



¡Ahora la renta
petrolera es para
el Pueblo!

VISIÓN TECNOLÓGICA **EDICIÓN ESPECIAL**

Publicación de PDVSA Intevep Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico Filial de Petróleos de Venezuela S.A.





MIEMBROS ACTUALES DEL CEDI

Presidente
Pedro Acuña

Presidente Alterno
Javier Pérez

Secretario
Loumary Carrasco

Secretario Suplente
Mary Berroterán

Miembros
Rosa Elena la Cruz
Rosa Linda Márquez
Xiomara Gutiérrez
Iván Machín
Juan Carlos de Jesús
Jorge Martínís
Mariana Arias
Pánfilo Masciangioli
Luis Aquino
Ernesto López
Javier Pérez
Marilú Stea

Miembros del CEDI que colaboraron en otros años

Antida Andriollo (2005-2006)
Omar Uzcátegui (2005-2006)
Jaime Pérez (2005-2006)
Víctor Báez (2003-2005)
Magaly Quintero (2003-2005)
Gustavo Dassori (2003-2005)
Andrey Ortega (2003-2005)
Miguel Ramírez (2003-2005)
Yani Araujo (2003-2007)

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

© 2008, Intevep, S. A.
Hecho el depósito legal de ley
Depósito Legal 199302MI44

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

Visite nuestro sitio web: <http://www.pdvsa.com.ve>

ISSN 1315-0855

Siguiendo con su estilo tradicional, este ejemplar especial de la revista VISION TECNOLOGICA retoma los temas relacionados con el complejo negocio petrolero de una forma especialmente amena para los no especialistas en esta área. El presente número es una selección de los mejores trabajos consignados a lo largo de los años 2004 y 2005, y responde a nuestra responsabilidad histórica con la exigente comunidad técnico-científica nacional e internacional luego de una larga interrupción obligada por los eventos ocurridos en el país durante los años 2002 y 2003, que ocasionaron una seria redistribución del recurso humano de nuestra industria petrolera así como de su Centro de Investigación y Desarrollo. Con más de un 70% de su personal técnico-científico constituido en la actualidad por jóvenes con menos de 5 años de experiencia, Intevep, el brazo tecnológico de PDVSA, se esfuerza por mantenerse como un centro de investigación de calidad mundial, y este nuevo ejemplar de la revista VISION TECNOLOGICA es una contribución humilde pero sostenida en la consecución de este trascendental objetivo. En este número especial 2008, se dedica espacio a una serie de actividades que cubren de manera emblemática una buena parte de la cadena de valor de la moderna industria petrolera, desde exploración, pasando por perforación y producción, hasta refinación y petroquímica.

En el área de yacimientos, se muestran los resultados más resaltantes de PDVSA en el desarrollo y evaluación durante los últimos cinco años de las tecnologías de inyección alternada de agua y gas, y de la inyección optimizada de agua para mejorar la recuperación de petróleo liviano y mediano. Una revisión del estado del arte en métodos de caracterización de muestras de arenas de baja permeabilidad provee criterios para definir eficientes esquemas de explotación o estimulación de yacimientos, mientras que la influencia del factor presión es evaluada en un estudio adicional que involucra un método de simulación numérica. En el área de construcción de pozos se presenta una metodología para simular la erosionabilidad mecánica del revoque de perforación a condiciones de alta temperatura y presión con el fin de evaluar distintos lavadores y garantizar una cementación de calidad. Relacionado con producción, se incluye el desarrollo de la tecnología ULTRAMIX® para la resolución y prevención de problemas de reducción de la movilidad del crudo y altos valores de daño a la formación. Adicionalmente, el sistema gelificante MULTIGEL®, aplicado exitosamente en más de 60 pozos, demuestra ser una solución tecnológica efectiva para mejorar los perfiles de inyección y la productividad de los pozos.

En la parte de confiabilidad de equipos típicos de las actividades de la industria petrolera, se presenta un estudio para determinar la seguridad estructural ante acciones sísmicas de tanques metálicos anclados. En un interesante trabajo se discuten las condiciones fisicoquímicas para la generación de micro-emulsiones de agua/diesel para ser utilizadas como combustible y los resultados obtenidos en su uso en vehículos automotores indican una reducción de los niveles de emisiones de gases y partículas sólidas.

En un novedoso estudio catalítico, se discute uno de los desarrollos más promisorios para la conversión de residuales pesados de la faja petrolífera del Orinoco, como lo es el uso de sistemas ultradispersos donde la fase activa se mezcla directamente con la carga a convertir, sin la presencia de soportes catalíticos. Para responder a la creciente demanda del hidrógeno necesario para la refinación de dietas de hidrocarburos cada vez más refractarias y en preparación a la llamada “economía del hidrógeno”, se discuten desarrollos prometedores para la producción de este vector energético sin la generación de pasivos ambientales. La petroquímica no queda fuera de estos tópicos y se analiza la producción potencial del fertilizante líquido tiosulfato de potasio y urea fosfato para ser utilizados en los sistemas de riego en el cultivo de especies vegetales vinícolas. Debido a que el petróleo pesado que se produce en la Faja Petrolífera del Orinoco (la mayor reserva de crudo pesado del mundo) requiere de procesos de eliminación del azufre, este trabajo representa una oportunidad de darle otro uso útil a este compuesto

Uno de los temas presentados es la síntesis analítica del proceso de innovación tecnológica y el procedimiento de implantación de una cultura de innovación en Intevep en el área de exploración y producción de hidrocarburos, con lo cual se logró la creación acelerada de capital intelectual a través de inventos, patentes y marcas comerciales que han generado inclusive nuevos negocios. Finalmente, como información divulgativa del esfuerzo técnico–científico del Centro Tecnológico de Petróleos de Venezuela, se incluye un resumen de algunas patentes desarrolladas en Intevep durante los últimos tres años con prometedor uso en la optimización de los procesos propios de nuestra industria petrolera. La petroquímica no queda fuera de estos tópicos y se analiza la producción potencial del fertilizante líquido tiosulfato de potasio y urea fosfato para ser utilizados en los sistemas de riego en el cultivo de especies vegetales vinícolas. Debido a que el petróleo pesado que se produce en la Faja Petrolífera del Orinoco (la mayor reserva de crudo pesado del mundo) requiere de procesos de eliminación del azufre, este trabajo representa una oportunidad de darle otro uso útil a este compuesto. En el área de combustibles, se discuten las condiciones físico–químicas para la generación de micro–emulsiones de agua/diesel para ser utilizadas como combustible y los resultados obtenidos en su uso en vehículos automotores indican una reducción de los niveles de emisiones de gases y partículas sólidas.

Finalmente, como información divulgativa del esfuerzo técnico–científico del Centro Tecnológico de Petróleos de Venezuela, se incluye un resumen de algunas patentes desarrolladas en Intevep durante los últimos tres años con prometedor uso en la optimización de los procesos propios de nuestra industria petrolera.

Pedro Acuña
Editor Técnico

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 5 **AVANCES EN RECUPERACIÓN MEJORADA EN PDVSA INTEVEP PARA EL PERÍODO 2000-2004: TECNOLOGÍAS EN EVALUACIÓN Y DESARROLLO**
ADVANCES ON ENHANCED OIL RECOVERY IN PDVSA INTEVEP ON THE 2000-2004 TERM: EVALUATION AND DEVELOPMENT TECHNOLOGIES
- 17 **POTENCIAL PETROQUÍMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE TIOSULFATO DE POTASIO Y UREA FOSFATO Y SU EVALUACIÓN AGRONÓMICA EN LA PRODUCCIÓN DE UVAS (Vitis vinífera L.) EN EL ESTADO LARA, VENEZUELA**
PETROCHEMICAL POTENTIAL TO PRODUCE POTASSIUM THIOSULFATE AND UREA PHOSPHATE AND THEIR AGRONOMIC EVALUATION ON GRAPES (Vitis Vinífera L.) PRODUCTION, ON LARA STATE, VENEZUELA
- 27 **MICROEMULSIONES PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL AIRE**
MICROEMULSIONS TO IMPROVE AIRE QUALITY
- 39 **CELDA DE REMOCIÓN DE REVOQUES: METODOLOGÍA PARA OPTIMIZAR EL ACONDICIONAMIENTO DEL HOYO**
MUD CAKE REMOVAL CELL: METHODOLOGY TO ENHANCE HOLE CONDITIONING
- 53 **ULTRAMIX® FORMULACIÓN PARA ELIMINAR Y EVITAR DAÑOS A LA FORMACIÓN**
ULTRAMIX® FORMULATION TO ELIMINATE AND AVOID FORMATION DAMAGES
- 65 **INNOVACIÓN TECNOLÓGICA: ESTADO DEL ARTE Y EXPERIENCIAS EN E y P PDVSA INTEVEP**
TECHNOLOGICAL INNOVATION: STATE OF THE ART AND EXPERIENCES ON E & P PDVSA INTEVEP
- 75 **ESTUDIO DEL EFECTO DE CATALIZADORES ULTRADISPERSOS EN EL PROCESO DE CONVERSIÓN CON VAPOR APLICADO A UN RESIDUAL PESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**
STUDY OF THE EFFECT OF AN ULTRADISPERSE CATALYST IN THE REFORMING PROCESS WITH STEAM APPLIED TO A HEAVY CRUDE OIL OF THE ORINOCO OIL BELT
- 85 **ESTADO DEL ARTE EN MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD**
STATE OF THE ART IN METHODS TO CHARACTERIZE LOW PERMEABILITY SANDS
- 95 **EXPERIENCIAS DE LA APLICACIÓN DE MULTIGEL® EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y EN YACIMIENTOS PROFUNDOS ALTAMENTE HETEROGÉNEOS**
STUDY OF THE EFFECT OF AN ULTRADISPERSE CATALYST IN THE REFORMING PROCESS WITH STEAM APPLIED TO A HEAVY CRUDE OIL OF THE ORINOCO OIL BELT
- 105 **FIABILIDAD ESTRUCTURAL DE TANQUES METÁLICOS ANCLADOS, APLICANDO ESPECIFICACIONES PDVSA**
STRUCTURAL RELIABILITY OF METALLIC ANCHORED TANKS APPLYING PDVSA SPECIFICATIONS

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 115 **MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL AGUA. UNA ALTERNATIVA PARA LA INDUSTRIA PETROLERA**
METHODS TO OBTAIN HYDROGEN FROM WATER. AN ALTERNATIVE FOR THE OIL INDUSTRY
- 129 **INFLUENCIA DE LA PRESIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD**
INFLUENCE OF PRESSURE ON LOW PERMEABILITY RESERVOIR CHARACTERIZATION
- 139 **1^{ER} FORO INTERNACIONAL DE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES, MULTILATERALES Y ALTAMENTE INCLINADOS**
- 143 **PATENTES**
- 151 **ÍNDICE DE AUTORES**



ARTÍCULO

Yani C. Araujo
PDVSA Intevep

Carlos Alvarez
PDVSA Intevep

Xiomara Gutiérrez
PDVSA Intevep

Hercilio Rivas
PDVSA Intevep



AVANCES EN RECUPERACIÓN MEJORADA EN PDVSA INTEVEP PARA EL PERÍODO 2000-2004: TECNOLOGÍAS EN EVALUACIÓN Y DESARROLLO

En la actualidad cerca del 80% de la producción mundial de petróleo se obtiene a través de métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria), con los que se garantiza un recobro promedio del 35% del crudo en sitio. Debido a que la mayor parte del petróleo queda atrapado en la roca, la industria del petróleo dedica gran esfuerzo al desarrollo, evaluación e implantación de métodos y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro. En este sentido, a partir del año 1998, PDVSA comenzó un programa acelerado de revisión de planes de explotación y evaluación de nuevas tecnologías de recuperación de petróleo, creando los denominados Laboratorios Integrados de Campo (LIC).

En el presente trabajo se describen los logros más resaltantes de PDVSA Intevep en el desarrollo y evaluación de tecnologías de recuperación mejorada de petróleo liviano y mediano para el período 2000-2004. Sólo se presentan los resultados obtenidos en la evaluación de las tecnologías de Inyección Alternativa de Agua y Gas (AGA), Inyección Optimizada de Agua (IOA) que fueron objeto de estudio en el LIC Lagomar. Se incluyen además dos tecnologías en desarrollo, cuyos resultados a escala de laboratorio son prometedores, por lo que se visualizan con un futuro exitoso para la Corporación.

