó de 16 millones de toneladas de petróleo equivalente (MToe) en 1970 a 172 MToe en 1982. En el balance total de energía dicha fuente pasó de un medio por ciento a cinco por ciento durante los 12 años.

El carbón y otros combustibles sólidos proveyeron un cuarto de las necesidades energéticas totales, pasando de un consumo de 750 MToe en 1970 a 887 MToe en 1982.

Destaca el informe que durante estos 12 años la demanda de petróleo se incrementó en apenas un tres por ciento, pasando de 1.541 Mtoe a 1.588 MToe, y asimismo que el petróleo declinó su participación dentro del paquete energético de un 50 a un 44 por ciento.

En el período la demanda total de energía de la OECD se incrementó en 16 por ciento, pasando de un consumo de 3.101 a 3.586 MToe. Para 1982, en adición al petróleo, el carbón y la energía nuclear, el gas natural participó con un 19 por ciento del total, y la energía hidroeléctrica con un siete por ciento.

Las demandas netas de energía importada de la OECD bajaron de 1.042 a 958 MToe durante el período.

El informe señala igualmente que el incremento en el consumo de petróleo pudo haber sido menor, si la demanda automotor no hubiese mantenido los altos niveles registrados. No obstante, en los sectores industriales, comerciales y residenciales el consumo de petróleo decayó drásticamente.

JAGUEY S.A. ahora al servicio de la industria nacional



Revestimiento de Tubería Oleoducto Jobo/Pilón-Morichal



Montaje de Equipos Estación 0-16 - Morichal



Construcción Acueducto Tulé-Maracaibo - (Edo. Zulia)



Construcción Muelle y Plataforma NGL/Jose - (Edo. Anzoátegui)

JAGUEY S. A. especializada en:

- Tendido de líneas de tuberías de acero (gasductos, oleoductos, y acueductos).
- Plantas de tratamiento, distribución y almacenamiento de productos petroleros.
- Plantas de inyección de agua, vapor o fluidos específicos a la recuperación secundaria.
- Tuberías industriales y montaje de equipos en plantas relacionadas con la industria pesada en general.
- Montaje de refinerías o parte de ellas.
- Todo tipo de instalación pesada costa afuera.
- Obras civiles (construcción de muelles, carreteras, etc.).
- Trabajos electromecánicos.
- Electricidad e instrumentación.

JAGUEY S. A. utiliza los más modernos equipos de soldadura automática, revestimiento de tubería, excavación y montaje de todo tipo, así como los implementos y maquinarias requeridos para la ejecución de sus contratos, aplicando en ellos la más avanzada tecnología disponible en el mercado nacional e internacional.

La empresa no ha escatimado esfuerzos en la contratación de recursos profesionales y técnicos altamente calificados, ni en su entrenamiento permanente a fin de lograr el uso óptimo de sus equipos; además la política de la empresa ha estado orientada hacia una máxima participación en el proceso de desarrollo venezolano.

JAGUEY, S.A.

Centro Empresarial Miranda-PH-C-Av. Fco. de Miranda, Los Ruices, Caracas, 1071-A. Aptdo. 60175 Chacao, Tfns.: 2396797 - 2393067, 2397757, Télex: 25498 INREM VE

La industria petrolera colombiana en 1984

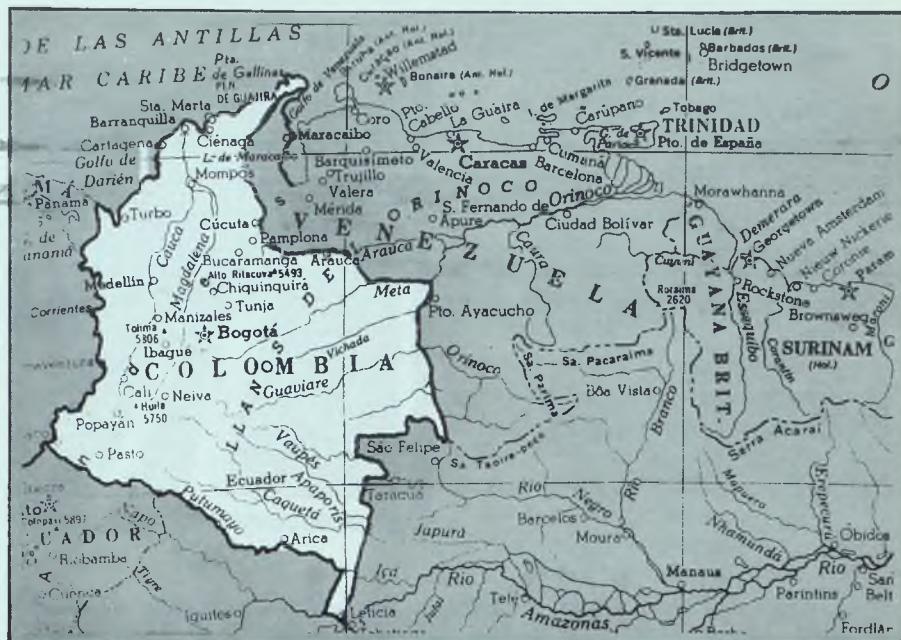
Durante 1983, la industria petrolera colombiana obtuvo un aumento significativo en la producción de crudo, en parte por los nuevos campos de los Llanos Orientales y al aumento en la producción de viejos campos.

En un resumen de las actividades de esta industria publicado por la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo (Acipet), se destaca que al finalizar el año se encontraban vigentes 39 contratos de Asociación, cubriendo una extensión de 5.9 millones de hectáreas localizadas en las diferentes cuencas sedimentarias en que se encuentra dividido el país.

La cuenca de los Llanos Orientales, considerada como la de mayores perspectivas en vista de los resultados obtenidos en los últimos años, concentró el mayor número de contratos con un total de veintiuno (21) que representa el 68.1% del área total contratada del país. Los Valles Superior y Medio del Magdalena figuran también con un significativo número de contratos.

La variación en hectáreas de área contratada presentó una disminución de aproximadamente 4.4 millones de hectáreas con relación a 1982, debido principalmente a las circunstancias por las cuales atraviesa la industria petrolera mundial. No obstante, debido a la mayor información geológica y geofísica y a los últimos descubrimientos, disminuyeron los riesgos que implica la exploración, lo cual contribuye a mantener vigente la modalidad de Asociación.

Durante el año se perforaron 247 pozos, la mayor cifra registrada en la historia petrolera de Colombia. 36 pozos fueron exploratorios —representando una disminución del 50%—, y de éstos 13 resultaron productores.



Debido al programa de Recuperación Secundaria en Casabe y a la continuación de los desarrollos de los campos de Texas en Concorná, de Colcito en Payoa y de Hocol en sus campos del Huila entre otros, la actividad de desarrollo fue bastante satisfactoria, alcanzando 211 pozos de desarrollo (un 40% más que en 1982).

La producción de petróleo durante el año alcanzó los 55.550.262 barriles, para una tasa promedio de 152.193 BPD, presentando un incremento de 10.370 barriles con relación a 1982.

Ecopetrol produjo el 45.7% de la producción nacional, en asociación se produjo el 13.7% y en concesión el 40.6%.

En lo referente a gas, el nivel de producción llegó a los 183.165 millones de pies cúbicos (501.824 MPCD), representando un incremento del 5%.

Reservas de Petróleo y Gas

Las reservas descubiertas en Colombia alcanzan los 2.949.5 millones de barriles y las remanentes los 613.5 millones de barriles. Las de gas son del orden de los 7.354.8 MMMPC y las remanentes de 3.824.9 MMMPC.

Para 1984 se espera una reactivación en las actividades exploratorias de acuerdo a los Contratos realizados, y un aumento en la producción, dada la actividad de desarrollo a seguir durante el año.

AMUAY:records y rendimiento

A un año de su inauguración, la modificación del patrón de refinación de la Refinería de Amuay —MPRA— de Lagoven arroja un balance altamente exitoso, con cifras que evidencian el alto rendimiento alcanzado por el más importante complejo de procesamiento de crudos del país.

En catorce meses de operaciones ininterrumpidas el Flexicoker instalado en Amuay (52.000 bd.) produjo más de 45.000.000 de dólares de ganancia neta. La primera corrida de esta unidad fue de 416 días, representando un record a nivel mundial.

Por otra parte, la producción (durante la primera corrida) se situó en 1.400.000 barriles de nafta liviana, 2.200.000 barriles de nafta pesada, 2.200.000 barriles de gasóleo liviano y más de siete millones de barriles de gasóleo pesado.



El Flexicoker de Amuay fue sometido a su primera revisión.

Como todas las refinerías venezolanas la de Amuay se construyó hace más de tres décadas.

En la actualidad Amuay cuenta con cinco plantas de destilación (630.000 bd de capacidad total), y cuatro fraccionadoras de nafta (130.000 bd). Cuatro hidrodesulfuradoras están en capacidades de tratar 140.000 bd de combustibles pesados de bajo contenido de azufre y 70.00 bd de diesel y Jet Fuel. Tres plantas de hidrógeno se generan 1.02 millones de pies cúbicos de este gas.

En la producción de lubricantes se emplean dos fenolfinadoras (6.000 bd) y una desparafinadora de lubricantes maneja cerca de 1.800 bd. Funcionan también en Amuay una recuperadora de GLP con capacidad para 64.000 barriles por día; una planta de isomerización (8.900 bd); una planta de alquilación (14.900 bd); una planta de desintegración catalítica (75.000 bd) y un Flexicoker (52.000 bd), el cual ha sido sometido a su primera revisión como parte del programa de mantenimiento.



¿Dónde está el URANIO?

Alguna vez, en abril de 1982, la Agencia Internacional de la Energía Atómica descubrió que en Venezuela las reservas de uranio llegaban a las 20.000 toneladas.

Con el tiempo, la magia potente de la organización local que se ocupa de la energía nuclear, duplicó la cifra, sin otra explicación que una declaración a la prensa.

Desde entonces figuramos en los libros del poder en el mundo con 40.000 toneladas de minerales fósiles radioactivos, si bien no sabemos mucho más de tan grave asunto.

«Dónde está el uranio?

Habría que explicar primero que 40.000 toneladas es una magnitud respectable. En la nomenclatura curiosa del átomo, las reservas probadas se miden sin pudor en base a los bolívares por tonelada que costaría el procesamiento de la mena en bruto hasta obtener el polvillo mágico de color amarillo —apropiadamente nombrado yellow cake.

Recordemos que la energía liberada por cada granito de la torta sagrada es equivalente a lo que trabajosamente produce un litro de gasolina en nuestros motores de combustión, y comprenderemos mejor el panorama.

Lo cierto es que la existencia de compuestos uraníferos está comprobada en rocas sedimentarias, metamórficas e igneas, con lo cual se cubre cualquier eventualidad.

Estudios preliminares indican que aquí las anomalías radimétricas se encuentran más frecuentemente en el territorio del vetusto escudo guayanés, y por ciertos sitios de Los Andes y de Perijá.

Lo que sucede es que, cuando el mapa se llena con los sitios donde la aguja del contador Geiger enloqueció en forma discreta o llegó a un paroxismo, no necesariamente se correlaciona con depósitos seguros superficiales o en el subsuelo.

La prueba de la certidumbre es un trabajo de campo detallado. Los sitios más favorables no han pasado, hasta ahora, el examen de los geólogos y los químicos. Las anomalías, aún las más prometedoras, han resultado ser lo más natural del mundo, concentraciones de tenor diverso, sin llegar a tener la extensión o la cuantía volumétrica que define un yacimiento de verdad, comercialmente explotable.

Yo no me atrevería a negar la existencia de las 40.000 toneladas de uranio que estarían dispersas por ahí. El organismo oficial encargado del sector nuclear está netamente en la esfera paramilitar; cuando la seguridad del país y la soberanía del Estado entran a la balanza, arrastran todo el peso, el peso del secreto más absoluto.

También se han preparado esquemas distintos para el uso que podría dársele al uranio autóctono.

Una escuela de pensamiento convenció a Cadafe que debía meterse en el buen negocio de las plantas de nucleoelectricidad. Avanzaron en el camino de la factibilidad hasta la escogencia de las ubicaciones.

A parte de muchos y graves aspectos a considerar, todos negativos, parece útil indicar que las plantas más pequeñas en el mercado, las de mil megavatios de potencia, se estimaron costar \$ (EUA) 600-700 millones por los años 65-70, cuando comenzó su construcción. La inversión real, contabilizada al día, muestra en todos los casos un pequeño ajuste, que septuplica el valor, digamos, a los \$ (EUA) 4.000 millones. La batida del bolívar el viernes funesto de febrero de 1983, y la confirmación de febrero de 1984, debería enfriar los ánimos a los más furibundos proponentes atómicos.

Una alternativa no menos sorprendente para mí, pero muy de acuerdo con la mentalidad del común de los

planificadores de postín, es la de exportar el recurso no renovable. Con eso ganaremos por cierto tiempo una buena suma de divisas extranjeras, que ya sabrá administrar el Banco Central.

Dos cápsulas radioactivas, con pocos gramos de materia fósil cada una, se perdieron hace algún tiempo en las mismas narices de los sabuesos del organismo protector nuclear, una trás otra, sin dejar rastro.

Entretanto, como la carta robada del cuento de Edgar Allan Poe, que tanto se afanaron infructuosamente en encontrar y sólo C. Auguste Dupin tomó, así de simple, de arriba del escritorio a la vista de todos, tenemos señores 40.000 toneladas de uranio por encontrar.

Brillante futuro podrían tener las energías nuevas

Según un informe preparado para el CONICIT, el desarrollo en Venezuela de las energías nuevas y renovables —terminología de Nairobi, de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el tema— presentaría brillante futuro.

Las ENR serían la energía solar, la eólica, la hidráulica de mini-centrales, la geotermia, la biomasa y por razones particulares, el carbón.

El programa propuesto comienza con el diagnóstico de lo que actualmente hacen en esos campos investigadores solitarios

o pequeños grupos de las universidades nacionales. La coordinación de los esfuerzos se encargaría a un Instituto por crear, conforme a estudios específicos que adelantaría CONICIT.

El tema de una política energética integral ha estado presente durante los últimos 10 años. Pero no se han logrado resultados prácticos. En 1978, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos preparó el primer Documento Rector sobre la materia.

Se vino al suelo la industria nuclear

* El desarrollo nuclear no es prioritario en Venezuela, dijo el Ministro de Energía y Minas

Luego del incidente ominoso del reactor atómico de la Isla de las Tres Millas, la industria nuclear se ha venido al suelo. Las dificultades se acumulan sin solución, sea por la imposibilidad de encontrar sitios adecuados para "botar" los desechos radioactivos, sea con las fallas operaciones más frecuentes, sea por los costos cada vez más elevados.

Los estudios preliminares de las ubicaciones donde se guardarían los peligrosos materiales ya usados, detectaron determinados parajes donde la geología ayudaría la peligrosidad. El problema está en la oposición firme y hasta agresiva, de diversos grupos conservacionistas y de defensa local, a que su vecindad sea contaminada. Por causa de una vigilancia más estricta de las autoridades gubernamentales competentes, o debido a que efectivamente la operación de los reactores no es tan perfecta como lo querían

hacer creer los fabricantes, con frecuencia inusitada se conoce de accidentes, de interrupciones incontrolables, de escapes menores de gases letales, en fin, de multitud de situaciones delicadas.

En cuanto a las inversiones, la escalada es increíble. Por ejemplo, la estación nuclear "W.H. Zimmer" cerca de Cincinnati debía costar (1969) \$(EUA) 240 millones; ayer la estimación es por 1.700 millones, pero una firma consultora acaba de informar a los dueños que cuando la construcción termine dentro de otro par de años —para completar 5 de retraso en las obras— la inversión habría llegado a \$(EUA) 3.100. Desde hace meses en los Estados Unidos, Inglaterra y Alemania, no se ha pedido permiso de nuevas plantas de nucleolectricidad. Tampoco la Unión Soviética y los otros países de la órbita socialista parecen estar entusiasmados

con el átomo.

La tribulación constante de la India por su par de reactores, o la imposibilidad del Brasil en arrancar la planta de Augra Dos Reis, debería servir de alerta a los llamados países del III Mundo, para desoir los cantos de sirena de los promotores de la energía nuclear.

En tal sentido, quedó muy bien el antiguo Ministro de Energía y Minas José Ignacio Moreno León, por la bulla que la gente del Conadín hizo por la reunión en Caracas en Enero de la Comisión Nuclear de la América Latina de la OEA, cuando enfáticamente afirmó: "La energía nuclear no es prioritaria en Venezuela, ni siquiera al mediano plazo". Cadafe, hace un par de años, hasta gastó varios millones de bolívares en un informe para determinar donde deberían colocarse los 6 reactores nucleares que aquí íbamos a construir.

Ventajas que Core Lab le brinda.



Esencialmente, las ventajas de Core Lab están representadas por la variedad de información vital que de otra manera jamás se lograría — información precisa que le servirá tanto al iniciar la exploración como en las operaciones de recuperación mejorada; información cuyo valor aumenta junto con el de la energía.

Al utilizarse las ventajas de Core Lab, usted obtendrá más que datos claves acerca de la permeabilidad y porosidad: nuestros análisis sofisticados identificarán el potencial de las capas petrolíferas, permitiéndole tomar decisiones bien fundadas en cuanto a la aconsejabilidad de proseguir la exploración en un área dada; en caso de decisión favorable, los análisis le permitirán determinar sus mejores perspectivas.

Mediante el análisis de fluido del yacimiento, se obtienen datos esenciales para equilibrar la vida del yacimiento y las actuales exigencias de

producción. Nuestro análisis especializado de núcleos le proporcionará datos de evaluación de la formación e ingeniería del yacimiento bajo condiciones de pozo simuladas.

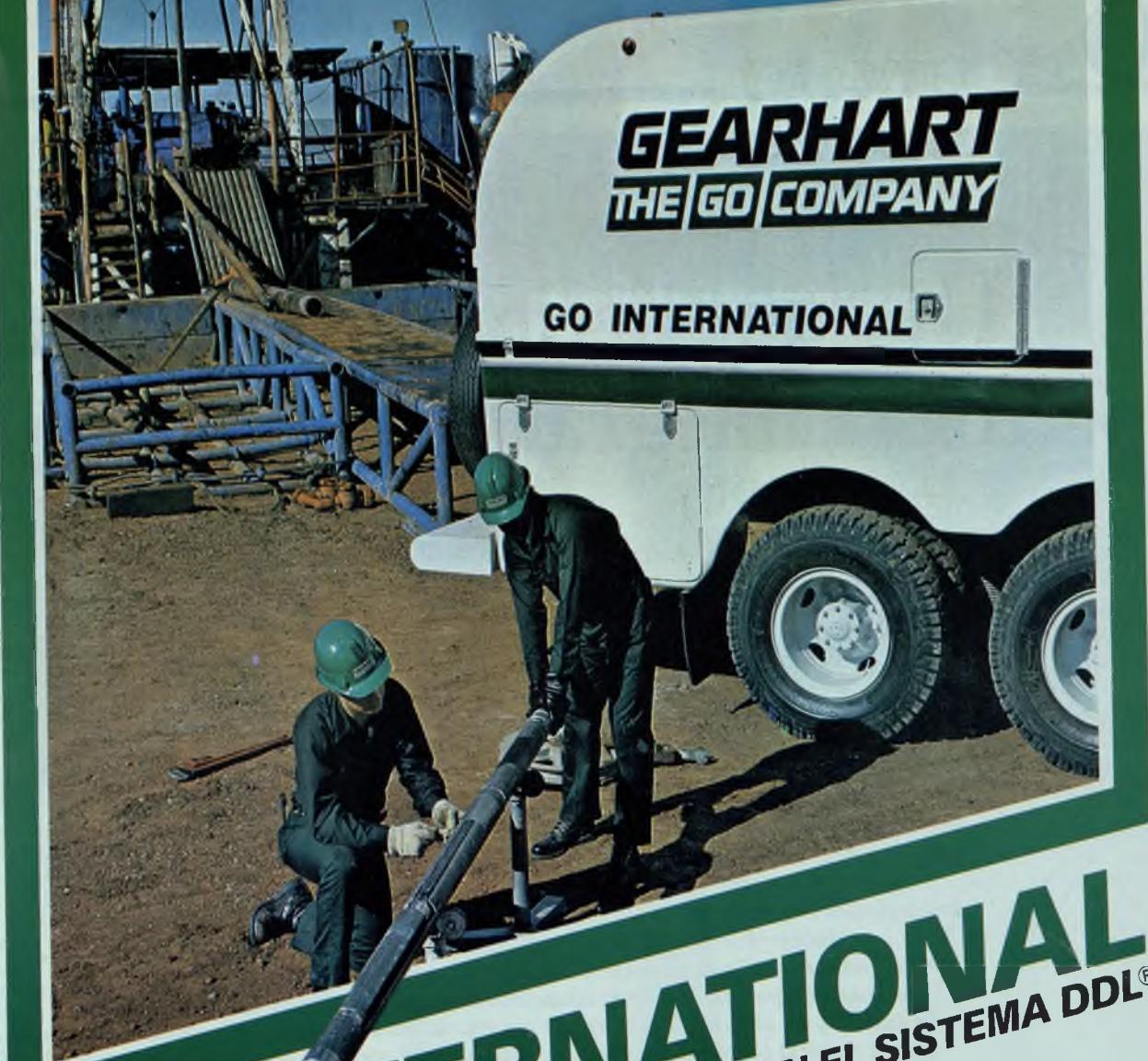
Con respecto a la colección de datos de producción y de yacimiento, el grupo de Servicios de Producción de Core Lab dispone de peritos y equipos para efectuar pruebas de pozo, sacar muestras del subsuelo, analizar gas y agua en el campo, para efectuar operaciones de cable y estudios de presión-temperatura.

Una gama completa de servicios de laboratorio y de campo, y cuarenta cinco años de experiencia, son las ventajas que Core Lab le brinda.

Maracaibo, Venezuela: Edificio Colal, Oficina No. 1, Avenida Cecil Acosta, Calle 67, No. 8A-61, Apartado 116. Tel: 73287.

Bogotá, Colombia: Carrera 64, N° 19-42. Tel: 262-6594.

Core Laboratories International, Ltd.



GO INTERNATIONAL
OFRECE LOS SIGUIENTES SERVICIOS CON EL SISTEMA DDL®
("Direct Digital Logging") EN SUD AMERICA

POZO ABIERTO

Inductivo Eléctrico
Doble Inducción Lateroperfil
Doble Lateroperfil y Rxo
Microperfil Caliper
Microlateroperfil Caliper
Calibrador de Pozo de 4 Brazos
Buzamiento Digital 4 Brazos
Rayos Gamma

Sónico
Densidad de Formación
Neutrón Compensado
Probador de Formaciones

Perfil de Constante Dieléctrica
Perfil de Referencia Sísmica
Núcleos de Pared

POZO ENTUBADO

Disparos con cañones tipo Carrier de 1 9/16" y 5"
Disparos con cañones tipo Desechable de Cápsulas
Sistemas de Control de Presión hasta 15000 PSI
Perfiles de Producción
Herramientas de Asentamiento de Tapones y Empacaduras
Cortador de Tubería
Indicador de Punto Libre y Liberación de Tubería

OFICINA PRINCIPAL
GO INTERNACIONAL S.A.
URB. SANTA ROSA DE LIMA, OFICINA PH. 6
CARACAS 1060
TELFs: 92.90.92

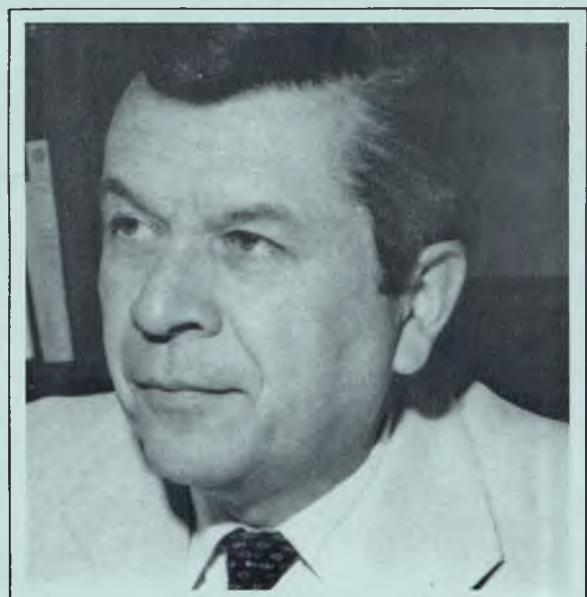
SUCURSALES EN: BRASIL—COLOMBIA—PERU—TRINIDAD—VENEZUELA



José Ignacio Moreno León

Hay que definir una política petrolera integral

El fin de cada ejercicio político administrativo de la Venezuela moderna y democrática, señala a su vez el fin de una etapa para su industria petrolera, y el comienzo de otra signada por los matices del gobierno de turno. El quinquenio presidido por el Dr. Herrera Campins formuló el curso de esta industria por una etapa definida, tanto desde el punto de vista programático y el de la ejecución, como la etapa de "la profundización de la nacionalización". Sin embargo, durante este período, la gestión del Ministerio de Energía y Minas (MEM) —como organismos generador de los lineamientos a ejecutar por PDVSA y sus filiales— fue blanco de críticas, acrecentadas hacia finales del ejercicio por las repercusiones de la evolución del mercado petrolero y de la situación económica global en la propia industria y en el país. En una época tan crucial para el mundo, el país de mayor historia petrolera en América Latina siguió aferrado al esquema de, pese a todo, continuar dependiendo excesivamente del recurso para sustentar su presupuesto nacional. El resto es materia conocida... Sobre ese particular y la actuación del MEM en ese ciclo histórico concluido el pasado 2 de febrero, conversamos con el Dr. José Ignacio Moreno León, quien asumió la responsabilidad de dirigir directamente el Ministerio ya en los últimos cuatro meses del quinquenio, luego de actuar como Vice-ministro y de haber sido Ministro encargado por cincuenta y cinco veces.



Inmediatamente después de concluir sus funciones en el despacho, el Dr. Moreno León se incorporó a la organización —con un grupo empresarial importante de Caracas— de toda una programación de actividades de asesoría económica, algunas de ellas en el área energética; sin abandonar la actividad docente en la Universidad Simón Bolívar, donde por años ha dictado las cátedras de Administración y Economía de los Hidrocarburos. Cuando le entrevistamos, estudiaba además la posibilidad de colaborar con el Instituto de Altos Estudios de la Defensa Nacional en la organización de

un Seminario sobre Política Energética y Petrolera, nacional e internacional.

“Esa es la actividad que estoy comenzando a reprogramar ahora, además de la de asesoría formal que tengo en la Comisión de Energía y Minas del Senado”, dice, respondiendo a una de nuestras primeras preguntas.

El encuentro con Moreno León se produce en una pequeña oficina ubicada en el edificio sede de Fedecámaras, en un momento muy especial para el país: las medidas económicas anunciadas, y finalmente implementadas, por el nuevo gobierno eran “vendidas” a la opinión pública como el inicio de un nuevo modelo de desarrollo.

Hacia una política petrolera integral

Sintetizando algunos puntos de la gestión del MEM y de sus titulares durante el período recientemente concluido, Moreno León enfatizó que durante el tiempo de vida democrática en Venezuela, afortunadamente, en cada ejercicio de gobierno el área de minas y petróleo ha estado signada por ciertas características de continuidad, con algunos matices de acuerdo al estilo y el ritmo del gobierno de turno, pero sin sufrir cortes como suele suceder en otras áreas de la Administración Pública.

—Dentro de esa continuidad, a nosotros nos correspondió la etapa de profundizar la nacionalización, y el mensaje que dejamos en la oportunidad de conversar con el Ministro Arturo Hernández Grisanti fue el de que había que acentuar esta tendencia y que el quinquenio que se está iniciando es el de definir una política petrolera integral dentro del marco de una política energética global, porque no se puede seguir pensando en el petróleo de una manera aislada. Si queremos integrar el petróleo a la economía del país, tenemos que concebir una política en la cual el petróleo sea un elemento fundamental pero no el único, y concebir el desarrollo petrolero en los términos de una mayor industrialización del petróleo. De manera que creo que se va a continuar con esta tendencia, de que el área petrolera se maneje con criterios de continuidad operativa y de continuidad en las políticas y de consenso en las áreas básicas...

Todas estas cosas se vienen planteando desde hace muchos años. El problema está en que Venezuela se encuentra ya en un nivel en el que es imposible ese consenso, no sólo de opinión sino de hecho...

—Es cierto, pero en el área petrolera, si uno analiza friamente la evolución de eso a lo largo del sistema democrático, creo que los venezolanos debemos sentirnos orgullosos de lo que hemos logrado porque el pase de la industria petrolera hace apenas ocho años, del manejo por vía de las transnacionales a lo que es hoy, sin fallas sustanciales, dinamizando más bien a esa industria, es un logro del cual debemos sentirnos satisfechos, independientemente de quién haya tenido la responsabilidad de hacerlo. En el área específica de la industria petrolera, cada año y cada período constitucional se traduce en mayores logros y en un mayor aprovechamiento o en un manejo más razonable del petróleo. Que el resto de la economía en su conjunto no haya entendido aún el mensaje de hace cuarenta años de "sembrar el petróleo", eso es otro problema; pero en el caso concreto de la política petrolera creo que estamos avanzando cada vez más y de una forma eficiente, en cuanto al objetivo de optimizar ese manejo...

Vienen grandes retos

¿Y cuándo cree usted que los venezolanos alcancen ese punto óptimo? En todos estos años la industria petrolera nacional ha demostrado su capacidad técnica y operativa, sin embargo, como usted mismo señala, es el máximo aprovechamiento de esos avances y



El exministro de energía venezolano, sostiene que para integrar verdaderamente el petróleo a la economía del país debe concebirse su desarrollo en los términos de una mayor industrialización del recurso.



Servicios múltiples
especializados
para la
industria petrolera



- Instalación y montaje de plantas compresoras
- Construcción de tanques de gran capacidad
- Construcción de recipientes a presión
- Instalación y montaje de plantas de inyección
- Instalación y montaje de plantas de refrigeración
- Tendido de gasductos, acueductos y oleoductos de grandes diámetros
- Construcción de estaciones de flujo
- Montajes electromecánicos
- Camiones "Vacum" para transportar fluidos

Av. Ruiz Pineda, San José de Guanipa,
Edo. Anzoátegui, Telfs. (083) 55867-55838,
(Meneven) 5574



"Venezuela debe producir incrementando su productividad".

en su mayor integración al resto del país hacia donde deben dirigirse todos los esfuerzos...

—Por ahí debimos comenzar... yo creo que en estos meses vienen grandes retos. El mercado petrolero del futuro inmediato va a ser extremadamente competitivo, no solamente porque va a ser un mercado de "mata floja" (las estimaciones que se tienen indican que aun sucediéndose algún tipo de interrupción temporal en el flujo de petróleo por el Golfo Pérsico, la demanda no va a tener un boom como el de los años 73 y 78), y en consecuencia los países productores tienen que saber comercializar muy bien. A nivel internacional ya se están visualizando esquemas totalmente diferentes a los tradicionales. Países como Arabia Saudí y otros grandes productores están tendiendo hacia nuevos mecanismos, entre los cuales vemos grandes

inversiones en refinerías para vender más productos y menos petróleo o inversiones en grandes centros de almacenaje en el exterior. Todos estos esquemas nos van a sacudir internamente. Es cierto, en la parte técnico-operativa de la industria hemos sido buenos y los sesenta y tantos años que se tenían en ese manejo nos han servido de gran experiencia, pero en la parte de comercialización no teníamos experiencia y aún después de la nacionalización vendímos casi el setenta por ciento (70%) del petróleo a las transnacionales (de 1978 para acá fue que comenzamos a diversificar la clientela y a mercadear directamente

el petróleo). Pero lo que viene ahora, en el futuro inmediato, son esquemas completamente distintos, hacer inversiones afuera para colocar el petróleo directamente. Programas como el de la Veba-Oel... de esos tenemos que hacer más. El mismo hecho de que el futuro petrolero va a estar fundamentado en los crudos pesados nos va a impulsar a buscar mecanismos que nos permita colocarlos lo más rápidamente posible, en el tiempo y en el flujo de la demanda petrolera, a través de refinerías que no estamos en capacidad técnica de desarrollar nosotros mismos.

mayor aporte del recurso al desarrollo integral del país.

Un hecho concreto destacado por el ex-ministro de Energía y Minas con relación a este aspecto específico, fue la política de darle mayor participación a las industrias de bienes de capital venezolanas en los desarrollos petroleros, la cual, según su afirmación, sí permitió reducir sustancialmente la importación de bienes y servicios requeridos por la industria petrolera, dándole mayor participación al sector nacional.

Pudo hacerse más

...una política necesaria y efectiva, pero afectada también por toda esa situación de contracción económica y por la reducción de los programas de la industria. Pero aparte de eso, y en base a lo que ha venido planteando, y pensando igualmente en una de las conclusiones quizás más importantes y mayormente compartidas por los especialistas, como es la de que Venezuela seguirá dependiendo del ingreso petrolero como factor

Venezuela-OPEP: sí al liderazgo

Según el criterio del Dr. José I. Moreno León, la única alternativa para que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se garantice un futuro a largo plazo, es que se logre definir una estrategia también a largo plazo, de lo contrario los altibajos que puedan producirse darían al traste con la organización.

"Si ese plan no se define, honestamente, le vería un futuro muy negro a la OPEP", afirma destacando que de esta situación están conscientes la mayoría de los países de OPEP que tienen reservas petroleras a largo plazo, "que no son todos".

Desde el punto de vista de la influencia moral, de la visión del petróleo a largo plazo, el ex-ministro de energía venezolano considera que Venezuela si tiene un rol muy importante que desempeñar. Sostiene que este es un país casi exclusivo, con características muy particulares en ese grupo de miembros de OPEP y muy específicamente en el Comité de Estrategia a Largo Plazo de la organización por su ubicación geográfica y porque tiene una base histórica y técnica como país petrolero que le coloca, sin arrogancia, por sobre muchos otros países que aún teniendo más reservas petroleras nopesan tanto en la visión futurista del petróleo.

Todo ello —puntualiza— nos permite afirmar que el futuro de Venezuela depende de dos cosas: que tengamos petróleo, y ahí está la Faja Petrolífera del Orinoco (los resultados de la primera fase exploratoria en la FPO que nos tocó desarrollar en el quinquenio pasado, coinciden con los datos anunciados hace tres años cuando se hablaba de mil millones de barriles de petróleo en sitio) donde de hecho tenemos tres veces más petróleo en reservas probadas de lo que teníamos hasta finales

de 1983 (25.792 millones de barriles). Con ese volumen de reservas y ese criterio amplio que nos da el hecho de no estar involucrados en situaciones bélicas, Venezuela puede desplegar un papel de sano liderazgo en cuanto a la visión de largo plazo de la Organización.