ADVANCES ON ENHANCED OIL RECOVERY IN PDVSA INTEVEP ON THE 2000-2004 TERM: EVALUATION AND DEVELOPMENT TECHNOLOGIES

Currently, near 80% of the world oil production is obtained through recovery (primary and secondary) conventional methods that warrant an average recovery of 35% of in situ oil. Because the most oil remains trapped on the rock, the oil industry consecrates great efforts to develop, evaluate and implement methods and techniques allowing to increase the recovery factor. Since 1998, PDVSA begun an accelerated exploitation plans review program and oil recovery new technologies evaluation, creating the Field Integrated Laboratories (LIC, according to its spanish accronyms).

On this paper are described PDVSA's outstanding achivements on development and evaluation of lighth and medium oil enhanced recovery technologies on the 2000-2004 term. They are only presented the results obtained on the evaluation of the following technologies: Water and Gas Altern Injection (AGA) and Water Enhanced Injection (IOA, according to its spanish accronyms) studied in LIC Lagomar. There are also included two technologies in development, which results, on the laboratory, are up-and-coming, thereby they seem to have a succesfull future for the Corporation.

La Recuperación Mejorada de Petróleo es definida por Lake [1] como "el proceso de extracción de petróleo mediante la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento". Partiendo de esta definición, PDVSA, a finales de 1998, adoptó un concepto propio "la recuperación mejorada de petróleo involucra todos los procesos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento" [2].

El incremento en el recobro, expresado como factor de recobro, F_r , o porcentaje del petróleo en sitio (POES) que es recuperable, es directamente proporcional a las eficiencias de barrido areal (E_a) y vertical (E_v) y, de desplazamiento o microscópica (E_d) (Fig. 1). Los fluidos inyectados al yacimiento deben por lo tanto, ejercer dos acciones fundamentales:

- Contactar el mayor volumen posible de petróleo en condición de movilidad y desplazarlo hacia los pozos productores.
- Vencer las fuerzas que atrapan el petróleo en el medio poroso y convertirlo en petróleo móvil para que pueda ser recuperado.

En la Fig. 2 se presenta un resumen de las etapas de la recuperación de petróleo, las cuales se describen a continuación:

- Recuperación Primaria: Se obtiene mediante la energía natural del yacimiento, esto es la expansión de roca y fluidos, empuje por gas en solución, influjo de agua o capa de gas o drenaje por gravedad.
- Recuperación Secundaria: Es implementada cuando la energía natural del yacimiento ha descendido a niveles donde el recobro de petróleo no es económico. En este caso se incrementa la energía del yacimiento de manera artificial inyectando agua o gas hidrocarburo (gas natural).
- Recuperación Terciaria: Se refiere a técnicas aplicadas para prolongar la vida económica del yacimiento después de ser sometido a un proceso de recuperación secundaria. Dichas técnicas consisten en incrementar el recobro mediante la inyección de agentes de naturaleza química, térmica o gases no convencionales.

La recuperación mejorada se refiere a los procesos aplicados para incrementar el recobro en etapas posteriores a la

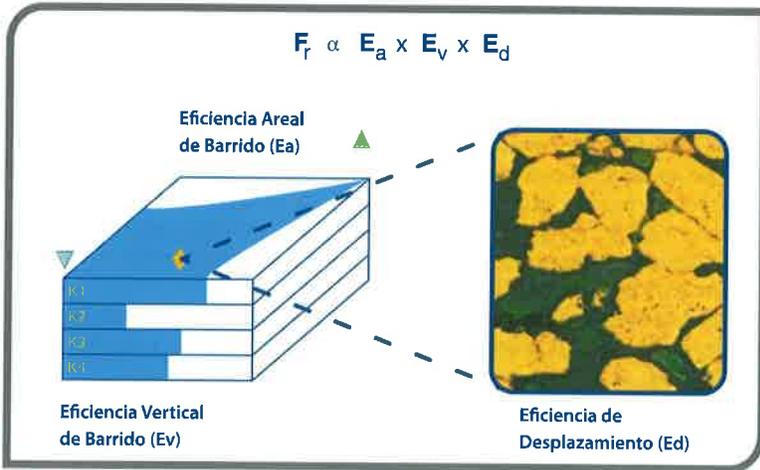


Fig. 1 Relación entre tipos de eficiencia y factor de recobro

recuperación primaria de manera que abarca tanto las técnicas de recuperación secundaria como terciaria. A finales de la década de los años noventa, aproximadamente el 44% de la producción mundial de petróleo provenía de proyectos de recuperación mejorada; esta cifra alcanzó hasta un 63% en Norte América. Para esa época en Venezuela el 62% de la producción estaba asociada a proyectos de recuperación mejorada mediante inyección de agua y gas.

Paradójicamente, siendo Venezuela uno de los países con mayor porcentaje de producción asociado a recuperación mejorada, los factores de recobro promedio estaban en el orden del 30%, cuando en Norte América y Mar del Norte éstos se encontraban alrededor del 45% del POES.

Esta situación alertó a las organizaciones de exploración y producción de PDVSA, y se procedió a revisar los procesos de recuperación vigentes para el momento a fin de determinar debilidades y fortalezas en el área. De esta forma, a mediados de 1998 se realizó el primer congreso de recuperación mejorada de PDVSA [2], donde se determinaron las directrices a seguir en un plan estratégico para la corporación a 10 años; se crean así, los denominados Laboratorios Integrados de Campo (LIC), en los que Intevep participó activamente liderizando gran parte de las actividades.

Un Laboratorio Integrado de Campo es un sector representativo de un yacimiento o de un grupo de éstos, que ha sido seleccionado para evaluar y diseñar nuevas tecnologías y

adquirir conocimientos en la implantación de métodos de recuperación mejorada, caracterización y monitoreo, y reducir las brechas entre las tecnologías evaluadas a escala de laboratorio y la implantación en campo, como un paso previo a su masificación. Actualmente, PDVSA evalúa potenciales métodos de recuperación mejorada con el fin de aumentar los factores de recobros y vida útil de los yacimientos maduros de Venezuela. De esta manera, se dedican recursos y esfuerzo para evaluar nuevas tecnologías, diseñar y adquirir conocimientos en la implantación de métodos de recuperación mejorada no convencional y reducir las brechas tecnológicas entre las evaluaciones a escala de laboratorio y la implantación en campo.

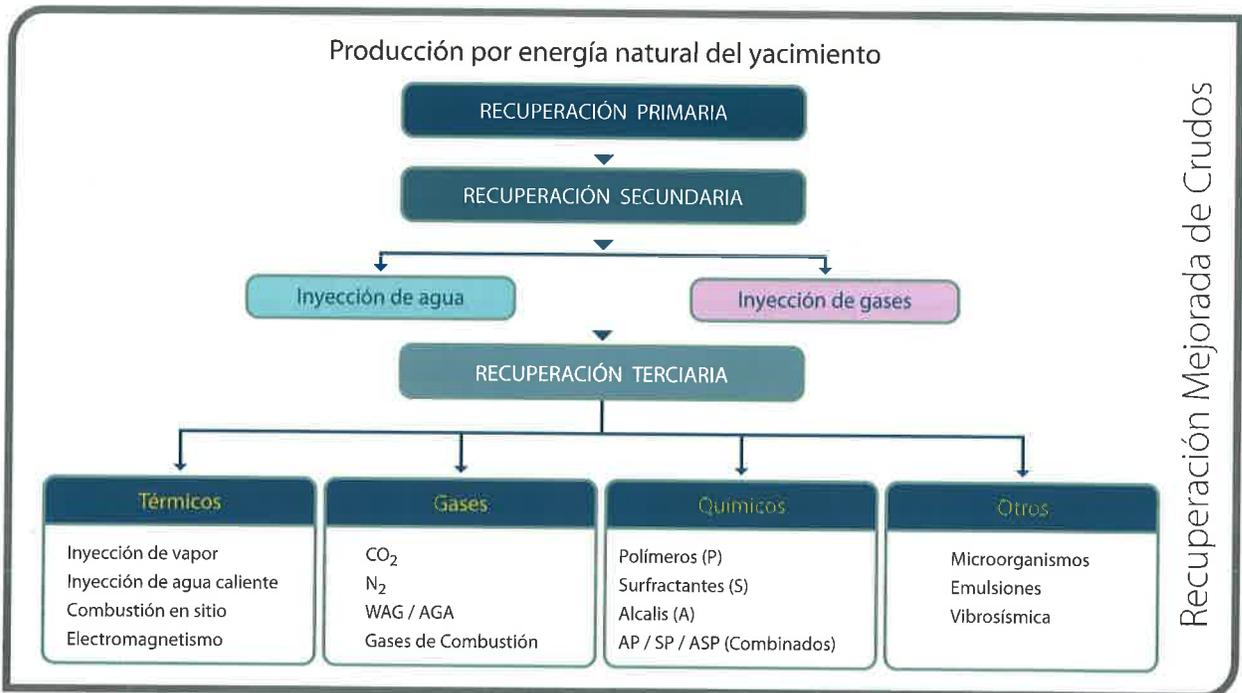


Fig. 2 Etapas y procesos de Recuperación Mejorada

Rivas [3] y Mogollón [4] publicaron los avances en investigación y desarrollo en área de Recuperación Mejorada en Intevep para 1990 y el período 1998–2000; respectivamente. El presente trabajo constituye una actualización para el periodo 2000-2004. Se tomó como punto de partida la revisión del portafolio tecnológico de PDVSA para recuperación de petróleo liviano y mediano, el cual se muestra en la Fig. 3, donde se presenta el grado de madurez de las tecnologías que han sido desarrolladas,

tercera etapa de madurez de una tecnología, denominada madura, se refiere a tecnologías comerciales y probadas por lo cual existen suficientes datos relativos a su aplicabilidad, rentabilidad, lecciones aprendidas y mejores prácticas. Es importante señalar, que en la sinopsis que se presenta sólo se describen los logros más resaltantes para las tecnologías de Inyección Alterna de Agua y Gas (AGA), Inyección Optimizada de Agua (IOA). Se incluyen además dos tecnologías de punta actualmente en desarrollo, las

PORTAFOLIO TECNOLÓGICO PARA RECUPERACIÓN DE CRUDOS LIVIANOS Y MEDIANOS



Fig. 3 Portafolio tecnológico para recuperación mejorada de petróleo de PDVSA

adoptadas o consideradas (no necesariamente aplicada) por la Corporación. La madurez tecnológica, se refiere al grado de disponibilidad de una tecnología; ésta se puede dividir en tres etapas: embrionaria, comercialmente disponible y comercialmente madura; el grado de madurez se determina a través de juicios de expertos. En la etapa embrionaria, las tecnologías se encuentran en desarrollo y las pruebas se realizan a nivel de laboratorios. En la etapa de comercialización, las tecnologías están comercialmente disponibles, sin embargo, no existe suficiente información de su aplicabilidad en campo (tecnologías en evaluación). Finalmente, las

cuales se visualizan con un futuro exitoso garantizando así el posicionamiento tecnológico de PDVSA.

TECNOLOGÍAS EN FASE DE EVALUACION

Inyección alterna de agua y gas: prueba piloto en yacimiento de occidente. El proceso de recobro de petróleo mediante la Inyección Alterna de Agua y Gas (AGA, WAG por sus siglas en inglés) es una tecnología ampliamente probada e implementada en otros países, especialmente en el Mar del Norte donde ha permitido explotar de manera eficiente y racional gran parte de los yacimientos de esa región [5-7].

En el LIC Lagocinco para un yacimiento de la Cuenca del Lago de Maracaibo, se realizó una prueba piloto AGA inmiscible con el objeto de evaluar el proceso como método de recuperación de crudos livianos/medianos a profundidades mayores a 10.000 pies. El proyecto se realizó sobre una fracción de reservas de aproximadamente 9,8 MMbbl de crudos livianos a medianos, destacando que el yacimiento en estudio se caracteriza por su alta heterogeneidad y profundidad (Eoceno profundo, 12.500 pies). El LIC Lagocinco se inició en junio del año 2000 con la inyección del primer ciclo de agua (3.000 bbl/d). Para mayo de 2002 se habían inyectado tres baches de gas y tres baches de agua, iniciándose la inyección del cuarto y último bache de agua el 3 de mayo de 2002 a una tasa de 3 Mbbbl/d. La prueba finalizó oficialmente en agosto de 2002. Como estrategia de control y optimización del LIC Lagocinco se utilizó un programa de monitoreo de los ciclos de inyección de agua y gas mediante trazadores químicos. El uso de trazadores para el monitoreo de este tipo de proceso no había sido implementado en Latinoamérica, siendo el LIC Lagocinco el primero en desarrollar una prueba AGA en Venezuela usando esa herramienta como parte del monitoreo. El arreglo del piloto LIC Lagocinco consistió de cinco pozos productores periféricos y un inyector central, con una configuración geométrica en forma de semihexágono (Fig. 4). Adicionalmente, existe un pozo observador ubicado al norte del pozo inyector. En la Fig. 5 se muestra esquemáticamente la metodología de diseño de un proyecto de recuperación adicional mediante AGA; dicho esquema se obtuvo como producto de trabajos de Inteligencia

Tecnológica basados en experiencias reportadas a nivel mundial y fue implementado en el AGA del LIC Lagocinco. Cada una de las etapas, desde la jerarquización y selección del yacimiento en 1998 hasta el final de la prueba en mayo de 2002, fue formalmente documentada mediante informes técnicos internos y publicada en eventos internacionales organizados por la SPE [7,9,11,13]:

1. El criterio para la aplicación del proceso AGA en el yacimiento seleccionado, se basó en resultados de estudios de simulación conceptual realizados y de un proceso de comparación donde se relacionaron características similares a las que presentan otros yacimientos donde se han implantado de manera exitosa procesos AGA; esta etapa está suficientemente documentada en la memoria descriptiva del LIC, elaborada en Abril de 1998 y en estudios comparativos realizados [5,6]. Adicionalmente, la decisión de seleccionar el área estuvo influenciada por factores de índole operativo como el hecho de que el arreglo piloto estaría ubicado muy cerca de la planta compresora Lamargas y de facilidades de suministro de agua de inyección, factores operativos que incidieron dramáticamente en el ahorro de recursos (tiempo y dinero) para iniciar la prueba.
2. Los resultados de las pruebas de laboratorio se emplearon en un modelo de Simulación Numérica a escala piloto para refinar el cálculo de recobro esperado [7,8].
3. El modelo de simulación a escala piloto sirvió para diseñar el esquema de inyección de los sucesivos taponos de gas y agua. Luego se planificó la estrategia de monitoreo y los protocolos de muestreo de trazadores [9].

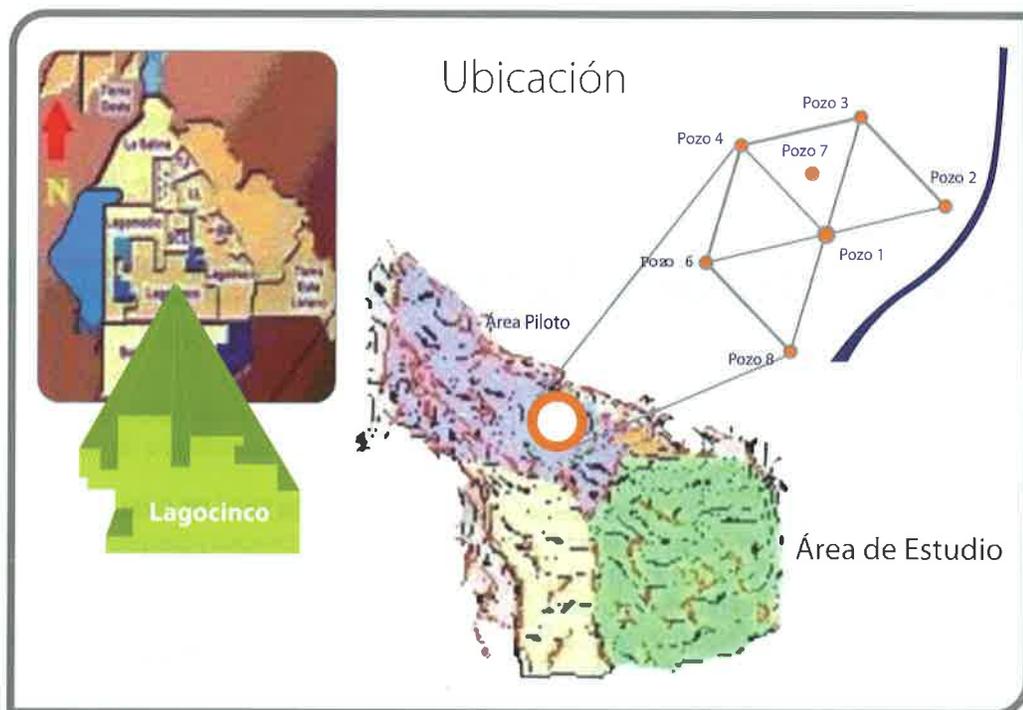


Fig. 4 Arreglo del piloto considerado en el LIC Lagocinco

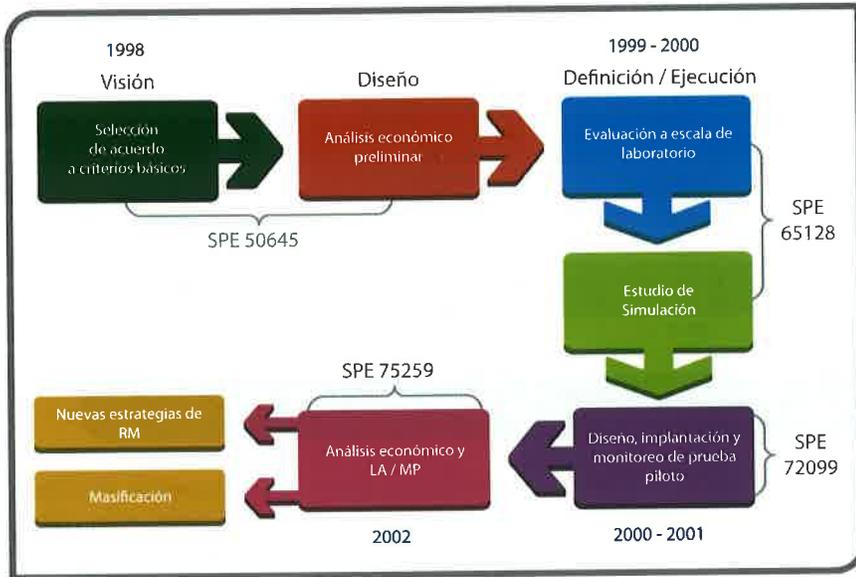


Fig. 5 Ciclo de evaluación y publicaciones del proceso AGA en el LIC Lagocinco

- La estrategia de monitoreo se orientó hacia la integración de resultados provenientes de la irrupción de trazadores químicos inyectados en cada bache de agua-gas, datos de producción de fluidos, registros de saturación, presión y temperatura [10]. Los resultados, además de ser utilizados para controlar y evaluar el proceso AGA, sirvieron para retroalimentar el modelo de simulación de manera de ajustarlo a medida que se realizaba la prueba.
- Finalmente, toda la experiencia, datos e información aportada por la Prueba Piloto fue superpuesta sobre un modelo de simulación numérica de todo el yacimiento, recibido por PDVSA Occidente en febrero de 2002. Como resultado, se obtuvieron predicciones de producción que fueron utilizadas para el análisis económico de la expansión del proceso AGA en áreas prospectivas del yacimiento seleccionado.

Reservoir Technologies (IRT) a solicitud de PDVSA Occidente. En ambos casos, puede observarse que con el AGA, optimizando completaciones, es en la predicción donde se obtienen los mayores acumulados de petróleo. Los resultados de comparar el incremento en producción con respecto al caso base de inyección de agua para cada una de las sensibilidades (Tabla 1) indican que la masificación del AGA en todo el yacimiento, es el proceso que lleva asociado un resultado mejor en cuanto al incremento de producción adicional con respecto al resto de los escenarios evaluados. Sin embargo, debido a las limitaciones existentes en el yacimiento para disponer de gas de inyección, así como de capacidad de compresión y manejo del gas natural para el proceso AGA, la inyección optimizada de agua es el proceso que luce más viable técnicamente para la continuación del plan de explotación del yacimiento. Por las razones antes mencionadas, la masificación del proceso AGA inmiscible con gas natural, en el yacimiento estudiado no luce viable; no obstante, gracias a la información recopilada durante la vigencia del LIC (registrada en informes técnicos, trabajos internacionales y un equipo técnico entrenado en actividades de laboratorio, simulación y campo) la Corporación cuenta con el "know-how" necesario para iniciar de inmediato un plan de explotación bajo esquema AGA en el yacimiento Naricual Superior del Campo Furrial en la región Oriental (bajo análisis de Estudios Integrados PDVSA Oriente). En el caso de la región Occidental se podría recurrir al nitrógeno como alternativa al gas natural debido a los problemas de disponibilidad de éste. Inyección optimizada de agua (ioa): AGA vs. IOA en un yacimiento de occidente. La inyección de agua en conjunto con la inyección de gas

RESULTADOS DE LA PRUEBA AGA EN EL ARREGLO PILOTO

Los resultados operacionales de la prueba piloto LIC Lagocinco (Fig. 6), indican que el proceso AGA funciona eficientemente, manteniendo controladas las irrupciones de agua y gas en los pozos productores y virviendo la tasa de declinación esperada en los mismos.

SIMULACIÓN PARA LA MASIFICACIÓN DEL AGA EN EL YACIMIENTO ESTUDIADO

En la Tabla 1 se muestran los resultados de la producción acumulada de petróleo que se obtuvieron para las dos sensibilidades evaluadas en el modelo a escala de campo del yacimiento seleccionado; dicho modelo fue elaborado por la empresa "International

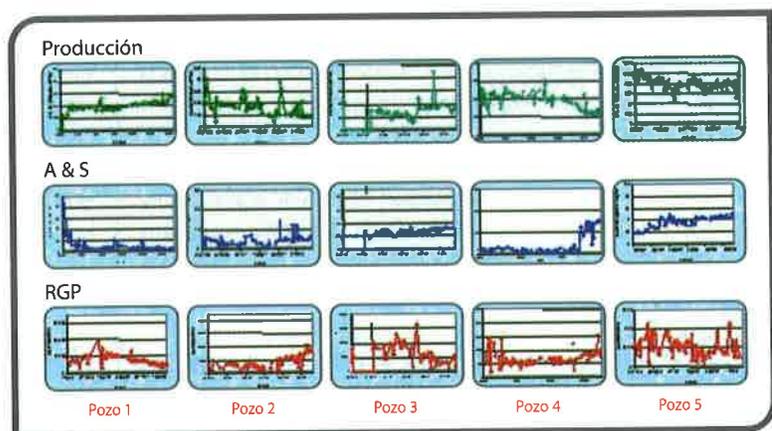


Fig. 6 Respuesta operacional de los pozos del arreglo piloto

Tabla 1. Comparación de las producciones finales obtenidas bajo los diferentes esquemas de explotación

SIMULACIÓN (2001 AL 2021)	Producción acumulada de Petróleo @ 20 años de predicción (MMBLS)	Incremento de producción acumulada de Petróleo @ 20 años con respecto al 28/02/2002 (MMBLS)	Incremento con respecto al caso base de Inyección de agua (MMBLS)
Caso base Iny. agua	575,30	30,13	
Caso base AGA	574,15	28,98	-1,15
AGA Optimizando completaciones	585,35	40,18	10,05
AGA sólo en cuatro arreglo óptimos	580,33	35,16	6,18
Iny. de agua Optimizando completaciones	582,56	37,39	7,26
	Prod. Acum. de Petróleo POES (MMBLS)	28/02/01 (MMBLS)	545,17 1590,77

es el método de recuperación idóneo para la fase posterior a la recuperación primaria. La inyección de agua posibilita el mantenimiento de la presión a los niveles requeridos para la explotación óptima del yacimiento y al mismo tiempo incrementa el factor de recobro al estimular la movilidad del petróleo hacia los pozos productores. En las etapas maduras de los proyectos de inyección de agua, antes de implementar cualquier otro proceso de recuperación mejorada, debe estudiarse la optimización del proyecto con lo cual siempre será posible incrementar el factor de recobro con un mínimo de inversión, haciendo económicamente atractiva cualquier actividad orientada con este fin. La optimización de proyectos de inyección de agua puede realizarse de muchas maneras. Normalmente se hace uso de modelos estáticos y dinámicos confiables, retroalimentados con información de producción, monitoreo, sísmica, etc.

Dichos modelos son utilizados para identificar las zonas prospectivas del yacimiento, aquellas donde se han dejado considerables acumulaciones de crudo no movilizado, por no haber sido contactado o desplazado durante la inyección de agua original. Para ilustrar este interesante aspecto se presenta a continuación un estudio de inyección optimizada de agua (IOA) realizado mediante sensibilidades con un modelo de simulación numérica. Este estudio es un subproducto del estudio de factibilidad técnica económica de la masificación AGA realizado para el yacimiento analizado (Fig. 7).