Desde que se produjo la caída de los precios se volvió a revitalizar en la OPEP la idea de diseñar una estrategia a largo plazo, que permita una evolución del mercado petrolero sin los altibajos de otros años, para lo cual hay que conversar, primero, con los otros miembros de la organización y definir los puntos básicos de esa estrategia, pero a su vez hay negociar esa estrategia con los otros países productores, incluyendo a los industrializados y en vías de desarrollo, y también con los consumidores, de manera que sea una estrategia concertada cuyo objetivo sea el de acordar una evolución del mercado energético y petrolero que no perjudique a nadie, que permita que los precios del petróleo suban progresivamente pero sin sobresaltos que incidan en la economía de los países, particularmente en la de los consumidores. Sobre eso se dieron los primeros pasos, a mí me tocó personalmente hacer contacto con Alemania, Canadá, México, España y Francia, y otros Ministros para finales de noviembre/diciembre habían explorado otros caminos con el fin de interesar a los demás países en una especie de ronda de conversaciones, originalmente planteada para los primeros meses de este año para vez en qué términos podía definirse esa estrategia.

"Eso, considero, es mucho más importante que lo que podamos estar viviendo en la coyuntura actual con la cuestión de las cuotas".



determinante en la generación de divisas, considera que estas acciones fueron suficientes.

—Se pudo haber hecho más, pero después de vivirse bajo los efectos del boom de precios petroleros, en este caso generado por las circunstancias que se sucedieron a finales del 79 en el Golfo Pérsico, vino lo que ya todos conocemos como consecuencia de la depresión económica mundial y todas las medidas adoptadas por los países industrializados para reducir su dependencia petrolera, llevando lo que es la demanda de petróleo de la OPEP a lo que es actualmente (diecisiete millones y medio de barriles), generando, por efecto de la decisión que se tomó en Londres en marzo del pasado año, una contracción importante de nuestras exportaciones petroleras y desde luego en los desarrollos globales que el país tenía planteado, muy especialmente los

desarrollos petroleros; pero en todo caso siempre la meta es y será en los próximos años la de que hay que mantener una industria apta para responder a las posibles variaciones que se puedan presentar en los mercados petroleros.

—Desde que se nacionalizó el petróleo nosotros nos definimos como meta la de que antes del 2000 Venezuela estuviera en capacidad de alcanzar y mantener un potencial de producción de 2.8 millones de barriles. Las circunstancias que estamos viviendo en estos momentos han desplazado esta meta en el tiempo, sin embargo, sigue siendo el objetivo básico de la industria y detrás de todo ésto están los proyectos relacionados con exploración, perforación, refinación, con toda una infraestructura que incluye por supuesto el plan básico de desarrollo de la FPO.

Los cambios que están visualizándose en materia de comercialización, a nivel internacional, sacudirán a Venezuela internamente. Por esa razón —afirma el Dr. Moreno León— el país deberá prepararse para ajustarse a esquemas totalmente novedosos.



La pregunta anterior está directamente conectada con la afirmación que han hecho algunos expertos económicos de que toda esta situación que vive el país internamente no hubiese sido tal si los responsables de llevar las riendas de su destino económico y político fueran realmente previsivos. Es más, se ha acusado a la gran mayoría de los Ministros de Energía y Minas de falta de capacidad para hacer su aporte a la problemática venezolana, mediante la formulación una genuina política petrolera —usted también lo ratifica ahora cuando mencionaba que era necesario definir una política petrolera integral —y que de continuar por esa vía, Venezuela va a seguir siendo el país de abundantes recursos, pero que no obstante no ha podido detener el nivel de endeudamiento alcanzado...

—En efecto, el petróleo va a seguir siendo el factor fundamental con que cuenta el país para su desarrollo. El problema está en que debe usarse ese elemento como medio para alcanzar un desarrollo que cada vez sea menos dependiente del petróleo. Eso no es tan fácil, desde luego, pero las circunstancias actuales del mercado y las perspectivas que se vislumbran, donde se plantea que por lo menos en los próximos dos años no presenciaremos una evolución positiva, de envergadura, en la demanda, y que tal vez de allí en adelante el aumento en dicha demanda va a ser lento (sin los altibajos de los aumentos de precios del 73 y el 78), son cuestiones que nos hacen pensar que el país ya tiene que tomar una decisión respecto al modelo de desarrollo que hasta ahora ha llevado a cabo, un modelo eminentemente rentista del petróleo. Tenemos, pues, que buscar obligatoriamente fuentes de diversificación de la economía, porque además el petróleo no va a tener ese poder de generación de riquezas que tenía anteriormente y eso nos plantea la necesidad de un modelo que a mi juicio tendrá que basarse fundamentalmente en la necesidad de inversión para generar otras riquezas y no como una simple renta.

Sembrar la rentabilidad

Hay que sembrar los criterios de rentabilidad a todos los niveles, tanto públicos como privados, señala el Dr. Moreno León.

—El país debe producir incrementando su productividad para hacer más eficiente el bolívar petrolero que se invierta y cada vez sea menos petrolero ese bolívar. En ese sentido se plantean muchas cosas, una de ellas es que el Estado promueva una economía menos dependiente del propio Estado, dando ciertas facilidades al sector privado para que

incluso participe más en los desarrollos petroleros. Esto es algo que ha sido considerado por muchos como un tabú, y que yo considero que es un error verlo así porque si abriéramos esas posibilidades al sector privado podríamos contar con una industria más diversificada y más desarrollada desde el punto de vista industrial. Claro, eso supone modificar la Ley de Reserva que es muy celosa con esta idea; pero si abriéramos ese campo estoy seguro que podríamos profundizar el proceso de industrialización del petróleo, que no es lo mismo que nacionalización del petróleo.

— También está, por supuesto, el manejo más eficiente que hagamos del recurso que se deriva de la exportación, lo que nos permitiría asimismo abrir nuevos caminos y nuevas fuentes de generación de riquezas no petroleras, por ejemplo el área minera. Tu te referías a la posición de los Ministros de Energía y Minas, yo diría que nosotros, particularmente en mi caso, en el poco tiempo que tuve el control directo del despacho, hicimos esfuerzos importantes para hacerle ver al país la inmensa riqueza que tiene en otras áreas mineras, no petroleras, como por ejemplo todo lo relacionado con el aluminio y toda la riqueza de minerales preciosos y minerales metálicos de la región de Guayana, el carbón del Zulia... son fuentes que hasta ahora no han sido explotadas con la agresividad que se requiere, y que debería hacerse en el futuro para lograr esa menor dependencia del petróleo...

E incentivar otras cosas, como por ejemplo el desarrollo agrícola...

— Definitivamente, porque la dependencia agrícola muestra características preocupantes, inclusive desde el punto de vista de la estrategia y de la seguridad del país. Ahora, si seguimos gastando el recurso como lo hemos hecho hasta ahora, no lo vamos a tener ni físicamente y tampoco en los bolívares que genera ese petróleo para mantener la creciente expansión de las empresas públicas. En consecuencia, no es solamente lo que pueda hacerse por el lado petrolero, sino también lo que puede y debe hacerse por otro lado para optimizar ese recursos que cada vez será menor en volumen. Quizás, el volumen de bolívares puede ser enorme, pero todo depende del valor real que tenga ese bolívar...

Los ajustes de precios de los combustibles

Lo que usted plantea es coherente, pero existen otras vías para hacer que en Venezuela opere una planificación



Moreno León defiende la actuación que desplegó como ministro de energía, y afirma que no obstante el poco tiempo que estuvo al frente del MEM se hicieron esfuerzos importantes en el campo de la diversificación energética y económica.

efectiva. Una de ellas es controlar precisamente ese crecimiento acelerado de la demanda interna de combustibles a través de medidas. El nuevo gobierno anunció de antemano que esta sería una de las responsabilidades que asumiría de inmediato, por otra parte, con mucho tacto logró hacer entender que era necesario un nuevo ajuste de precios en los combustibles...

— Durante el quinquenio en el que nos correspondió actuar si se hicieron esfuerzos, a lo mejor no tan intensos ni tan efectivos como debieron ser, pero que de todas maneras fueron importantes en cuanto a iniciar un proceso de reorientación o de racionalización del consumo interno de los hidrocarburos. El mercado interno representa para la industria un factor de mucha ineficiencia porque

prácticamente se pierde todo lo que se vende a nivel de ese mercado. Con muy pocas excepciones, la mayoría de los derivados petroleros que se venden generan pérdidas y a su vez, por ser precios muy bajos con relación a otros países, no permiten que la gente tenga conciencia de que está consumiendo un producto derivado de un recurso natural no renovable.

— Las medidas que se tomaron en materia de racionalización del consumo, cuando comenzó a sentirse la contracción que estaba generándose en el mercado petrolero, tuvieron resultados interesantes. En el caso de la gasolina, entre los años 78 y 79 la tasa interanual de crecimiento era del orden de un 10 ó 12%, y con las medidas que se tomaron entre los años 80 y 83 el consumo de gasolina del 82 para el 83 se mantuvo sin



ningún incremento (se estima que del 83 para el 84 se mantendrá prácticamente a los mismo niveles), y eso definitivamente es un progreso porque cada barril de gasolina que ahorraremos en el mercado interno le significa a la industria la posibilidad de exportarlo y venderlo a precios hasta cinco veces más altos. Iguales esfuerzos se hicieron mediante la política automotriz (la prohibición de importar vehículos de ocho cilindros), las medidas para controlar el contrabando de gasolina hacia Colombia y Brasil, más el aumento de precios de los combustibles que no fue como debía haber sido, porque apenas se operó un aumento razonable en la gasolina de alto octanaje pero se cometió el error de dejar muy baja la de octanaje medio. También se tomaron medidas para empezar a incorporar más energía hidroeléctrica en el consumo energético y de esa manera ahorrar fuel-oil y derivados de hidrocarburos en la generación de electricidad, sobre todo para el área metropolitana.

Estuve de acuerdo nuestro entrevistado con que el nuevo gobierno hiciera ajustes más radicales y en que debían sincerarse los precios de los combustibles para el mercado interno –los niveles a los cuales consideraba debían llegar esos ajustes fueron los mismos finalmente adoptados. No obstante, apuntó que debía haberse tomado en consideración el efecto inflacionario que el alza derivaría tanto para el transporte colectivo como para el transporte de carga.

Nosotros planteamos –puntualizó– la conveniencia de pensar, simultáneamente al aumento, en un sistema compensatorio. Una forma no susceptible al manejo corrupto sería promover el uso del gas licuado de petróleo (GLP) para el transporte colectivo. Que la industria haga un esfuerzo, que no es un gasto sino una inversión, para incorporar de 20.000 a 25.000 barriles de GLP al consumo de combustible (algo que nosotros calculamos con datos de la propia industria). Eso supone algunos arreglos que hay que hacer en la industria para incrementar la producción de GLP, en los establecimientos de los surtidores y la conversión de los vehículos para operar con GLP.

En lo personal

Trujillano, nacido en Betijoque, el Dr. Moreno León ha vivido cerca de veinte años en Caracas (tiene 45 de edad). Se ha mantenido vinculado a la actividad académica, dice, "porque creo que es muy importante". Este esfuerzo profesional lo enmarca también dentro de esa filosofía de



La continuidad operativa y de las políticas en el área petrolera está garantizada.

hacer más profunda la nacionalización petrolera en cuanto al desarrollo de los recursos humanos, "donde se han emprendido iniciativas interesantes". Para argumentar su afirmación trae a colación el desarrollo del post-grado en Administración de los Hidrocarburos de la Universidad Simón Bolívar, cuyo currículum fuera diseñado con la colaboración de las cuatro operadoras, PDVSA, el MEM y la propia universidad y que en la práctica ha permitido la especialización del personal de la industria aprovechando las facilidades académicas internas. Una experiencia similar, agrega, debiera emprenderse con la Universidad del Zulia (LUZ) por cuanto las relaciones entre dicha universidad, la industria y el MEM son bastante profundas y por otra parte le permitiría al país tener un control más completo de su desarrollo petrolero, porque "no es lo mismo hacer el post-grado en cualquier universidad extranjera que hacerlo en Venezuela, viendo los propios problemas del país, que son diferentes".

Con relación a su paso por el MEM confesó no sentirse completamente satisfecho. Faltó tiempo, arguyó, agregando que también por esa razón él era un apostol de la continuidad.

—Eso se lo dije con toda sinceridad al Ministro entrante, y estoy casi seguro que no va a ser él quien rompa la regla porque Hernández Grisanti es un seguidor ciego de las tesis de Pérez Alfonzo... y creo que vamos a lograr algo muy importante, como es que también durante este período se mantenga la continuidad de los

planes y programas petroleros. Nosotros tratamos de institucionalizar esta tesis de la continuidad dejando creado, por vía de decreto presidencial tres comisiones. Una de ellas es para asesorar al Ministro de turno en el diseño de la política petrolera internacional, integrada por todos los que han sido Ministros y presidentes de PDVSA. La otra comisión se creó con la representación de todas las fuerzas importantes del país (la Presidencia de la República, el Congreso, MEM, PDVSA, Colegio de Ingenieros, Cámara Petrolera, Cámara de Industriales Metalúrgicos y Metalmecánicos, Partidos Políticos, etc.) a objeto de revisar el ordenamiento jurídico de los hidrocarburos. Con la Ley de nacionalización se eliminó el régimen concesionario pero no se hizo una revisión a fondo del régimen legal global de los hidrocarburos, y vemos que todavía está vigente, por ejemplo, la Ley de Hidrocarburos de 1943 y que la misma Ley de Nacionalización tiene una serie de limitantes que frenan las posibilidades de que el país pueda industrializar más el petróleo con la participación del sector privado. Eso hay que revisarlo y modernizarlo. El tercer órgano que creamos para garantizar la continuidad y apoyar el proceso de ir profundizando la participación del sector metalmecánico en los desarrollos petroleros, es una comisión mixta donde están representados la Cámara Petrolera, la Cámara Metalmecánica, el Colegio de Ingenieros, PDVSA y el MEM, para revisar periódicamente todos los proyectos que se le aprueben a la industria petrolera y qué es lo que la industria nacional le puede suplir. Estos tres pilares creo que son básicos para adelantar y mantener la continuidad de los programas de la industria y esperamos que el nuevo gobierno los tome en cuenta. Me hubiese gustado consolidar el ejercicio de estas comisiones a través del uso de ellas, desafortunadamente no tuve tiempo sino para crearlas y reunirlas en dos o tres oportunidades, y eso es parte de mi insatisfacción. Sin embargo, hay un elemento que le permite a uno pensar que las cosas van a ir por buen camino, que es el elemento humano existente en el MEM, quizás una de las pocas excepciones que hay en la Administración Pública, donde se ha mantenido la carrera administrativa y por eso se tienen técnicos de tan buen nivel y con mística de trabajo. El otro elemento es la comprensión que existe a nivel político, y desde ese punto de vista creo que tenemos razones para sentirnos satisfechos, por haber aportado algún granito de arena en ese objetivo de avanzar más en el control del petróleo por parte del Estado y en el control de la industria petrolera.

Las mejores válvulas de gaslift

Observe detenidamente nuestras instalaciones y nuestro producto final...

Esto es sólo parte de un completo taller, de fabricación, donde elaboramos las mejores válvulas de gaslift en Venezuela.

Nuestro prestigio está firmemente avalado con la adquisición de una patente norteamericana —líder en el ramo—, la cual hemos continuado desarrollando, utilizando en su fabricación procesos y materiales que cumplen con las más estrictas normas de la industria petrolera. A esto le agregamos nuestra vasta experiencia; es bueno recordar que tenemos muchos años trabajando en el diseño, fabricación, instalación y reparación de válvulas de gaslift.

Para mayor información, contáctenos directamente y un especialista le dará detalles completos de nuestra línea de producción.

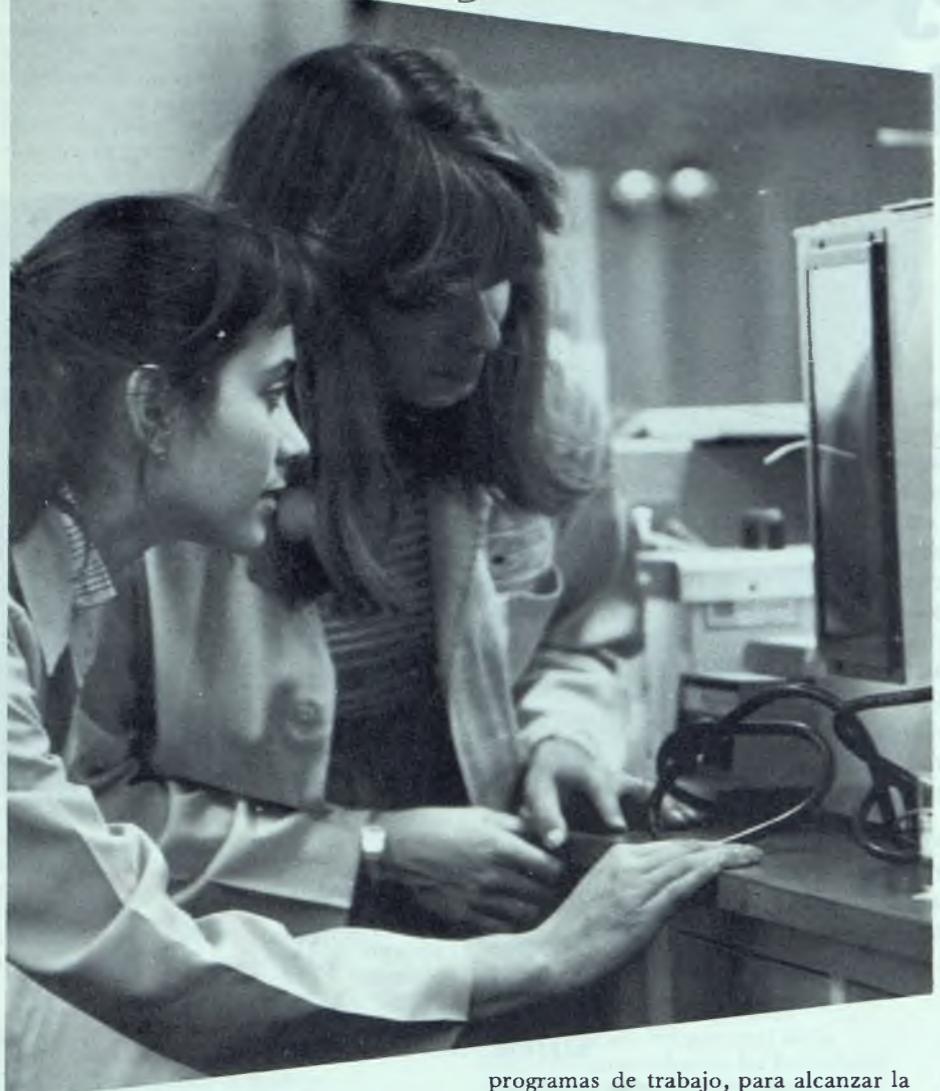


OCCIDENTE: Tlf.: (065) 27035, 24948, 25894 y 25833; (061) 911163; Lagoven: 3645; Meneven: 7730

ORIENTE: Tlf.: (082) 22576; Meneven: 244307, 244457

BARINAS: Tlf.: (073) 22601





La posibilidad tangible de que la tecnología petrolera nacional compita internacionalmente es ya una ventana abierta al futuro e Intevep ha comenzado a prepararse para actuar en ese mercado, buscando lo que desde el punto de vista estratégico, geopolítico y tecnológico debe tener bajo control. En el proceso ya aprendió a negociar tecnología y logró una reducción de la dependencia, al suministrarle a la industria el equivalente en horas/hombre y en dinero de los convenios de asistencia técnica firmados con entes extranjeros. Pero el camino más difícil comienza ahora para Intevep, por ello su mayor preocupación es mantenerse en constante marcha y desarrollo, cubriendo las actividades que hacen sentido en Venezuela, fortaleciendo sus cuadros profesionales y técnicos y consolidando sus

programas de trabajo, para alcanzar la madurez en el decenio que ha comenzado a transitar.

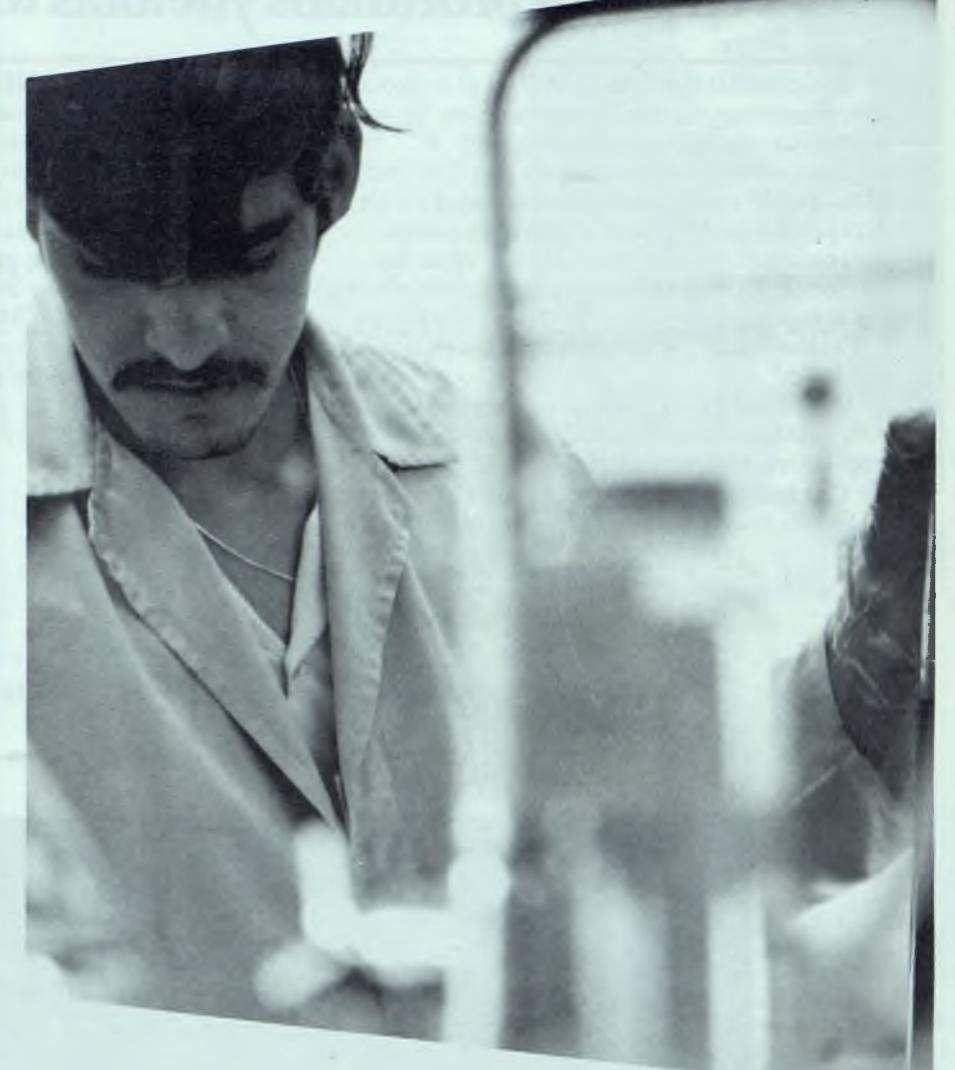
De esta forma, para la gente de Intevep el futuro resulta mucho más interesante, más retador y de mayor significado que los primeros diez años recorridos desde que se instaló —en febrero de 1974— su Consejo de Administración, establecido en el Decreto de creación de la Fundación de Investigación de Hidrocarburos y Petroquímica, Invepet. Desde luego, tal afirmación no merma la importancia de esta primera década que además de su origen y posterior conversión en filial de Petróleos de Venezuela, señaló una etapa de crecimiento acelerado en la que en apenas seis años de trabajo real, con la infraestructura y el personal requerido, se echaron las bases para generar, corregir y adaptar prioridades a las circunstancias y necesidades del país.

Intevep, dicen sus directivos, superó un desafío, porque eso es lo que significa para un país que tuvo que partir de cero, carente de toda tradición en materia de desarrollo tecnológico en el área petrolera, contar a la vuelta de po-

Coetir en el mercatecnológico: Una venta abierta al futuro Venezuela

En los próximos años el centro verdadero peso de los distintos de investigación y desarrollo programas y proyectos emprendidos, tanto como apoyo a las operaciones de la venezolana, Intevep, estará concentrando sus esfuerzos industria como en la generación de una capacidad capacidades y experiencia en la tarea de concretar sus tecnológica propia, hecha en aportes y de hacer sentir el Venezuela y por venezolanos.

Por Zulay Socorro



cos años con claridad de metas y objetivos y con valiosos recursos humanos y materiales capacitados para producir trabajos de una altísima calidad.

El tiempo: siempre preciado y determinante

En el centro de investigación ubicado en Los Teques se respira una extraña mezcla de actitudes. Hay optimismo en la gente, satisfacción por la misión cumplida, pero también preocupación por ese futuro del que hablamos.

— ¡El tiempo se encarga de muchas cosas!

El Dr. Armando Segnini, Presidente de Intevep desde 1981, sintetiza con esta frase la evolución de la empresa al recapitular en los logros técnicos y estratégicos de la misma. Hace unos años, al asumir la dirección del centro de investigación y desarrollo, Segnini planteaba que una de las prioridades para Intevep era alcanzar una mayor integración con la industria petrolera, de manera tal que las filiales operadoras acudieran en busca de apoyo tecnológico con la seguridad de obtener los resultados esperados.

A través de diez años, aduce hoy, pasando desde muy poco hasta regular, y a mucho como en la actualidad, precisamente dentro del ciclo de planificación para la generación de nuestra cartera de proyectos y de una constante inter-relación con los diferentes comités de PDVSA, esa interacción cruzada a todos los niveles ha contribuido a una mayor integración con la industria.

— Sin embargo —agrega— todavía falta por hacer, porque a través del proceso de desarrollo que hemos tenido, en la industria ha habido una renovación constante y enorme de personal y hay muchos profesionales jóvenes que apenas están conociendo a su empresa, y aspirar a que conozcan al Intevep con la misma rapidez es como esperar demasiado; no obstante, mantenemos un esfuerzo grande y sostenido para que nuestros clientes naturales, que son esos profesionales, estén en perfecto conocimiento de nuestras actividades.

Sólo MIL TEMP trabaja con lodos a base de agua en pozos profundos y de altas temperaturas

El defloculante MIL-TEMP es el único aditivo que mantiene estable los lodos (base de agua) a temperaturas que exceden los 600° F.

Comprobado en cientos de pozos el producto MIL-TEMP mantiene baja viscosidad en altas temperaturas de fondo y previene severa gelatinización en lodos contaminados con cemento, CO₂ o sal. Extiende además el rango de las temperaturas de los fluidos de empaque ("Packer fluid") y es compatible con otros aditivos del lodo.

MIL-TEMP no contiene ni Contaminantes de Importancia ni sustancias Peligrosas, de acuerdo con las normas establecidas por el Departamento de Contaminación Ambiental en U.S.A.

Como todos los productos de Milchem el

defloculante MIL-TEMP está respaldado por los mejores técnicos en el ramo de los fluidos de perforación, los cuales a su vez están apoyados por supervisores con amplia experiencia en el campo y por un grupo de investigadores que están disponibles para resolver cualquier problema técnico que se presente en cualquier parte del mundo las 24 horas.

Cuento con Milchem la próxima vez que Ud. perfore. Nosotros pondremos nuestra experiencia, nuestros productos y tecnología a su disposición. Milchem, P. O. Box 22111, Houston, Texas 77027. (713) 965-8300.

drilling fluids for energy



VENEZUELA

Apartado 2417, Maracaibo 4001-A, Tfns.: (061) 80118 y 84217, Télex: 62182

COLOMBIA

Calle 67, No. 7-94, Apartado 9313, Bogotá





Armando Segnini

El criterio unánime de los directivos de Intevep es que han logrado una interacción, un conocimiento y una integración suficientemente madura en los niveles de decisión, gerenciales y técnicos. Intevep, sostienen, es una filial de PDVSA que figura y participa dentro de los ciclos de planificación y en todo el movimiento interno de la industria petrolera, y como tal es reconocida.

Para el Dr. Segnini uno de los fenómenos más trascendentales generados desde la creación de la filial de investigación, es el de la concientización.

—Hace diez años no existía este centro —dice— y nos apoyabamos en entes extranjeros. Hoy, existe una capacidad tecnológica instalada en el país, con profesionales venezolanos, con 1.115 personas, 600 profesionales y técnicos dedicados a investigación, con 50.000 m² de construcción, dentro de un Plan Maestro que contempla 120.000 m² para 1989 y 1.800 personas, con aproximadamente mil investigadores. Un plan que sigue su marcha un poco elongada en el tiempo por los requerimientos de la industria, pero sin pausas totales o definitivas.

Intevep ha logrado hacerse, y hablando de experiencia hay que mencionar que cuenta con un personal que en su 40% tiene menos de cinco años de graduado, un 30% está entre los cinco y diez años y otro 30% tiene más de

diez años de experiencia. “Viéndolo como un paquete —destaca el Dr. Segnini— ya estamos sumando experiencia, de manera que los esfuerzos que estamos aplicando en bolívaras, en horas/hombre o en cualquier otro indicador que se le quiera ver, dirigidos hacia crudos pesados y extrapesados que es uno de nuestros mayores retos tecnológicos, porque son las grandes reservas que tenemos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y otros grandes yacimientos del occidente del país como Urdaneta y Boscán, con ese énfasis que le estamos dando, no nos cabe la menor duda de que en los próximos diez años estemos a la cabeza y a la par de los países más desarrollados del mundo en materia de explotación, mejoramiento, procesamiento y transporte de crudos pesados”.

Como centro de desarrollo, Intevep ya ha dado su aporte especializado en la caracterización geológica de la Faja recientemente terminada por PDVSA y sus filiales. Su participación en este esfuerzo es del orden de un once a un quince por ciento, reflejada en los distintos estudios efectuados como soporte tanto para la elaboración del modelo geológico integrado de la Faja, el desarrollo de los programas de producción y experimentación de las filiales y en la determinación de la cantidad de petróleo in situ.

De la oscuridad a la luz

Pero aparte de este significativo aporte, están los estudios oceanográficos, metereológicos y de fondo marino para la explotación de la plataforma continental; la creación del Centro de Procesamiento de Datos Geofísicos —primero en el país y orgullo de la organización— que ha procesado más de quince mil kilómetros de líneas sísmicas; la investigación y desarrollo de nuevos procesos de recuperación adicional de petróleo, para incrementar las reservas de hidrocarburos; las investigaciones relacionadas con la optimización de métodos y equipos para la generación de vapor; los estudios para la obtención de materias primas nacionales que permitan manufacturar en el país productos químicos para la aplicación de métodos de recuperación mejorada; los procesos de mejoramiento de crudos; la asistencia técnica a las filiales en el área de operaciones de refinación; el programa de control de calidad de materiales y equipos de fabricación nacional; y otra amplia gama de proyectos enmarcados dentro de ese concepto, de carácter estratégico, de fortalecer la autonomía tecnológica de la industria petrolera.

Concretando, el Centro ha acumulado el conocimiento —y seguirá en ese camino— necesario para alcanzar la máxima eficiencia de la explotación petrolera, y ha comenzado a resolver problemas prioritarios.

Para alcanzar ese nivel en seis años fue necesaria la clara definición de prioridades, y en el proceso “hemos



Enrique Vásquez

afinado mucho la puntería”, sostiene el Dr. Enrique Vásquez, uno de los Directores de Intevep y gerente de la División de Exploración y Producción.

—En 1976, ya como integrantes de PDVSA, la primera asignación que se le dio a este centro de investigación y desarrollo fue la de definir un grupo de proyectos, pequeños, que fuesen vendibles a las operadoras. Para ese entonces hablábamos de la evaluación geológica de la Faja del Orinoco, del cretácico del Lago de Maracaibo y también de la evaluación de la plataforma continental, y hacia esos tres proyectos nos abocamos por la parte de Ciencias de la Tierra. Por la parte de Ingeniería de Petróleo teníamos los proyectos de recuperación mejorada, y por la parte de Ingeniería General se hizo un gran esfuerzo en el programa de control de calidad de los fabricantes nacionales. Pero estábamos todavía muy dispersos, porque además de esas áreas de mayor interés dispáramos en casi todas las direcciones, y teníamos una gran cantidad de proyectos, desde los “micro” hasta los “mega”, de manera que nos vimos en la necesidad de centralizar y coordinar cada vez más nuestros esfuerzos para poder precisar cuál debía ser la dirección que nos permitiera tener un blanco más certero.

En el proceso, Intevep llegó a definir un grupo de áreas prioritarias, lue-

EXPERIENCIA

clave de nuestro éxito



Experiencia que entra en juego cuando Ud. se comunica con nosotros, por ejemplo, porque necesita un colgador para cementar un liner; materia en la que, modestía aparte, somos expertos. Por experiencia sabemos que el éxito en un trabajo sólo se logra conjugando, todas las variables que rigen el proceso de cementación de liners o camisas. Para ello antes de proceder al diseño y construcción de su colgador, recopilamos toda la información del pozo: equipos de

superficie y
subsuelo, pro-
fundidades del pozo,
perfil de temperaturas y
tipos y calidad de los lodos.
Luego lo armamos y probamos

en su presencia, para que Ud. conozca exactamente las condiciones del equipo que está bajando en su pozo. Finalmente, le elaboramos un programa con nuestras recomendaciones para realizar todas las etapas del trabajo en si. La clave de nuestro éxito, es su éxito; y en ello nuestra experiencia puede serle muy útil cuando requiera trabajos de:

- ◆ Empaques con grava ◆ Ampliaciones de hoyo ◆ Pesca ◆ Cortes de revestidor ◆ Desviaciones.

A-Z VENEZOLAN

Campo Camco, Las Morochas
Tlf.(065) 27955, (061) 911540/1316
Lagoven: 55808, Maraven: 926-225

CASCOTE

Av. Fernández Padilla, No. 19-84
El Tigrito,
Tlf.(083) 55234

go un grupo de programas prioritarios y, dentro de éstos a su vez, subprogramas y proyectos, conformando así toda una estructura de nomenclatura, organización y clasificación de los proyectos.