Para evaluar el proceso IOA en el yacimiento seleccionado, se empleó un modelo de simulación "Black Oil" elaborado y cotejado por la empresa IRT [12]. El modelo de simulación fue actualizado y cotejado históricamente hasta febrero de 2002. Se realizó un estudio detallado de las zonas más "prospectivas" desde el punto de vista petrofísico, tomando en cuenta la permeabilidad, porosidad, espesores netos de arena, así como las saturaciones remanentes de petróleo en cada una de las 30 capas del modelo de simulación; descartando las zonas invadidas por el agua. Siguiendo esta metodología se llegó a una selección de 5 áreas prospectivas.

Una vez establecidas las zonas más prospectivas en todo el yacimiento, se identificaron los pozos completados en éstas y el estado de producción de los mismos (abierto, cerrado, tasa de petróleo, corte de agua, etc.), con la finalidad de



Fig. 7 Esquema del planteamiento de nuevas estrategias de explotación, a partir de la evaluación de los resultados de la Prueba Piloto AGA en el LIC Lagocinco

identificar puntos de drenaje. Posteriormente, se simuló la optimización mediante un esquema de recompletaciones [20].

RESULTADOS

Como resultado del esquema de recompletaciones realizadas en los pozos en el modelo de simulación, se observó en cada uno de ellos un incremento importante en la producción acumulada de petróleo. Como ejemplo, en la Fig. 8 se muestran los intervalos originales en los cuales estaba completado un pozo del yacimiento estudiado y los nuevos intervalos en los cuales fue completado luego de haber realizado el estudio detallado de saturación de agua, saturación de petróleo, saturación de gas, espesores de arena neta, etc, en los alrededores del pozo. Así como corte de agua y tasa de petróleo en cada uno de los intervalos abiertos a producción en el pozo.

Los resultados de la producción acumulada de petróleo del pozo considerado hasta 20 años de predicción muestran un incremento de aproximadamente un millón de barriles en la inyección optimizada de agua con respecto al caso base de inyección de agua. De los resultados obtenidos (Tabla 1), se puede ver que es el caso AGA con completaciones optimizadas el que ocuparía el segundo lugar en cuanto a acumulados de petróleo. Es importante mencionar que el yacimiento se encuentra con saturaciones de agua en

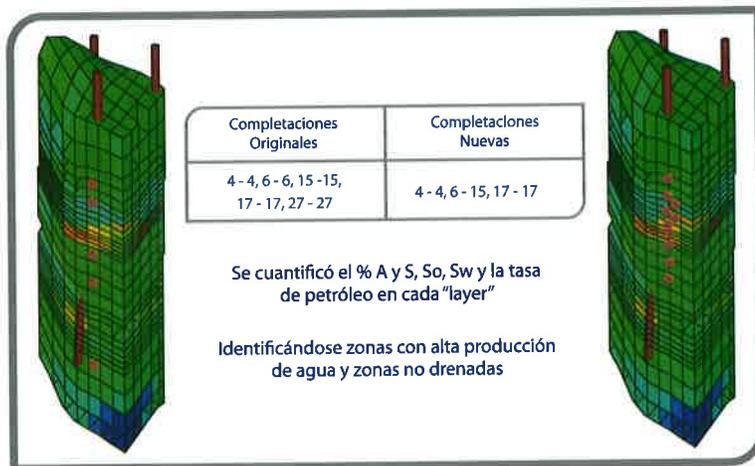


Fig. 8. Completaciones originales del pozo de seleccionado y recompletaciones realizadas para optimar su producción

el orden de 45 al 70% llegando hasta 100% en algunas zonas de las capas más profundas, de acuerdo con el modelo de simulación, lo cual se traduce en saturaciones de petróleo cercanas a las residuales, todo esto debido a la inyección de agua por flanco que históricamente se ha venido implementando en el yacimiento. Como reflejo de lo descrito anteriormente en el yacimiento se observa un corte de agua promedio del 50%.

El proceso de IOA en el yacimiento estudiado, luce como una alternativa práctica y económica para prolongar la vida del yacimiento (8 años en el mejor de los casos) mientras se define un esquema de recuperación mejorada que posibilite reducir la saturación de crudo residual al agua; éste podría ser un proceso químico que, en un horizonte de ocho años, podría ser económicamente factible de acuerdo en el precio del petróleo para ese momento.

TECNOLOGÍAS EN FASE DE DESARROLLO

Emulsiones para mejorar relación de movilidad e incrementar factor de recobro. Una emulsión es una dispersión de dos líquidos inmiscibles, la cual se mantiene estabilizada por la adición de un agente tensoactivo (surfactante). Un parámetro importante a considerar para explicar el efecto de una emulsión en un proceso de recuperación de petróleo mediante inyección de emulsiones es la influencia de la relación de movilidad sobre el factor de recobro. La razón de movilidad (M) se define como la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado:

$$M = \frac{K_w(S_o)\mu_o}{K_o(S_w)\mu_w}$$

donde $K_w(S_o)$ es la permeabilidad efectiva al agua a la saturación promedio de crudo delante del frente, $K_o(S_w)$ es la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación promedio del agua detrás del frente, y μ_w , μ_o son las viscosidades del agua y el crudo respectivamente. La eficiencia de los procesos de desplazamiento depende entre otros factores

de la relación de movilidad entre los fluidos involucrados. Si ésta es menor que uno, el fluido desplazante es menos móvil que el desplazado y se tendrá un desplazamiento estable con alta eficiencia de barrido.

Estudios preliminares demostraron que la Orimulsión® en su primera versión, llamada Orimulsión-100®, puede ser inyectada en un medio poroso y mejorar el desplazamiento del petróleo, incrementando el factor de recobro.

Es así como se inició a escala de laboratorio, el estudio del comportamiento del flujo de esta emulsión en un medio poroso y la evaluación del efecto de algunas de sus propiedades (diámetro promedio de gota y relación crudo extrapesado/agua, RCA) sobre la permeabilidad del medio y la salinidad del agua de formación. Los resultados demostraron que el comportamiento de la

emulsión se ajusta a la predicción del modelo de filtración de Soo y Radke [14].

En el año 2002 se propuso un estudio básico con el fin de formular emulsiones potenciales que pudiesen ser empleadas como método de recuperación mejorada. De esta forma, se evaluaron emulsiones de Crudo Carabobo en agua estabilizada con mezclas de surfactantes naturales y sintéticos, mejor conocida como Orimulsión-400®. Simultáneamente con este estudio, se inició una investigación para formular emulsiones empleando crudos provenientes de la zona de Occidente del país, seleccionando un crudo pesado, que posee propiedades de acidez y gravedad API semejantes al Crudo Carabobo (petróleo proveniente del Oriente del país utilizado para formar la Orimulsión®). Con el crudo seleccionado se formularon algunas de las generaciones de Orimulsión (100, 200 y 400) sin mayores problemas, nace así el interés de emplear este crudo para formar la más reciente formulación de Orimulsión®, cuyas propiedades, estabilidad y costos de producción supera a las otras [15].

La Orimulsión®400 es una mezcla de tridecanol polietoxilado y surfactantes naturales activados con aminas [15], es decir, una mezcla de surfactantes no-iónicos e iónicos. Estas mezclas han sido utilizadas para producir emulsiones aceite/agua (O/W) estables [16,17] y encontrar formulaciones óptimas en sistemas crudo/surfactante/agua. Una vez formulada la emulsión se determinó su estabilidad con la temperatura y tiempo de almacenamiento.

Los resultados de los estudios de estabilidad de las emulsiones en función de la salinidad se muestran en la Fig. 9, se puede observar que todas las emulsiones son estables. El estudio de la estabilidad con la temperatura demostró que las emulsiones diluidas son estables a 60 y 80 °C, el diámetro promedio de gota y la curva de distribución durante 30 días de almacenamiento permanecieron sin cambios. Estos resultados sustentan la potencialidad de estas emulsiones para ser inyectadas en un medio poroso, con la finalidad

de usarlas como método de recuperación mejorada. Una vez formulada la emulsión se realizaron pruebas de desplazamiento en muestras de Berea para determinar el factor de recobro de un crudo mediano. Inicialmente se evaluó el comportamiento de la emulsión (estabilidad) cuando ésta fue inyectada en el medio poroso, con el fin de

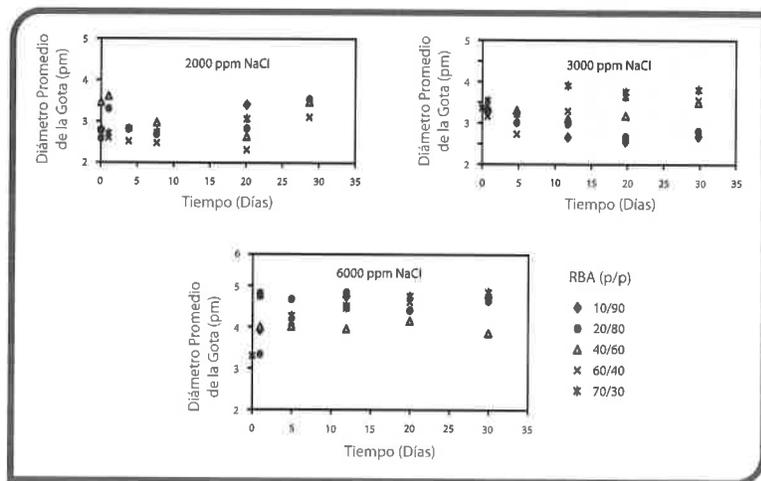


Fig. 9 Estabilidad de las emulsiones con la salinidad, medida mediante la variación del diámetro promedio de gota en función del tiempo de almacenamiento

conocer si las condiciones experimentales de formulación y formación de las emulsiones de Crudo Carabobo en agua estabilizadas con la mezcla surfactante Intan-200/Intan-300, eran las más adecuadas para desplazar la emulsión a través de la muestra sin originar cambios apreciables en la permeabilidad.

Posteriormente, se realizaron pruebas de laboratorio para simular un proceso de recuperación de petróleo utilizando la emulsión evaluada, para determinar la factibilidad de ser empleada como método de recuperación mejorada. Se determinó la relación óptima crudo/agua de la emulsión a ser inyectada, resultando una RCA de 55/45 p/p. Los gradientes de presión obtenidos evidencian la presencia de efectos de presurización local dentro de la muestra, alcanzándose un porcentaje de recobro adicional del 25%, que se atribuye a la inyección de la emulsión. Los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento indican que se produce un recobro adicional de crudo que aumenta a medida que se incrementa la concentración de la emulsión, por ejemplo para una RCA 30/70 se obtiene un porcentaje de recuperación de 16% y para una RCA 40/60 el recobro asociado es del orden de 21%. En todos los casos estudiados se obtiene que la cantidad de crudo recuperado aumenta a medida que se incrementa la concentración de la emulsión.

El hecho de que la caída de presión aumente con la concentración de la emulsión (RCA), sugiere que la cantidad de gotas de crudo (de la emulsión) retenidas en el medio poroso es mayor, a medida que la RCA de la emulsión aumenta.

Una hipótesis para explicar porque la cantidad de crudo recuperado aumenta con la concentración de la emulsión es: Cuando la emulsión es más concentrada hay mayor cantidad de gotas de bitumen atrapadas en las gargantas de poro, originando un bloqueo selectivo más efectivo de canales de alta permeabilidad, de esta forma se facilita el flujo de

agua a través de canales de baja permeabilidad no invadidos con anterioridad, lo que aumenta la eficiencia de barrido y, finalmente, la cantidad de crudo recuperado.

La viscosidad de las emulsiones es mayor a medida que éstas son más concentradas, por lo que se espera que la disminución de la movilidad de la emulsión proporcione una mejor eficiencia de desplazamiento y volumétrica de barrido, si ésta actúa como parte del fluido desplazante. Los valores de relación de movilidad fueron estimados, tomando como base valores promedio obtenidos para K_{ro} y K_{rw} en las pruebas de desplazamiento y los valores reales de la viscosidad del crudo y de la emulsión.

En la Fig. 10 se muestra la variación de la relación de movilidad en función de la concentración de las emulsiones utilizadas. La relación de movilidad se hace menor con el aumento de

concentración de la emulsión. La relación de movilidad para la emulsión con RCA 40/60 p/p es la más baja (muy cercana a uno), condición que puede ser favorable para el fluido desplazado, este hecho puede contribuir a explicar porque el recobro aumentó drásticamente cuando se utilizó esta emulsión más concentrada.