"Enfocamos todos nuestros esfuerzos en ese sentido y, de esas áreas prioritarias que tenemos, anualmente hacemos una evaluación en base a los lineamientos de PDVSA y a la situación del país para esbozar nuestros programas", explica el Dr. Vásquez destacando que esta estrategia les permite hacer contribuciones más acordes con la realidad y el momento. Un ejemplo concreto es la prioridad que ha cobrado en el presente la recuperación de crudos livianos y medianos para el mantenimiento del potencial de producción, giro este que Intevep cubre mediante la formulación de subprogramas que les permite hacer aportes importantes en el área. "Como centro de investigación y desarrollo no podemos cambiar nuestro rumbo de la noche a la mañana, de allí la gran ventaja de definir esas áreas prioritarias y dentro de éstas los programas".

La selección de tecnologías experimentadas

A partir de 1981, de común acuerdo con PDVSA y con Pequiven, se establecieron unas metas para que Intevep fuese desarrollando una capacidad en petroquímica, un área que dada la estrategia de la industria, la de Pequiven y la del propio Intevep no había sido abordada con tanta profundidad en el pasado. En 1982 se trabajó fuertemente en la formulación de un documento base de planificación para implementar una estrategia, y ya en 1983 se tomaron algunas acciones concretas. Se creó la Unidad de Petroquímica y se incorporó un grupo de profesionales, especialistas en el área, que en estos momentos participan de un proceso de aprendizaje de los problemas diarios y específicos de los complejos petroquímicos venezolanos, y al mismo tiempo prestan servicio a Pequiven.

El Dr. Nestor Barroeta, Vicepresidente de Intevep, sostiene que la filosofía que se adoptó al abordar la parte petroquímica era la de apoyarla en la infraestructura que ya existía para refinación: un grupo del orden de las 300 personas en la división, que ha forjado experiencia en mejoramiento de crudos pesados y que trabaja en distintos niveles, tales como la evaluación de la tecnología de terceros, la adaptación de tecnología de terceros y el desarrollo de una tecnología propia.

—Allí adoptamos también una estrategia, muy bien planificada, para seleccionar una tecnología que fuera lo suficientemente experimentada para garantizar su aplicación a corto y mediano plazo, que nos permitiera hacer contribuciones relevantes para a su vez garantizarnos su propiedad. Consideramos que no podíamos decirle a la industria, por razones obvias, que esperá-



Taller Industrial El Tigre, c. A. T.I.E.T.



Proceso de endurecimiento de los barriles de las bombas de subsuelo.



Muestra parcial de nuestra línea de producción.

NUESTRA PRODUCCION INCLUYE LA FABRICACION DE:

- ◆ **Equipos de empaque con grava:** diseño propio patentado en la fabricación de empacaduras, herramientas de cruce, asentamiento y lavado de perforaciones y zapatas de circulación.
- ◆ **Bombas de subsuelo:** todos los modelos API y SIS y según los requerimientos específicos del usuario.
- ◆ **Empacaduras de producción:** recuperables y permanentes. Hidráulicas y mecánicas.
- ◆ **Niples de asiento y tapones de completación**
- ◆ **Tapones de hierro**
- ◆ **Camisas de circulación**
- ◆ **Barras pulidas y prensa-estopas**
- ◆ **Bridas y piezas en general para la industria.**
- ◆ **Pistones para bombas de inyección**

TALLER INDUSTRIAL EL TIGRE / SETENCA

Av. Intercomunal El Tigre - El Tigrito,
El Tigre, Edo. Anzoátegui, Tfns.: (083) 32824 y 33628



SEALOL S.A.



AFORTUNADAMENTE estamos en Zulia



Aquí diseñamos y construimos su sello y desde aquí lo despachamos a cualquier sitio de Venezuela, los países andinos y el área del Caribe. Confie en nosotros, sabemos lo que le decimos. Acuda a Sealol de Maracaibo cuando requiera:

- * Sellos mecánicos de fuelles y convencionales.
- * Empaquetaduras troqueladas, trenzadas y en láminas.
- * O-Rings de todo material.
- * Productos de teflón.
- * Productos de carbón.
- * Preparación y mantenimiento de sellos.
- * Diseños especiales.

SEALOL

Apartado 818
Maracaibo, 4001-A - Venezuela
Teléf: (061) 83311 - 83540
Telex: 61342 SELSA VE



Nestor Barroeta

ran 20 ó 25 años para ver si entonces tendríamos algo interesante que ofrecerle. Por esa razón adoptamos una estrategia en el medio, y en efecto, desde un principio, Intevep ha creado una sólida infraestructura en catalizadores, tanto desde el punto de vista de los laboratorios como del personal de investigación. En el complejo ubicado en Los Teques hemos construido plantas pilotos pequeñas, y estamos diseñando las que irán en el nuevo edificio. Hemos instalado dos plantas muy importantes, una de cracking catalítico y otra de combustión, y actualmente estamos construyendo en Jobo, al lado de la planta piloto de inyección de vapor de Lagoven, un parque de planta piloto que por razones de espacio no es posible instalar en el complejo.

Otra gran línea de esta división son los productos del petróleo. Para realizar investigación, desarrollo y prestar servicios especializados en esta área, Intevep cuenta con los más completos y modernos laboratorios de latinoamérica, para determinar toda la gama de aplicaciones y usos en materia de lubricantes para motores y aditivos, aceites industriales y grasas, bases lubricantes y productos especiales. También cuenta con laboratorios para realizar pruebas de combustibles y lubricantes en bancos de motores, para pruebas automotrices y evaluación y desarrollo de combustibles, dotados todos con equipos y maquinarias muy especializadas.

La protección de la tecnología

Para una industria que ha comenzado a desarrollar tecnología es de vital importancia la protección de la misma. En ese sentido Intevep ha emprendido un interesante programa, como lo es el desarrollo de un Grupo de Propiedad Industrial.

El propósito de este programa, explica el Dr. Barroeta, es ofrecer asesoría constante a los laboratorios que ejecutan la investigación para asistirlos y orientarlos sobre aquellas áreas que puedan implicar conflicto con terceros, o dirigirlos hacia áreas que ofrezcan mayores posibilidades en el sentido de que no son protegidas por otros.

Venezuela, dice, está desarrollando su capacidad para exportar tecnología y de hecho es vital para una compañía como PDVSA, tan grande y diversificada en cuanto a sus actividades, establecer las bases para una posición tecnológica a nivel mundial. Por otra parte, la industria adquiere tecnología en el exterior y lograr que esa negociación se efectúe en las mejores condiciones para el país, igualmente requiere de una posición reconocida, respaldada por patentes.

Para alcanzar esa posición, Intevep ya ha sometido 25 patentes de invención para su aprobación en el Ministerio de Fomento y cuenta con 3 aprobadas. Pero además, adelanta la formación de personal propio, especializado, en este campo de la protección industrial. Sobre la marcha, también asesora a la industria en sus compras o negociaciones en el exterior, y establece convenios de distinta naturaleza con varias organizaciones del mundo, obedeciendo así a otro de los lineamientos fundamentales que tienen: la diversificación tecnológica.

—En algunos casos, estos convenios implican desarrollo conjunto de tecnología que nos ayuden a conseguir los objetivos que nos hemos prefijado en esas áreas definidas como prioritaria: —explica el Dr. Barroeta refiriéndose a las bases sobre las cuales se sustentan estos convenios.

Otro criterio que priva en todas esas negociaciones es el de la participación activa del personal de Intevep, y así se ha cumplido en las relaciones que hemos establecido con Petrocanadá, el Instituto Francés del Petróleo, el centro de investigación y desarrollo de Petrobras y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), entre otras organizaciones.

Estímulo al potencial nacional

También constituye un logro importante para Intevep la incorporación del potencial nacional a las labores de investigación y asistencia técnica, mediante acuerdos y convenios formales con las universidades y otros centros de investigación del país como el IVIC, una actividad que estará incrementándose en lo futuro.

Cumpliendo su misión

Comparando únicamente el bloque de la asistencia técnica, la foránea y la de Intevep, surge la conclusión de que en términos económicos y también en términos del volumen de esa asistencia Intevep ha cumplido su misión, en el sentido de que desde 1980 ha dado más asistencia técnica de la que daban la Exxon, la Shell y la Gulf juntas. Sin embargo, la industria petrolera nacional aún recibe un volumen muy grande de asistencia técnica foránea, del orden de las 600.000 horas/hombre. Intevep está dando cerca de 900.000 horas/hombre para 1984, de las cuales la mitad (450.000) es investigación y la otra mitad es asistencia técnica, que comparadas con las 600.000 horas foráneas, restándole gente asignada, asistencia en compra y asistencia en entrenamiento, implican mucha más técnica nacional.

Desde 1976 a 1983 la industria pagó por asistencia foránea (con un estimado de las horas/hombre) una cifra superior a los 4.000.000 de horas/hombre, cubriendo asesoría, consultas, informes, asistencia en compra, asistencia en entrenamiento, asignación de personal, pero en general asistencia técnica. En ese mismo período, que coincide con los Contratos de Asistencia Técnica (CATS) de 1976, Intevep

ha provisto a la industria cerca de 2.500.000 horas/hombre en asistencia técnica y haciendo algo que no hicieron las transnacionales: investigación a problemas venezolanos.

Estrategia para el futuro

Viendo estas cifras en un ámbito de economía de divisas, de profundizar la utilización del componente nacional —que es algo que Intevep viene enfatizando— se asoma como una estrategia para reforzar la tecnología en Venezuela la posibilidad de que esta organización dé mucha más asistencia técnica, sin sacrificar los programas de investigación, es decir, darle una responsabilidad adicional para cubrir las actividades que aún se contratan en el exterior.

Dentro de la misma estrategia, otro programa futuro en Intevep es el de darle mayor énfasis a la producción nacional e incentivar y continuar apoyando a las universidades y centros de investigación del país.

“En los próximos años, con la experiencia petrolera que alcance Venezuela, con ese reforzamiento de los grupos nacionales, nosotros podremos salir a competir en el mercado externo, viéndolo como una de las soluciones para disminuir nuestra dependencia del petróleo, y es así como vemos nuestra función en el futuro inmediato”. ♦

Pro-Data Wire Line

SERVICIOS TECNICOS PETROLEROS

CON DISPONIBILIDAD LAS 24 HORAS DEL DIA

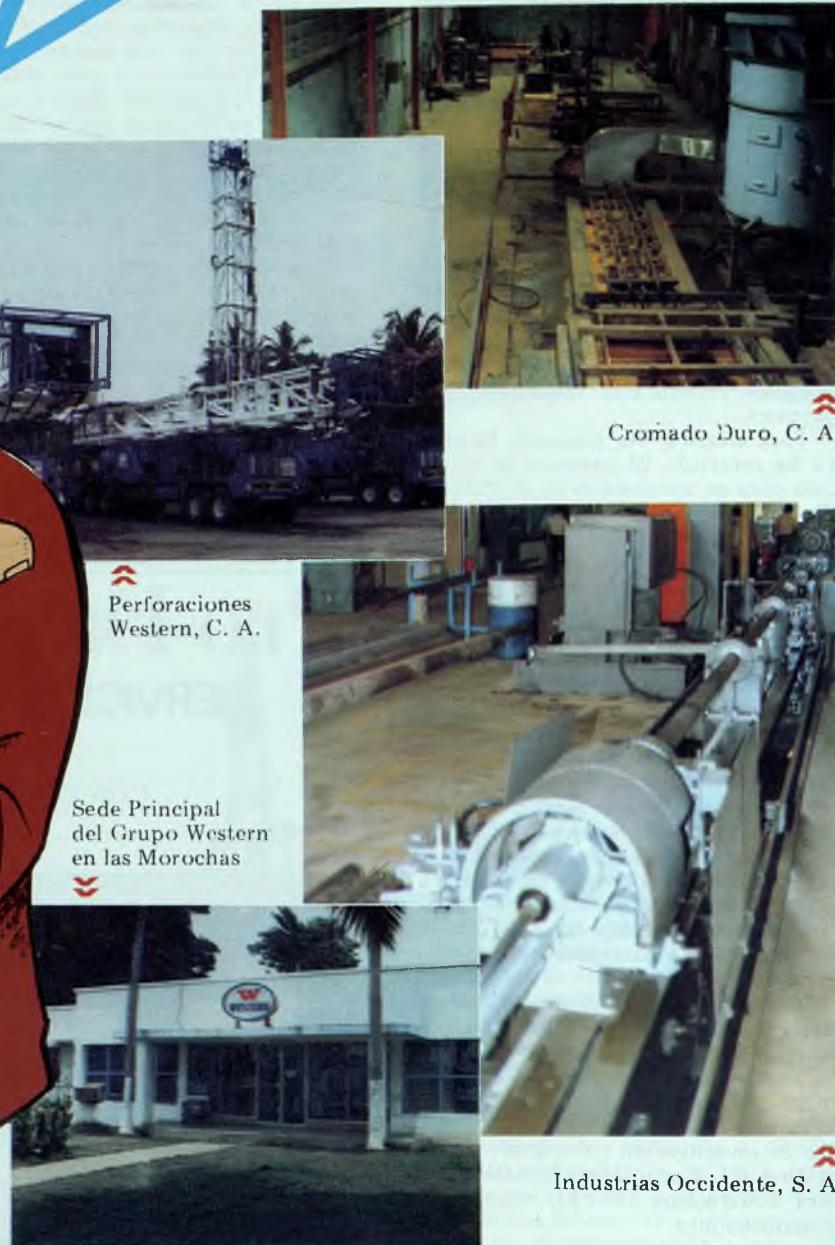


Equipos computarizados para las lecturas de cartas y cálculos a partir de los registros de Presión y Temperatura de fondo. Personal altamente calificado nos distingue en nuestros trabajos de guaya fina y gruesa, suabeadura, acidificación, inyección de química y todo lo relacionado con servicios de producción.

Av. Intercomunal, Sector
Tía Juana, Apdo. Postal 112,
Tlf.: (065) 27717, (061) 911040,
Lagoven 3476,
Ciudad Ojeda 4019-A

Aquí está nuestra inversión y nuestro aporte a la industria petrolera

y aquí continuaremos



Cromado Duro, C. A.

Perforaciones
Western, C. A.

Sede Principal
del Grupo Western
en las Morochas

Industrias Occidente, S. A.



OFICINA PRINCIPAL

Apartado 91, Ciudad Ojeda 4019-A

Tlf.: (065) 27-764/774

(061) 91-1155/1340

Lagoven: 3313, Maraven 951-293

Télex: 75166 WESTERN

EMPRESAS FILIALES:

Western Sales,C.A.

Western Services & Supply,S.A.

Industrias Occidente,S.A.(IOSA)

Perforaciones Western,C.A.

Cromado Duro,C.A.



Política Petrolera Venezolana en 1984



Durante el presente año, del sector de los hidrocarburos atiende a una estrategia general de desarrollo que subraya el criterio de la rentabilidad corporativa en materia de planificación y ejecución de los proyectos, la optimización del uso del gas natural, la unidad de criterio en el registro e información de las operaciones de la industria, la intensificación de los esfuerzos encaminados al desarrollo de una capacidad tecnológica propia y el reforzamiento de las políticas orientadas a lograr la mayor participación de las empresas nacionales de bienes y servicios, todo ello enmarcado en el clima de austeridad auspiciado por el Ejecutivo Nacional. El esfuerzo exploratorio se orienta hacia la evaluación técnica y selectiva de los recursos de hidrocarburos en todas las áreas de interés, mientras en materia de explotación la industria ampliará sus esfuerzos en el desarrollo de nuevas áreas de crudos livianos y medianos.



Atendiendo a una estrategia general de desarrollo, compatible con la profundización de la nacionalización, los planes y programas que la industria petrolera venezolana ejecutará durante el presente año deberán reflejar criterios de una política energética integral. A su vez, el desarrollo de la industria petroquímica responderá a la estrategia de intensificación del proceso de recuperación interna y a la consolidación y diversificación de su capacidad productiva.

Entre otros muchos aspectos de interés, los lineamientos de política dictados por el Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos demandan como acciones prioritarias para 1984: la continuación de la estrategia orientada a disminuir la dependencia tecnológica a través del seguimiento y correspondientes ajustes en los convenios de asistencia técnica y mediante el desarrollo progresivo de la capacidad propia; dar un mayor peso al criterio de rentabilidad corporativa, por sobre el de la rentabilidad empresarial, en el análisis de los proyectos; enmarcar los gastos administrativos de la industria dentro de la política de austeridad auspiciada por el Ejecutivo Nacional; intensificar los esfuerzos encaminados a optimizar el uso del gas natural en el mercado interno, con preferencia al de los combustibles; realizar todos los esfuerzos tendentes a la uniformidad de los sistemas, métodos, procedimientos y códigos contables que permitan la unidad de criterio en el registro e información de las operaciones de la industria y facilitar el proceso de revisión y control; e intensificar los esfuerzos destinados a la adquisición de bienes y servicios de origen nacional.

En el plano de los lineamientos específicos, durante 1984 la industria petrolera nacional orientará su esfuerzo exploratorio hacia la evaluación tecnificada y selectiva de los recursos de hidrocarburos en todas las áreas de interés para efectos de su programación, la cual deberá ajustarse a los siguientes lineamientos:

—Continuar la exploración en tierra y en el Lago de Maracaibo para evaluar, mediante taladro, aquellas áreas prospectivas prioritarias donde existan condiciones favorables para la presencia de hidrocarburos livianos y medianos, condensado y gas no asociado.

—Respecto a las áreas costa afuera, durante 1984 la actividad se limitará al estudio, análisis y evaluación de la información proveniente de la fase exploratoria cumplida hasta el presente, con miras a la identificación de prospectos que puedan evaluarse mediante taladro en el futuro inmediato.



—La industria procederá en 1984 a compilar, estudiar y analizar la información técnica correspondiente a la Cuenca de Maracaibo —tierra y lago— con miras a elaborar un informe integral de revaluación del área para orientar futuras actividades exploratorias y de desarrollo, particularmente aquellas dirigidas al Cretácico.

Concretamente en cuanto a crudos livianos, medianos y condensado, la Industria mantendrá la actividad de perforación exploratoria profunda para evaluar los prospectos previamente identificados en las cuencas tradicionales. Adicionalmente, iniciará la perforación llana en áreas nuevas de fácil incorporación al potencial; se concluirán los programas sismográficos iniciados en 1983 en la Cuenca de Maracaibo, Anzoátegui noroccidental y áreas limítrofes de los estados Zulia, Táchira y Apure, extendiéndose la cobertura sismográfica en el extremo occidental del estado Apure y el extremo sur de Táchira, con el fin de evaluar adecuadamente la zona de piedemonte de la región.

Para la búsqueda de gas no asociado, en base a un programa óptimamente jerarquizado, se mantendrá la actividad perforatoria dirigida a evaluar las posibles trampas gasíferas existentes en el norte de Anzoátegui, Guárico, Falcón norte-central, área Mara-La Paz del estado Zulia, norte de Monagas, área Ambrosio del estado Zulia y sur del Lago de Maracaibo.

En cuanto a los crudos pesados, no se contempla en el presente año ninguna actividad exploratoria fuera de la Faja Petrolífera del Orinoco, sin embargo se estará compilando la información técnica relacionada con áreas prospectivas conocidas o que ameriten esfuerzos exploratorios adicionales.

En general, la actividad continuará apoyándose en la infraestructura de investigación en Intevep, así como en la que pueda adquirirse a través de convenios de asistencia tecnológica.

Por otra parte, la FPO continuará manteniendo su objetivo, para que unida con las áreas tradicionales genere el potencial requerido para el desarrollo del país, en consecuencia, los esfuerzos exploratorios, ejecución de nuevos proyectos pilotos y su desarrollo parcial a mediano y largo plazo se concentrarán en la consolidación y análisis exhaustivo de la información obtenida durante el programa exploratorio integral. La actividad que se propone para la Faja a corto plazo se ejecutará como un proyecto de investigación y de desarrollo selectivo, y a tal fin se mantendrán las siguientes actividades:

— El Proyecto Guanipa (100.000 B/D para 1988)

- Los proyectos de producción en los dos bloques geográficos de Cerro Negro (sur de Monagas)
- Evaluación del área prioritaria de Zuata
- Construcción de plantas pilotos de mejoramiento de crudos pesados y extrapesados en el campo Jobo.

Explotación

En materia de producción de petróleo la industria intensificará el desarrollo de nuevas áreas de crudos livianos y medianos descubiertos, particularmente el Cretácico en la Cuenca de Maracaibo, a objeto de incorporar al más corto plazo las reservas y potencial de crudos correspondientes. Asimismo, acomecerá sus programas de perforación de desarrollo y rehabilitación de pozos a las circunstancias prevalentes en el mercado petrolero internacional. A corto plazo, deberá mantener un potencial aproximado de 2.55 MMBD, debiendo desarrollar para finales de la década un potencial de producción de gas no asociado que responda satisfactoriamente a la demanda creciente de este recurso en el país. A largo plazo, se mantiene el objetivo de desarrollar un potencial de 2.8 millones de barriles de petróleo diarios.

Otros lineamientos en esta área formulan el mejoramiento de la seguridad y eficiencia operacional de los gasoductos, oleoductos y otras instalaciones; la continuación en el desarrollo de las áreas con reservas potenciales de gas no asociado —programado su desarrollo dentro de un plan estratégico que incorpore su producción a mediano y largo plazo, de acuerdo a una jerarquización económica—, y de los esfuerzos necesarios a fin de que la relación entre las reservas y la producción de petróleo, por tipo de segregación, no sea menor de 20 años.

También se ha trazado para 1984 el incremento de los esfuerzos orientados a llevar a cabo un mayor número de proyectos de recuperación secundaria, como el medio más económico y seguro para aumentar el potencial de producción y las reservas de hidrocarburos del país.

Utilización del Gas

En cuanto a la utilización del gas, ésta deberá mantenerse en un promedio anual no inferior al 98 por ciento. También se ha definido proceder a la racionalización de los sistemas de utilización, manejo y distribución de gas,

a objeto de optimizar estas operaciones. En este sentido se continuará con la revisión de la red nacional de gasoductos para adecuarla a las necesidades actuales y futuras, con especial énfasis en la interconexión oriente, centro y occidente.

Refinación

En materia de refinación, las empresas filiales de Petróleos de Venezuela deberán presentar durante 1984 un plan de refinación conjunto que refleje una mejor estrategia nacional integral a mediano y largo plazo, combinando, entre otros, los siguientes factores:

—Aprovechamiento óptimo de los crudos que se procesan y programación de los cambios futuros de la dieta de crudos y otros insumos a las refinerías acorde con las reservas actuales, proyectadas en el tiempo y con las consideraciones económicas y de mercado aplicables.

—Dentro de una proyección racional de demanda interna de los productos refinados, tender a satisfacer plenamente esas exigencias locales bajo el desarrollo de las más convenientes políticas de suministro y búsqueda de la adecuación de las refinerías y otras relacionadas con ellas, para la producción requerida, evitándose con ello la importación, sólo justificable por cuestiones accidentales y no por falta de planificación.

También se establecen la definición de un plan nacional de conservación de energía para obtener una mejor eficiencia energética de los procesos y reducir considerablemente el nivel de pérdida de hidrocarburos; unificar al máximo las normas y procedimientos referidos a Operación, Administración y Recursos Humanos; e intensificar la interrelación entre la planificación de la industria de refinación y la de petroquímica.

El volumen mínimo de petróleo-crudo que se refine durante el año estará determinado por el abastecimiento de la demanda interna de productos.

Petroquímica

Se mantendrán y acelerarán los programas de rehabilitación y mejoras en los complejos petroquímicos de Morón y El Tablazo, a objeto de elevar la confiabilidad de sus operaciones, y a fin de consolidar la industria petroquímica deberán definirse con prioridad en el Plan 1984-88 de Pequiven, aumentos en su capacidad productiva.

Pruebe en su pozo una de nuestras empacaduras térmicas



Para cada una de sus aplicaciones de inyección alternada o continua de vapor tenemos el modelo de empacadura adecuado.

Dependiendo de su método de inyección de vapor, ofrecemos empacaduras que soportan desde 500 °F hasta 675 °F. La empacadura cíclica soporta temperaturas de 675 °F y luego se puede bajar hasta 150 °F si producir ningún daño al equipo. Ideal para inyección alternada, pudiéndose utilizar la misma empacadura para producción. Despachamos las empacaduras con junta de expansión incorporada o sin ella, dependiendo de las especificaciones del usuario.

Dependiendo de su necesidad, nosotros tenemos la empacadura adecuada.

Llámenos!

BAKER
TRANSWORLD, INC.

División Occidental: Las Morochas-Tifs, Meneven 7705, Lagoven 3712, (061) 911228 - 911420, (065) 25281, Tix, 75182 BAKER VC

Apartado Postal: 1078 - Maracaibo 4001-A - Venezuela

División Oriental: Tifs, Meneven 24443 - 24731 (082) 22959 - 22299. Apartado Postal: 35 - Anaco, 6003-A

Tecnología

En el campo tecnológico los mayores esfuerzos seguirán concentrados en la problemática de producción, transporte, mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, catálisis y conversión de residuales.

Durante el año, se concentrarán esfuerzos en programas destinados a reducir los costos unitarios de producción, a mejorar el recobro de petróleo en proyectos de recuperación secundaria y a maximizar el valor agregado de la refinación.

Asimismo, la industria utilizará, en lo posible, las nuevas técnicas sismográficas (tridimensional) para apoyar selectivamente sus programas perforatorios de desarrollo y avanzada.

En el ámbito nacional

En cuanto al mercado interno la industria continuará el proceso de optimización del uso de hidrocarburos, a fin de propiciar el consumo de energéticos cuyo uso sea el más conveniente para el país desde un punto de vista comercial o estratégico, especialmente la sustitución de líquidos por gas natural.

Las inversiones destinadas a este mercado seguirán enmarcadas dentro de una política de planificación global que asegure una capacidad suficiente para atender la demanda futura de todos los productos derivados. De la misma manera, se proseguirá el proceso de racionalización del suministro y comercialización de los derivados de hidrocarburos, a fin de reducir costos operacionales y mejorar la capacidad de gestión de las filiales.

En sus relaciones con el sector privado conexo, la industria petrolera y petroquímica deberá mantener una firme posición orientada hacia la negociación basada en criterios de respeto y aceptación mutuos. Con relación a la participación de la ingeniería y servicios técnicos venezolanos y a la adquisición de materiales y equipos, la industria mantendrá el criterio de dar prioridad a las empresas venezolanas tanto en la contratación de ingeniería y servicios como en las compras de materiales y equipos.

La industria deberá mantener adecuadamente informadas a las empresas nacionales con relación a sus requerimientos y prever, en los concursos y licitaciones vinculados a la ejecución de sus proyectos y programas, que las mismas participen bajo óptimas formas de asociación, con el fin de robustecer la ingeniería nacional.

Suscríbete YA!

Promoción 1984
2 años (14 números)
Bs. 320⁰⁰

La High Speed 51.

Si usted puede perforar rápido y mantenerse en el fondo por más tiempo, usted puede ahorrar tiempo de recorrido en el pozo en ambas direcciones y reducir su costo-por-pie de perforación. Para eso es que la High Speed 51 ha sido diseñada.

Perforando en las planicies costeras del mundo o en otros campos donde se encuentran formaciones blandas, la High Speed 51 puede perforar a velocidades iguales a las de brocas de dientes y durar 2-1/2 a 3 veces más, gracias a su sistema superior de cojinetes.

Este sistema exclusivo de Reed le dá a la High Speed 51 una capacidad de velocidad rotatoria doble a la de las

brocas de chumaceras convencionales, y la cualidad de mantenerse en el fondo trabajando por más tiempo que ninguna otra broca operando bajo idénticas condiciones.

La High Speed 51 tiene también el Radial Seal (Sello Radial) patentado por Reed para una protección más efectiva a los cojinetes. Esto constituye una razón más de como es que esta broca puede trabajar por más tiempo cuando las otras dejan de hacerlo. Los fuertes insertos cónicos de la High Speed 51 duran más que los insertos de forma de cincel, sin que por esto se sacrifique la velocidad de penetración en grado alguno.

Después de dos años de experiencia en perforaciones con la High Speed 51, los informes recibidos

dos por parte de nuestros clientes confirman su excepcional funcionamiento. Perfora más rápidamente que las mejores barrenas convencionales de insertos de chumaceras, y cuando trabajan a velocidades rotatorias iguales o mayores que las de las brocas de dientes, el resultado es un costo por pie más bajo.

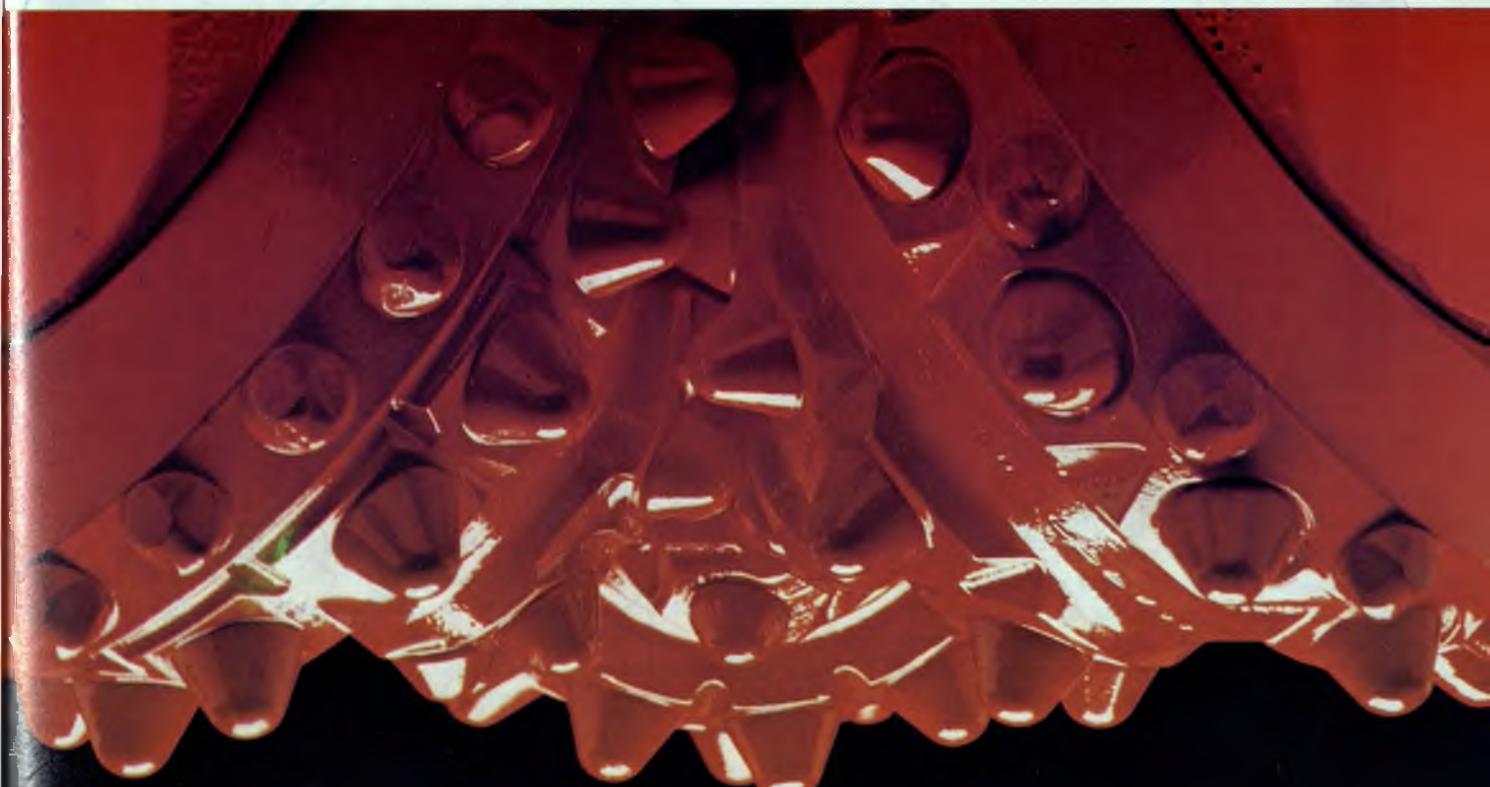
La High Speed 51 supera a cualquier otra broca para formaciones blandas. Es la clase de broca que usted espera de Reed.

Hable con su representante Reed o póngase en contacto con: Reed Rock Bit Company, P.O. Box 2119, Houston, Texas 77001. (713) 924-5200. Telex 1-900-881-1650.

Brocas Reed. Nadie
las fabrica
mejores...Nadie.



PERFORAR MUCHO MAS, Y MAS RAPIDAMENTE QUE CUALQUIERA OTRA BROCA. ES LO QUE MEJOR HACEMOS.



OFICINAS REGIONALES:

Venezuela: Apartado 704, Maracaibo 4001-A/Colombia: Calle 62, No. 7-94P-9, Bogotá/Ecuador: Apartado 6010, Quito

BARRENAS DE ROCA REED

En Corpoven, operaciones y conservación se complementan

Desde su nacimiento como empresa, CORPOVEN ha demostrado un firme empeño en colaborar con todas las iniciativas dirigidas a proteger el ambiente y a conservar nuestra riqueza natural, previendo adecuadas medidas al realizar sus operaciones.

El interés de la empresa en contribuir a divulgar nuestras bellezas naturales, proteger el habitat, o dar su voz de alerta

ante la posible extinción de especies de nuestra fauna o flora, se ha manifestado también en la producción de calendarios, folletos, libros, vallas y audiovisuales que han tenido gran acogida.

Con esa frecuente actividad divulgativa, respaldada con su permanente ejemplo conservacionista, esperamos ayudar en la tarea —que es responsabilidad de todos— de crear y de-

sarrollar una conciencia activa de protección ambiental, para bien del país.

**En Corpoven
estamos
cumpliendo.**



Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.



Sistemas para la Clasificación y la Nomenclatura del Petróleo y de las Reservas Petroleras

A. R. Martínez, Consultor de Política Energética (Venezuela); D. C. Ion, Analista de Fuentes de Energía (Reino Unido); G. J. DeSorcy, Junta de Conservación de los Recursos Energéticos de Alberta (Canadá); H. Dekker, Consultor (Holanda); Shofner Smith, Phillips Petroleum Company (Estados Unidos).