Sobre las observaciones realizadas, se puede afirmar que el proceso de recuperación mejorada mediante inyección de emulsiones es un proceso que se vislumbra como una alternativa frente a otros métodos, por cuanto se ha demostrado que aumenta significativamente el factor de recobro del crudo (23% adicional sobre S_{or}).

MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD

La búsqueda de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo, a ser aplicadas en yacimientos que hayan sido sometidos a esquemas de recuperación secundaria mediante inyección de agua o gas, se justifica por el hecho de que aproximadamente el 50% del crudo en sitio permanece atrapado en el yacimiento debido, entre otros factores, a condiciones adversas de mojabilidad.

La mojabilidad de un yacimiento, es decir, la afinidad de la roca por el agua o el crudo y su importancia en procesos de desplazamiento ha sido objeto de gran número de estudios [18]. Sin embargo, muchos aspectos de esta propiedad no son bien entendidos y actualmente siguen siendo el objeto de numerosas investigaciones.

Las fuerzas interfaciales que actúan durante un proceso de desplazamiento con agua originan el entrapamiento

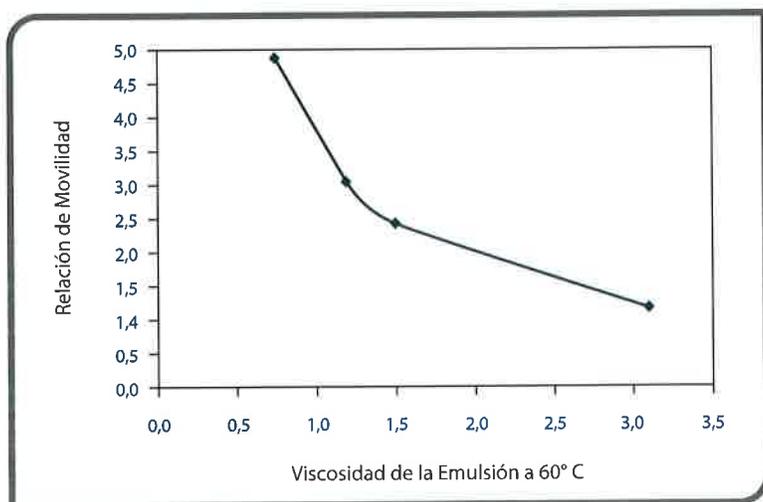


Fig. 10 Relación de movilidad de la emulsión en función de la concentración

de grandes cantidades de crudo residual en las zonas barridas. En las últimas décadas se ha dado gran importancia a la recuperación de este petróleo a través de la introducción de nuevos métodos de recuperación en los cuales la interfaz es eliminada, como en el caso de los procesos miscibles, o la tensión interfacial se disminuye drásticamente, como en el caso de la inyección de surfactantes. Sin embargo, tales procesos llevan asociados altos costos por la naturaleza del fluido de inyección o el surfactante. De allí la necesidad de desarrollar un proceso de recuperación económicamente viable.

Una alternativa a la eliminación de la interfaz es entender el fenómeno superficial que ocurre en este proceso y así manipularlo con el fin de aumentar la eficiencia de recuperación. Se requiere por lo tanto entender los mecanismos que definen el carácter de mojado de una superficie mineral, para ajustar de manera favorable la mojabilidad, a través de la adición de pequeñas cantidades de aditivos químicos de bajo costo al agua de inyección. El primer paso en el desarrollo de una tecnología para mejorar el factor de recobro mediante alteración de la mojabilidad de la roca, es la determinación del efecto de esta propiedad sobre el desplazamiento de fluidos en sistemas agua/petróleo/roca con mojabilidad característica. La Fig. 11 muestra la relación existente entre la mojabilidad de rocas de yacimiento determinadas mediante la prueba convencional de Amott-Harvey, donde la propiedad se cuantifica a través de índices de mojado al agua o al crudo [19], y el porcentaje de recuperación de petróleo cuantificado a través de pruebas de desplazamiento donde se simula un proceso de recuperación mediante inyección de agua. Se observa que el porcentaje mayor de recobro está asociado a rocas que exhiben una condición de mojado intermedio.

De acuerdo a este resultado, si existiese algún mecanismo mediante el cual se pueda modificar la mojabilidad de la roca hacia la condición óptima (mojado intermedio), entonces se tendría una nueva tecnología para diseñar aguas de inyección que garanticen un aumento en el factor de recobro. Estudios básicos realizados en Intevep proporcionan evidencia cuantitativa del mecanismo que define el carácter de mojado al petróleo de las rocas de yacimiento [20,21]. Se ha demostrado que la adsorción química del material orgánico sobre la superficie de los poros es el proceso responsable de inferir dicha condición de mojado a la roca [22]. Este resultado se fundamenta en la existencia de una fuerte correlación entre el contenido superficial de carbono (C) y silicio (Si) orgánico, determinado mediante técnicas analíticas de superficie

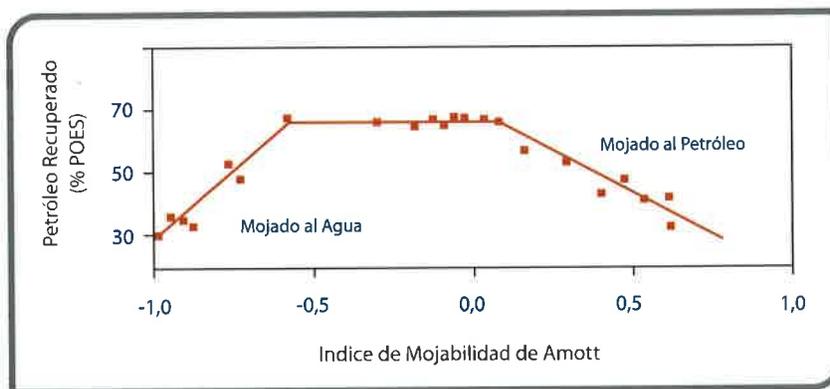


Fig. 11 Relación existente entre la mojabilidad de rocas y el porcentaje de recuperación de crudo mediante el proceso de inyección de agua

[22], sobre la superficie de los poros y la mojabilidad de la roca como se ilustra en la Fig. 12. La correlación entre el contenido de carbón orgánico (C-H) superficial y el índice de mojabilidad convencional (determinado a través de la prueba de Amott-Harvey [22]) permite clasificar las superficies minerales como: i) fuertemente mojada al crudo: $C-H \geq 50\%$, ii) débil al crudo: $49\% \geq C-H \geq 37\%$, iii) mojado intermedio: $36\% \geq C-H \geq 25\%$, iv) débil al agua: $24\% \geq C-H \geq 19\%$ y v) fuertemente mojada al agua $C-H \leq 18\%$.

El hecho de atribuir la condición de mojado al crudo a la presencia de cadenas orgánicas ancladas mediante adsorción química a la superficie mineral, ha permitido emplear compuestos orgánicos (silanos) para alterar la mojabilidad a escala de laboratorio en muestras de roca [22].

El mecanismo de adsorción química sobre una superficie mineral depende a su vez de numerosos factores tales como presión, temperatura, composición y cantidad de fluidos presentes, mineralogía de la superficie, su carácter energético, pH, presencia de iones, etc., de allí la complejidad a escala microscópica de las interacciones roca-fluido que

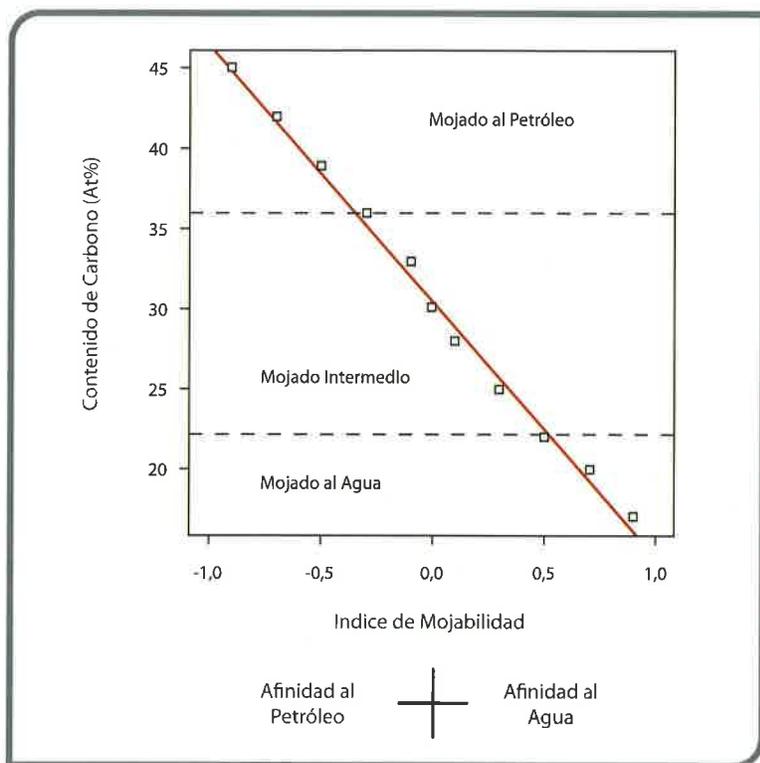


Fig. 12 Correlación entre el contenido de carbón orgánico superficial y la condición de mojado de rocas de yacimiento

se manifiestan a través de la propiedad de mojado. Las pruebas de adhesión de crudos sobre sustratos minerales en presencia de agua de formación permiten caracterizar la mojabilidad de las superficies y evaluar el impacto de parámetros fisicoquímicos del medio. En particular, estas pruebas han sido exitosas para determinar el efecto de la fisicoquímica de aguas de inyección sobre la mojabilidad de roca, por lo cual pueden ser empleadas en el diseño de tales aguas, a fin de optimar el recobro de petróleo en procesos de inyección de agua. La adhesión de un crudo sobre un mineral en presencia de agua depende de la estabilidad

de las películas de agua que se formen entre el crudo y la superficie. Éstas, a su vez, dependen del pH, concentración iónica, presencia de iones multivalentes (aun en pequeñas cantidades), etc [23].

Mediante las pruebas de adhesión se obtienen mapas (pH, salinidad del agua, comportamiento de adhesión), los cuales establecen claramente la existencia de un pH de transición que separa la zona de adhesión permanente, donde el sustrato exhibe mojabilidad fuerte a la fase oléica, de una zona de no adhesión, en la que el sustrato exhibe mojabilidad fuerte al agua (Fig. 13). Los resultados que se obtienen de la prueba de adhesión permiten utilizar estos experimentos sencillos para el diseño de aguas de inyección con el fin de alterar la mojabilidad de yacimientos a favor de un mayor recobro o, que simplemente, la preserve en aquellos casos donde sea óptima. Como primera fase en el desarrollo de la tecnología propuesta, se planteó la formulación de un fluido base agua, el cual trata fundamentalmente de un material de cubrimiento de baja toxicidad y alta biodegradabilidad, que denominamos "Fluido Modificador de Mojabilidad (FMM)" que puede ser empleado para alterar de manera permanente la condición de mojado de una

superficie mineral.

La evaluación del efecto del fluido sobre la mojabilidad de la superficie de la roca se realiza en un simulador físico de desplazamiento a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, que permite simular procesos de inyección de agua (recuperación secundaria) y determinar el factor de recobro de crudo. Resultados preliminares indican que la formulación permite controlar la mojabilidad de la superficie de los poros de muestras de roca, cuya condición de mojado pasó de mojado al agua a mojado intermedio, alcanzando

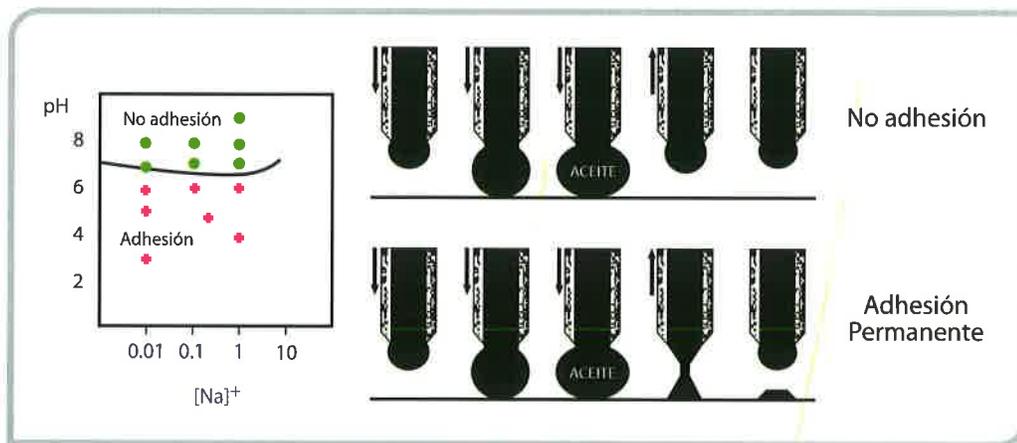


Fig. 13 Mapa de adhesión de un crudo venezolano en función del pH y la concentración de iones

así la condición que optimiza el recobro de crudo, como se muestra en la Fig. 14 para dos rocas provenientes de un mismo pozo. Actualmente, se trabaja en una etapa dirigida a optimar el método para alterar la mojabilidad de rocas mojadas fuerte al crudo, sin alteración de la permeabilidad y porosidad. Es conveniente resaltar la importancia estratégica que tiene para la corporación el disponer de formulaciones que alteren la mojabilidad de la roca incrementando el factor de recobro.

agua y gas. Se requiere así una adecuada caracterización del yacimiento, un modelo dinámico que reproduzca el comportamiento de producción y equipos multidiciplinarios de trabajo que estudien el problema de manera integrada y planteen soluciones con sentido estratégico a mediano y largo plazo.

3. Las tecnologías en desarrollo permiten establecer que: Es factible producir emulsiones estables de crudo pesado empleando la Orimulsión®-400. La formulación

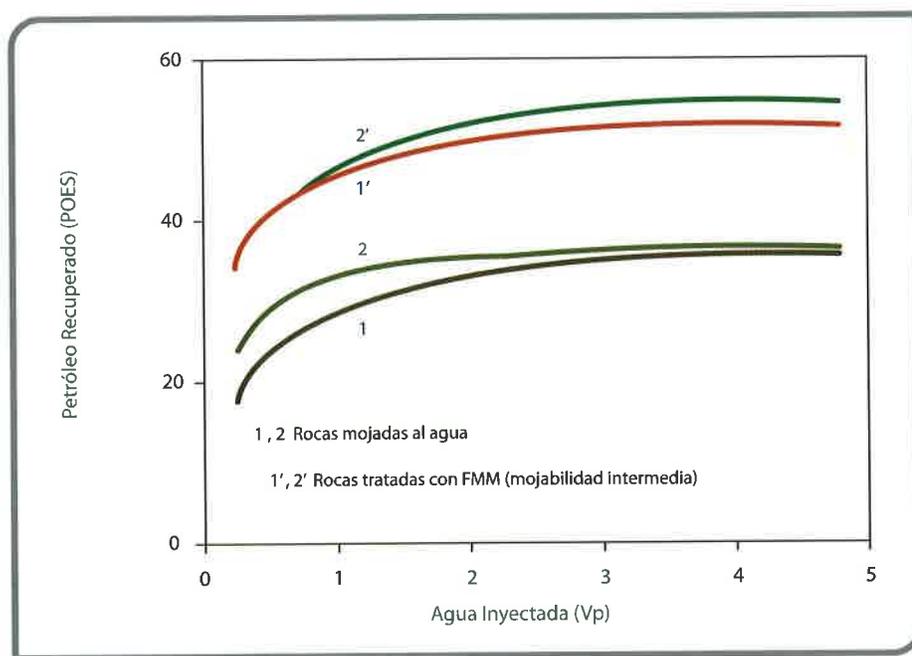


Fig. 14 Efecto del cambio de mojabilidad en una arena inicialmente mojada al agua y que mediante la acción del "Fluido Modificado de mojabilidad" (FMM) se llevó a mojabilidad intermedia sobre el recobro de petróleo en un proceso de inyección de agua

CONCLUSIONES

En relación con las tecnologías en fase de evaluación:

1. La prueba piloto AGA realizada en el LIC Lagocinco demostró que la tecnología es efectiva para incrementar el factor de recobro y controlar los frentes de desplazamiento con gas y agua. Aún cuando su masificación no luce atractiva en el yacimiento estudiado, debido a su grado de madurez y escasez de gas natural en la región Occidental del País, la prueba piloto generó suficiente información para acelerar la implantación del AGA en yacimientos del Norte de Monagas (Naricual Superior en Furrial, Carito Norte) donde la disponibilidad de gas y el grado de madurez en la explotación del área hace muy atractiva su aplicación.
2. Una de las mejores opciones para incrementar el factor de recobro en la mayoría de los yacimientos de la Corporación, independientemente de su grado de madurez, está en la revisión inmediata de los planes actuales de explotación con el objetivo de optimizar los esquemas de recuperación mejorada en sus etapas de

desarrollada presenta alto potencial para ser usada como método de recuperación mejorada, ya que son estables bajo condiciones usuales de temperatura y almacenamiento. La eficiencia de la emulsión es mayor cuando se incrementa la relación crudo/agua (RCA) desde 10/90 hasta 40/60 (p/p). El factor de recobro atribuido a la inyección de la emulsión es de 23%.

4. Se demostró la factibilidad de emplear formulaciones químicas de bajo costo para alterar la mojabilidad de la superficie de la roca optimizando el recobro de crudo en procesos de inyección de agua. Esta tecnología se vislumbra como una posibilidad rápida y de bajo costo, para mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo en yacimientos que han sido sometidos a procesos de recuperación secundaria mediante inyección de agua o gas.

REFERENCIAS

1. Lake, L. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Inc. USA. 1989, 550 pp.

2. Memoria Técnica Primer Encuentro Técnico de PDVSA Exploración y Producción. 3-5 jun., 1998, Caraballeda, Venezuela.
3. Rivas, O. Research and Development on Enhanced Oil Recovery Methods at Intevep, S.A. *Revista Técnica Intevep*, 10(1): 93-112, 1990.
4. Mogollón, J. L. Improved Oil Recovery R&D at PDVSA-INTEVEP in the Period 1996-2000. *Visión Tecnológica*, 8(1): 9-18, 2000.
5. Sánchez N.; Gordon M.; Manrique E.; Contreras N. Seminario Internacional Sobre Tecnología de Inyección Alternada de Agua y Gas (AGA), Tomos I y II, MAR-EP-168,97 IT, 1997.
6. De Mena, J.; Chacartegui, R.; Escorcía, F.; Hernández, E.; Molina, A.; Padrón, R.; Ramírez, L.; Saputelli, L.; Zubizarreta, J.; Urdaneta, J.; Hernández, T. Memoria Descriptiva del Laboratorio Integrado de Campo Lagocinco, Yac. C-2/VLE-305 (Bloque V, Lamar, Lago de Maracaibo), EP-054 IT, abr. 1998.
7. Samán, A. Equipo de Trabajo de LIC Lagocinco. Proyecto de Inyección AGA Lagocinco. Reporte IT-OC-2001-390,CE, jun. 2001.
8. Surguchev, L.; Eilertsen, T.; Norvik, H. AGA Study for VLE-305 Pilot Lagocinco Field, PETEC Software & Services AS. Stavanger Noruega, 415.5/224913. Final Report, dic. 1999.
9. Kåre, V.; Ebeltoft, E.; Eilertsen, T.; Surguchev, L. Lagocinco AGA Pilot Laboratory Experiments and Simulations", PETEC Software & Services AS. Stavanger Noruega. Final Report, mar. 2002.
10. Performance of Jay/LEC Fields Unit Under Mature Waterflood and Early Tertiary Operations. E.P. Langston, SPE, Exxon Co. U.S.A.; J.A. Shirer, SPE, Exxon Co. U.S.A. SPE 11986.
11. Proyectos Integrados Gerencia Técnica Occidente PDVSA EPM, Informe de Progreso LIC Inyección AGA Lagocinco, Ediciones Trimestrales 2000-2001.
12. Alvarez, C.; Manrique, E.; Alvarado, V.; Samán, A.; Surguchev, L.; Eilertsen, T. AGA pilot at VLE-field and IOR Opportunities for Mature Fields at Maracaibo Lake, SPE-72099, Octubre 2001.
13. International Reservoir Technologies, IRT Inc. Presentación de los resultados del Estudio de Simulación al C2 VLE-305, Realizada por Personal de IRT para PDVSA Occidente en el primer trimestre del año 2002.
14. Soo, H.; Radke C. J. A Filtration Model for the Flow of Dilute, Stable Emulsions in Porous Media-I. Theory. *Chem. Eng. Sci.*, 41(2): 263-265, 1986.
15. Rivas, H.; Gutiérrez, X.; Cardenas, A.; Morles, A. Natural Surfactant Activated with Amines and Ethoxylated Alcohol. U.S. Patente N° 5,792,223, 1998.
16. Rosen, M. Surfactants and interfacial phenomena. Molecular interactions and synergism in mixtures of two surfactants. Wiley, second edition, Cap 11, pp 393-422. Solomons, T. W. G., "Química Orgánica", Editorial Limusa S. A., México, 1981.
17. Stalidis, G.; Avranas, A.; Jannakoudakis, D. Interfacial Properties and Stability of Oil-in-water Emulsions Stabilized with Binary Mixture of Surfactants. *J. Colloid interface. Sci.* 135:2-7, 1990.
18. Araujo, M.; Araujo, Y. C. Nuevas Técnicas para Caracterizar Interacciones Roca-Fluido. *Visión Tecnológica*, 18(1): 19-30, 2000.
19. Toledo, P. G.; Araujo, Y. C.; León, V.; González, H. Y. Sobre la Interpretación del Índice Amott-Harvey de Mojabilidad de Rocas de Yacimiento. *Visión Tecnológica*. 2(2): 41-42, 1995.
20. Araujo, Y. C.; Toledo, P. G.; León, V.; González, H. Y. Wettability of Silane-Treated Glass Slides as Determined from X-ray Photoelectron Spectroscopy. *J. Colloid Interface Sci.* 176: 485-490, 1995.
21. Toledo, P. G., Araujo, Y. C., León, V. Wettability of Oil-Producing Rocks as Determined From X-Ray Photoelectron Spectroscopy. *J. Colloid Interface Sci.* 183: 301-310, 1996.
22. Woodruff, D. P.; Delchar, T. A. Modern Techniques of Surface Science. Cambridge University Press, NY, 1998.
23. Araujo, Y. C.; Toledo, P. G. Structure of Silane Films and Their Adhesion Properties. Material Research Society Symp. Proc. 407: 325-330, 1996.

ARTÍCULO

(†) Eduardo Casanova
Universidad Central de Venezuela y
Asesor PDVSA



POTENCIAL PETROQUÍMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE TIOSULFATO DE POTASIO Y UREA FOSFATO Y SU EVALUACIÓN AGRONÓMICA EN LA PRODUCCIÓN DE UVAS (*Vitis vinífera* L.) EN EL ESTADO LARA, VENEZUELA

El petróleo pesado que se produce en la Faja Petrolífera del Orinoco requiere de procesos de eliminación del azufre entre los cuales ha sido propuesto por PDVSA Intevep uno en particular, en el que los gases de la incineración se combinan con H_2S (sulfuro de hidrógeno) y NH_3 (amoníaco) para producir el fertilizante líquido tiosulfato de amonio. Por otro lado, en Venezuela existen 70.000 hectáreas (ha) bajo riego a presión y esta superficie pudiera duplicarse, si se cumplen los planes agrícolas de iniciar la ampliación del área bajo riego en los próximos años. Los cultivos con mayor superficie en riego presurizado, con especial énfasis en riego por goteo, son la caña de azúcar, los bananos y las uvas. Esta superficie representa una gran posibilidad para el manejo de los fertilizantes a través de los sistemas de riego, definido como fertirrigación. En virtud de ello, en este trabajo se analiza el potencial que existe en Venezuela para la producción de fertilizantes a ser usados en los sistemas de riego con particular referencia al Tiosulfato de Potasio (TSK) a partir del Tiosulfato de Amonio (TSA); y Urea Fosfato (UF) y presenta los resultados de evaluaciones agronómicas en viñedos de Altagracia, estado Lara. Los resultados indican que existen buenas oportunidades para la petroquímica nacional de producir UF, TSA y TSK y en las evaluaciones agronómicas realizadas en las dos variedades de uva usadas (Chenin Blanc y Sauvignon, blancas) se demostró las ventajas de la aplicación de fertilizantes líquidos en especial en su manejo y aplicación y la obtención de las mejores concentraciones de nitrógeno, fósforo y potasio en el tejido foliar y los mejores pesos de racimo, número de racimos y rendimientos en los tratamientos con TSK y de la combinación de TSK con UF.