1. INTRODUCCION

La clasificación de los hidrocarburos y la nomenclatura de las reservas de petróleo y gas se han tratado, de una u otra forma, en los últimos Congresos Mundiales de Petróleo. Así, en el 7° CMP; en Tokio, se presentaron dos mesas redondas sobre la existencia y prospectos de "arenas bituminosas" y "lutitas petrolíferas" durante el 9° Congreso, se estudiaron los problemas relativos a la ubicación y exploración de nuevas fuentes de petróleo crudo y gas y sus reservas a nivel mundial; la terminología de reservas y sus métodos de estimación fue el tema de una mesa redonda durante el 10mo. Congreso realizado en Bucarest. A la necesidad de normalizar las definiciones y los conceptos se le dio en todos los casos suficiente énfasis, con la sugerencia de que los Congresos Mundiales, como organización de reconocida reputación científica y técnica, intentara una opinión de consenso en un trabajo de múltiple autoría, a presentarse en un Congreso futuro.

Conforme a la recomendación del Comité de Programación Científica, la Junta Ejecutiva decidió crear un Grupo de Estudio que, en el 11° Congreso Jubilar de Londres, presentara una ponencia sobre:

- a) los sistemas de clasificación de uso corriente del petróleo crudo y el gas, enfocado hacia el desarrollo de un sistema universal que abarcará todos los tipos de hidrocarburos que ofrezcan un interés comercial presente y potencial, y
- b) la nomenclatura usada por los diferentes países y organizaciones en los informes de sus estimados de reservas, enfocado hacia el desarrollo de un sistema simple, práctico, único y fácilmente comprensible, que fuese de aceptación general. Canadá, los Estados Unidos, Holanda, el Reino

Unido, la Unión Soviética y Venezuela, fueron los países invitados a designar una persona cada uno, para integrar el Grupo.

El Grupo de Estudio (SGR-1), formalmente instalado en Londres en noviembre de 1980, se constituyó con los representantes señalados por los Comités Nacionales de Canadá, los Estados Unidos, Holanda, el Reino Unido y Venezuela. En el apéndice IV se da una breve biografía de los autores. Martínez fue designado para coordinar el tema sobre los sistemas de clasificación de petróleos (Parte II), y Ion para coordinar los aspectos de reservas de petróleo (Parte III). DeSorcy fue designado para actuar como Moderador de la discusión en el Congreso de Londres. El Comité Nacional de la Unión Soviética designó al profesor N. Krylov para integrar el Grupo, pero él no asistió a ninguna reunión; el Comité Nacional Soviético fue informado todo el tiempo del progreso del trabajo del Grupo y se le envió el material para su estudio, conforme fue requerido.

Se pidió a los Comités Nacionales la información pertinente a ambos aspectos del Estudio. Los miembros del Grupo intercambiaron el material investigado, listas de las definiciones primarias y referencias, y el resultado de las opiniones recogidas a través de numerosos contactos. El Grupo se reunió en Londres en noviembre de 1980, en Toronto en marzo de 1981, en La Haya en julio de 1981 y en París en abril de 1982. Los Coordinadores también se reunieron en Kyoto en abril de 1981, en Ciudad de México en octubre de 1981 y en Londres en marzo de 1982.

Se estableció contacto, a través de un subcomité en Venezuela, con el Grupo de Trabajo de la Segunda Conferencia Internacional de Crudos Pesa-

dos y Arenas Bituminosas —una reunión auspiciada por Petróleos de Venezuela y el Instituto para el Entrenamiento y la Investigación de las Naciones Unidas (UNITAR)—. La reunión se realizó en Caracas en febrero de 1982 y las definiciones aprobadas para petróleo crudo extrapesado y bitumen son similares a las recomendaciones del Grupo de Estudio.

Un borrador del Informe fue discutido con los presidentes de las mesas redondas conexas del Congreso de 1983, a saber, PD-11, PD-12 y RTD-9. Se mantuvo una comunicación activa entre los miembros del Grupo hasta que el Informe se finalizó y se entregó al Comité de Programación Científica. El Informe, por lo tanto, tuvo un amplio rango de circulación y más discusiones preparatorias que lo acostumbrado con la mayoría de los trabajos presentados en los Congresos.

El Informe del Grupo de Estudio fue escrito originalmente en Inglés.

□ 2. PETROLEO - CLASIFICACION Y NOMENCLATURA

2.1 Objetivos del Grupo de Estudio

La necesidad de un sistema de clasificación y de un conjunto de definiciones para todos los tipos de petróleo que existen en yacimientos naturales bajo tierra o en depósitos naturales, se ha reconocido siempre; sin embargo, la aceptación de los sistemas y las definiciones hasta ahora propuestos ha sido limitado. El Grupo decidió proceder sobre las bases de los siguientes términos de referencia.

Se estuvo de acuerdo en incluir en el Informe a los que comúnmente son llamados petróleos crudo y bitúmenes o brea natural, como también al gas natural y a los líquidos del gas natural, incluyendo condensados. Se acordó también discutir el petróleo sintético extraído de la brea natural y las lutitas petrolíferas. Los carbones (pirobitúmenes) y el kerogen fueron excluidos.

Petróleo (Petroleum) se aceptó como un término general aplicable a todas las mezclas existentes en la naturaleza que contengan predominantemente hidrocarburos. Una parte del petróleo existe en la fase gaseosa, otra porción en la fase líquida y otra porción existe sólo en la fase semisólida o sólida. El Grupo ha llamado a cada una de esas porciones Gas Natural (Natural Gas), Petróleo Crudo (Crude Oil) y Brea Natural (Natural Tar), respectivamente.

Como uno de los principales objetivos fue la simplicidad, el Grupo intentó reducir el número de factores que caracterizan a los diferentes tipos de petróleo. Se tomó la viscosidad como el factor para diferenciar entre el Petróleo Crudo y la Brea Natural, y el peso específico para clasificar el Petróleo Crudo como Extrapesado, Pesado y otros.

El Grupo revisó, tan completamente como le fue posible, las definiciones y los sistemas existentes, es decir, los usados en los principales países productores, los recomendados por organizaciones importantes y los que están en uso en la legislación y en el sistema bancario. La revisión incluyó la bibliografía disponible. La meta fue incorporar los elementos comunes y, al mismo tiempo, delinejar un es-

quema simple y práctico que pudiese ser ampliado por los especialistas para su uso particular. Como el ámbito es internacional, admitimos que puedan persistir sutilezas de connotación y, tal vez, ocupran interpretaciones ambiguas cuando se traduzca del inglés a otras lenguas.

2.2 Definiciones Recomendadas

—PETROLEO (Petroleum) es una mezcla predominante de hidrocarburos, que existe en la naturaleza en las fases gaseosas, líquida o sólida.

—HIDROCARBUROS (Hydrocarbons) son compuestos químicos formados únicamente de hidrógeno y carbono.

—PETROLEO CRUDO (crude Oil) es la porción del petróleo que existe en la fase líquida en yacimientos naturales bajo tierra y la que permanece líquida a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede contener pequeñas cantidades de otros compuestos no hidrocarbonados, producidos con los líquidos. El petróleo crudo tiene una viscosidad menor o igual a 10.000 milipascals por segundo (mPa.s)* a condiciones originales del yacimiento.

—GAS NATURAL (Natural Gas) es la porción del petróleo que existe en forma gaseosa o está en solución en el petróleo crudo en yacimientos naturales bajo tierra, y que es gaseosa a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El gas natural puede contener otros compuestos no hidrocarbonados.

—LIQUIDOS DEL GAS NATURAL (Natural Gas Liquids) es aquella porción del gas natural recobrada como líquidos en los separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Los líquidos del gas natural incluyen, pero no se limitan a, etano, propano, butanos, pentanos, gasolina natural y condensados. Puede contener pequeñas cantidades de compuestos no hidrocarbonados.

—BREA NATURAL (Natural Tar) es la porción del petróleo que existe en fase sólida o semisólida en depósitos naturales. En su estado natural usualmente contiene sulfuro, metales y otros compuestos no hidrocarbonados. La brea natural tiene una viscosidad mayor de 10.000 mPa.s (centipoise) medidas a condiciones de presión y temperatura en el yacimiento. La brea natural generalmente requiere de tratamiento previo a la refinación normal.

□ 3. DISCUSION

3.1 Petróleo Crudo

Es práctica común informar de las clases de petróleo crudo por su peso específico, usualmente expresado en una escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo —“gravedad” API. Se hizo una revisión de la clasificación usada o recomen-

* El mPa.s, la unidad derivada en el SI para viscosidad dinámica, es igual al centipoise, la unidad cgs. de medida, de uso generalizado en la industria petrolera.

dada por varios países y organizaciones y se encontró que no hay un consenso en cuanto a los límites de cada clase.

Además, en el mercadeo de diferentes petróleos crudos producidos por una nación, usualmente se utiliza la connotación de "liviano" o "pesado"; esto da un valor monetario significativo a ciertas segregaciones en el mercado internacional. En realidad, un petróleo crudo como el "Arabe Pesado" sería clasificado en el límite de un petróleo crudo "liviano" en Venezuela o en la URSS. Como el uso de estos términos, cada uno con un significado local específico, está firmemente establecido y aceptado en el comercio mundial, se recomienda no hacer cambios. Es obvio, entonces, que para propósitos de comparación o de una compilación a nivel mundial, los términos "pesado", "mediano" y "liviano" están destinados a ser confundidos y cualquier clasificación debería efectuarse sólo en base a una clara indicación de los rangos de pesos específicos usados.

Un criterio de clasificación de valor definitivo es la densidad del agua a 40°C (1.000 kilogramos por metros cúbicos ó 10° en términos de "gravedad" API). El Grupo convino que el petróleo crudo con densidad mayor de 1.000 kg/m³, debe ser clasificado como Extrapesado. Rangos aceptables para la clasificación adicional de petróleo crudo por su peso específico pudieran ser:

- 1.000 a 920 Kg/m³ (10° a 22,3° API), para Pesados.
- 920 a 870 Kg/m³ (22,3° a 31,1° API), para Medianos y
- menos de 870 Kg/m³ (mayor que 31,1° API), para Livianos.

Los petróleos crudos algunas veces son llamados Agrios (Sour) o Dulces (Sweet), de acuerdo al contenido de componentes sulfurosos, los cuales usualmente tienen un olor característico, causan corrosión y producen un impacto ambiental adverso. A nivel mundial no existe un criterio generalizado para precisar la diferencia entre petróleos crudos agrios y dulces.

Igualmente, aunque algunos petróleos crudos son clasificados como Parafínicos (Waxy) o No/parafínicos (Non-waxy), no existe, tampoco, ningún criterio generalmente aceptado para su diferenciación.

El término No Convencional, aplicado a los petróleos crudos, ahora es utilizado menos frecuentemente, refiriéndose en algunos casos al tipo de acumulación o de extracción, en otros a procesos y refinación y en algunos otros a ambas operaciones. Generalizando podría decirse que "los petróleos crudos no convencionales" vendrán a ser, con el tiempo, "convencionales". El término "petróleos crudos no convencionales" es aplicado en algunos países a los petróleos pesados o la brea natural.

3.2 Gas Natural

Además de lo descrito en las definiciones básicas sobre el gas natural, existen diversas clasificaciones y terminología relacionada, que debería discutirse para asegurar la consistencia en el intercambio de información.

GAS NATURAL CRUDO (Raw Natural Gas) es el gas natural tal y como es producido del yacimiento, que incluye diversas cantidades de los hidrocarburos más pesados —que se licúan a condiciones atmosféricas—, vapor de agua, compuestos de azufre como el sulfuro de hidrógeno, y otros gases no hidrocarburados, tales como el dióxido de carbono, el nitrógeno y el helio. No es conveniente el uso de este gas de manera directa, la mayoría de los consumidores. Es práctica común incluir como Gas Natural aquellos depósitos con un alto porcentaje de gases no hidrocarburados, los cuales son explotables por su contenido de hidrocarburos.

GAS NATURAL NEGOCIAL (Marketable Natural Gas) es el gas disponible para la venta para consumo directo como combustible doméstico, comercial o industrial, o como materia prima industrial, sea que existe naturalmente o sea resultado de procesar el Gas Natural Crudo. El Gas Natural Negociable tiene que cumplir con ciertas especificaciones mínimas, las cuales varían de un caso a otro. Dentro de tales especificaciones, la composición del gas puede variar con respecto al contenido de hidrocarburos más pesados y gases no hidrocarburados, sin hacer al gas no negociable. En consecuencia, el valor calorífico del Gas Natural Negociable puede variar considerablemente y por lo tanto las cantidades usualmente se expresan no sólo en volúmenes, sino también en términos de contenido energético.

GAS RICO O HUMEDO (Wet or Rich Gas) se refiere al gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano en cantidad tal que ellos se pueden extraer comercialmente, o que requieren de extracción para hacer el gas residual disponible para uso combustible.

GAS SECO (Dry or Lean Gas) es gas natural que contiene insuficiente cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano, lo cual no permite su extracción comercial o que era de extracción para hacer el gas residual disponible para uso combustible o para trasmisión. No existe una norma universal para la clasificación del gas natural como "rico" o "seco".

El Gas Natural Crudo puede también ser clasificado según su contenido de sulfuro de hidrógeno o de otros compuestos de azufre. El **GAS NATURAL DULCE (Sweet Natural Gas)** no contiene azufre o compuestos de azufre, o contiene cantidades tan pequeñas que no es necesario procesarlo para poderlo usar directamente como combustible doméstico no corrosivo; mientras que el **GAS NATURAL ÁCIDO (Sour Natural Gas)** requiere procesamiento para eliminar el azufre y en algunos casos el dióxido de carbono.

La forma de existencia del gas natural también caracteriza a menudo la clasificación. **GAS NO ASOCIADO (Non-Associated Gas)** es el que se encuentra en un yacimiento libre de petróleo crudo, mientras que el que está en contacto con o disuelto en el petróleo crudo se denomina **GAS ASOCIADO (Associated Gas)**. El Gas Asociado puede ser además clasificado como Gas del Casquete de Gas (Gas-Cap Gas) que existe en el yacimiento

en la fase gaseosa pero en contacto con el petróleo crudo, y Gas en Solución, (Solution Gas) que es el que está disuelto en el petróleo crudo a condiciones de vacíos.

Una diferenciación que se hace a veces con respecto al gas natural se relaciona al tipo de existencia. GAS CONVENCIONAL (*Conventional Gas*) se refiere al gas natural en un yacimiento normal, de roca porosa y permeable, bien sea en su fase gaseosa o disuelto en el petróleo crudo, y el cual puede producirse mediante prácticas usuales de producción. GAS NO CONVENCIONAL (*Non-Conventional Gas*) sería el gas natural contenido en yacimientos muy impermeables, los cuales requieren de estimulación antieconómica masiva para poder ser recuperado, o el gas disuelto en las aguas de formación, o el gas de la gasificación artificial de carbón en el sitio.

En ninguno de estos casos se contempla todavía su explotación comercial y hasta ahora sólo se han adelantado algunos proyectos pilotos.

En algunos casos el gas natural, para facilitar su almacenamiento y transporte, se licúa mediante baja temperatura y alta presión, y es entonces denominado GAS NATURAL LICUADO (LNG).

3.3 Líquidos del Gas Natural

Es práctica común en la industria petrolera referirse en muchos sentidos a los componentes que se consideran Líquidos del Gas Natural. Una definición detallada de este término es útil.

PRODUCTOS DE PLANTAS DE GAS (*Gas Plant Products*) son los líquidos del gas natural recuperados en las plantas procesadoras de gas y, en la misma situación, el recuperado en las instalaciones de campo. Los productos de las plantas de gas incluyen etano, propano, butanos, mezclas de butanos y propano, gasolina natural y condensados de planta.

GASES DEL PETROLEO LICUADOS (*Liquefied Petroleum Gases, LPGs*) es un término comúnmente usado para referirse a mezclas predominante mente de butanos y propano.

CONDENSADOS (*Condensates*) son líquidos del gas natural compuestos de pentanos e hidrocarburos más pesados. En los Estados Unidos se incluyen en estas categorías a los CONDENSADOS DE CAMPO (*Lease Condensates*) recuperados del gas de los pozos de gas (asociado o no asociado), en los separadores gas-líquido o en las instalaciones en el campo y CONDENSADO DE PLANTA (*Plant Condensate*) recuperados en una planta para la recolección del gas natural, compresión y sistemas para el tratamiento del gas asociado. El Condensado de Campo puede, en algunas circunstancias, mezclarse con petróleo crudo para su mercadeo. El Condensado de Planta no es apropiado para ser mezclado con gasolina natural o gasolina-refinada.

3.4 Brea Natural

El Grupo consideró apropiado usar el término BREA NATURAL (*Natural Tar*) para la porción del petróleo que existe en depósitos naturales, y que tenga una viscosidad superior a los 10.000 mPas., medidos a las condiciones naturales. Aunque se podría argüir que "brea" se refiere sólo a un

líquido orgánico obtenido por condensación de los productos volátiles de la destilación destructiva del petróleo crudo, los carbones y la madera, se trata no obstante de una designación de uso extendido en la industria petrolera que fácilmente identifica el material en cuestión.

Brea Natural incluye sustancias frecuentemente denominadas "petróleo de arenas petrolíferas" (*oil-sands oil*), "bitúmenes", "petróleo de arenas bituminosas" (*tar-sand oil*), o simplemente "brea" (*tar*). Brea Natural no incluye kerogen o "petróleo de lutitas". El "petróleo de lutitas" no ocurre naturalmente, sino que es el resultado del procesamiento del kerogen contenido en rocas sedimentarias comúnmente llamadas "lutitas petrolíferas" (*oil-shales*). Kerogen es un material orgánico, fosilizado e insoluble, compuesto principalmente de varios polímeros y con pequeñas cantidades de hidrocarburos; se encuentra generalmente en lutitas y puede ser convertido por destilación en "petróleo de lutitas"; es llamado algunas veces "proto-petróleo", para indicar que es una sustancia sometida a un proceso físico-químico transicional.

"Esquistos Bituminosos" (*Bituminous Schists*) o "Pizarras Bituminosas" (*Bituminous Slates*) son términos frecuentes, errados, cuando se refieren en traducciones de lenguas distintas al inglés, a las lutitas capaces de producir "petróleo de lutitas".

PETROLEO SINTETICO (*Synthetic oil*) es una mezcla de hidrocarburos derivados por mejoramiento de la brea natural o el kerogen de las lutitas petrolíferas (u otras sustancias, tales como carbones); puede contener azufre u otros compuestos. El petróleo sintético tiene mucha similitud con el petróleo crudo y es utilizado como dieta en la refinación y otras operaciones de procesamiento químico.

□ 4. RESERVAS DE PETROLEO: CLASIFICACION Y NOMENCLATURA

1) Objetivos del Grupo de Estudio

Todos los numerosos trabajos previos sobre los sistemas para la clasificación y la nomenclatura de las reservas de petróleo han constatado que este es un problema de mucha complejidad que se incrementan al profundizar en él. Las dificultades puede agruparse, por lo general, en aquellas de orden físico y las económicas.

1.1 Consideraciones Generales

RESERVAS (*Reserves*) es la porción de petróleo recuperable de los yacimientos. El tema de las reservas ha despertado mucho interés fuera de la industria petrolera. Por lo tanto, el Grupo consideró que tenía la responsabilidad de ser comprensible por economistas, especialistas de mercadeo, políticos y hombres de leyes, así como también satisfacer las necesidades profesionales del científico y el técnico petrolero. Una responsabilidad paralela fue mejorar la validez de las conversiones a otras fuentes de energía.

El interés en las reservas de energía no está limitado al futuro inmediato. Por lo tanto, fue necesario cubrir las categorías más especulativas, tanto como aquellas designadas Reservas Probadas

(**Proved Reserves**), que son los inventarios útiles de los cuales deberá provenir casi toda la producción del "próximo año". El interés no está limitado a un país o a una lengua, razón por la cual mientras el Grupo trabajó e informó en Inglés, tuvo en mente la posible traducción a otros idiomas.

La exactitud en los datos de reservas varía mucho. En consecuencia, es esencial que toda publicación sobre estimación de reservas debe indicar la fuente de los datos y las premisas del trabajo. También, en vista que las reservas estimadas de las categorías más especulativas no se basarán en una cantidad significativa de datos precisos, se recomienda usar rangos para las estimaciones.

El Grupo recomienda evitar el mal uso del término "recursos" (*resources*) como sinónimo de "reservas", en vista de la confusión potencial al utilizar un vocablo, más comúnmente empleado para referirse a la cantidad del petróleo original en el sitio, que puede ser de beneficio a la humanidad.

1.2 Consideraciones Físicas

El grado de conocimiento geológico de la naturaleza y el tamaño de los depósitos de petróleo y la tecnología para extraerlos económicamente de los yacimientos, son los principales aspectos físicos que afectan la evaluación de reservas.

Las razones para esta evaluación son muchas. Por ejemplo, si las razones fueran el plan general de la exploración y la producción de un área, uno desearía cubrir no sólo las reservas conocidas sino también los resultados esperados de futuras exploraciones y perforaciones, y del desarrollo de nuevas tecnologías, todo, con la descripción correcta de la geología y la factibilidad de extracción. Otra razón podría ser la necesidad de decidir respecto a la compra de una tubería para una nueva área de producción; la evaluación podría entonces centrarse en el petróleo indicado recuperable en áreas conocidas y las posibles tasas de producción. Si, como un tercer ejemplo, la razón fuese el cierre de un contrato de ventas que pudiera garantizar el despacho de ciertos volúmenes de gas natural, la evaluación bien podría limitarse a aquellas cantidades que puedan producirse con una máxima probabilidad de éxito. Estos ejemplos ilustran la importancia que tiene el darse cuenta que las decisiones operacionales pueden fundamentarse en grados variables de certidumbre física.

Sin embargo, hay muchos otros usos de los datos de reservas fuera de la esfera operacional y práctica. Por tanto, podría parecer imposible aspirar a un sistema que pudiera servir para todos los propósitos. El Grupo decidió que sólo se considerarían en su Informe las categorías generales, pues si bien ciertas subdivisiones y aún otros sistemas semejantes pudieran ser de valor para los científicos petroleros, ello podría ser muy confuso para los otros.

1.3 Consideraciones Económicas

No hay duda que la clasificación de las reservas y su nomenclatura es complicada en virtud de sus connotaciones económicas, las cuales deberían ser establecidas más claramente y utilizadas más consistentemente.

Sólo las condiciones económicas de los términos del contrato, los impuestos, el precio y los costos podrían ser conocidos al momento de hacer la estimación. La industria petrolera tuvo condiciones estables, con cambios muy pequeños en los parámetros económicos, por muchos años antes de 1970; desde entonces, las circunstancias han sido más dinámicas. Aún cuando el aumento de los precios y la inflación se han extendido a nivel mundial, se han producido fuertes variaciones locales a causa de condiciones específicas.

Se acordó que la denominación de viabilidad económica no era práctica más allá de los precios y los costos conocidos al momento de la estimación. Por lo tanto, el Grupo no intentó crear o adoptar categorías económicas, tales como reservas "sub-económicas" o "marginales".

Tales designaciones podrían tener sentido en países con bases de datos extensas, pero a nivel mundial podrían causar deformaciones o "cuellos de botella" al forzar al compilador más allá de la información misma.

El Grupo rechazó, para Reservas Probadas, el concepto de condiciones económicas futuras estimadas y adicionó el principio ampliamente aceptado de restringir estos estimados a las cantidades recuperables conforme a las condiciones económicas al momento de la estimación. Las otras categorías de reservas, que pueden ser producidas en un futuro distante, podrían no tener la misma restricción en sus parámetros físicos y económicos: Reservas Probadas están, por lo tanto, en un categoría muy diferente de las otras.

2) Sistemas Recomendado para la Nomenclatura de Reservas

RESERVAS PROBADAS (*Proved Reserves*) de petróleo son la cantidad estimada, a una fecha específica, que los análisis de geología y los datos de ingeniería demuestran, con una certeza razonable, que serán recuperables en el futuro de yacimientos conocidos, bajo las condiciones económicas y operacionales a la fecha.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS (*Proved Developed Reserves*) son aquellas Reservas Probadas que pueden ser recuperadas mediante los pozos y las instalaciones existentes, y de la aplicación de métodos operacionales conocidos. Las reservas recuperables por métodos adicionales pueden considerarse como Reservas Probadas Desarrolladas sólo después que haya sido instalado un proyecto de recuperación mejorada.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS (*Proved Undeveloped Reserves*) de petróleo son las Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos por perforar e instalaciones futuras, incluyendo los esquemas de recuperación secundaria, anticipados con alto grado de certidumbre.

RESERVAS NO PROBADAS (*Unproved Reserves*) son las cantidades estimadas, a una fecha específica, que los estudios geológicos y los datos de ingeniería indican que pueden ser recuperadas económicamente de depósitos ya descubiertos, con un grado de certeza suficiente que sugiera la indicación o la posibilidad de su existencia.

Las Reservas No Probadas pueden clasificarse como RESERVAS PROBABLES (Probable Reserves), cuando existe una indicación de su existencia y como RESERVAS POSIBLES (Possible Reserves), donde sólo existe una posibilidad de su existencia.

Las cantidades estimadas de Reservas No Probadas deben tomar en cuenta el grado de incertidumbre y otros aspectos, tales como qué expectativa existe de recuperar reservas adicionales en el futuro; los estimados, por lo tanto, pueden ser dados como un rango.

El Apéndice I discute los términos "indicación" y "probabilidad" en relación con los métodos probabilísticos.

RESERVAS ESPECULATIVAS (Speculative Reserves) de petróleo son las cantidades estimadas, a una fecha específica que no han sido descubiertas, todavía, pero que la geología general y los juicios de ingeniería indican que pueden ser eventualmente recuperables económicamente. Debido a su gran incertidumbre, deben ser dadas siempre como un rango.

PETROLEO EN EL SITIO (Petroleum-in-Place) es la cantidad total de petróleo originalmente estimada, que existe en los yacimientos del subsuelo.

RECUPERACION POTENCIAL FUTURA (Future Potential Recovery), a una fecha específica es la suma de las Reservas Probadas, las Reservas No Probadas y las Reservas Especulativas. Debido al alto grado de incertidumbre en la estimación de estas reservas, deben expresarse siempre como un rango.

RECUPERACION POTENCIAL FINAL (Ultimate Potential Recovery), a una fecha específica, es la suma de la Producción Acumulada (Cumulative Production) y de la Recuperación Potencial Futura.

RECUPERACION PRIMARIA (Primary Recovery) es la producción de petróleo de los yacimientos del subsuelo, utilizando sólo la energía natural disponible del yacimiento para mover los fluidos a través del medio poroso hasta el pozo u otros puntos de recuperación.

RECUPERACION MEJORADA (Improved Recovery) es la producción de petróleo de los yacimientos del subsuelo mediante ayudas a su energía natural o alterando la fuerza natural de los yacimientos.

3) Discusión

Varios países miembros de los Congresos Mundiales de Petróleo respondieron al pedido de información sobre el uso de su clasificación y nomenclatura de reservas. Tal información se resume en el Apéndice II.

El término Reservas Probadas se utiliza en la mayoría de los países y para fines prácticos siempre tiene el mismo significado. El sistema de clasificación usado en la Unión Soviética no produce fácilmente cifras compatibles de Reservas Probadas, porque sus reservas Categoría C1 son sólo parcialmente "probadas". Cuando sea posible, las Reservas Probadas deben subdividirse en Reservas Desarrolladas Probadas y Reservas Probadas No Desarrolladas, porque ello acentúa los diferentes grados de exactitud.

Reservas Probadas, por definición, son las recuperables en el futuro y en consecuencia el Grupo no vio la necesidad de usar términos tales como "rēservas remanentes probadas" (proved remaining reserves) o "reservas recuperables probadas" (proved recoverable reserves). A una fecha específica, las Reservas Probadas más la producción acumulada vendría a ser el estimado actual de las "reservas probadas iniciales" (initial proved reserves).

La diferenciación entre Reservas Probadas y otras categorías es más evidente cuanto más clara sea la diferenciación entre Reservas Probadas y No Probadas (referidas a los depósitos descubiertos de petróleo y gas) y Reservas Especulativas (referidas al petróleo y gas no descubierto todavía). En Venezuela se utiliza una categoría de "semi-probadas", que pudiese ser útil conforme a ciertas circunstancias. Sin embargo, en aras de minimizar el peligro de la inclusión de las reservas más especulativas con las probadas y mostrar unos activos disponibles exagerados, el Grupo consideró prudente omitir cualquier categoría de transición en el sistema recomendado.

Los términos RESERVAS PROBABLES Y RESERVAS POSIBLES se usan en varios países, pero su aplicación varía. En Holanda los términos de "Reservas Probables" y "Reservas Posibles" se combinan en una sola categoría de "No Probadas". Canadá también utiliza sólo una categoría, para la denominadas "Adiciones a las existencias totales" (Additions to existing pools), lo cual es más restrictivo que la definición de "Probables". En Dinamarca el gobierno ha manifestado que prefiere las categorías de "Probables y "Posibles", pero la industria ha expresado que prefiere la categoría única de "Reservas Probadas", que puede incluirse en una categoría más amplia de "Reservas Totales" (Total Reserves) o "Recuperación Final" (Ultimate Recovery). Australia maneja tres sistemas. La Oficina Geológica de la República Federal de Alemania cambió "Reservas Probables" a "Indicadas Técnicamente" (Technically indicated), a fin de distinguir claramente los estimados de magnitud en los que el conocimiento es muy vago y dominado por juicios subjetivos. En los Estados Unidos los términos "Medidas" (Measured), "Indicadas" (Indicated) y "Deducciones" (Inferred) son recomendados por el Servicio Geológico para todos los depósitos minerales, pero los términos "Probadas", "Probables" y "Posibles" son los que comúnmente usa la industria petrolera, con los mismos significados a los recomendados en este informe.

Un argumento común en el pasado ha sido el que en algunos idiomas el matiz entre los significados de las palabras "Probable" y "Posible" es menos obvio que en inglés. Términos tales como "Incrementales Inciertas" (Incremental Less Certain) o "Incrementales Nada Ciertas" (Incremental Least Certaining) por razones obvias no han tenido aceptación general. El predominio de los términos "Probable" y "Posible", tal como se muestra en la tabla del Apéndice II, refuta tal argumento.

En vista de la imprecisión en las definiciones de las Reservas Probables y Posibles, la asignación de reservas a una u otra categoría es subjetivo. Por lo tanto, el Grupo consideró que, en vista que lo esencial es disponer de una cifra para el total de Reservas No Probadas, sería opcional la subdivisión en Reservas Probadas y Posibles.

Algunas personas consideran que debería hacerse una diferenciación entre aquellas reservas que estarían disponibles para su explotación y aquellas sujetas a algunas restricciones que puedan suscitarse, por ejemplo por la política gubernamental, por el tamaño y ubicación de los yacimientos o por la situación económica, que de hecho las colocarían como "Estáticas" (Static) o "Restringidas" (Restricted). Eso podría ser provechoso en mucho casos, por ejemplo en una empresa donde puedan ser bien identificadas. Sin embargo, el Grupo consideró que adoptar tal categoría bajo cualquier circunstancia en todos los países podría disminuir en vez de incrementar la comparabilidad y la compatibilidad de los estimados.

Las definiciones básicas de reservas, dadas anteriormente, enfatizan el conocimiento decreciente de los parámetros geológicos, de ingeniería y económicos, en la estimación de reservas desde la categoría de Reservas Probadas hacia los volúmenes menos conocidos y seguros. Los factores aplicables a la estimación de reservas de petróleo crudo o de gas natural, y su eventual producción, son diferentes, y las diferencias se encubren cuando la información individual se suma en lo que se ha dado en llamar reservas equivalentes.

El Grupo recomienda por lo tanto que:

- a) las cantidades en las diferentes categorías deben ser dadas separadamente, en vez de presentarlas como un total, y
- b) las reservas de petróleo líquido o gaseoso también deben darse separadamente.

En ambos casos, las numerosas y serias diferencias en la validez de los componentes hacen que el total sea engañoso. La suma de categorías de reservas diferentes sólo es aceptable cuando cada categoría está bien definida como para lograr resultados más o menos reales de la recuperación futura. Como ejemplo, tómense el efecto de la recuperación mejorada sobre lo estimado para un cierto yacimiento; supongamos que los estudios preliminares indican que una recuperación mejorada exitosa podría dar 20 millones m³ de petróleo adicional, pero la probabilidad del éxito es 50%; así la correcta apreciación del petróleo adicional sería 10 millones m³, y no de los 20 millones m³ de reservas no probadas.

Métodos que incorporan grados diversos de incertidumbre al estimado de reservas ya se están usando desde hace tiempo en la industria petrolera. Una Nota sobre esos métodos se incluye en el Apéndice I.

Los grados de incertidumbre se deben a un conocimiento incompleto del asunto y al dinamismo de ese conocimiento. Con el tiempo, usualmente, existe la posibilidad de mejorar continuamente tanto en calidad como en cantidad, tanto la información

geológica como la capacidad de ingeniería. El tiempo también modifica las circunstancias económicas.

La aplicación de los factores resultantes están íntimamente relacionados y varían con el tiempo y el lugar. Por ejemplo, la aplicación de una técnica de recuperación mejorada depende de la combinación apropiada de los tres factores. Otro ejemplo del dinamismo en la estimación de las reservas es que todos los días la producción se resta a las Reservas Probadas, la perforación de desarrollo convierte Reservas No Probadas en Probadas y la exploración coloca algunas Reservas Especulativas dentro de la categoría de Descubiertas; así mismo, tecnología nuevas permiten recuperar parte del Petróleo en el sitio que podría quedar en el subsuelo.

Las reservas y la producción se reportan casi siempre en la industria por volumen, pero a veces se hace en unidades de masa. Las conversiones requieren multiplicar por un factor de peso específico conocido, estimado o, en algunos casos, especulativo. Las conversiones de volumen a masa por lo tanto añaden un factor adicional, que puede ser significativo, a los estimados de reservas. El factor de conversión debe siempre darse, pero cuando no sea esencial, se deben evitar las conversiones.

Las reservas y producción de gas natural normalmente se reportan en volumen y menos comúnmente en unidades de masa. Sin embargo, los volúmenes vienen normalizados a distintas presión y temperatura; las normas a menudo forman parte de los reglamentos de diferentes países sobre la materia. En consecuencia, el Grupo recomienda que se citen en todos los casos los valores normales. No se sugiere ninguna regla universal, pues se consideró que los efectos de estas inconsistencias son de consecuencia menor, en vista del orden de magnitud del grado de la incertidumbre en la estimación de las reservas.

La proporción de gases no-combustibles en el gas natural, sin embargo, puede ser alta y de efectos significantes en los estimados de hidrocarburos recuperables. Cuando este sea el caso, debe darse el contenido calórico de todo el gas o el porcentaje de los gases no hidrocarburos para hacer las correcciones apropiadas de otra manera, las cifras brutas darían un estimado engañoso de las reservas. Se consideró que no podía fijarse un criterio específico que tuviese aceptación universal.

El Grupo escogió el término RECUPERACION MEJORADA (Improved Recovery) debido a la confusión frecuente que existe en torno a si extracción vigorizada (Enhanced Recovery) incluye o no los resultados de métodos de recuperación secundaria tales como la inyección de agua, o sólo aquellos métodos menos convencionales. RECUPERACION MEJORADA, tal como lo recomienda el Grupo, incluye las cantidades adicionales que se obtengan por otros métodos, aplicados después de la recuperación primaria, normalmente llamados "secundarios" o "terciarios" o "cuaternarios".

Finalmente, en el Apéndice III se ilustra una terminología de reservas que no sólo puede ser usada para yacimientos convencionales de petróleo y gas, sino también de manera consistente para evaluar

otros depósitos, como las Arenas Petrolíferas (Oil Sands).

□ 5. CONCLUSIONES

El petróleo existe en muchas formas y con un amplio rango de características. Hay gran variedad en la forma de su existencia y nuestro conocimiento, aún de los depósitos descubiertos, es imperfecto. Lo que sabemos de los principios de origen, migración y acumulación, y de la geología de la tierra, apenas es suficiente para estimaciones generalizadas de las características y disponibilidad de petróleo en futuros descubrimientos. Además, los factores económicos que afectan su disponibilidad, aún de los depósitos conocidos, como petróleo crudo o gas natural, cambian con el tiempo y el lugar.

No es posible establecer un sistema de clasificación y nomenclatura para el petróleo y las reservas de petróleo que satisfaga en todas las circunstancias a los científicos y los ingenieros petroleros, y que sea además lo suficientemente simple, concreta y de fácil comprensión para tantas otras personas interesadas en la materia.

Por lo tanto, los sistemas de clasificación y nomenclatura recomendados por el Grupo hacen énfasis en la importancia de los factores conocidos. La definición de los principales tipos de hidrocarburos que existen en los yacimientos del subsuelo está basado en las diferencias en la viscosidad y el peso específico, las cuales son de fácil medida y compresión. Por el lado de las reservas, la base es la categoría de Reservas Probadas, la más conocida. Se hizo una clara distinción entre las Reservas Probadas y las No Probadas de depósitos conocidos, y también entre estas reservas y las Reservas Especulativas todavía sin descubrir. Al mismo tiempo, sin embargo, debe tomarse en cuenta que los límites entre las diferentes categorías —Probadas (Desarrolladas y No Desarrolladas), No Probadas (Probables y Posibles), y las Reservas Especulativas— cambian constantemente con el aumento de su conocimiento y con los cambios en las circunstancias económicas.

Debe tenerse muy presente que el amplio sistema que el Grupo recomienda puede subdividirse donde se disponga de datos apropiados, pero las circunstancias son tan variables a nivel mundial que una aceptación universal podría ser imposible para un sistema arbitrario, detallado y rígido.

En consecuencia, este Informe presenta un esquema general, que no es revolucionario sino que es fundamental en el uso común, al cual fácilmente se pueda con confianza adaptar en la práctica, para que en corto tiempo estos sistemas sean adaptados universalmente y se mejoren las comunicaciones.

usan en sus definiciones los términos "ciertos" (certain), "indicación" (likelihood) y "probabilidad" (chance), los cuales indican grados crecientes de incertidumbre, sin cuantificárla.

Sin embargo, bajo determinadas condiciones, tales como descubrimientos gigantescos en una nueva provincia petrolífera que requieren de una inversión inicial mayor y largos períodos de desarrollo, los grados de incertidumbre pueden jugar un papel esencial en la toma de decisiones para las inversiones. Especialmente en la década de los años 60 cuando el negocio petrolero internacional empezó a ser más competitivo, surgió la necesidad de mejorar la cuantificación. Los métodos probabilísticos se desarrollaron, mientras disminuyó la necesidad de las sub-divisiones probable y posible.

En principio el método consiste en una revisión sistemática de cada uno de los factores que determinan la magnitud de las reservas de un campo parcialmente perforado. Por ejemplo, al considerar el área productiva, un valor mínimo se determina en base al área perforada suponiendo solo una pequeña extensión y un valor máximo, en base a la interpretación geológica más optimista del tamaño posible del campo. Los rangos de máximo y mínimo se separan en intervalos, y la probabilidad de la existencia se puede asignar a cada intervalo. De la misma manera se revisan los otros factores tales como espesor del yacimiento, la porosidad, el contenido de agua connata y la eficiencia de la recuperación; para cada elemento se puede determinar una distribución probable, entre un mínimo y máximo razonable. Por multiplicación de estos factores o por medio de la técnica de Monte Carlo, se pueden obtener los estimados de reservas, expresados en términos de una distribución probable, capaz de representarse en forma gráfica como se muestra en la Fig. 1.

Un punto, P, sobre la curva indica que existe la probabilidad Y % que las reservas sean más que X unidades. El punto A indica la cantidad de reservas recuperables con una certeza del 90%, esto es las Reservas Probadas. Calculando el área bajo la curva, se encuentra la expectativa total de reservas, que incluyen todas las varias posibilidades, cada una con su probabilidad de existir.

La curva de expectativas del gráfico indica reservas totales de unas 30 unidades, de las cuales 16 (punto A) serían las Reservas Probadas, y las otras 14 las Reservas No Probadas.

Para muchos fines, estadísticos por ejemplo, no es práctico el uso de la curva de expectativas como tal. Por lo tanto, esta curva se representa a menudo por medio de tres puntos, a saber:

- un valor bajo con alta certidumbre (digamos 90% de probabilidad), el punto A, correspondiente a las Reservas Probadas.
- un valor medio con 50% de certidumbre, el punto B, cuyo valor podría tomarse como igual a la expectativa de reservas, o sea Reservas Probadas más Reservas no Probadas.
- un valor alto con baja certidumbre (digamos 10% de probabilidad), el punto C, que indicaría un límite superior más o menos razonable.

Lo esencial es que el punto B, que también debe ser escrito como el de mejor distribución geológica y de ingeniería de reservas, tiene igual probabilidad de ser o más alto o más bajo.

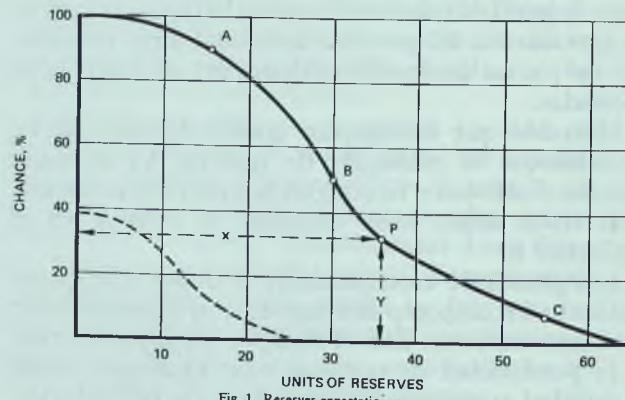


Fig. 1. Reserves expectation curve.

□ APENDICE I

Los métodos probabilísticos se desarrollaron porque, bajo ciertas situaciones, las empresas petroleras necesitaban una mejor idea de la Recuperación Potencial Final de un campo petrolero, que la que podría ser dada por los conceptos "Probadas", "Probables" y "Posibles". Estos conceptos

Cuando se usan tales métodos, hay poca necesidad de una subdivisión en probable (la parte media de la curva) y posible (el extremo final de la curva).

Existen muchas circunstancias conforme a las cuales la elaboración de tales aproximaciones probabilísticas podrían no estar garantizadas. Cuando un campo ha sido desarrollado en su totalidad (*drilled up*), cuando las condiciones del yacimiento son bien conocidas, cuando existe bastante historia de producción los grados de incertidumbre son relativamente menores y la curva de expectativa-podría ser muy pendiente. En esos casos, el uso general de categoría separadas para probable y posible es adecuado, permitiendo que se refleje el grado de incertidumbre en las figuras que se presentan.

La aproximación probabilística encuentra una aplicación extendida en la distribución cuantitativa de las Reservas Especulativas. En estos casos se introduce una dimensión extra por la incertidumbre (de existir o no un campo). Ello le da forma a la curva de expectativa, la cual sería, en este caso, la línea punteada de la Fig. 1. Como referencias sobre este tema, se indican Nederlof (1979 y 1980) y Miller (1982).

petróleo y gas dentro de los límites de una cuenca las reservas D₂ se calculan en otras unidades de roca como el potencial probado de petróleo y gas en áreas con estructuras geológica similar; las reservas D₂ son también calculadas por unidades de roca lejanas a una cuenca petrolífera probadas.

7. IRAN

Proponen que una aproximación probabilística debería definir las clases dadas.

8. HOLANDA

El sistema se basa en una aproximación probabilística, donde las cantidades con probabilidad superior al 90% son llamadas Probadas, y Probadas más No Probadas es la cantidad que tiene igual probabilidad de ser superior o inferior.

9. REINO UNIDO

Las Reservas Probadas son virtualmente ciertas, las Reservas Probables tienen alrededor de un 50% de certidumbre; y las Reservas Posibles menos del 50% de certidumbre.

10. NACIONES UNIDAS, 1977

Informe de un Grupo de Expertos de las Naciones Unidas: "Esquema de recomendaciones básicas para la clasificación de los datos internacionales sobre las reservas y las fuentes de petróleo crudo y gas natural". Natural Resources Forum, vol. 1, No. 4, Julio 1977, pp 387-402.

11. NACIONES UNIDAS, 1979

"La Clasificación Internacional de Recursos Mundiales" E/C.7/104, UN, 23 March, 1979.

12. ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

El sistema adoptado por el U. S. Bureau of Mines y el U.S. Geological Survey, (USGS Circular 831), tiene los grupos Medidas e Indicadas como Demostradas, y con la categoría Inferidas, como Recursos Identificados. Todas estas categorías pueden subdividirse en las subcategorías de Económicas, Económicamente Marginales y Subeconómicas.

13. UNION DE REPUBLICAS SOCIALISTAS SOVIETICAS

Fuente: Semenovich et al., "Métodos usados en la URSS para la estimación de los recursos potenciales de petróleo", IIASA Conference, 1976.

14. VENEZUELA

Ministerio de Energía y Minas, anteriormente Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Reglamento de Octubre, 1966, que da una descripción y el significado exacto a cada caso en particular.

15. CONFERENCIA MUNDIAL DE LA ENERGIA, ESTUDIO DE LOS RECURSOS ENERGETICOS, 1980

Envieron un cuestionario a todos los países antes de la compilación de las respuestas, incluidas en el Informe publicado.

APENDICE III

LA APLICACION DE LA TERMINOLOGIA RECOMENDADA A LAS ARENAS PETROLIFERAS DEL CANADA

1. Areas Explorables (Mineable Areas)

Se hace una valoración geológica, de ingeniería y económica, para determinar el área donde las arenas petrolíferas tienen el espesor suficiente y saturación de Brea Natural y donde es tal que el depósito es explotable. Ciertas áreas se destinan a ser declaradas no aptas para la explotación debido a la necesidad de colocar instalaciones de superficie, tales como plantas de proceso; y otras áreas se descalifican en virtud de disposiciones ambientales para proteger los grandes ríos. El volumen de Brea Natural subyacente en las áreas económicamente explotables, menos aquellas no ex-

APENDICE II

NOTAS DE LA TABLA DE COMPARACION DE LOS SISTEMAS DE CLASIFICACION DE RESERVAS

1. AUSTRALIA

- A. Bureau of Mineral Resources, Geology & Geophysics, Dept. of National Development and Energy.
- B. Australian Minerals and Energy Council, donde se indican las categorías como P₁ (Probadas), con 93% de certidumbre, P₂ (Probadas + Probables), con 60% de probabilidad, P₃ (Probadas + Probables + Posibles) o con 5% de probabilidad.
- C. National Energy Advisory Committee, quienes adoptan el sistema "McKelvey", pero usan la palabra "recursos" y subdividen en Recuperables, Económicas, Sub-económicas (Paramarginales y Submarginal), Identificadas (Demostradas y Deducidas), y No Descubiertas (Hipotéticas y Especulativas).

2. AUSTRIA

Se define como Probadas aquellas que tienen más de un 90% de certidumbre, Probables entre 50-90% de certidumbre y Posibles aquellas con menos del 50%.

3. DINAMARCA

- A. Preferido por las compañías productoras.
- B. Preferido por el Gobierno.

4. ECUADOR

- A. El Ministerio de los Recursos Naturales y Energía trata las Reservas Primarias como Probables y Posibles, y, por separado, las Reservas de la recuperación secundaria.
- B. La Compañía Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), considera las reservas Probadas y Probables como las reservas totales, pero admite que las Reservas Posibles son aquéllas determinadas sólo mediante métodos geológicos y geofísicos.
(Fuente: Ing. M. Toscano, CEPE, Subgerencia de Planificación, Quito, 1981).

5. FRANCIA

Comité des Techniciens, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel.

6. INDIA

Las reservas Recuperables se calcula sólo para las categorías A, B y C₁; para el petróleo en el sitio hay una categoría C₂ y una categoría llamada JABALANCE, para el petróleo descubierto no económico: para las reservas pronosticables hay dos categorías, D₁ y D₂; las reservas D₁ son estimadas en base a unidades de roca como el potencial probado de

Comparación de los Sistemas de Clasificación de Reservas

Recomendación del Grupo	Descubiertas			No descubiertas	
	Probadas	No Probadas		Especulativas	Notas
		Probables	Posibles		
<i>País u Organización</i>					
Australia A B C	Probadas y Probables P1 Identificadas y económicas	P2 (incl. P1) Demostradas	Posibles P3 (incl. P1 y P2) Deduccidas	Hipotéticas Especulativas	1.
Austria Canadá	Probadas Reservas Establecidas	Probables Adicionales a las existentes	Posibles Descubrimientos futuros	Potenciales	2.
Dinamarca A B Ecuador A B	Probadas Probadas Probadas Probadas	No Probadas Probables Probables Probables	Potenciales Posible Posibles Posibles, geológica y geofísicamente		3. 4.
Francia	Probadas	Probables	Posibles	Hipotéticas especulativas	5.
RF Alemania	Probadas	Probables	Indicadas Técnicamente	Indicadas Geológicamente	
India	Probadas (A + B)	Probables (C1)	(C2)	D1 & D2	6
Irán Malasia	Probadas Probadas	Probables Probables	Posibles y Especulativas Posibles		7.
México Holanda	Probadas Probadas	Probable no probadas		Potenciales Potencial	8.
España Reino Unido	Probadas Probadas	Probables Probables	Posibles Posibles		9.
Naciones Unidas, 1977	Probadas	Incrementales inciertas	Incrementales nada ciertas	No descubiertas	10.
Naciones Unidas, 1979 r-1-E		r-1-S & r-1-M	r-2	r-3	11.
USA	Probadas o Medidas	Probables o Indicadas	Posibles o Deducidas	Hipotéticas + Especulativas	12.
URSS	A + B + part C1	part C1	part C1 + part C2	part C2 + D1 + D2	13.
Venezuela WEC, 1980	Probadas Probadas	Semiprobadas Adicionales en provincias petroleras probadas		No probadas Adicionales en otras áreas	14. 15.

Fuentes: Términos suministrados por los Comités Nacionales de los países miembros de CMP, excepto para la URSS y Ecuador plotables, represente la Brea Natural en sitio, para el propósito de los cálculos de reservas.

Las arenas petrolíferas explotables deben pasar por una fase de extracción donde la Brea Natural es separada de las arenas, y el factor de recuperación de esta fase se aplica a la Brea Natural en el sitio para determinar la Brea Natural Recuperable. En base a la tecnología y economía actual, este factor de recuperación es del orden del 75%. La Brea Natural recuperable es entonces mejorado a Petróleo Sintético, y, dependiendo del proceso usado y suponiendo que la operación sea aproximadamente autosuficiente en energía, un factor de producción típico de 75% nuevamente, debe ser alcanzado.

Algunas estimaciones del total de Petróleo Sintético se calculan por la fórmula sencilla: Brea Natural de Áreas Explorables x Factor de Recuperación de la Extracción x Factor de Rendimiento = Reservas Probadas de Petróleo Sintético.

Otros consideran que son Reservas Probadas sólo aquellos volúmenes que puedan producirse en un lapso de 25

años, en operaciones mineras y de procesos existentes, y colocan como Reservas Probables a todo el Petróleo Sintético remanente. Este Sistema se recomienda por acercarse más a la definición convencional de reservas de petróleo.

2. Areas de Recuperación en el Sitio.

(In-Situ Recovery Areas)

En áreas donde la explotación es antieconómica y donde la recuperación podría efectuarse en el sitio, los estimados de Brea Natural se hacen en forma similar a los yacimientos de Petróleo Crudo. El volumen de Brea Natural en el sitio para esas áreas, se estima de los datos geológicos y de ingeniería, se le aplica un factor de recuperación para obtener la cantidad recuperable, que luego se multiplica por el Factor de Rendimiento, obteniéndose el estimado de la cantidad de Petróleo Sintético Recuperable. Puesto que no hay un esquema comercial "en el sitio", la mayoría de los estimadores calculan las cantidades de Petróleo Sintético como reservas Probables, Posibles o Especulativas según la disponibilidad de los datos geológicos y de ingeniería y de la calidad de los depósitos de Brea Natural.

APENDICE IV

LOS AUTORES

G.J. DeSorcy, de Canadá, Lic. en Ciencias e Ing. de Petróleo. Especialista en Conservación de Recursos Energéticos, actualmente tiene a su cargo un equipo para realizar los estimados de reservas de los campos de petróleo y gas en la Provincia de Alberta. Ir. H. Dekker, de Holanda, es Ing. Metalúrgico. Trabajó con el Grupo Shell desde 1944 a 1979, desempeñándose desde entonces como Consultor Petrolero. D.C. Ion, del Reino Unido, 1st Cl. Hons. en Geología. Ocupó diversas e importantes posiciones con Brithis Petroleum Group(1933/1971); desde 1972 trabaja como Consultor y Asesor Energético. Shofner Smith, de Estados Unidos, es Lic. en Ciencias en Ing. Química. Desde 1941 trabaja con la Phillips Petroleum Co. A. R. Martínez, de Venezuela, es Geólogo e Ing. de Petróleo, Consultor en Política Energética, y autor de más de 30 trabajos y 4 libros sobre nomenclatura y clasificación de reservas de petróleo.

AGRADECIMIENTO

El Grupo desea dar las gracias a los Comités Nacionales de los países miembros de los Congresos Mundiales de Petróleo por su colaboración. Esta fue de muchas formas, incluyendo el alojamiento durante las reuniones de Londres, Toronto, La Haya, México y Francia; asistencia técnica y secretarial y, en el caso de Venezuela, proporcionando un vínculo con el Comité especialmente formado para el trabajo internacional sobre crudos pesados. El Grupo está también agradecido con aquellos Comité Nacionales cuya contribución de información fue el más valioso aporte al trabajo, y a la Secretaría del Comité de Programación Científica de los CMP.

REFERENCIAS

- Abrisorov, I. Kh., Zhabrev, I. P. and Feigin, M. V. On Classification of Potential Resources and Prognostic Reserves of Oil and Gas, *Neft. geol. i. geof.*, No. 6, UNIIDENG, Moscow, 1973.
- Amer. Pet. Inst. Standard Definitions for Petroleum Statistics, Tech. Rep. No. 1, 2nd Ed., 1976.
- Amer. Pet. Inst. Organization and Definitions for the Estimation of Reserves and Productive Capacity of Crude Oil, Tech. Rep. No. 2, 2nd. Ed., 1976.
- Arps, J. J. Estimation of Primary Oil Reserves, *Trans. AIME*, 1956, **207**, 182-191.
- ASTM Standard d288-61, Standard Definitions for Terms Relating to Petroleum.
- Avrov, V. Ya. et al. A Brief Characterization of Oil and Gas Reserves, Their Classification and Estimation Methods, *Geol. nefti i gaza*, No. 5, NEDRA, Moscow, 1972.
- Blondel, F. and Lasky, S. G. Mineral Reserves and Resources, *Econ. Geol.*, 1956 **51** (7), 686-697.
- Bois, C. et al. Méthodes d'estimation des Reserves Ultimes, PD-12, 10th World Petroleum Conference, Bucharest, 1979, Heyden.
- Belonin M. D. et al. Methods to Evaluate Petroleum Potential, Buyalov, N. I. and Nalivkin, V. D. eds., NEDRA, Moscow, 1961.
- Dott, R. H. and Regudds, M. J. *Sourcebook for Petroleum Geology*, Comp. Mem. 5, Amer. Assoc. Pet. Geol., Tulsa, 1969.
- Eggleston, W. S. What are Petroleum Reserves? *J. Pet. Techn.*, 1962, **14**, 710-722.
- Feigin, M. V. Classification of Oil and Gas Resources According to Their Economic Significance, *Neft. Geol. i. Geof.*, No. 2, VNIIIOENG, 1974, Moscow.
- Fettweiss, G. B., Bauer, L. and Fialon W. Classification Schemes and Their Importance for the Assessment of Energy Supplies, 10th World Energy Conference, Istanbul, 1977, IPC.
- Govett, G. J. S. and Govett, M. H. The Concept and the Measurement of Mineral Reserves and Resources, *Resources Policy*, **1** (1), 1974, IPC.
- Govier, G. Terminology in the Reporting of Reserves, PD-6, 9th World Petroleum Conference, Tokyo, 1975, ASP.
- Hubbert, M. King. US Energy Resources, A Review as of 1972, US Senate, Ser. No. 93-40 (92-75), 1974.
- Ion, D. C. Availability of World Energy Resources, 2nd ed., Graham & Trotman, London, 1980, and McGraw Hill, New York, 1980.
- Khalimov, E. M. and Feigin, M.V., The Principles of Classification and Oil Resources Estimation, PD-12, 10th World Petroleum Conference, Bucharest, 1979, Heyden.
- Kochetov, M. N. Problems of Classification of Reserves of Oil and Gas Fields (Pools), In: Problems of Methods of Evaluation of Pools Exploredness and Improvements in Oil Reserves Classification, *Neft. Geol. i. Geof.* Moscow, 1970.
- Lovejoy, W. J. and Homan, P. T. *Methods of Estimating Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Natural Gas Liquids*, Baltimore, 1965.
- Martinez, A. R. Definition of Petroleum Reserves, PD-6, 6th World Petroleum Congress, Frankfurt, 1963.
- McKelvey, V. E. Concepts of Reserves and Resources, In: *Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and Gas Resources*, Amer. Assoc. Pet. Geol., Tulsa, 1975.
- Miller, Betty M. Application of Exploration Play Analysis Techniques to the Assessment of Conventional Petroleum Resources by the USGS, *J. Pet. Tech.*, January, 1982.
- Modelevsky, M. S. and Pominov, V. F. Oil and Natural Gas Reserves Classification Adopted in the Soviet Union and Other Countries, In: *Oil and Gas Resources in Capitalist and Developing Countries*, Vol. 1, NEDRA, Leningrad, 1974.
- Moody, J. D. An estimate of the World's Recoverable Crude Oil Resources, PD-6, 9th World Petroleum Conference, Tokyo, 1975, IPC.
- Nederlof, M. H. Calibrated Computer Simulation as a Tool for Exploration Prospect Assessment, *Proc. Seminar on Assessment of Undiscovered Oil and Gas*, Kuala Lumpur, Malaysia, March, 1980.
- Nederlof, M. H. The Use of Habitat of Oil Models in Exploration Prospect Appraisal, 10th World Petroleum Conference, Bucharest, 1979, Heyden.
- Taylor, P. W. Classification of Oil Reserve Terminology, *Assoc. Venezolana Geol. Min. Pet. Bol.*, 1963, **6**(1).
- United Nations. Report of an expert group, Natural Resources Forum, 1977, **1** (4), Comm. of Natural Resources, UN.
- UNESCO. Report E/C.7/104, 1979, New York.
- USGS. Principles of a Resource Reserve Classification for Minerals, 1980, Washington, D.C.
- Weeks, L. G. Potential Petroleum Resources Classification, Estimation and Status, In: *Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and Gas Resources*, Amer. Assoc. Pet. Geol, Tulsa, 1975.
- Williams, H. A. and Meyers, Ch. J. *Oil and Gas Terms: Annotated Manual of Legal Engineering Tax Words and Phrases*, 4th ed., Mathew Bender, New York, 1976.

Segundas Jornadas Técnicas G.P.A. Capítulo de Venezuela



Tamare, febrero de 1984

Aun año justo de haberse establecido el capítulo de Venezuela de la Asociación de Procesadores de Gas —Gas Processor Association (G.P.A.)— se realizaron en Tamare, Estado Zulia, las segundas Jornadas de Gas, en esta ocasión coordinadas por Lagoven.

El evento tuvo lugar los días 23, 24 y 25 de febrero, y al igual que en su primera emisión concentró a más de doscientos representantes de las distintas filiales de Petróleos de Venezuela, del Ministerio de Energía y Minas y de empresas venezolanas de ingeniería, quienes intercambiaron experiencias tecnológicas en las áreas de producción, compresión, procesamiento, transporte y comercialización del gas.

Al formalizar la apertura de las Segundas Jornadas Jaroslav Brcek, director de Lagoven, destacó el preponderante papel que cumplirá el gas natural en el desarrollo industrial y económico de

Venezuela, y para corroborar su afirmación indicó que de la contribución que harán los hidrocarburos en los futuros requerimientos energéticos, del orden de un 80 por ciento según todos los pronósticos de demanda, el gas natural tendrá una participación del 40 por ciento. Significó también que con las actuales reservas probadas, semiprobadadas y probables de gas, y con todos los proyectos en diseño o en marcha, Venezuela tiene garantizado para los próximos 50 años el gas necesario para satisfacer sus crecientes requerimientos energéticos y de su industria petroquímica.

En las jornadas nacionales de gas se hicieron planteamientos de suma importancia con relación al desarrollo de un plan de gasificación en el país, orientado hacia los objetivos de una política energética nacional que le permita al gas natural cubrir significativamente la demanda de energía en el mercado interno, en sustitución del petróleo y sus derivados. Fundamentos de esa política son —según se expuso en el evento— la optimización del uso de la energía, haciéndola más rentable donde sea posible; la reestructuración/racionalización de la demanda y la oferta de energía; la utilización en forma más eficiente de las reservas energéticas nacionales y la valorización racional y apropiada de las diferentes fuentes disponibles.

El gas natural y su rol en el mercado interno de energía

César Morán y S. Hartmann, Coordinación de Mercadeo Interno, PDVSA

RESUMEN

De las diversas formas de energía disponible en el país, son los hidrocarburos líquidos los de más fácil colocación en el mercado internacional.

De esta actividad, la exportación de petróleo y sus derivados, depende gran parte del Presupuesto Nacional y casi la totalidad de las divisas ingresadas.

Hasta hace muy pocos años, el problema energético venezolano se ha mantenido circunscrito al petróleo tradicional, sin tomar verdadera conciencia sobre la necesidad de sustituir los derivados de éste consumidos en el mercado interno, por fuentes alternas disponibles en el país.

Junto con la Hidroelectricidad, la otra fuente alterna de primera calidad es el Gas Natural, pero es necesario desarrollar un adecuado plan de gasificación del país, orientado hacia los objetivos de una Política Energética Nacional, que se podría resumir de la siguiente manera:

- Optimización del uso de la energía utilizándola en forma mas rentables, donde eso sea posible y razonable.
- Utilización, en forma más eficiente, de las reservas energéticas nacionales.



Otro punto focal del análisis, fueron los estudios realizados por la filial Corpoven para la construcción de la Nueva Red Nacional de Gasoductos (NURGAS), proyecto de una importancia estratégica por cuanto permitirá incorporar las cuantiosas reservas de gas del Oriente del país a las áreas de consumo del Centro y de Occidente y acelerar la sustitución de hidrocarburos líquidos por gas natural en algunos complejos industriales.

También fueron estudiadas las experiencias alcanzadas por las empresas en la “Evaluación del sistema de refrigeración de la Planta de GLP de El Tablazo” (Corpoven); “Optimización de la logística de suministro de GLP” (Corpoven); “Determinación de presiones permisibles en gasoductos en operación” (Corpoven); “Sistemas de control digital de la planta de compresión de gas Bachaquero -1” (Lagoven); “Procesos de congelamiento/descongelamiento en la fundación del tanque No. 250130” (Lagoven) y “Experiencia en desgasificación de tanques GLP”, trabajo este presentado en conjunto por Lagoven y Maraven. La filial de investigación y desarrollo de PDVSA, Intevep, presentó por su parte los resultados de un estudio experimental efectuado con el fin de desarrollar procesos de tratamiento de gas natural que permitan utilizar materias primas venezolanas.

- Reestructuración/Racionalización de la demanda y de la oferta de energía.
- Valoración racional y apropiada de las diferentes fuentes disponibles.

Evaluación del sistema de refrigeración de la planta G.L.P. El Tablazo

Cristóbal Quintero, Corpoven, S. A.

RESUMEN

El objetivo de este estudio consiste en evaluar los sistemas de refrigeración a ciclo cerrado y a ciclo abierto, mediante la determinación de volumen de G.L.P. obtenido, cuando se utiliza cada uno o ninguno de los sistemas en cuestión.

Optimización de la logística de suministro de G.L.P.

Gazan Abdul H., Lisardo Laso R., Rafael Mena A., Rafael Silva G., Corpoven, S. A.

RESUMEN

El objeto de este trabajo es presentar un resumen de los aspectos más importante relacionados con la optimización de la logística de suministro de gases licuados de petróleos (G.L.P.), cuyo fin es garantizar el abastecimiento adecuado a las plantas de llenado y consumidores finales, y lograr una reducción en los costos de transporte.

En la primera parte, correspondiente a los ante-

cedentes, se reseña como ha evolucionado históricamente la comercialización de G.L.P. y la infraestructura del Mercado Interno.

Seguidamente, se representa la disponibilidad del producto para abastecer dicho mercado a mediano plazo y la proyección del consumo para el mismo período. También se ilustra los niveles de abastecimiento del mercado interno por área de distribución.

Posteriormente, se señala la ubicación geográfica de las fuentes de producción, suministro y plantas de llenado de GLP en el país.

Prespectivas de GNC automotor

S. Hartmann, Coordinación de Mercado Interno PDVSA.

RÉSUMEN

El Gas Natural como combustible para motores estacionarios ha sido utilizado desde el año 1801. El uso del GNC automotor se data de la Segunda Guerra Mundial —especialmente en Italia se le utilizaba en transporte público y particular.

Hoy en día cientos de miles de vehículos operan con GNC.

La tecnología aplicada permite contar con equipos desarrollados para el uso del GNC automotor al par con la gasolina.

Estos equipos han sido probados y aprobados en países, tales como: USA, Canadá, Francia, Italia, Gran Bretaña, Alemania, Nueva Zelanda, Australia.

El GNC automotor, desde el punto de vista técnico, no representa mayores problemas, para ser implementado en Venezuela. La transferencia de la tecnología sería sin obstáculo alguno y la mayoría de los elementos integrantes podría ser producida en el país con notable efecto corporativo.

Determinación de las máximas presiones permisibles de operación de la Red Nacional de Gas

John A. Shearn, Corpoven, S. A.

RÉSUMEN

Este trabajo presenta el programa que actualmente está siendo usado por Corpoven, S. A. para la evaluación de la condición de tuberías de gas. La primera sección describe el sistema existente y su historia y los diferentes tipos de mediciones que se pueden realizar. Posteriormente se explica la interpretación de estos datos y su aplicación al programa anual de



evaluación de la máxima presión permisible de operación de cada sección de la red nacional. Un ejemplo de la metodología utilizada es presentado y el trabajo concluye con una discusión sobre los efectos económicos y de seguridad.

"Experiencia en sistemas de ignición de motocompresores de alta revolución"

Carlos Pérez, S. A. MENEVEN

RÉSUMEN

La Sección de Instrumentos del Departamento de Operaciones y Mantenimiento de Gas, de S. A. Meneven, preocupada por incrementar el buen funcionamiento de sus motocompresores, ha venido realizando pruebas para adquirir un sistema de ignición más confiable, efectivo y de menor costo, que se adapte a las condiciones de funcionamiento de sus unidades, y que permita reducir los tiempos de paro a consecuencia de un mal encendido. El sistema de encendido utilizado inicialmente en todos los motores, fue el sistema Bendix (Platinos), el cual fue desplazado a la llegada de los motores de alta revolución por el tipo Magneto (1800) aproximadamente hace 10 años, ya que era el más apropiado para estas condiciones operacionales. Luego a raíz de diversos problemas operacionales que presentaba el 1800, se probó un sistema con fuente de energía externa (banco de baterías de 12 ó 24 VDC), sistema éste, que con el tiempo fue aumentando sus costos de mantenimiento, así como también, los costos de adquisición; ésto llevó a la búsqueda de un sistema de menor costo y de mayor confiabilidad, siendo este, el sistema de autogeneración.

Sistema de control digital de planta compresora de gas BA-1

Ennadio Ramos, Lagoven, S. A.

RÉSUMEN

La planta compresora de gas BA-1 se ha mantenido en operación durante 23 años. Durante este período los instrumentos utilizados para el control e información de la operación de la planta se volvieron obsoletos, incrementándose los costos de mantenimiento y la dificultad para la obtención de repuestos. Adicionalmente, la instrumentación de la planta presentaba el problema de baja exactitud y confiabilidad, así como la frecuente descalibración de los mismos y el gran esfuerzo (H-H) que se tenía que invertir para corregir estos problemas, debido a lo complejo y difícil de las calibraciones.

En esta charla se presenta el trabajo realizado y lo que falta por realizar para lograr la renovación integral de la instrumentación y las filosofías de control de la referida planta.

Se explicará el origen del proyecto y se ilustrará el nuevo sistema de control instalado, el objetivo del mismo, los sistemas de control incorporados, la evaluación realizada una vez instalado el sistema y los beneficios y mejoras obtenidos. Igualmente se



mostrará el objetivo, beneficios y ventajas de la expansión al sistema instalado, lo cual será ejecutado el segundo trimestre de 1984.