PETROCHEMICAL POTENTIAL TO PRODUCE POTASSIUM THIOSULFATE AND UREA PHOSPHATE AND THEIR AGRONOMIC EVALUATION ON GRAPES (*VITIS VINÍFERA* L.) PRODUCTION, ON LARA STATE, VENEZUELA

The heavy oil produced at the Orinoco Oil Belt requires of a process proposed by Intevep to transform the contaminants in the residual fuel oil into useful products and where the flue gas from the combustion is combined with H_2S and NH_3 to produce the liquid fertilizer ammonium thiosulphate. In Venezuela, there are 70.000 hectares (ha) under pressure irrigation and this area could be doubled, if the agricultural plans for increasing the irrigation area in the next years, are accomplished. The crops with the higher surface under pressure irrigation, especially drip irrigation, are sugar cane, bananas and grapes. This surface represents a great potential for the management of fertilizers using the irrigation system (Fertirrigation). In this paper we present the potential in the country for the production of fertilizers to be used in fertirrigation with special reference to potassium thiosulphate (TSK) using ammonium thiosulphate (TSA) as a source, and urea phosphate (UF), compared to the potassium sulphate and the traditional farmer application, using two grapes varieties (Chenin Blanc and Sauvignon, white). There are good opportunities for the national fertilizer company to produce TSK, TSA and UF. The agronomic evaluation shows the advantages of the liquid fertilizer application, especially in the management and application in the field using the drip irrigation system. The best concentration values in the leaf tissue, at the veraison growth stage, of nitrogen, phosphorus and potassium, and the best weight of fruits bunch, bunch amount and fruit yields were obtained with the treatments of TSK or combination of TSK and UF.

El petróleo pesado que se produce en la Faja Petrolífera del Orinoco requiere de procesos de eliminación del azufre entre los cuales ha sido propuesto por PDVSA Intevep uno en particular bajo el nombre de HDH® (Fig.1) [1-4]. Se trata de un proceso para la conversión de residuos provenientes de crudos pesados a través de la ruta de adición de hidrógeno.

El residuo de vacío (500 oC) se mezcla con un catalizador natural de bajo costo y luego ésta mezcla es puesta en contacto con H_2 en los reactores, normalmente son tres reactores conectados en serie. En estos reactores, se obtienen diferentes tipos de destilados los cuales son separados en caliente y luego enviados a una unidad de hidrotratamiento, después de haber sido condensados

y los gases livianos eliminados. El catalizador gastado y el residuo no convertido del fondo del separador caliente, son enfriados, despresurizados y enviados a una etapa de separación del catalizador, con el objeto de recuperar un residuo de alta calidad y libre de sólidos.

El catalizador gastado se incinera en un horno de lecho fluidizado y luego es enviado a la industria metalúrgica. Los gases de la incineración se combinan con H_2S y NH_3 producidos en la sección de hidroconversión, con el objeto de producir el fertilizante líquido tiosulfato de amonio el cual es también materia prima para la producción de otro fertilizante líquido como es el tiosulfato de potasio (TSK). Shrestha et al., [1] señalan que desde el punto de vista ambiental, operacional y de infraestructura, este proceso

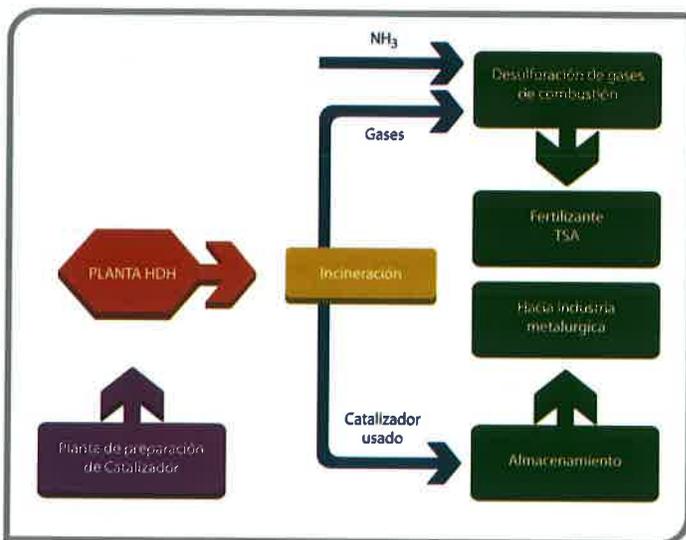
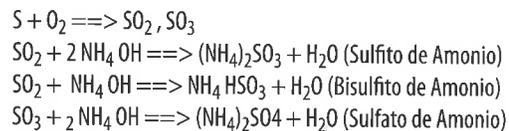


Fig. 1 Proceso de desulfuración (HDH[®]) del petróleo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco propuesto por PDVSA Intevep [1]

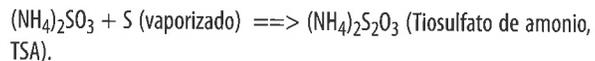
es el más adecuado para la desulfuración de los gases de incineración del proceso HDH[®]. Este proceso HDH[®] tiene una gran importancia para la corporación petrolera del país pues de no buscar el uso de este subproducto en el área agrícola y otras áreas de interés; tales como: recuperación de oro y plata de minas, agente reductor de la plata en la industria fotográfica, componente de fabricación de catalizadores, tratamiento de desechos cloacales y de desechos sólidos con celulosa, componente de detergentes granulares; se generaría un enorme pasivo ambiental en función de las grandes reservas de petróleo pesado que se describen más adelante. Una solución adicional al problema ambiental es llevar el subproducto a S elemental lo cual tendría la ventaja que puede almacenarse sin riesgo de parar la conversión profunda de HDH[®].

Las ventajas del proceso HDH[®] cuando son comparadas con otras tecnologías, han sido descritas por Marzin et al [2]: uso de catalizadores de bajo costo y de gran actividad que operan bajo presión moderada y alta tasa de niveles de conversión de residuos, un estado de separación catalítica que mejora la recuperación de productos líquidos, la flexibilidad de procesar insumos de diferentes reactividades en un rango de 90 a 97 % de conversión, alto rendimiento y calidades de los productos destilados líquidos, la recuperación del catalizador usado con metales pesados a través de la combustión de los contaminantes y de uso en la industria metalúrgica, la reacción de subproductos gaseosos como H₂S, SO₂ y NH₃ en tiosulfato de amonio y un fertilizante líquido comercializable hacia los cultivos bajo riego en Venezuela como fuente de nitrógeno y azufre.

Dado que existen otras opciones en la industria petroquímica que producen S elemental como subproducto sólido (planta Claus, unidades de aminas, flakes), Silva [5] reportó que es posible producir tiosulfato de amonio a partir de S elemental de acuerdo a las siguientes reacciones fundamentales:



A partir del sulfito de amonio se puede producir tiosulfato de amonio de acuerdo a la siguiente reacción:



Bajo la condición de las reacciones mencionadas el S elemental se convertiría en un "commodity" que vía TSA lo convierte en un "specialty" con múltiples usos. La Faja Petrolífera del Orinoco posee la mayor concentración de recursos de petróleo pesado del hemisferio [6] donde se estiman reservas de 275 mil millones de barriles y de acuerdo a Marzin et al. [2], los crudos pesados en los próximos años aumentarán su participación en la cesta de refinación debido a la disminución de las reservas de crudos medios y livianos.

A partir del TSA y a través de un proceso con el uso de una resina de intercambio propuesto por Intevep [4], se puede producir TSK de acuerdo a la siguiente reacción:



El proceso petroquímico antes mencionado y el uso del subproducto como fertilizante líquido, representan una respuesta de la Corporación Petróleos de Venezuela a las recientes demandas por un ambiente más limpio y al reto de regulaciones ambientales más severas.

LOS FERTILIZANTES EN VENEZUELA Y EL POTENCIAL PARA FERTIRRIGACIÓN

En el año 2003, según datos de la Gerencia de Mercadeo PEQUIVEN – Servifertil, se consumieron en Venezuela 650.000 toneladas de fertilizantes (Fig. 2), las cuales fueron usadas en una superficie aproximada de 1.100.000 ha de cultivos anuales; como el maíz, arroz, sorgo, hortalizas, caraota, frijol, soya, ajonjolí, maní, girasol, algodón y raíces y tubérculos; y 6.100.000 ha de cultivos permanentes, tales como la caña de azúcar, café, cacao, tabaco, frutales, palma aceitera, plátano, yuca, pastos y especies forestales.

Casanova y Castillo [7] señalaron que en el caso de los cultivos anuales, el arroz, las hortalizas, las raíces y tubérculos y casi todos los cultivos permanentes cuentan con una infraestructura de riego, bien porque se siembran en la época seca o porque requieren riego complementario. Por otro lado, casi todo el fertilizante consumido en Venezuela es aplicado en forma sólida al suelo y son pocos los productores que usan el fertilizante en el agua de riego, conocida como fertirrigación, y que se puede manejar en los



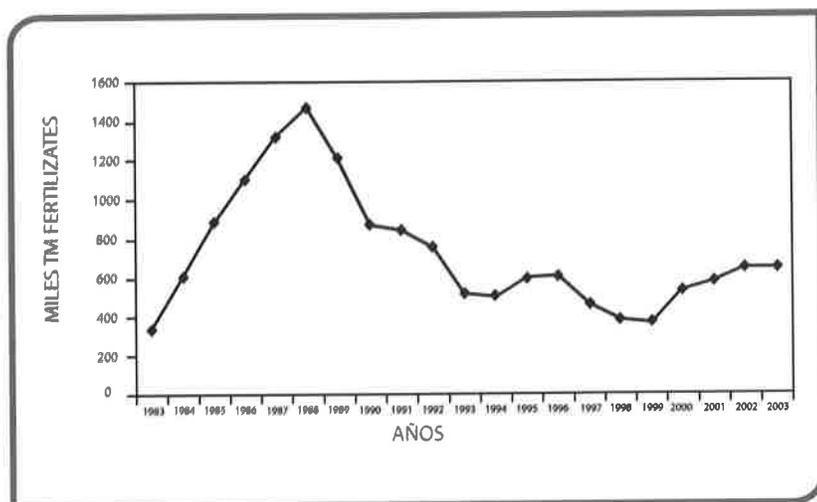


Fig. 2 Consumo de fertilizantes en Venezuela desde el año 1983 hasta el 2003

diversos sistemas de riego existentes en el país: aspersión, pivote central, goteo, microjets y microaspersores [8]. También se ha reportado las ventajas que tiene la fertirrigación [7] las cuales se pueden resumir en:

1. Soluciones fáciles de aplicar y manejar.
2. Aplicaciones más uniformes y precisas.
3. Compatibles en su aplicación con otros insumos agrícolas.
4. Almacenamiento de bajo costo.
5. Menor costo de producción.
6. Sin problemas de higroscopicidad y endurecimiento.
7. Fácil manejo y aplicación en el campo.
8. Alta solubilidad en agua y no bloquea las boquillas de irrigación.
9. Se reducen las pérdidas de nutrimentos.
10. Reducción del impacto ambiental.
11. Minimiza los trabajos de labranza.

Todas las ventajas mencionadas resultan en mejores cosechas, menores costos y mayor rentabilidad para los productores.

Casanova y Castillo [7] han reportado que en Venezuela existen 68.770 ha bajo riego a presión (Tabla 1) y en parte de ellas se usa la fertirrigación, especialmente en la caña de azúcar, bananos y uvas bajo el sistema de riego por goteo.

De acuerdo a las estadísticas oficiales del Ministerio de Agricultura y Tierras de Venezuela, existen 700 ha de uvas sembradas siendo la mayor superficie establecida en el estado Lara y el resto en el estado Zulia.

En Venezuela varios autores han investigado sobre el cultivo de la uva y sus posibilidades de fertirrigación. Vargas [9] reportó que la fertilización en los viñedos de Altagracia, estado Lara, se realiza en función de los análisis peciolares realizados durante el ciclo vegetativo y los de suelo al final del mismo, y la fertilización se realiza usando el sistema de riego por goteo donde cada planta recibe cada día la cantidad de agua que requiere para su desarrollo, dependiendo de la fase del ciclo vegetativo en que se encuentre.

Colmenarez y Tortolero [10] señalaron para viñedos en Tarabana (12 ha) y El Tocuyo (45 ha), en trabajos experimentales realizados por la Estación de El Cují del INIA en el estado Lara, que para la fundación de el viñedo se debe realizar una fertilización de fondo con 400 g de 12-12-17/2 por planta y luego 100 g de Urea por mes hasta que el patrón esté en condiciones de ser injertado (8 a 10 meses, aproximadamente). La fertilización de producción para el momento de la poda se hace aplicando todo el fósforo y el potasio y la mitad del nitrógeno, bien por fertirrigación si se tiene un sistema de riego o por aplicación directa al suelo si no existe el sistema de riego. Bracho [11] ha señalado, para el viñedo del Centro Vitícola Tropical en el estado Zulia, que la fertilización basada en los requerimientos de las plantas y las

características de los suelos, debe hacerse con cantidades entre 300 a 400 kg/ha de urea/ciclo y 500 a 600 kg/ha de 12-12-17/2 y se ha comenzado a usar el nitrato de potasio por fertirrigación. En el Zulia el 70 % de los viñedos usa riego por goteo y el restante 30 % usa riego por surcos.