Criterios para el diseño de tuberías en una planta de LGN

César Fragachan C., Lino E. Morales A., José R. Diaz C., Venezolana de Proyectos Integrados VEPICA, C. A.

RESUMEN

En los últimos años se ha venido notando la creciente participación de la ingeniería venezolana en el desarrollo de proyectos relacionados con la industria petrolera y petroquímica, que ha permitido incursionar en áreas no tradicionales dentro del campo de la ingeniería de consulta en Venezuela.

En estas nuevas áreas, se destaca el diseño de detalle de sistemas de tubería en plantas de proceso, labor que en el pasado, para proyectos de gran envergadura, había sido asignada en la totalidad a empresas foráneas.

Cabe destacar, que dentro de un proyecto multidisciplinario típico, el diseño de tuberías abarca entre un 25% y un 40% del presupuesto de la ingeniería de detalle, así como un 25% y un 35% del presupuesto de construcción de la obra. Estas cifras confirman tanto la importancia como la necesidad de impulsar y sostener un desarrollo en esta área, lo cual contribuiría a lograr una independencia tecnológica y una total participación de nuestros ingenieros.

Lo anteriormente expuesto nos ha motivado a realizar este trabajo, cuya finalidad es la de transmitir ciertas experiencias, logradas durante nuestra participación en la ejecución de la ingeniería básica y de detalle en el Proyecto Criogénico de Oriente desarrollo para S. A. MENEVEN filial de PDVSA, las cuales esperamos sean de utilidad en proyectos venideros.

A continuación se dá una breve descripción del proyecto que nos ocupa, seguido de la enumeración de los códigos aplicables al diseño de tubería, así como la discusión de ciertos criterios básicos útiles al momento del trazado de tuberías que interconectan equipos típicos dentro de una planta de almacenamiento y refrigeración de líquidos del Gas Natural, donde las bajas presiones de vapor y temperaturas de los fluidos manejados son características prominentes.

Cálculo de las constantes de equilibrio del C7+

Carlos Aquino, Facultad de Ingeniería, L.U.Z.

Problemas de arrastre en unidades de separación gas/líquido

Henry Jiménez, S. A. Meneven

RESUMEN

El trabajo consiste en el estudio y determinación del arrastre en separadores gas/líquidos de condensado del gas natural. Se analizan detalladamente las

posibles causas, desde el diseño hasta condiciones operacionales que puedan producir arrastre de líquidos en el gas.

La metodología empleada está basada en cinco vías independientes de análisis, las cuales determinan cualitativa y/o cuantitativamente el arrastre producido. También se plantean criterios y límites prácticos para determinar y minimizar este arrastre.

En este trabajo se analizan conceptualmente los criterios, ecuaciones y variables de diseño de separadores Gas/Líquidos y sus efectos respectivos en la merma de producción de líquidos o arrastre, se aplica todo este análisis a una experiencia práctica en la planta de Refrigeración de San Joaquín.

Finalmente, toda esta información basada en experiencias y la literatura, se consensa en un método práctico para determinar, evaluar económicamente y minimizar el arrastre.

Evaluación experimental de la remoción selectiva de sulfuro de hidrógeno usando MDEA

Bijan Adl Parvar, Inteveip, S. A.

RESUMEN

La remoción selectiva de H_2S de una mezcla de gases a baja presión con un contenido de H_2S entre 0.4% y 2%, y de CO_2 entre 8% y 40% ha sido realizado exitosamente obteniéndose una máxima selectividad (siendo la diferencia entre las fracciones mоляres de H_2S y CO_2 absorbidas) de 0.955. En estas pruebas de laboratorio se utilizó la MDEA en soluciones acuosas de 20% a 60% para absorber los gases ácidos. Aplicando un diseño estadístico de experimentos, se obtuvo un modelo cuadrático con el cual se estimaron y verificaron las condiciones óptimas de operación para combinar la máxima absorción de H_2S con la mínima absorción de CO_2 . Lo novedoso de este trabajo es el uso de un contactor especial que es distinto a las torres de absorción convencionales y reduce al consumo de energía en forma de bombeo y regeneración de la solución absorbadora.

Utilización de materias primas venezolanas en el tratamiento de gas natural

Dino Verona, Carlos Seriña, Bijan Adl Parvar, Inteveip, S. A.

RESUMEN

Se ha realizado un estudio experimental para utilizar materias nacionales en procesos de tratamiento de gas. Este estudio consta de dos partes. La primera fue orientada a la utilización de lodos rojos (ricos en óxidos de hierro predominantemente Fe_2O_3 , provenientes como desecho de la planta de INTERALUMINA, C. A.) para el endulzamiento de gas. Al tratar gases que contenían hasta 1% en H_2S se observó remociones en el orden de 0,52 a 5,05 Kg de H_2S por Kg de lodo rojo.

En la segunda parte se estudió la actividad catalítica de una bauxita venezolana proveniente de Los Pijigao (Edo. Bolívar) en el proceso Claus, el

cual es un proceso para convertir sulfuro de hidrógeno en azufre elemental. Utilizando condiciones experimentales propias del proceso Claus se obtuvieron conversiones entre el 90 y 94%, determinando así que tiene una actividad catalítica comparable con los catalizadores comerciales.

Procesos de congelamiento/descongelamiento ocurridos en la fundación del tanque No. 250130

Igor Pifano, Lagoven, S. A.

RESUMEN

El objeto de este trabajo es describir nuestra experiencia en relación a los problemas que han venido afectando la fundación del tanque No. 250130 ubicado en el Terminal Lacustre de La Salina, ocasionados por los procesos de congelamiento y descongelamiento a que ha sido sometida.

Desgasificación de los tanques B-7 y B-8 de Puerto Miranda

Yurco Jakymec, Igor Pifano, Maraven-Lagoven

RESUMEN

En la planta de almacenaje de LGN de Puerto Miranda, Maraven dispone de dos tanques cilíndricos para almacenar productos refrigerados (B-7 para propano a -49 °F y B-8 para n-Butano a + 31 °F), ambos de 56400 barriles de capacidad, cuyas di-

mensiones son 79 pies de diámetro y 65 pies de altura, ambos tanques están asilados térmicamente con poliuretano y se mantienen a baja temperatura por medio de un sistema de refrigeración. También se dispone de cuatro esferas de 5400 barriles de capacidad cada una, que permiten almacenar iso-butano y normal-butano a temperatura ambiente.

Luego de 10 años de operación, se decidió inspeccionar estos tanques y efectuar algunos trabajos, para lo cual se precisaba librarlos de gas internamente y después de estudiar los diferentes procedimientos disponibles para esta operación, se optó por utilizar nitrógeno como gas de "barrido", pero, por falta de disponibilidad del producto, el tanque B-7 hubo que terminar de "purgarlo" con vapor de agua.

Optimización del uso del gas inerte, en los procesos de desgasificación de los tanques para almacenamiento refrigerado del terminal lacustre - LS

Yurco Jakymec, Igor Pifano, Maraven-Lagoven

RESUMEN

En este trabajo, se describe el procedimiento utilizado en Lagoven-División de Occidente, para optimizar el uso del gas inerte en la desgasificación de los tanques de producto GLP refrigerado.



Sirviendo la Industria Química Venezolana

Ofrece una línea completa de:

Solventes oxigenados, alifáticos y aromáticos
Productos químicos industriales —Elastómeros
Plásticos— Resinas de Hidrocarburos
Aditivos para aceites lubricantes
Productos para la producción
y refinería de petróleo

QUIMICOS DEL CARIBE C.A.

EDIFICIO MENE GRANDE
AVENIDA FRANCISCO DE MIRANDA, PISO 5
LOS PALOS GRANDES
TELF.: 283.2133 - TELEX: 23378
APARTADO 60.682
CARACAS (1060-A)

MARACAIBO
Edificio Sociedad Financiera
de Occidente, Piso 2, Local 1
Calle 73, cruce con Av. 3F
Telf.: (061) 91.38.55 - 91.39.55
Télex: 62221 - Apartado 10.083
Maracaibo (4002-A)



Surcando los mares del progreso



Con la botadura del Lagoven Morichal culmina el programa de renovación y ampliación de la flota petrolera que, en 1976, iniciara la mayor

filial de Petróleos de Venezuela. Ejecutado a un costo de 1.700 millones de bolívares, este programa contempló la adquisición de 10 nuevos buques equipados con los últimos adelantos en materia de navegación y comunicaciones vía satélite.

Hacia el año 980 de la era cristiana, en las costas de lo que hoy se conoce como Noruega, tras larga espera; Eric El Rojo se lanza a la mar océana en pos de la ruta dejada por su padre. Guiado por las estrellas y por su instinto milenario, cruzó el atlántico para descubrir en 985 a Groenlandia, dando inicio a una de las más apasionantes aventuras de los hombres de mar. Un siglo después, desde las propias costas de Noruega, serían "botados" los buques gemelos Lagoven Inciarte y Lagoven Guanoco, estrenando, prácticamente, los modernos y sofisticados sistemas de navegación y de comunicación por satélites y dando inicio, también, a una nueva era en la historia de la navegación marítima.

Estos sistemas, que permiten el intercambio de información Barco-Tierra de manera directa y continua, constituyen una de las principales características de la flota Lagoven. Mediante su instalación es posible ahora obtener de forma rápida, privada, confiable y segura, datos de los diferentes buques de

la flota, permitiendo además la implementación del Sistema de Información Marina, SIMAR (en su etapa de prueba), el cual contempla la mecanización del flujo de información entre los tanqueros, los terminales y las oficinas de transporte marítimo de la empresa.

Esta y otras importantes características hacen de esta flota petrolera una de las mayores y mejor dotadas del continente americano.

El marino y su barco

La espaciosa oficina del ingeniero Pierre Carezis, Gerente de Transporte Marítimo de Lagoven, ofrece a la vista del neófito, la impresión de lo que bien podría ser la oficina de un Capitán de Altura. Allí, reodeados de abundante literatura y objetos navales, nuestro entrevistado, exponeráneamente y locuaz, da rienda suelta a su entusiasmo cuando gratamente sorprendidos, fijamos nuestra atención sobre un óleo del ínclito pintor cabimense Emerio Darío Lunar, "... ese es grande —nos



dice —. Yo lo considero uno de los mejores pintores de Venezuela". Luego vino —tal como lo impuso nuestra curiosidad y su orgullo— una descripción al detalle de cada una de las obras que realzan "su sala de mandos", compuesta por cuadros del maestro Jesús Soto, Harry Abeend (premio Nacional de Escultura), Orlando Dorrego y Ornhing ("el mejor acuarelista de Illinois"); hasta darnos detalles completos de la teoría cromática de Mondrian.

En esa descripción, se detiene sobre un dibujo de Salvador Dalí para decirnos que lo único que no es original en su colección —por razones obvias— es ese cuadro del controvertido artista, el cual representa la esencia misma y el espíritu del marino —"el solo y su barco"—, y remata diciendo que existen tres clases de hombre: los vivos, los muertos y los marinos; de esta forma y sin más preámbulos nos hacemos a la mar en pos de las rutas de los buques Lagoven..

El Programa de los Diez

En el año de 1976 cuando se produce la nacionalización de la industria petrolera venezolana, Lagoven, S. A. recibió de su antecesora la Creole Petroleum Corporation, una flota petrolera compuesta por 4 barcos con un promedio de edad de 17.6 años. A partir de ese momento, y ante la necesidad estratégica y comercial de contar con un moderno y eficiente servicio de transporte para sus crudos y refinados, la empresa se "embarcó" en un ambicioso programa de adquisición de tanqueros cuyo objetivo fundamental apuntaba a satisfacer cabalmente sus requerimientos de cabotaje y a penetrar tanto en sus mercados tradicionales como en los nuevos, tal como lo señalaban las políticas que en ese sentido había diseñado su matriz Pdvsa.

En abril de 1978, a apenas dos años del hecho nacionalizador, la empresa recibió de los astilleros Swan Hunter, de Hebburn (Inglaterra), el Lagoven Santa Rita, primero de los 10 buques contemplados en el programa. Al Santa Rita le siguió, en agosto de ese mismo año, su gemelo el Quiriquire y luego, en ese orden, les siguieron el Sina-maica y el Caripe, en 1981; el Paria y el Moruy, y el Inciarte y el Guanoco, durante 1983 y ahora, en 1984, ya recibió el Ambrosio y se apresta a recibir el Morichal, décimo y último barco del proyecto, con lo cual la empresa coloca su capacidad de transporte en el orden de las 430 mil toneladas métricas, con un promedio de edad inferior a los 2.4 años de vida.

Cabe mencionar como una particularidad de este proyecto, que los buques se adquirieron de dos en dos, en cinco astilleros diferentes y fueron diseñados y construidos cinco modelos, cada uno con su gemelo.



Venezuela: Un país marino

"Nosotros dependemos del mar para sacar y traer los productos que necesitamos". Tal afirmación la hace el Capitán de Altura Alonso Arteche, un veterano que en la actualidad se desempeña como Asesor de la Gerencia de Transporte Marítimo de Lagoven y quien durante esta entrevista estuvo presto a colaborar con datos para enriquecer la misma. Por otra parte, como ya lo apuntaramos, para 1976 la flota Lagoven con sus 4 tanqueros de 17.6 años de edad promedio, se encontraba en una situación muy crítica, dado que la vida útil de estas unidades es de 20 años y al hecho, crítico también, de que la nueva situación de la industria recién nacionalizada iba a requerir de un mayor esfuerzo para la colocación de crudos y productos en el mercado internacional, cada vez más competitivo y riesgoso.

El hecho de ser Venezuela un país marino por excelencia —nos dice Carezis— dada la extensión de sus costas y a su envidiable posición geográfica con respecto a los mayores centros consumidores de petróleo, y a la circunstancias de ser un exportador nato de este recurso energético; condujeron a Lagoven a la identificación del proyecto de ampliación y renovación de su flota de tanqueros, la cual a inicios del 84 y faltando aún la incorporación del Morichal, se colocó en nueve tanqueros totalmente nuevos, con 2.4 años de edad promedio y una capacidad de carga superior a las 350 mil toneladas métricas (Aproximadamente, 2.5 millones de barriles).

Con la incorporación del Lagoven

Morichal, la empresa transportará a partir de este año el cien por ciento de sus necesidades, previéndose que eventualmente pueda requerir de un máximo de un 10% de buques contratados, en el caso de producirse "picos" que sobrepasen su capacidad de transporte cuando algunos de sus buques se encuentren en labores de mantenimiento o reparación. Esto es algo digno de destacar si tomamos en cuenta que en el pasado la empresa requería de buques fletados para atender el 50% de sus mercados.

Por otra parte, Carezis destaca que una ventaja adicional —y muy importante— es que con el desarrollo de este proyecto la empresa da fiel cumplimiento a la Ley de Protección de la Marina Mercante Venezolana, en el sentido de que los productos venezolanos deben ser transportados marítimamente por buques de bandera venezolana.

El reto es ser eficiente

A pesar de no ser una empresa náutica, Lagoven, por filosofía propia del negocio, está ante el reto de hacer de su flota una actividad eficiente y rentable dentro de la globalidad de sus operaciones de extracción y mercadeo; esto cobra mayor importancia dada la cuantiosa inversión del orden de los 1.700 millones de bolívares.

—Para nosotros —expresa Carezis— la inversión realizada representa un reto económico que debe ser compartido por la tripulación, el equipo admi-

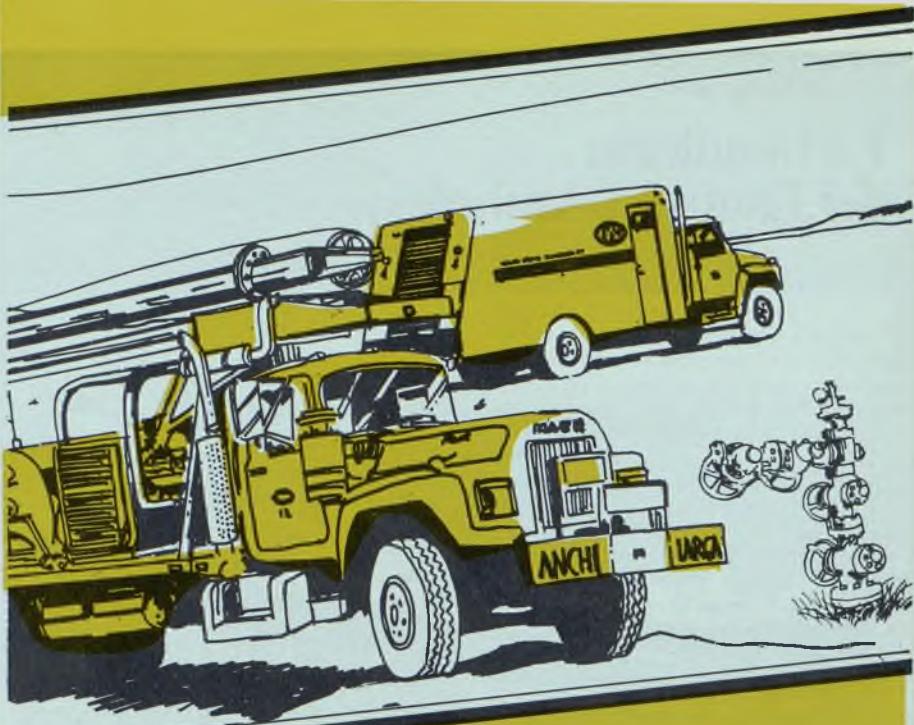


Tras la culminación del proyecto de ampliación y renovación de su flota petrolera, a partir de este año Lagoven estará en capacidad de transportar el cien por ciento de sus necesidades, previéndose que eventualmente pueda requerir un 10%—como máximo—de buques contratados, sostiene Pierre Carezis, gerente de Transporte Marítimo de la empresa.

nistrativo y los sindicatos. Esto último es muy importante, pues ahora debemos participar en el mercado de fletes, el cual está muy competido en virtud de la capacidad ociosa que a nivel mundial existe en el transporte petrolero. Por ello —agrega— nuestra flota está obligada a ser eficiente y a ofrecer un transporte competitivo.

Por otra parte, la compleja operación que involucra el manejo de una actividad de esta naturaleza imponen una aplicación estricta de los criterios más avanzados en materia de eficiencia. Tales criterios jugaron un papel importante, por ejemplo, a la hora de dotar a los buques del sistema de navegación y comunicaciones por satélites, que si bien es más costoso, permite optimizar las rutas de los barcos y que estos puedan ser avisados sobre el estado del tiempo o desviados de su ruta al instante, sin pérdida de tiempo, según los requerimientos específicos de los clientes. Además, tanto los capitanes como la tripulación están instruidos para en lo posible navegar a velocidad de crucero a fin de ahorrar combustible y a ejercer un control estricto en las demoras, sobre todo en los puertos, pues la hora de estos buques tiene un costo aproximado de tres mil bolívares.

Otro aspecto que tiene que ver directamente con la eficiencia es el entrenamiento del personal. En ello Lagoven no ha escatimado esfuerzo y durante la construcción de los buques, en los astilleros, estuvieron presentes ingenieros de la empresa los cuales participaron activamente en la fase de diseño y construcción y los mismos están en-



Cuando la producción cuenta...

NEWSCA está presente

- Trabajos de guaya fina y suabeo de pozos
- Pesca y Asentamiento de válvulas de "gas-lift"
- Cambio de zonas de producción
- Toma de registros BHP y BHT
- Todos los motores son diesel
- Todas las unidades están equipadas con radio



**INGENIERIA Y SERVICIOS TECNICOS
NEWSCA, S.A.**

Disponible las 24 horas del día
Carretera Negra, Km. 98, Apartado 144,
Anaco, Anzoátegui 6003-A
Tlf.: (082) 22078/178, Meneven: 24-4465



La bendición del Lagoven Ambrosio



En un ameno y sencillo acto protocolar, efectuado el pasado 15 de febrero, fue puesto en servicio el noveno miembro de la flota Lagoven y más grande tanquero —junto con el Lagoven Morichal— de la flota petrolera nacional, luego de recibir las palabras de bendición concedidas por el Arzobispo de Maracaibo, doctor Domingo Roa Pérez.

Anclado en la Bahía de Maracaibo, el Lagoven Ambrosio recibió a distintas personalidades de los sectores económicos, militares y gubernamentales de la región, así como a una nutrida concurrencia de profesionales de los medios de comunicación locales y nacionales, quienes acompañados por altos representantes de la empresa y la madrina del buque, Sra. Marina de Mandini, recorrieron las modernas instalaciones con que cuenta esta unidad, construida en los astilleros de la empresa japonesa Sumitomo Heavy Industries, Ltd., localizados en Oppama, desde donde partió en una travesía de 34 días hasta llegar a costas venezolanas.

Jaroslav Brcek, Director de Lagoven, tras dar la bienvenida a los asistentes, señaló que con la incorporación del Lagoven Ambrosio se añadían 61.200 toneladas a la capacidad propia de transporte, lo que "en estas horas de mercados competitivos y cambiantes significa un importante incremento en la flexibilidad y seguridad de la empresa para la colocación de sus crudos y productos".

Dijo que actos como el que se producía esa mañana les hacía sentir que estaban en el camino apropiado. La flota de tanqueros de Lagoven, totalmente renovada para el segundo trimestre de este año con la incorporación del Lagoven Morichal, abre ahora la oportunidad de ofrecer un moderno y pronto servicio de transporte de crudos y productos en el ámbito nacional e internacional.

Diseñado de acuerdo a las especificaciones de la empresa, el Lagoven Ambrosio cuenta con los más sofisticados y modernos equipos que facilitan su eficiente y segura operación, entre estos, sistemas de radar para prever colisiones en el mar, controles automatizados, sistemas computarizados para cálculos de estabilidad y distribución de cargas, comunicación y navegación por satélite.

La incorporación de dicha unidad, además de un mayor poder de penetración en los mercados internacionales, permitió ampliar a 370.090 toneladas largas la capacidad de transporte marítimo de la flota, cifra ésta que ascenderá a las 430.000 toneladas con la puesta en servicio del Lagoven Morichal cuya botadura, en Oppama, se tiene prevista para los primeros días de abril, con lo cual su llegada al puerto de La Guaira será para mediados de mayo fecha en la que se procederá a su bautizo, siendo su madrina la Sra. Marucha de Natera, esposa del Presidente de PDVSA, Brígido Natera.

cargados en la actualidad de dar entrenamiento a todo el personal de la flota, amén de contar con un programa permanente de cursos tanto en Venezuela como en el exterior. Dentro de esta política —dice Carezis— la empresa ha hecho énfasis por que sus hombres se hagan de una carrera dentro de la flota, que comienza con la formación de pilotos hasta alcanzar el grado de Capitán de Altura.

Distribución de los costos

Lagoven posee en la actualidad la flota más grande de Venezuela operada por un personal compuesto de aproximadamente 650 personas de las cuales 450 corresponden al personal a bordo de los buques y el resto por el personal de apoyo en tierra y puertos. Dicha flota, además de los 10 tanqueros, cuenta con 7 remolcadores y 5 lanchas.

Durante la vida útil de un tanquero, que es de 20 años, se le debe hacer el siguiente mantenimiento preventivo: El primero año va a dique como parte de su garantía; luego cada dos años se le hace servicio de inspección submarina y cada 5 años se lleva a dique seco para una inspección exhaustiva.

El costo de operación de uno de estos tanqueros, en condiciones normales, requieren de un desembolso anual del orden de los 20-22 millones de bolívares, distribuidos de la siguiente manera: 25% corresponden a los sueldos y beneficios económicos del personal, 15% en gastos portuarios, 7% en reparaciones, 5% en combustibles y el resto se distribuye entre depreciación, amortizaciones, seguros, administración y otros gastos menores.

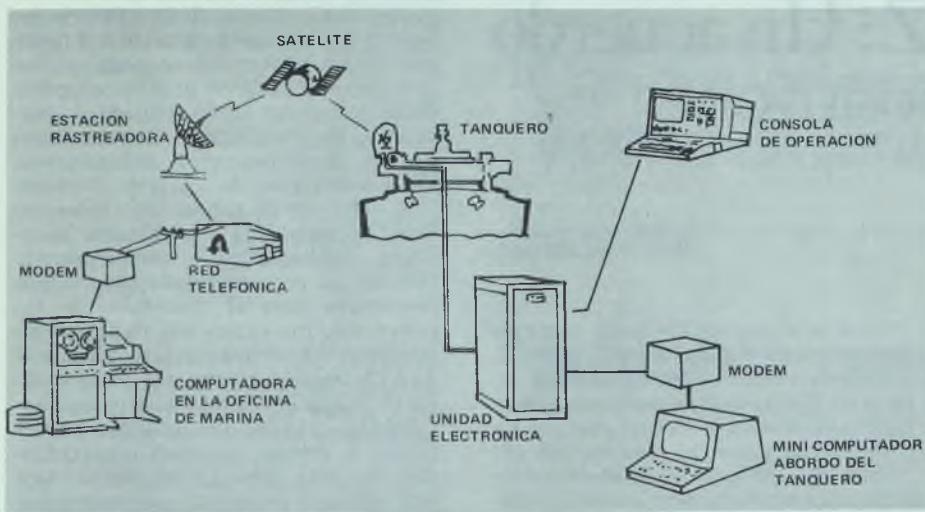
Un digno reconocimiento

Con la modernización y ampliación de su flota, y más específicamente con la incorporación del Lagoven Ambrosio, la más grande filial de PDVSA se hizo acreedora del reconocimiento que anualmente confiere el Instituto de Estudios de la Marina Mercante Iberoamericana (I.E.M.M.I.) a las empresas que más tonelaje nuevo incorpore durante el año.

Evidentemente satisfecho Carezis nos muestra el diploma, cuya leyenda expresa: "Por cuento Lagoven (P.D.V.S.A.) ha sido la empresa naviera del ámbito de la ALADI que más tonelaje nuevo ha incorporado durante 1983. Por tanto, se le expide el presente diploma, en testimonio de tan significativo aporte al poderío marítimo de nuestros países".

Esta distinción, instituida en 1963, fue otorgada por primera vez a la empresa brasileña Petrobras la cual se ha hecho acreedora del mismo en diez oportunidades. Petróleos Mexicanos (Pemex) también lo recibió en dos oportunidades (1967, 1968), y es esta la primera vez que una filial de PDVSA lo recibe.

Comunicaciones y Navegación vía satélite



—Ambrosio, buenas tardes.

—Comuníqueme con el Capitán Medina, por favor.

—Aló, mi Capi...

Lo que nos estaba demostrando Carezis era una prueba fehaciente de las características y los alcances del nuevo y ultramoderno sistema de comunicaciones por satélites, el cual conjuntamente e interconectado con el sistema de navegación por satélites, permitirán a Lagoven la implementación del Sistema de Comunicación Marítima, SIMAR, actualmente en período de pruebas y evaluación.

El resto fue un intercambio de informaciones e impresiones entre el ingeniero Pierre Carezis y el Capitán del Lagoven Ambrosio, Orangel Medina, que aquella tarde, exactamente a las 16 horas, se encontraba en Bonaire conectando mangueras, presto a descargar.

Inmarsat

Las comunicaciones marítimas por satélites son posibles gracias a la International Marítima Satelite Organization (INMARSAT), creada en Londres en julio de 1979 con la participación de 36 países, siendo los mayores accionistas: Estados Unidos de Norte América (23.4%), La Unión Soviética (14.1%), El Reino Unido (9.9%), Noruega (7.9%) y Japón (7.0%).

El "INMARSAT" entró en operación en febrero de 1982 con la colocación de 6 satélites, en órbitas geoestacionarias sobre el Ecuador terrestre a unos 36.000 Kms. de distancia de La Tierra. Sobre cada uno de los océanos (Indico, Pacífico y Atlántico) fueron colocados 2 satélites, los cuales proveen de una cobertura total, inclusive a aquellas donde la elevación de los satélites es de 5° sobre el horizonte visible. Los mensajes son recibidos y retransmitidos a través de una red

de estaciones rastreadoras en tierra de las cuales existen en la actualidad, 6 en operación, 4 en construcción y 9 proyectadas. De esta manera, las embarcaciones envían desde cualquier lugar del globo la señal al satélite y éste a la estación rastreadora, que la envía a su destino mediante la red de comunicaciones ya existente. Los equipos de comunicación de los satélites funcionan con energía solar y cada satélite aporta al sistema el equivalente a 35 circuitos telefónicos.

A dos años de su puesta en servicio el 50% de los 5.000 buques que surcan los mares del mundo están conectados a INMARSAT. En Venezuela, Lagoven es la única empresa que está conectada a este sistema.

La Navegación por Satélites

En lo que se refiere a la navegación por satélites, ésta fue desarrollada por la Marina de Guerra Norteamericana en los laboratorios de física aplicada de la Universidad John Hopkins. El sistema incluye 6 satélites en órbita polar a unos 1.100 Kms. de distancia de la superficie terrestre, desplazándose a una velocidad de 14.600 nudos lo cual les permite realizar una órbita completa cada 107 minutos.

El sistema de navegación por satélites se interconecta con el sistema de comunicación por satélites, para enviar mensajes con la posición del buque a solicitud de un usuario interesado y sin la intervención de los operadores de abordo. Lo mismo se puede hacer para la transmisión sobre el comportamiento de la maquinaria y sistemas del buque, mediante el enlace de la minicomputadora que procesa esta información en la sala de máquinas y el sistema de comunicación por satélites.

Estos equipos de navegación por satélites no tienen limitaciones por las condiciones atmosféricas y solo necesitan de unos 6 minutos para

procesar la información y determinar la posición del buque.

SIMAR : Sistema de Información Marítima

Los equipos de comunicación vía satélite, ya instalados en los buques Lagoven, permitirán la implementación del proyecto SIMAR, el cual contempla la mecanización del flujo de información entre los tanqueros, los terminales y las oficinas de transporte marítimo de la empresa.

Dicha mecanización será utilizada en la transmisión y recepción de datos relacionados con:

Informes de viajes:

Tasas de carga y descarga, volúmenes transportados y demoras.

Informes de Máquinas:

Comportamiento de la maquinaria y consumo de combustible, aceite y agua.

Nóminas:

Pagos al personal, sobretiempo y bonos.

Administración de personal:

Embarques, desembarques, permisos y vacaciones.

Suministros:

Consumo, inventarios y compras de materiales y equipos.

Mantenimiento preventivo y control de programas.

Ya se encuentra adelantado un proyecto piloto en el Lagoven Guanoco para evaluar la rapidez de la transmisión de datos y la factibilidad de este sistema.

El Cuaderno de Bitácora, recuerdo de los viejos lobos de mar

Desde tiempos remotos en la historia de la navegación mundial se conoce el cuaderno de bitácora. En marina, éste vendría a ser lo que la "caja negra" es en la aviación moderna y en él, el capitán de una nave registra, de su puño y letra, los pormenores de su ruta de navegación. Hoy día, gracias a los avanzados sistemas de navegación y comunicaciones ya descritos y los sofisticados equipos de computación con que están dotados los buques modernos, el cuaderno de bitácora parece estar destinado a convertirse en un recuerdo nostálgico de navegantes del pasado o, a lo sumo, en el diario íntimo de los viejos lobos de mar.

Para el capitán de ayer esta era más que una labor un arte, y como tal dedicaba a ello sus ratos de calma y de silencio, en un mágico y sagrado ritual: el hombre, su barco y el mar. Hoy, en puerto seguro, desde la oficina y con sólo discar o pulsar un código en el terminal del computador, se obtiene de forma rápida, privada y confiable la más completa información de los diferentes buques de la flota. Esto llega al instante, vía satélite, en forma directa y continua, sustituyendo en la práctica al tradicional cuaderno de bitácora.



INTEVEP~LUZ: Un acuerdo con resultados positivos

Por: Rosa Barroso

Los esfuerzos que las universidades nacionales vienen realizando a fin de orientar su enseñanza hacia la realidad específica venezolana, tienen un digno ejemplo en el desarrollo alcanzado por el convenio firmado entre la Universidad del Zulia (LUZ) y el Intevep, en el cual se establece la cooperación mutua en proyectos petroleros. Dicho convenio lo está llevando a la práctica la Fundación de Servicios Técnicos Petroleros, FLSTP, empresa adscrita al Instituto de Investigaciones Petroleras de la Facultad de Ingeniería de LUZ.

El 6 de marzo de 1980, los doctores Humberto La Roche, Rector de LUZ, y Evanán Romero, Vicepresidente de Intevep, firmaron un convenio mediante el cual se establecía un programa de cooperación entre la Universidad del Zulia e Intevep para el desarrollo conjunto de proyectos petroleros. El mismo tenía una duración de tres años, y en marzo de 1983 fue renovado por tres años más.

El acuerdo fue adjudicado a la Facultad de Ingeniería de LUZ, bajo coordinación de una comisión de enlace integrada por seis miembros, tres de Intevep y tres de LUZ. En la actualidad los miembros de esta comisión son, por LUZ: Juan Damia, Lenín Herrera y Luis Acurero, y por Intevep: Roberto Rodríguez, Pierre Lichaa y Henry Salish.

El convenio Intevep-Luz establece muchas variantes en la forma de cooperación. Por una parte Intevep propone algunos proyectos y otro tanto puede hacer la FLSTP, pero en todo caso ambas opciones permiten el desarrollo de proyectos en conjunto o por separado. Intevep coordina con las filiales operadoras la participación de personal de LUZ en los diferentes proyectos, así como también visitas a las instalaciones, y en reuniones conjuntas

se toman las decisiones y se establece su costo.

En la práctica, la formulación de este tipo de acuerdo es lo que ha permitido un mayor conocimiento de los problemas concretos de la industria petrolera nacional por parte de la FLSTP, un hecho determinante para el logro de una positiva y más completa orientación de la investigación. Asimismo ha posibilitado la absorción de los procedimientos aplicados en los laboratorios de Intevep y el acceso directo al Centro de Información Técnica (CIT), facilitando la revisión bibliográfica. Adicionalmente Intevep ha proporcionado los equipos requeridos para el desarrollo de los proyectos, los cuales son pagados con servicios. En virtud de ésto último la FLSTP instaló un laboratorio de análisis de núcleos consolidados y no consolidados, al nivel del de Intevep, destinado a prestar servicios e investigación en esta área. La misma política será aplicada en la realización de otros proyectos, como por ejemplo el Laboratorio de Análisis y Caracterización de Fluidos.

Proyectos concretos

Durante los últimos tres años el personal de investigación de Inpeluz y de la FLSTP ha trabajado en proyectos concretos que arrojan resultados de aplicación inmediata, tales como Problemas de Abrasividad de los Aditivos de los Lodos (desarrollado en conjunto); Análisis de los Cementos Nacionales; y el desarrollo de correlaciones para el transporte de crudos, identificado como Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales. Estos tres proyectos se culminaron con éxito. La Fundación está ejecutando también la parte que le corresponde en un proyecto a largo plazo para identificar el parámetro de Capacidad de Intercambio Iónico, Qv, para los diferentes yacimientos venezolanos. Por los momentos ya realizó el de la Faja Petrolífera, mediante corre-



laciones de medidas de laboratorio con registros de pozos.

Proyectos presentes y futuros

Además del proyecto del parámetro Qv, la FLSTP desarrolla un trabajo sobre la abrasividad de los lodos, pero ahora simulando las condiciones de presión y temperatura. Paralelamente están dando los últimos toques para la definición de 6 nuevos proyectos, entre los cuales se encuentran: Evaluación de Yacimientos en el Área de Zuata, Investigación de la Transformación Mineralógica por Efectos de Recuperación Secundaria y Tratamiento de Efluentes Petroleros.

Ventajas

"Sólo sé que no sé nada". La famosa frase de Aristóteles define dramáticamente la esencia del saber, cuyo principalísimo vehículo es la investigación, pura y aplicada. Mientras más se investiga, más posibilidades se abren a la propia investigación y mientras más se avanza más lejos se está del final, pues la búsqueda del perfeccionamiento es un proceso inagotable. Es una realidad presente en el desarrollo de una infraestructura de investigación de las características del Intevepl, un instituto que lejos de constituirse en un ente único de investigación petrolera en el país, amplía y consolida su organización en pos de metas específicas visualizando además la necesidad urgente de promover la participación de una red nacional de centros de investigación y desarrollo, expresa da a través del máximo aprovechamiento del potencial existente en las universidades, sin ignorar, en ningún momento, la experiencia y calidad técnica de firmas privadas nacionales y/o extranjeras.

Allí radica la principal ventaja de acuerdos como éste de Intevepl-LUZ: contribuir al desarrollo de una infraestructura nacional, diversificada y multidisciplinaria, capaz de afrontar con eficiencia el reto en esta materia.

Por su parte, las universidades obtienen notables beneficios de la formulación de estos convenios. En el caso concreto de LUZ, ha facilitado el acercamiento Universidad-Industria, el desarrollo de los laboratorios y el logro de ingresos económicos adicionales que le permiten hacer las inversiones necesarias en esta área, sin tener que recurrir a su presupuesto ordinario, y, paralelamente, demostrar con hechos la capacidad técnica de su personal de investigación y de apoyo. Prueba de ello es la renovación del convenio por parte de Intevepl, así como el haber alcanzado en gran parte el autofinanciamiento de la FLSTP.

Sin caer en exageraciones o futilidades, es posible afirmar que este convenio está siendo aprovechado al máximo y que los beneficios técnicos y económicos derivados de él constituyen un patrimonio de todos los venezolanos. LUZ e Intevepl abrieron el camino y corresponde a todos coadyuvar el logro de los objetivos.

Dándole vida útil...

Con experiencia y conocimientos



SERVICIO DE LIMPIEZAS INDUSTRIALES QUÍMICAS Y MECÁNICAS

PARA TODO TIPO DE PROCESOS

- Plantas de Gas
- Refinerías
- Plantas químicas y petroquímicas
- Patios de Tanques
- Oleoductos
- Plantas eléctricas de alto poder
- Acerías
- Plantas de pulpa y papel

CONSULTENOS SIN COMPROMISO

SCCC

SCALE & CORROSION CONTROL CONSULTANTS C. A.

Apartado 90, Teléfonos: (065) 23.908 Directo
(061) 91.10.30-91.14.50 - (065) 27.116
Lagoven 3376 Ext. 33, Telex: 75173 VRB,
Ciudad Ojeda - Estado Zulia - Venezuela

Construcciones petroleras y marítimas

petroLAGO SA



En lo que va de año las nuevas designaciones en la Industria Petrolera Venezolana han estado a la orden del día y, al emprender su nuevo ciclo, este medio informativo ha querido registrarlos como reconocimiento a estos profesionales que en el cumplimiento de su trayectoria en la industria, y como parte de la evolución de los acontecimientos, hoy ocupan nuevas posiciones; razón por la cual esta sección abre sus páginas con una síntesis de los nombramientos producidos durante el primer trimestre de 1984 en PDVSA y sus filiales.

Ampliamente difundida fue la designación del Dr. *Brígido Natera* en la Presidencia de Petróleos de Venezuela. Natera es geólogo egresado de la UCV en 1951, con Maestría en la Universidad de Stanford, Estados Unidos. Inició su trayectoria en la industria en 1951 con la Creole Petroleum Corporation, donde cumplió distintas funciones técnicas, supervisorias y gerenciales. En 1974 asumió la Dirección de Minas en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos. En 1975 se reincorpora a las filas del personal de la Creole, prosiguiendo así una carrera de continuo ascenso. En 1977 es designado Director de Lagoven, Vicepresidente en 1980 y Presidente en 1983, cargo que ocupó hasta el pasado 8 de febrero.

En el Directorio

Acompañan al Dr. Natera en la Directiva de la casa matriz los doctores:

Pablo Reimpell D'Empaire, Primer Vicepresidente (ratificado).

Juan Chacín Guzmán, Segundo Vicepresidente (designado), quien hasta el momento de su nombramiento ocupaba la Presidencia de Meneven. S. A.

Antonio Casas González, Director Principal (ratificado).

Remigio Fernández, Director Principal (ratificado).

Nelson Vásquez, Director Principal (ratificado).

Samuel Wilhelm, Director Principal (ratificado).

Raúl Henríquez, Director Principal (ratificado).

Arévalo Guzmán Reyes, Director Principal (designado). Como profesional petrolero



Brígido Natera



Pablo Reimpell



Juan Chacín



A. Casas González



Remigio Fernández



Raúl Henríquez

ha cumplido una trayectoria de más de 26 años, 24 de ellos en el Ministerio de Energía y Minas.

Mario Rodríguez, Director principal (designado). En 24 años de trayectoria en la industria ha ocupado diversas posiciones tanto a nivel técnico como gerencial. Desde 1980 se desempeñaba como Director Corporativo de Maraven, S. A.

Carlos Vogeler Rincones, Director Principal (designado). Como profesional prestó sus servicios a la industria en diferentes campos de actividad: directamente, durante los primeros años de su ejercicio como geólogo (1941-1953), en el Ministerio de Energía y Minas, y como empresario en el área de la ingeniería especializada. Ha sido también Presidente de la



Arévalo Reyes



Mario Rodríguez



Carlos Vogeler R.



Nelson Vásquez



Samuel Wilhelm



Julius Trinkunas

Cámara de la Industria del Vidrio y Cerámica, Director del Consejo Venezolano de la Industria, y Presidente, Vicepresidente y Director de Fedecámaras.

Arístides Bermúdez, Director Suplente (ratificado).

Julius Trinkunas, Director Suplente (ratificado).

Alirio Parra, Director Suplente (designado). Anteriormente, tenía bajo su responsabilidad la Dirección de la Oficina de PDVSA en Londres.

Héctor Ríquez, Director Suplente (designado). Desde 1981 se desempeñaba como Director de Lagoven.

Como Directivos, estos profesionales tendrán a su cargo las funciones de Exploración, Producción, Faja Petrolífera, Refinación, Mercado Interno, Comercio y Suministro, Petroquímica, Finanzas, Organización y Recursos Humanos, Racionalización y Desarrollo Urbano, Materiales, Equipos y Desarrollo Tecnológico, Computación y Sistemas, Planificación, Relaciones Externas y Auditoría.

En las filiales

El pasado 14 de febrero fue juramentado el Dr. Alberto Quirós Corradi como nuevo Presidente de Lagoven, S. A. Quirós inició su carrera en la industria petrolera en 1953, cuando ingresó a la compañía Shell de Venezuela, donde a lo largo de 30 años de actividad alcanzó posiciones de mucha notoriedad: fue miembro de la Junta Directiva (1970); Vicepresidente (1972), y Presidente (1974). Con la nacionalización de la industria, en 1976, fue designado Presidente de Maraven.

El Dr. Carlos E. Castillo sustituye al Dr. Quirós en la Presidencia de Maraven. Castillo ocupaba la Vicepresidencia de esta filial desde 1976. A su vez el Dr. Hugo Finol, anteriormente miembro de la Junta Directiva de Lagoven, desempeña ahora tal función en la empresa.

Gustavo Gabaldón, quien desempeñaba el cargo de Director Principal de PDVSA, cumple ahora funciones directivas en Maraven.

Como Presidente de Meneven, S. A., se designó a Martín Renato Urdaneta quien fuera Vicepresidente de esta filial. Félix Morreo lo sustituye en el cargo.

En la Presidencia de Pequiven fue ratificado el Dr. Manuel Ramos. La Vicepresidencia la ocupa Rafael Macía, quien venía desempeñándose como Director Gerente de la filial de PDVSA en USA, con sede en Nueva York.

En sustitución de Macía, fue designado el Dr. Humberto Peñaloza, ex-diretor de PDVSA.

También ocupan nuevos cargos Reinaldo Demori y Guillermo Archila, en la actualidad directores de Lagoven, S. A. Demori era Coordinador de Recursos Humanos en PDVSA, y Archila cumplía una asignación especial en la organización que administra el Convenio de la Veba-Oel.

A partir del 1 de febrero ocupan las gerencias generales de Materiales, Finanzas, Computación y Sistemas Corporativos de Corpoven los profesionales Juan Chacón, Eliseo Delgado y Gunter Spasic, respectivamente. Spasic regresó a la filial operadora después de cumplir una asignación por espacio de 2 años como Gerente de Planificación Corporativa en la Coordinación de Planificación de PDVSA.

Otro nombramiento reciente fue el del Dr. Evanán Romero como Director de Meneven, tras ocupar la Vicepresidencia de la filial de Investigación y Desarrollo, Intevepl. El Dr. Nestor Barroeta, quien tuviera a su cargo la División de Refinación y Petroquímica de Intevepl, sustituye al Dr. Romero.

A partir del 1 de marzo el Dr. Gustavo Quintini es el nuevo Coordinador de Organización de Recursos Humanos de PDVSA. Desde esa misma fecha ocupan las Gerencias de los Departamentos de Recursos Humanos, Producción y Protección Integral de Lagoven el Dr. Claus Graf, Ing. Arnaldo Salazar y el Geólogo Aldo Boccardo, respectivamente.

El Lic. Rafael Pino ocupa, desde el pasado 15 de febrero, la Gerencia de Relaciones Públicas de la División de Operaciones de Producción de Maraven, en sustitución de Luis Vergel quien fue transferido a la Oficina Principal de Maraven en Caracas.



Alirio Parra



Héctor Ríquez



Alberto Quirós C.



Hugo Finol



Humberto Peñaloza



Reinaldo Demori



Gustavo Gabaldón



Juan E. Chacón



Eliseo Delgado



Gunter Spasic



Evanán Romero



Claus Graf



Arnaldo Salazar



Aldo Boccardo



Nelson Olmedillo

Para ocupar la Gerencia de Remuneración y Desarrollo Ejecutivo, de reciente creación en la Coordinación de Organización y Recursos Humanos de PDVSA, se designó a Nelson Olmedillo quien hasta el momento de su nombramiento ocupaba la Gerencia Distrital de Meneven en Puerto La Cruz.

La nueva organización persigue optimizar la planificación, desarrollo, entrenamiento y remuneración del personal ejecutivo de PDVSA y sus filiales, y garantizar una adecuada planificación de reemplazo.

Olmedillo es Administrador Comercial con Maestría en Relaciones Industriales. Tiene más de 20 años de experiencia en la Industria, donde ha ocupado distintas posiciones, incluyendo la Gerencia de Recursos Humanos y la Gerencia Distrital de Puerto La Cruz, ambas en Meneven.

Juana Albornoz ha sido designada interinamente en la Gerencia de la Organización de Ingeniería de Petróleo de Occidente de Lagoven, con sede en Tía Juana. Así mismo, José Luis Petit ha sido nombrado interinamente como Superintendente de la Organización de Telecomunicaciones, con sede en La Salina.

Koomey Inc. anunció que Virgil Mosley ha entrado a trabajar como Gerente de Ventas de Sistemas de Control de Producción y Albert E. Woelfel al staff técnico de la empresa donde trabajará en el desarrollo de productos.

La Chemical Process Products Division filial de Norton Company, nombró a H. William Temple como su director de ingeniería. El anuncio lo hizo John Phipps, Vicepresidente y gerente general de Norton. La Chemical Process Products desarrolla y manufactura productos de alta tecnología y procesos para transferencia de masas, catálisis, y purificación de gases, sirviendo a las industrias químicas, petroquímicas y de los hidrocarburos.



Cursos de la FLSTP

Un total de 31 cursos dictará durante 1984 la Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros (FLSTP). De acuerdo con la programación de los mismos, para los meses de febrero, marzo y abril se proyectó la realización de nueve cursos (tres por mes) sobre Ingeniería de Yacimientos (básico), Control de Pozos y Prevención de Reventones, Redacción de Informes Técnicos, Perfil de Pozos Petroleros, Tratamiento de Aguas y Efluentes, Ingeniería de Yacimientos (avanzado) e Ingeniería del Gas Natural.

Para el mes de mayo se han programado cuatro (4) cursos sobre: Redacción de Informes Técnicos, Fluidos de Perforación, Control de Pozos y Prevención de Reventones y Cromatografía de Gases, a efectuarse los días 2, 7, 14 y 21 de mayo, respectivamente.

La FLSTP informa que estos cursos —al igual que los que se tienen pendientes para meses futuros— serán dictados en el salón "Simón Bolívar" del Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia (Inpe-luz), en Maracaibo.

CURSO	FECHA
Análisis Económico de Proyectos Petroleros (40 Horas)	28-05 al 01-06
Evaluación de Formaciones (40 Horas)	11-06 al 15-06
Tratamiento de Gas Natural (40 Horas)	18-06 al 22-06
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	27-06 al 29-06
Cromatografía de Gases (24 Horas)	02-07 al 04-07
Análisis de Pruebas de Pozos (40 Horas)	09-07 al 13-07
Geología de Venezuela (40 Horas)	16-07 al 20-07
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	25-07 al 27-07
Economía y Legislación Petrolera (40 Horas)	06-08 al 10-08
Toma de Decisiones (40 Horas)	20-08 al 24-08
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	27-08 al 29-08
Ingeniería de Yacimientos Básico (40 Horas)	03-09 al 07-09
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	24-09 al 26-09
Cementación de Pozos Petroleros (40 Horas)	01-10 al 05-10
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	29-10 al 31-10
Métodos de Producción en Pozos Petroleros (40 Horas)	12-11 al 16-11
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	26-11 al 28-11
Control de Pozos y Prevención de Reventones (24 Horas)	18-12 al 20-12

egep

CONSULTORES, S. A.

APARTADO 51522 - CARACAS 1050-A - VENEZUELA

CENTRO CIUDAD COMERCIAL TAMANACO
OFICINA 436, TELEFONOS 92.04.46 - 92.14.46
TELEX 25526 EGEP

INGENIERIA DE PETROLEO
SIMULACION MATEMATICA
DISEÑO DE PLANTAS
INGENIERIA DE PROCESOS
SISTEMAS DE INFORMACION

Diccionario del Petróleo Venezolano

Aníbal R. Martínez

Diccionario del Petróleo Venezolano



Cuando existe interés en lograr que la realidad y los hechos se comprendan en su justa dimensión, se emprenden iniciativas por demás provechosas.

Eso es lo que constituye la primera edición —ya en venta— del Diccionario del Petróleo Venezolano, una publicación que comprende la definición descriptiva y clara, con la información esencial y sucinta de 852 términos relativos al petróleo y a la actividad que desarrolla la industria que lo explota y comercializa; un diccionario práctico, profusamente ilustrado además, que como obra persigue el objetivo de contribuir

a un mejor conocimiento del recurso para que los venezolanos puedan dominarlo culturalmente.

Su autor es ampliamente conocido: el Dr. Aníbal Martínez, quien además de geólogo e ingeniero petrolero es un investigador incansable, un escritor cuyo esfuerzo y constancia en el plano de la divulgación científica están reflejados en una nutrida lista de obras, trabajos técnicos y artículos de opinión. Ahora funde todas esas facetas y el conocimiento profundo, resultado de su larga trayectoria profesional, en una obra para los jóvenes venezolanos y todos los interesados ▶



De izq. a der. los doctores A. Silva Calderón, A.R. Martínez, M.H. Otero Castillo y Fernando Chumaceiro durante la presentación del Diccionario del Petróleo Venezolano



en el conocimiento básico sobre el recurso energético que ha marcado la historia del país.

Cabe destacar, que la publicación del Diccionario del Petróleo Venezolano fue posible dentro del marco de un convenio suscrito entre Corpozulia y la Editorial Ateneo de Caracas. Igualmente, que aun siendo el resultado de muchos años de recopilación y preparación por parte del autor, el proceso no ha llegado a su final. Conociéndole, sabemos que desde ya emprenderá la etapa del perfeccionamiento, siendo un hecho que de las críticas y recomendaciones que reciba surgirán nuevas ideas para futuras ediciones.

Es deseo del Dr. Aníbal Martínez que su nueva obra cumpla su misión pedagógica e informativa, y que coloque al petróleo en una nueva dimensión asequible y útil a los interesados. Desde estas páginas le auguramos un rotundo éxito.



El deseo del Dr. A. Martínez es que su nuevo libro coloque al petróleo en una nueva dimensión, asequible y útil a los interesados.

La presentación del diccionario —efectuada en la librería ubicada en el Ateneo de Caracas— concentró a diversas personalidades y profesionales del ámbito petrolero y económico nacional. Allí se dieron cita el Dr. Julio César Arreaza, ex-vicepresidente de

PDVSA; el Dr. José R. Solano, directivo de Intevep; el Dr. Alvaro Silva Calderón, experto en política económica y legislación petrolera; y el Dr. Fernando Chumaceiro, Presidente de Corpozulia, entre otros.

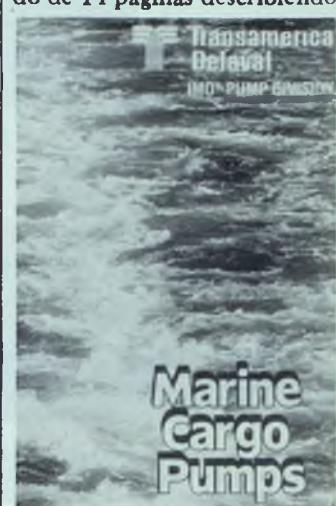
Folletos

VETCO OFFSHORE, una subsidiaria del grupo Combustion Engineering, ha impreso para su distribución gratuita tres nuevos folletos titulados: Course Schedule 1984, Marine Riser System Components y H-4 Connector. En el primero se detalla el programa de cursos a ser dictados durante 1984 en su sede principal en Ventura, California, en las áreas de sistemas de perforación en aguas profundas y de completación costafuera, y cursos de talleres mecánicos. Estos cursos están totalmente renovados y su duración es de dos a cinco días.

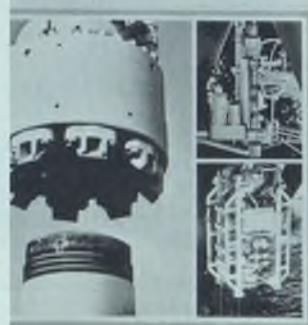


el conector H-4 de Vetco Offshore, operado hidráulicamente y para alta presión. En el folleto se ilustran y describen las diversas aplicaciones y sus rangos de tamaños y especificaciones. Vetco señala que la versatilidad de H-4 ha sido comprobada en aguas extremadamente profundas y severas condiciones costafuera alrededor del mundo. Para obtener copia de alguno de estos folletos escriba a: Manager, Training Dept. (Para el primero) o Business Promotion (para los otros dos), Vetco Offshore, Inc., 250 West Stanley Avenue, Ventura, California 93001.

IMO, la división de Bombas de Transamerica Delaval Inc., publicó a finales de 1983 un nuevo folleto ilustrado de 14 páginas describiendo



H-4 Connector



COURSE 108



su línea de bombas IMO three-screw y GTS geared twin-screw está diseñada para barcos y tanqueros. Ellas pueden manejar una carga de JP-5 o diesel liviano así como también bitúmenes y asfaltos pesados a una tasa superior a los 3500 gpm (5000 bbl/hr).

Las bombas GTS (Geared Twin Screw) están diseñadas para cumplir un alto rango de funciones. Tienen un rango de carga que va desde soluciones de agua y otros químicos hasta sustancias de gran viscosidad como los asfaltos pesados y los bitúmenes.

Copia gratis de este "brochure" puede solicitarse a: Charlie Hornbostel, Transamerica Delaval, Inc., IMO Pump Division, P. O. Box 447, Monroe, NC 28110, USA.

Un folleto de 4 páginas, que describe el nuevo Crane Load Moment Indicator (CLM) diseñado para una mayor eficiencia en la medida en operaciones de grúas, ha sido publicado por Martin-Decker, una filial de Cooper Industries.

El sistema está disponible en tres tipos y en el folleto se detallan la serie completa del Crane Loal Indicator de M-D.

Una copia del folleto puede solicitarse: Martin-Decker, P.O. Box 11806, Santa Ana, CA 92705

CRANE LOAD MOMENT INDICATOR SYSTEM

New! More reliable, simplified system provides continuous information for secure crane operation
• indicates load, maximum rated load, boom angle and load radius
• compact design, easy to install and calibrate—all at less cost!



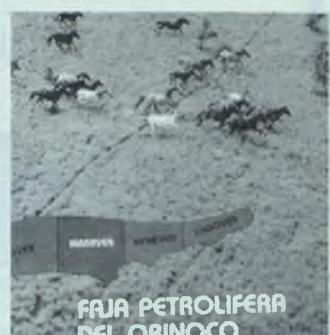
La Mechanical Products Division de HYDRIL ha lanzado un nuevo folleto describiendo la unidad sellante "LL" para impiderrentes anulares del tipo GK y GL.

La unidad sellante patentada "LL" provee mayor resistencia a la fatiga que otras unidades del mismo tamaño debido a la atermabilidad en el diseño triangular y rectangular de sus elementos.

La unidad sellante "LL" está disponible para ciertos tamaños de BOP GK y GL. Para mayores detalles pida una copia gratis del Boletín 6820 a: George Chitty, Hydril/MPD, P.O. Box 60458, Houston, Texas 77205.

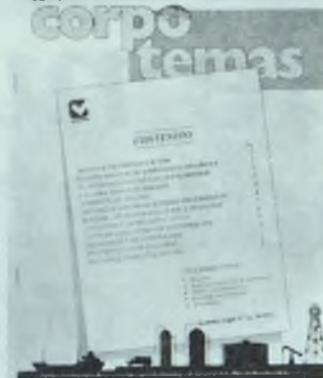


Las actividades efectuadas por Maraven, S. A., en la Faja Petrolífera del Orinoco —concluida la primera fase de la tarea encomendada por PDVSA— han sido condensadas en un nuevo folleto producido por la Gerencia de Relaciones Públicas de esta filial. El mismo ofrece una información general sobre la FPO, de las actividades exploratorias desarrolladas hasta el presente y, de forma más específica, los detalles de las actividades de Maraven en Zuta y del programa de inversiones desarrollado en el área, el proyecto de inyección adelantado, los estudios para la elaboración de los planes ambientales, así como la dirección que tendrán los esfuerzos por parte de Maraven en el futuro.



Nuevas Publicaciones

Otra iniciativa emprendida en este año en el campo de las comunicaciones lleva por nombre CORPOTEMAS, una publicación bimestral de la Gerencia General de Tecnología de la filial Corpoven, S. A., orientada a la divulgación de aspectos relacionados con la industria petrolera nacional e internacional y al fortalecimiento de la cultura petrolera interdisciplinaria. CORPOTEMAS da cabida a las contribuciones tanto individuales como de grupo de la empresa y de otros sectores. Su primer número, correspondiente a febrero de 1984, toca una variedad de temas en el campo técnico así como también de interés general a través de sus secciones "Miscelánea", "Estimule sus neuronas", "Libros y Publicaciones", "Intevep" y "Aspectos legales de la tecnología".



Un gran esfuerzo, en materia de divulgación y proyección de sus actividades, realiza el Inpeluz y prueba de ello es la circulación de su primer boletín informativo "Proyectando" con un tiraje de 1.500 ejemplares.

PROYECTANDO



"Proyectando" surge como respuesta al reto de difundir los resultados de los proyectos de investigación emprendidos por este instituto, y su primera edición abre con un balance de los logros alcanzados por el mismo durante los dos últimos años (1982-83). También contiene este primer número un reportaje sobre la FLSTP y sus siete años de servicio, y una información relativa al I Simposio sobre Recuperación Mejorada de Crudos que organiza Inpeluz.

El diseño del nuevo boletín estuvo a cargo de Lúcrecia de Hómez, y su impresión a Editorial Metas.

Publicaciones



Ya está circulando el primer número de la revista Carta Industrial Lagoven, publicación trimestral editada por el Departamento de Relaciones Públicas de Lagoven, S. A., que aspira ser "... un nuevo puente de enlace para reforzar las comunicaciones entre la industria petrolera y el amplio sector profesional e industrial del país". Carta Industrial Lagoven servirá de canal para trasmisir las innovaciones, conocimientos y los nuevos productos que se generen en los centros de investigación en las propias empresas nacionales, que signifiquen una contribución al desarrollo de la industria venezolana.

Este primer número, correspondiente al primer trimestre de 1984, contiene reportajes tales como "Tecnología nacional para extraer más petróleo", "La contratación de obras y servicios en Lagoven", "Más compras y contratos en el mercado interno", "Recomendaciones para fortalecer la acción de la industria petrolera" y "Una táctica correcta contra la inflación".

COMPLEJO CRIOGENICO DE ORIENTE

Hacia el pleno desarrollo de nuestra industria del gas.

El gas natural es uno de los aliados más poderosos con que cuenta Venezuela para consolidar su desarrollo.

La principal zona gasífera de Venezuela está ubicada en el norte del Estado Anzoátegui conformada entre otros por los campos de San Joaquín, Guario, La Ceiba, Santa Ana, El Toco, Santa Rosa y Quiamare, desde donde se alimentan los tres grandes sistemas de distribución que proveen de gas a las zonas industriales de Guayana, Puerto La Cruz, Barcelona y centro del país hasta Barquisimeto.

Para un mejor aprovechamiento de este recurso natural no renovable, MENEVEN -la primera productora de gas natural del país- adelanta la construcción del COMPLEJO CRIOGENICO DE ORIENTE que permitirá procesar 800 millones de pies cúbicos de gas por día, con un valor energético equivalente a 160 mil barriles de crudos por día, para producir aproximadamente 60 mil barriles diarios de líquidos del gas natural (LGN) que tienen gran valor comercial e industrial. EL COMPLEJO CRIOGENICO DE ORIENTE significa un paso firme hacia el pleno desarrollo de nuestra industria del gas.

MENEVEN cuenta con más de 40 años de experiencia en la extracción y manejo del gas natural y sus derivados.



Nuestra energía crea progreso.



Bueno compañia

meneven

Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.



Equipos.

1

J.D. Woods, Presidente de Baker International de Baker Oilfield Operations, ha anunciado que la EXLOG, Inc. será el representante fuera de los Estados Unidos del monitor de taladros TOTCO Visulogger y su sistema de recepción y trasmisión de datos. EXLOG y TOTCO son subsidiarias de Baker Drilling Equipment Company de Baker International.

2

Acoustic Systems, Inc. (ASI), ha suscrito un acuerdo con Bennico Ltd. de Aberdeen, Inglaterra, para la venta y servicio de sus productos en el Reino Unido. ASI es una empresa que diseña y manufacura sistemas avanzados de instrumentación y acústicos para aguas profundas. La compañía tiene su sede en Goleta, cerca de Santa Bárbara, California. El Dr. James Fish es su presidente.

3

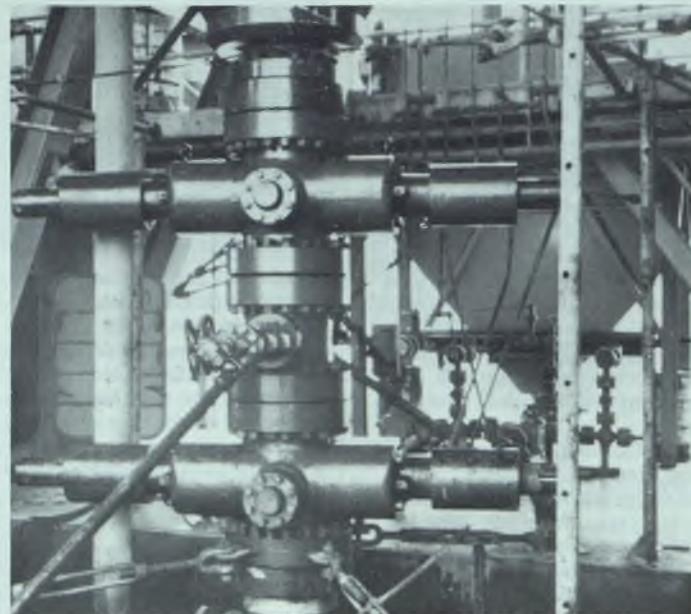
La empresa Stearns-Roger Inc. encargó a C-E Natco el diseño, ingeniería y fabricación de cinco calentadores indirectos en baño de agua-glicol. Los calentadores fueron terminados y despachados en partes —a finales de marzo— para terminar su ensamblaje en Anacortes, Washington, de donde serán enviados a Alaska para el usuario final ARCO Alaska, INC. El costo de los cinco calentadores es de US\$ 1.6 millones.

4

Venezolana de Cementos ha puesto una orden con The Foxboro Company por un Sistema SPECTRUM para ser instalado en su planta en Puerto La Cruz, Venezuela.

El equipo SPECTRUM incluye un controlador de unidad MICROSPEC, interconexión VIDEOSPEC del operador y computadora FOX 300. Foxboro suministrará también la inspección en el terreno, supervisión de la instalación, ayuda en la puesta en operación y adiestramiento de personal en el terreno.

El contrato está valorado en US\$ 860,000. La puesta en operación está programada para mayo 1985.



5



10



11

5

Dean Shank Drilling Co. de Belle Chasse, Louisiana, fue el primer contratista en usar un Impiderrentones J-LINE fabricado por Koomey Blowout Preventers Inc. El J-LINE modelo PL 13-5/8" 10.000PSI WP, fue puesto en operación el pasado 2 de diciembre de 1983 en pruebas de rutina a 5.000 y 10.000 lpc.

6

Gulf Oil Corporation ha contratado un paquete de producción de petróleo con la C-E Natco para su plataforma Takula en Cabinda, Angola. El paquete —a un costo de un millón de dólares— consiste de un separador de alta presión, un tanque de lavado, un intercambiador de calor, un desalador electrostático y un desgasificador.

7

Transamerica Delaval ha anunciado que terminó su acuerdo de asistencia técnica con IMO AB, de Estocolmo, Suecia. En adelante el nombre de la nueva empresa será Pyramid Pump Division de Transamerica Delaval. J Kenneth Lippincott afirmó que esta acción en nada afecta los negocios que ellos desarrollan en la región.

8

El Instituto Francés de Petróleo ha desarrollado un proceso para separar el mercurio del gas natural. Este proceso usa un elemento de captura, CMG 271, el cual es fabricado y mercadeado por Procatalyse.

9

Weatherford de Houston ha sumado a sus representaciones la Strip-O-Matic y sus servicios alrededor del mundo, excepto en Alaska y Canadá. Strip-O-Matic es fabricado por Control Drilling Services de Edmonton, Alberta, y es un sistema único operado neumáticamente para manejar el lodo de perforación y otros fluidos en operaciones de perforación, reparación y producción.

10

Hydril introdujo al mercado una nueva conexión para revestidores. El versátil Hydril MAC es de excelente aplicación para sartas de revestimientos intermedios y de producción en pozos profundos y de alta presión.

11

Un grupo de cinco empresas formado por el Instituto Francés del Petróleo, Alsthom Atlantique, Bouygues Offshore, CFEM y CG Doris trabajaron conjuntamente en el diseño de detalle de la PLTB 1000, una plataforma de concreto con patas de tensión con una capacidad de 15.000 toneladas para perforación y producción (15 000 bpd.) en aguas profundas en el rango de 500 a 1.000 metros. El diseño de esta plataforma es marcadamente diferente al de las de las estructuras convencionales en acecho.



hemos extendido invitaciones a los países centroamericanos y también a Trinidad y Tobago, por ser este un país que geográficamente cae dentro del contexto latinoamericano y cuya participación consideramos importante, y por la respuesta que hemos obtenido, es que decimos que el VI COLAPER va a contar con una gama mucho más amplia de países participantes.

Venezuela estará participando con cerca de treinta trabajos técnicos, y se estima que el total de trabajos a presentar sobrepasen los sesenta, la mayor cifra que se haya presentado en los COLAPER realizados hasta ahora.

El Programa

El cuarto Congreso Latinoamericano de Perforación va a celebrarse con un programa que comprende la presentación de trabajos técnicos enmarcados dentro de un Temario General, ya seleccionado y remitido a los organismos estatales e instituciones invitadas, que abarca prácticamente todas las fases de la ingeniería de perforación y todo lo relacionado con sartas de perforación; tubería de revestimiento; mechas de perforación y optimización de sus condiciones de operación; fluidos de perforación; hidráulica; cementaciones; evaluación de presiones de formación y fractura; problemática operacional en la perforación de pozos; direcciones y de alivio; completaciones; instrumentación para la supervisión, optimización y control de la perforación; indicadores de eficiencia y control de costos de perforación, evaluación continua de las formaciones; evaluación de las formaciones en pozos especiales; formación, desarrollo y adiestramiento de recursos humanos; y también lo concerniente al área de prevención, normas y medidas de seguridad en la perforación.

Por otra parte, además de la presentación y discusión de los trabajos técnicos, la programación contempla la realización de tres conferencias magistrales sobre los últimos adelantos tecnológicos en materia de perforación a nivel mundial, y una Mesa Redonda sobre Perforación Profunda.

"En efecto, los COLAPER

han proporcionado enormes beneficios, en el sentido de que han servido para impulsar el intercambio y el conocimiento de los esfuerzos que realizan los países de América Latina en cuanto a una actividad tan importante como la perforación. El cuarto COLAPER no sólo ofrecerá esta oportunidad de encuentro para debatir cuestiones de interés común que redunden en un mayor éxito de la actividad, sino que además nos permitirá poner en marcha algo que se considera fundamental en este tipo de eventos, como es la difusión de los resultados, darle seguimiento, como una acción posterior a la realización misma del Congreso".

El Comité Organizador de este cuarto COLAPER, presidido por el Ing. Enrique Daboín, está integrado por los Coordinadores de Producción y exploración de PDVSA, los directores del área de las distintas filiales y del Ministerio de Energía y Minas.

Para mayor información sobre el Congreso, ponerse en contacto con la Secretaría Ejecutiva:

Rubén A. Caro
Secretario Ejecutivo
IV COLAPER
Petróleos de Venezuela
Piso 9
Teléfono: (02) 7084593
Télex Nos.: 21890/24477/
23489
Caracas - Venezuela

VII Jornadas Técnicas de Petróleo

Aquiles Fernández, Expresidente de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) y Presidente del Comité Organizador de las VII Jornadas Técnicas de Petróleo, dijo que están haciendo un esfuerzo para que este evento pueda realizarse antes de agosto del presente año. Ya las Comisiones Técnicas recibieron más de 70 trabajos, los cuales están siendo evaluados y clasificados.

Como ya es normal en estas jornadas, la falta de recursos económicos por parte de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo hace que su celebración dependa de los aportes que efectúe PDVSA, para lo cual se llevan a cabo las conversaciones pertinentes. La importancia del evento y su continuidad incrementan las expectativas en relación a las futuras decisiones.

Simposio Internacional sobre recuperación mejorada de crudo

El Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia (INPELUZ) ha comenzado a promocionar también la realización de un evento científico técnico de proyección internacional: el Primer Simposio Sobre Recuperación Mejorada de Crudo, que tendrá lugar en Maracaibo del 18 al 21 de febrero de 1985, para lo cual extiende una cordial invitación a todas las instituciones de los sectores públicos y privados del país y organizaciones internacionales relacionadas con la industria petrolera.

El temario general de este evento abarcará las áreas de:

- Procesos de Desplazamiento: Gas, CO₂, Agua, Espuma.
- Procesos Químicos: Sur-

factantes, Polímeros, Cáusticos.

- Procesos Térmicos: Agua caliente, Vapor, Combustión in-situ.

- Efectos de estos procesos en el yacimiento y medio ambiente, y

- Propiedades de los fluidos. Los resúmenes de los trabajos se recibirán hasta el 25 de mayo de 1984. Asimismo, ya está en circulación la ficha de inscripción.

Para mayor información, dirigirse a:

SIMPOSIO SOBRE RECUPERACION MEJORADA DE CRUDOS
Comisión Técnica
INPELUZ - Apartado 98
Maracaibo, Venezuela

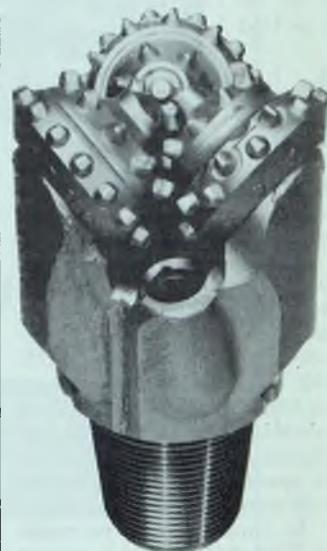
I Simposio de Control de Calidad

Para analizar el alcance, metodología y logros del programa de control de calidad de la industria petrolera venezolana, a seis años de su existencia, del 25 al 27 de abril del año en curso se llevó a cabo el PRIMER SIMPOSIO DE CONTROL DE CALIDAD, en la sede principal de Intevep, S. A. en Los Teques, estado Miranda.

El Ing. Amilcar Gómez, Gerente del Departamento de Control de Calidad de Intevep y miembro honorario del Comité Organizador del evento, suministró la información relativa a este importante simposio cuyo programa fue diseñado de forma tal que comprendiera, entre otras actividades, la presentación de trabajos técnicos según la siguiente clasificación: trabajos base de Intevep; trabajos por sectores de fabricación y líneas de empresas fabricantes; trabajos libres de PDVSA y sus filiales; trabajos libres de empresas fabricantes y trabajos informativos.

Dicho programa permitió cumplir también con los objetivos de este evento de promover la oportunidad para que los industriales presenta-

ran a la industria petrolera y petroquímica nacional sus avances en materia de calidad y perspectivas para la fabricación de productos no tradicionales, así como intercambiar experiencias en el área de control de calidad y traducirlas a conclusiones y recomendaciones que permitieran definir nuevas metas.





Este Primer Simposio de Control de Calidad facilitó el análisis en las áreas de: válvulas, recipientes a presión (incluye calderas), estructuras metálicas, electrodos para soldadura, tuberías, fundiciones, productos forjados, tornillería, compresores, mechas de perforación, bombas de subsuelo, talleres de fabricación y reparación de piezas y bombas centrífugas.

Los denominados trabajos sectoriales aportaron información relativa a productos y rangos; sistemas de fabricación; propiedades y especificaciones; cumplimiento de normas nacionales o extranjeras; pruebas finales de interés; sistemas de control; aprobaciones; evolución en control de calidad; certificaciones de calidad utilizadas; experiencia con la industria petrolera y planes futuros.

Los trabajos libres tocaron por su parte temas referentes a experiencias novedosas que permitieran efectuar comparaciones con situaciones pasadas; realización de pruebas e inspecciones especiales a productos; diseño de materiales o productos que cumplan con determinadas exigencias de calidad; evolución de los sistemas de control de calidad y calidad de los productos con referencias a patrones nacionales e internacionales; y evolución del valor agregado nacional (V.A.N.).

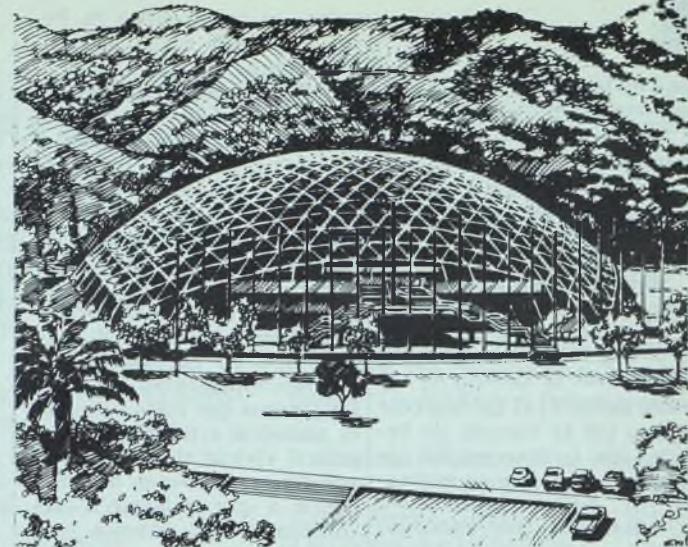
Los trabajos libres de la industria petrolera trataron tó-



picos relacionados con: parámetros de calidad y su influencia en el desempeño de los productos en operación; facilidades disponibles para evaluación del desempeño de productos en operación; transferencia de tecnología y nuevas contribuciones a la industria nacional e incorporación progresiva de productos nacionales a las operaciones de la industria, además de otras experiencias en el área del control de calidad.

El Comité Organizador del primer Simposio de Control de Calidad está integrado por los doctores Nelson Vásquez (Presidente Honorario), Roberto Rodríguez (Presidente) y Eduardo Santamaría (Vice-Presidente); y el Comité Técnico por los Ingenieros Youhad Kerbaje (Coordinador), Jesús Vidal (Coordinador) y Jesús Solaeché, entre otros.

Al evento asistieron cerca de 250 personas, entre representantes de la industria petrolera y petroquímica, de empresas nacionales y de universidades y organismos públicos y privados.



IV Exposición Petrolera Latinoamericana

Los organizadores del show petrolero más grande e importante de América Latina, la Exposición Latinoamericana del Petróleo, trabajan en los últimos preparativos para la apertura de la cuarta emisión de la serie a efectuarse en El Poliedro de Caracas, del 19 al 22 de junio próximo.

Más de 200 firmas comerciales han reservado sus espacios para exhibir sus productos y servicios en este particular evento internacional, que según los planes superará en sus objetivos a realizaciones precedentes.

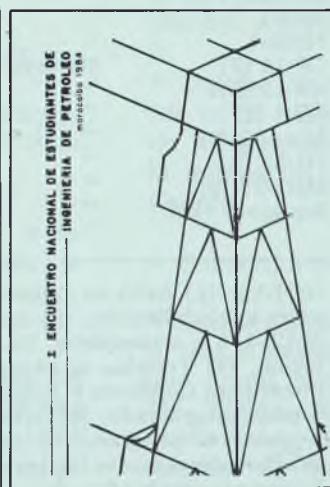
Como se sabe, el show repite su sede en Caracas debido a los resultados obtenidos en 1982 —en la III Exposición—, y al igual que en esa

oportunidad Petróleos de Venezuela y sus filiales darán la bienvenida a las empresas de servicios, equipos y materiales petroleros, contando también con el auspicio del Ministerio de Energía y Minas (MEM), del Instituto de Comercio Exterior (ICE) y el Consejo Nacional para el Desarrollo de la Industria de Bienes de Capital (CONDIBIECA). De la misma manera, la IV Exposición contará con el apoyo del Colegio de Ingenieros de Venezuela, la Asociación de Industriales Metalúrgicos y de Minería, la Cámara Petrolera y la Cámara de la Construcción, lo cual garantizará la masiva asistencia de los profesionales y técnicos del área.

I Encuentro Nacional de Estudiantes de Ingeniería de Petróleo

Motivados por el propósito de aportar un conjunto de observaciones y de soluciones concretas a la problemática de las Escuelas de Ingeniería de Petróleo de las universidades venezolanas, representantes de las Universidades Central de Venezuela (UCV), de Oriente (UDO) y del Zulia (LUZ) se reunieron en Maracaibo, los días 28, 29 y 30 del pasado marzo, en la realización del I Encuentro Nacional de Estudiantes de Ingeniería de Petróleo.

Este significativo evento surgió por iniciativa estudiantil de las tres Escuelas de Petróleo, constituidas en la



"Coordinadora Nacional de estudiantes de Ingeniería de Petróleo; contando con el apoyo total de los Directores y profesores de estas escuelas, igualmente interesados por el futuro de las mismas y en el logro de un mayor acercamiento Universidad-Industria. El Encuentro permitió analizar y discutir los múltiples aspectos envueltos en la formación de los ingenieros de petróleo, así como las perspectivas de empleo actuales y futuras para los nuevos egresados en la industria petrolera nacional, todo ello en el marco de los acontecimientos más recientes, fundamentalmente la etapa de crisis que vive el sector petrolero.

Un aspecto bastante preocupante para estudiantes y

profesores —y en consecuencia ampliamente discutido— fue el de la baja en la matrícula estudiantil, hecho este directamente relacionado con la situación de receso en la contratación de nuevos profesionales. El desempleo sigue siendo un factor prepotente, pues sus repercusiones se hacen sentir claramente en el desestímulo por parte de los jóvenes venezolanos que aspiran a ser profesionales universitarios. De no reorientarse el problema, no existirán en el país los suficientes ingenieros de petróleo que requerirá la industria en el futuro.

En un aparte del Encuentro el Ing. Francisco Gutiérrez, Director de la Escuela

pasa a la pág. 78



viene de la pág. 77

de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, fue ampliamente optimista respecto a las posibilidades de un cambio favorable en el panorama futuro.

"En más de un año de conversaciones con la industria, en las cuales hemos participado el Ing. Francisco Guevara (Director de la Escuela de Petróleo de LUZ) el Dr. Marcelo Laprea (de la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente) y yo, hemos avanzando en ciertos aspectos y en otros no; sin embargo, creemos que vamos a seguir avanzando y que vamos a romper con la barrera que existe en cuanto a la falta de confianza en las universidades por parte de la industria petrolera y, a su vez, con el alejamiento nuestro, porque en realidad no hemos buscado en el pasado un mayor acercamiento a la industria y es ahora cuando estamos haciendo esfuerzos en esa dirección".

Reiterando su optimismo, el Prof. Gutiérrez destacó la posibilidad de un entendimiento y de un progreso en el sentido de lograr que la industria y las universidades nacio-

nales —y las Escuelas de Petróleo en este caso— se complementen.

"Definitivamente, la manera más adecuada y más económica de adelantar la tecnología de un país es a través de sus universidades, y en la medida en que alcancemos la confianza suficiente en la industria para que utilicen la infraestructura existente será cuando el país arranque tecnológicamente; de modo que este tipo de encuentros son altamente positivos: hace que los jóvenes que están viviendo el ambiente estudiantil y que pronto vivirán el ambiente de trabajo, contribuyan notablemente a que se llegue a esas soluciones que estamos buscando".

Además de la presentación y discusión de ponencias, el programa de actividades de este evento contempló la realización de un Foro que abarcó los temas: "Comercio Internacional de los Hidrocarburos y su Incidencia en el Comercio Interno", a cargo del Dr. Leonardo Montiel Ortega; "Economía y Política Petrolera", a cargo del Dr. Radamés Larrazabal; y "Oportunidad de Empleo del Ingeniero Petrolero en la Industria", a cargo del Ing. Ricardo Corrie.

Adelantos en Computación

Del 5 al 7 de junio próximo se llevará a cabo —en Skean Dhu, Altens, Aberdeen— la Exhibición y Conferencia "Offshore Computers", con la participación de Holanda, Noruega y el Reino Unido.

La exhibición incluye a los principales fabricantes de equipos y sistemas de computación utilizados por la industria petrolera, con los más diversos procesos y sistemas para el control de producción, medición de flujo, telemetría, sistemas de simulación, sistemas de inspección y mantenimiento, y otros modelos requeridos por la industria del petróleo y el gas para sus actividades costa afuera. Por otra parte, el programa de la tercera conferencia "Offshore Computers" comprende un día completo con la participación de expertos en este tipo de sistemas.

En 1981, en Londres, el uso de computadores en la industria petrolera fue tema de amplia discusión. En 1983, una nueva conferencia subrayó a un mismo tiempo los mayores desarrollos tecnológicos y algunos de los resulta-



dos subsiguientes de los sistemas probados en el campo desde la realización de la primera conferencia. En esta oportunidad, 250 delegados procedentes del Reino Unido, Europa continental, África y Estados Unidos asistirán al evento, así como también representantes de las más importantes operadoras petroleras, compañías de manufactura y servicios y consultores de ingeniería.

Para mayor información dirigirse directamente a Offshore Conference and Exhibitions, Rowe House, 55-59 Fife Road, Kingston-upon-Thames, KTI ITA. Teléx: 928042.

(viene de la pág. 7)

Nivel de Perforación

ACTIVIDAD DE PERFORACION POR TALADRO VENEZUELA 1984

Equipo	Empresa	pozos	Pies
SF-87	Lagoven	35	233.000
SF-88	"	51	316.000
B-28	"	33	205.000
B-29	"	25	170.000
V-105 (1)	"	1	12.500
LV-402 (2)	"	4	16.000
LV-403 (3)	"	8	76.000
Mara-26	Corpoven	2	22.800
Corpo-8	"	3	51.000
Corpo-9	"	2	34.000
L-003 (4)	"	2	34.000
Altamar	"	4	48.000
Delta-VI	"	8	90.500
GP-8 (5)	"	2	27.000
Equipo-X	"	2	26.000
B-41	"	18	207.700
CA-1	"	4	38.400
Mene-2 (6)	Meneven	11	91.380
Mene-10	"	38	163.100
Mene-11	"	42	157.600
Mene-1	"	6	62.454
Mene-6	"	5	55.816
Mene-7	"	6	60.045
Mene-12 (7)	"	3	33.960
Mene-14	"	4	59.600

Equipo	Empresa	Pozo	Pies
Mene-15	Meneven	5	71.690
SF-8	"	5	66.800
SF-9	"	5	66.800
SF-110	"	3	60.450
HP-28 (7)	"	2	19.950
HP-67	"	4	51.150
Mene-4	"	3	31.500
GP-15 (7)	Maraven	3	34.500
GP-12 (8)	"	3	34.500
GP-8 (5)	"	1	13.000
Mara-22 (9)	"	24	72.000
HP-55 (9)	"	24	72.000
Mara-23 (9)	"	24	72.000
Equipo-X (10)	"	12	36.000

NOTAS: (1) Salió en febrero. (2) Salió en enero, en julio entra a rehabilitación. (3) En junio va a perforar 2.500' en el CL-178 y a completar. No tiene más programa de perforación. (4) Termina su programa en agosto. (5) Perfora 2 pozos para Corpoven y luego pasa a Maraven en mayo, con 1 pozo programado. (6) Termina su programa en agosto. (7) Terminó su programa en abril. (8) Empiezó el 14/04/84. (9) Probablemente se inicien en julio. (10) Taladro para perforar pozos inclinados.



La columna geológica..

Por JUAN SIN TIERRA GEOLOGO

★ Un movimiento tectónico de grandes proporciones, el ocurrido desde la última Col. Geol. Hubo las elecciones más musicales en la historia de Venezuela: ganó SI, perdió MI, brilló el SOL, ahora está RE-LA-MI-DO. Lo malo es que el 4 DIC comenzó el torneo electoral del 88, gocho, mocho, topocho. Y chocho. ¿El alza de AD fue la baja de COPEI, o todo lo contrario? Como no era lógico el partido UTOPIA no sacó votos, el partido FRIO se quedó idem, y EPA lo mismo. ¡Epa! Lo que hasta ahora no se ha calculado son los barriles que costaron los 1.000 míseros votos de una candidato de apellido ALCALA. Por último, ¿cómo es posible que tres grupos de electores no sacaron UN voto?

★ El Presidente Lusinchi es petrolero: en 1953 trabajó profesionalmente en el Hospital de la Mene Grande en San Tomé.

★ También hubo bufalocidio y una revaluación áurea, especie de piedra filosofal del Banco Central.

★ El nuevo Ministro Hernández G dijo, antes de tomar el coroto: "El chorro de petróleo no nos va a resolver los problemas".

★ El Búfalo en despedida dijo: "Sembramos el petróleo... fuera de Venezuela".

★ Adios, colega. Hola colega.

★ O, como dicen los nomárquicos, murió el colega, viva el colega.

★ Proverbio de un viejo —y sabio— geólogo: No lo hubiera visto, si no lo hubiera creído.

★ OPIC no tiene nada que ver con la OPEP. Se trata de una agencia gubernamental de USA que promueve inversiones privadas en el III Mundo.

★ Ahora resulta que según el periodista Lossada Rondón, Chile nos compra 5.000 B/D de petróleo, hierro y aluminio. ¿Cómo es un barril de Al?

★ Muy apropiado que el Ministro Petrolero se llame TANG KE.

★ PDVSA es el cielo del petróleo, según Cuto Lamache.

★ Hugo López afirma que en la Faja se van a producir los pozos explorados.

★ Búfalo-Vil.

★ El Gobernador de Caracas (previo) dijo que la especialización económica de la Capital sería en las actividades del TERCIARIO SUPERIOR.

★ Final de Las aventuras de Petromán, por Earle Herrera: "Y su carcajada de crudo liviano recorre, como el grito de Tarzán de los Monos, toda la geografía de Petrópolis, ay, mi país, para qué reir".

★ ¡Qué joya la de Granada!

★ Por cierto, JOYA, del inglés JEWEL, o sea, Joint Endeavour for Welfare, Education and Liberty.

★ Es auténtico, amigos, no lo inventó Juan Sin Tierra.

★ Injusto de toda injusticia meter en la misma lista el incendio de un pesebre en Corpoven con la quemazón del Copán y las de Cadafe.

★ Sin terminar el petrogate.

★ Carlos Canache Mata está seguro que el petróleo es un producto que como termómetro implacable marca la temperatura de nuestros ingresos fiscales y los resultados de nuestras cuentas externas.

★ Por su parte Eloy Anzola Monti cree que el Gobierno no debe seguir exprimiendo a PDVSA.

★ Y según el cineasta Antonio Llerandi, el venezolano típico es producto del botín del petróleo.

★ Paulina Gamus está convencida que el 18 de Febrero de 1983 fue el inicio formal de la DESPETROLARIZACION.

★ Y yo que pensaba era el fin de la DESPELOTIZAMICRO-ANARQUIZACION.

★ El debate sobre las drogas en el Parlamento nos recuerda que "el país se había convertido en una sociedad petroadicta".

★ "Las plantas pueden producir petróleo", "oro negro en los árboles", "hidrocarburos directamente de plantas", "látex es un combustible", "plantas petroleras", y así más, en la carta ecológica de Lagoven.

★ No hay duda, no le temen a la competencia.

★ CENTENARIO DE GALLEGOS. "Es el hombre que nos llevó más allá del petróleo": Orlando Araujo.

★ RECADI INFORMA. Tenemos becados de pre-grado en Singapur.

★ HACIENDA INFORMA. La importación de agua oxigenada es a 4,30.

★ Es auténtico, amigos, no lo inventó Juan sin Tierra.

★ Para terminar, del Arzobispo de Maracaibo Mons. Roa Pérez: "Nuestras fabulosas riquezas naturales, mal administradas, y la ley del menor esfuerzo, nos hacen blanco fácil de agresiones, quizás de mayor virulencia".



En Venezuela

IV Congreso Latinoamericano de Perforación

Del 1 al 5 de octubre del presente año se estará celebrando en Caracas el Cuarto Congreso Latinoamericano de Perforación (COLAPER), permitiendo una vez más el examen de los progresos técnicos y la experiencia obtenida en esta área específica de la industria del petróleo, sin duda una de las más afectadas por la crisis económica mundial, agravada en los países latinoamericanos a partir de 1982.

El cuarto COLAPER, programado en Venezuela, contará con el patrocinio de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), el Ministerio de Energía y Minas y la organización de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), y desde ya se ha constituido en una especie de piedra angular por cuanto, además de ratificar la voluntad de las empresas petroleras estatales y otras instituciones latinoamericanas a participar en un intercambio efectivo de experiencias técnicas y científicas en el área de la perforación de pozos, los COLAPER habrán garantizado en esta emisión su permanencia e institucionalización mediante la aplicación por primera vez de un Estatuto, aprobado en el tercer COLAPER realizado en Brasil en 1982.

Al respecto el Dr. Rubén Caro —Secretario Ejecutivo del Comité Organizador del IV COLAPER— señala que desde 1978, cuando se celebró el primer Congreso Latinoamericano de Perforación en Argentina, se fueron afianzando las ideas para reglamentar la realización de estos congresos. Hoy, dijo, los países que dieron origen a este evento se sienten altamente satisfechos y entusiasmados por haber dado este gran paso en la definición de la estructura organizativa y de los objetivos que deben regir los congresos.

Un evento estrictamente técnico

El referido estatuto establece como objetivos permanentes de los COLAPER: analizar la capacidad tecnológica alcanzada en la rama de ejecución de pozos en latinoamérica; promover el mejoramiento de las técnicas de ejecución de pozos; difundir e intercambiar periódicamente las experiencias técnicas y científicas, entre los profesionales de la ejecución de pozos petroleros, geotérmicos y de agua; facilitar el intercambio de expertos entre las Entidades Adheridas; la difusión y promoción del Congreso por parte de los Comités Nacionales y Entidades Adheridas de los países participantes, con el fin de coadyuvar a su mayor éxito; y que el Congreso tendrá carácter exclusivamente científico o tecnológico, quedando poscriptos los temas comerciales y políticos.

Igualmente se han puesto en marcha las reglamentaciones concernientes a la estructura organizativa de los COLAPER, a los participantes y a las funciones del Consejo Directivo, del Plenario General y del Comité Organizador.

Mayor participación

Otro aspecto relevante con relación al IV COLAPER es que, basados en el éxito obtenido en las tres emisiones anteriores, se ha despertado el interés de un número creciente de países del área, reflejando así el afianzamiento de la voluntad de integración de los países latinoamericanos. En los Colaper precedentes participaron fundamentalmente cuatro países: Argentina, México, Brasil y Venezuela, con la presencia de Chile y Colombia en el último congreso efectuado en Brasil.

—Para este cuarto COLAPER —informó el Dr. Caro—

cuarto congreso latinoamericano de perforación

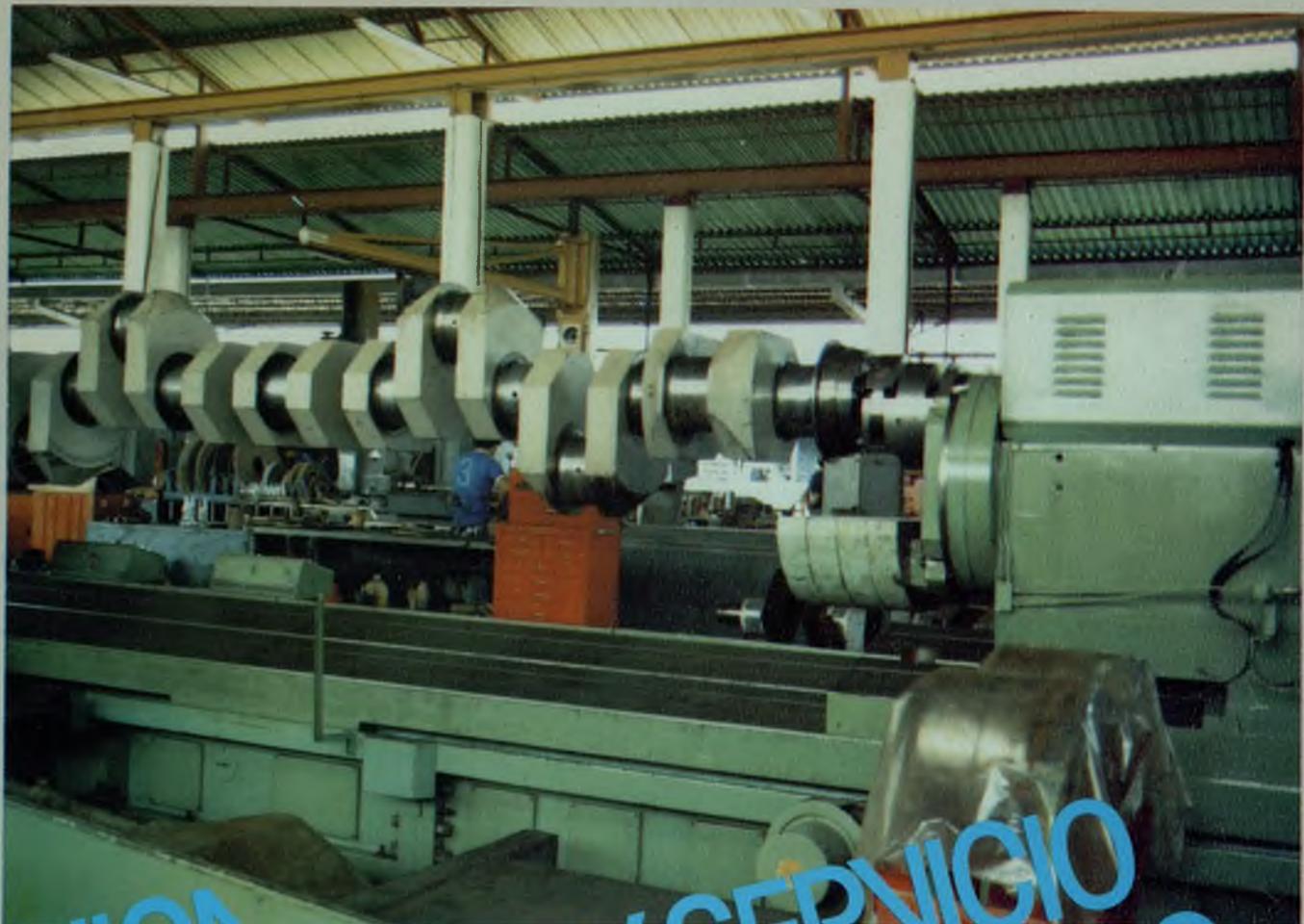
1º al 5 de octubre de 1984



INDICE DE ANUNCIANTES

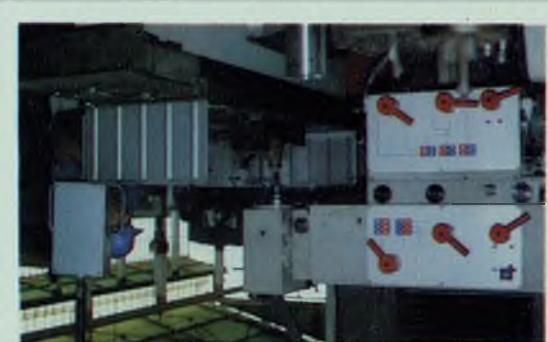
A-Z Venezolana	34	Lukiven	C.P.
Baker Transworld	42	Lufkin de Vzla	C.P.
Barros de Oriente	34	Maraven	6
Barros Venezolanos	34	Meneven	74
Bompet	29	MICA	C.P.I.
Camco	12	Milchem	32
Cascotec	34	Newsca	63
Corpoven	44	Petro Lago	67
Reed Rock Bit	43	Pro Data	37
Distral Térmica	8	SCCC	67
EGEP Consultores	70	Sealol	36
ELAP	11	Smith Brocas	P.I.
Giormen	24	Taller Ind. El Tigre .	35
Go International	21	Western	38
Jagüey	16	Taller Ind. El Tigre .	35
L.S.T.P	5	Western	38

pasa a la pág 76



MICA
PRECISION... Y SERVICIO
OPTIMO...

Personal altamente calificado y maquinaria moderna y sofisticada, nos permiten ofrecerle los más variados trabajos, tales como: • Regeneración y rectificación de cigüeñales hasta 10 metros útiles. • Fabricación de barras y ejes para compresores. • Rectificación de piezas planas y cilíndricas. • Metalización de piezas para maquinaria pesada, conchas y pistones. • Templado de



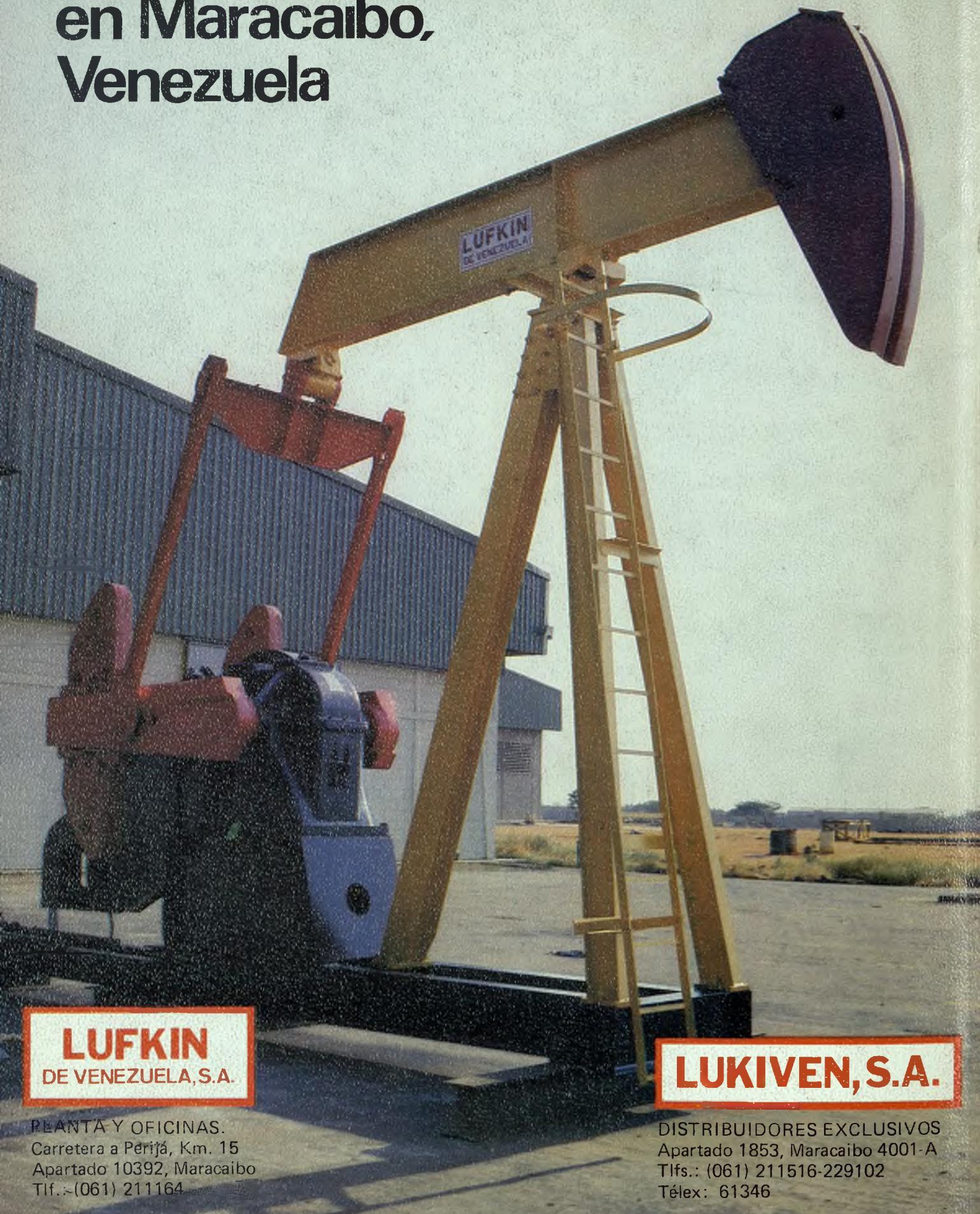
superficies de barras para compresores de alta presión (Sistema de Inducción). • Rectificación de cilíndros de unidades de bombeo, balanceadas por aire. • Encamizado de cilindros de hasta 27 pulgs. • Fabricación de "Plungers". • Fabricación de quemadores de gas y piezas industriales varias. • Máquinas mandrinadoras cilíndricas y lineales.



Mecánica Industrial, C.A.

Teléfonos CANTV: (083) 55845 - MENEVEN: 89160 - Télex: 83172 AGOREN VE
Av. Principal - San José de Guanipa - Estado Anzoátegui - Venezuela

Totalmente fabricado en Maracaibo, Venezuela



LUFKIN
DE VENEZUELA, S.A.

PLANTA Y OFICINAS:
Carretera a Périjá, Km. 15
Apartado 10392, Maracaibo
Tlf.: (061) 211164

LUKIVEN, S.A.

DISTRIBUIDORES EXCLUSIVOS
Apartado 1853, Maracaibo 4001-A
Tlf.: (061) 211516-229102
Télex: 61346