Bautista y Valor [12] en un estudio fenológico de cuatro variedades de uva en el Instituto de la Uva en El Tocuyo, estado Lara, han recomendado que por ser, mayormente, el sistema de riego por gravedad mediante surcos, el viñedo debe ser fertilizado de acuerdo a las recomendaciones señaladas por Colmenarez y Tortolero [10]. Sin embargo, para la misma localidad, Ojeda y Pire [13], han evaluado la densidad de raíces en vid sometida a diferentes láminas de riego por goteo, señalando que el 75 % de las raíces se encontró en los primeros 40 cm del perfil de suelo con mayor proliferación a lo largo de la hilera en comparación con las encontradas al nivel de la calle, lo cual lo hace ideal para que la fertilización se realice por fertirrigación. Adicionalmente, Pire y Ojeda [14] han reportado para los viñedos de Altagracia, estado Lara, la importancia del riego por goteo y de la fertirrigación, para el crecimiento vegetativo y la calidad de la variedad Chenin Blanc al ser evaluada bajo tres coeficientes de evaporación.

De la oferta de fertilizantes de la industria petroquímica nacional (PEQUIVEN – Servifétil) en el caso del nitrógeno las fuentes simples ofrecidas a los productores son la urea y el sulfato de amonio (ambos producidos en el país) y en el caso del potasio, son el cloruro de potasio, el sulfato de potasio y el sulphomag (S-K-Mg), todos importados. Algunas de éstas fuentes pueden ser usadas en fertirrigación como el caso del KCl; sin embargo, en cultivos sensibles al cloro o que requieren otros nutrimentos como N o S, se pueden usar otros productos como el tiosulfato de potasio (0-0-25/17; N-P-K-S) o el tiosulfato de amonio (12-0-0-26; N-P-K-S) aplicados a través del sistema de riego y produciendo las ventajas mencionadas para los fertilizantes líquidos.

Otro producto reportado por Casanova y Castillo [7] con potencial para uso en fertirrigación es la urea fosfato (16 % de N y 42 % de P₂O₅) que se produce a partir de la roca fosfórica de Riecito y urea perlada nacional. Para ello, se ha estimado un potencial de uso en el país de 7.800 TMA sobre la base de 50 kg de P₂O₅ /ha fertirrigada. El potencial de producción de TSA y TSK viene dada por la explotación de las reservas de petróleo pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco y la capacidad de desulfuración usando el sistema HDH mencionado anteriormente y su potencial de uso está dado por la capacidad instalada de riego presurizado en Venezuela (Tabla 1) y las posibilidades de expansión de esa superficie de acuerdo con los planes agrícolas de la nación

al requerimiento de cada cultivo. En la Tabla 2 se observa que la caña de azúcar es el cultivo con mayor potencial de uso de TSA, si se aplicase TSA a todos los cultivos bajo riego en el plan 2005 se requerirían 617.329 TMA y de acuerdo a las proyecciones de Solórzano [15] de crecimiento del área bajo riego presurizado en los próximos 15 años se requerirían aproximadamente más de 2 millones de TMA de TSA.

EL USO DE LA FERTIRRIGACIÓN Y SU EFECTO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE UVAS

El cultivo de la uva tiene una serie de características que lo hacen ideal para aplicar sus requerimientos nutritivos a través de la fertirrigación:

Tabla 1. Superficie (ha) bajo riego a presión en Venezuela [7]

Zona	Microaspersión	Goteo	Aspersión normal	Total (ha)
Occidental	12.150	17.800	22.300	52.250
Central	4.000	5.700	1.500	11.200
Oriental	700	2.200	2.420	5.320
Total	16.850	25.700	26.220	68.770

que pueden alcanzar a 2.000.000 ha en un período de 15 años [15]. La caña de azúcar sería el cultivo con mayor superficie actual y potencial bajo riego por goteo seguido por los bananos y las uvas. En el caso de la caña de azúcar permitiría compensar el déficit de azúcar que anualmente se importa en el orden de 350.000 t/año generando en algunos casos crisis como ha ocurrido a finales del año 2003 y comienzos de 2004. En el caso de los bananos contribuiría a una mejor nutrición en la población venezolana y en las uvas para el

- Es un cultivo permanente.
- Tiene requerimientos hídricos abundantes por lo que se necesita un sistema de riego particularmente en la época seca.
- Tiene exigencias nutricionales tanto en el desarrollo vegetativo como en el reproductivo.
- En la mayoría de los casos tanto en Venezuela como internacionalmente el sistema de riego más usado es el goteo ideal para la fertirrigación.

consumo de mesa o a través de bebidas como vinos naturales o espumantes. Es por ello que las evaluaciones agronómicas de TSA y TSK se han concentrado en éstos cultivos (caña de azúcar y bananos) como lo ha reportado Casanova y Castillo [7] y la evaluación que se reporta en este trabajo en el caso de las uvas.

Para estimar el tamaño potencial del mercado agrícola del TSA, la Tabla 2 presenta los cultivos que usan riego en el país, la superficie aproximada de acuerdo a los planes del Ministerio de Agricultura y Tierras del año 2005 y el uso potencial de TSA de acuerdo

Tabla 2. Uso potencial de TSA (TMA) en Venezuela en función de los diversos cultivos anuales y permanentes bajo riego. (Plan de Siembra 2005 Ministerio de Agricultura y Tierras)

Cultivo	Superficie (ha)	Dosis N TM/ha (2)	Total N TMA	Uso potencial TSA
				(12% N) TMA
Hortalizas	50.000	0.120	6.000	50.000
Raíces y Tubérculos (énfasis en papa y cebolla)	85.000	0.140	11.900	99.000
Caña de Azúcar	160.000	0.170	27.200	226.666
Frutales (énfasis en naranja, mango, aguacate, patilla, melón, lechosa, uva)	154.000	0.100	15.400	128.333
Bananos	42.000	0.100	6.300	52.500
Platanos	73.000	73.000	7.300	60.830
Total	564.000	0.130	74.100	617.329
Potencial en los próximos 15 años (1)	2.000.000	0.130	260.000	2.166.666

e. El sistema de "troja" facilita las actividades agronómicas (agroquímicos, podas y riego).

The Potash and Phosphate Institute of Canada [16] ha establecido que para la producción de 20 t/ha de uvas se requiere 170 kg N/ha, 60 kg P₂O₅/ha, 220 kg K₂O/ha, 60 kg Mg/ha y 30 kg S/ha, lo cual ubica a este cultivo junto a los bananos, caña de azúcar y cítricos como los de mayor demanda de potasio. En consecuencia un programa de fertilización en el cultivo de uvas debe tomar en consideración estos requerimientos nutricionales, las características del suelo y los niveles peciolares para lograr los mejores rendimientos agronómicos y económicos.

En este sentido, en coordinación con las Bodegas Pomar en sus viñedos en Altagracia, estado Lara, Pequiven – Servifértil con el aporte de los productos TSK, Urea y UF, y PDVSA – PALMAVEN y la Facultad de Agronomía de la UCV en la conducción del experimento de campo, decidieron evaluar estos fertilizantes líquidos a los fines de conocer su efecto en la nutrición mineral del cultivo y sus rendimientos.

EL EXPERIMENTO

a. Características Generales de Viñedos Altagracia: esta zona está ubicada a 23 km de Carora, estado Lara, donde están establecidas 120 ha de 9 variedades de vid originarias de las mejores zonas vitícolas del mundo. Las plantas se producen a partir de un portainjerto de la vid criolla negra, las cuales crecen durante 8 meses para luego injertarlas en el campo con la variedad noble de vid europea seleccionada.

Las características climáticas de Altagracia son excelentes para la producción de uvas y de vinos de extraordinaria calidad. La diferencia entre la temperatura diurna (28 – 32 °C) combinado con un efecto positivo de las bajas temperaturas nocturnas (18 – 22 °C) permiten una alta acumulación de azúcares y una eficiente síntesis de compuestos aromáticos, taninos y otros elementos. La precipitación pluvial anual es de 621 mmm en promedio con dos estaciones secas, entre los meses de Enero - Abril y entre Junio - Septiembre, requiriendo el uso del sistema de riego por goteo. Los picos de lluvia se concentran en los meses de Noviembre a Diciembre. Según Bautista y Vargas[17], los viñedos tropicales deben ubicarse en zonas con dos estaciones secas bien definidas, donde se puedan desarrollar los ciclos vegetativos que producirán las dos vendimias del año que ocurren en Altagracia en Marzo y Septiembre, lo que permite desarrollar un excelente y uniforme proceso de maduración.

- b. Caracterización de los suelos: son profundos, de textura franca (34 % de arena, 40 % de limo y 26 % de arcilla) a franca arenosa (58 % de arena, 24 % de limo y 18 % de arcilla), de buen drenaje, de origen calcareo, pH 7.4, bajos contenidos de P (2 – 4 mg/kg) y de K (50 mg/kg), pero ricos en calcio (2.150 mg/kg) y magnesio (720 mg/kg), características ideales para producir vinos finos, aromáticos y bien equilibrados.
- c. Diseño Experimental: la evaluación se realizó usando un diseño experimental en bloques al azar con cinco repeticiones y cuatro tratamientos como se indica en la Fig. 3. Cada repetición de cada tratamiento consta de una ventana de 8 a 10 plantas y la unidad experimental de 6 a 8 plantas (descartándose la primera y última planta de cada ventana / tratamiento). Este diseño fue instalado en el área comercial para 2 variedades (Chenin Blanc y Sauvignon, blancas). Las plantas en el viñedo están establecidas bajo el sistema de espalderas a cuatro alambres, con un sistema de conducción de cordón bilateral, con distancia de plantación de 3 m x 1,20 m,

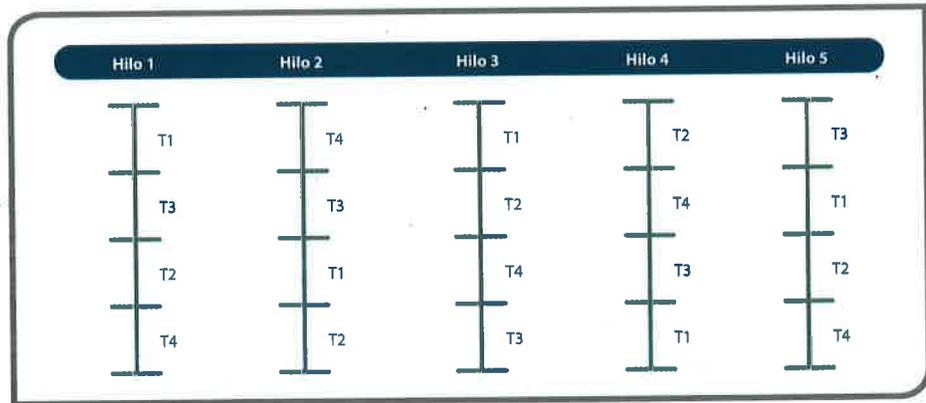


Fig. 3 Diseño Experimental usado para evaluar los tratamientos de fertilización en 2 variedades de uva en los viñedos de Altagracia, Estado Lara. Cada ventana posee entre 8 a 10 plantas

densidad de plantación de 2.777 plantas/ha y un sistema de riego por goteo con goteros de 2 litros /h/planta. Los cuatro tratamientos evaluados se describen a continuación:

T1: manejo tradicional de la fertilización por Bodegas Pomar, 100 kg N /ha por ciclo usando urea (46-0-0) como fuente en el sistema de riego por goteo, 40 kg P₂O₅ /ha como fosfato diamónico (16-42-0) sólido, 90 kg K₂O /ha como sulfato de potasio (0-0-50-17) sólido. Las aplicaciones de P y K se hacen a la poda de la plantación y el N en siete partes de acuerdo al cronograma descrito en la Tabla 3.

T2: similar al tratamiento 1 pero la dosis de K se dividió en 5 partes como se describe en la Tabla 4.

T3: los requerimientos de K son cubiertos por el fertilizante líquido tiosulfato de potasio (TSK) en dosis de 50 kg/ha aplicada en tres partes por el sistema de riego por goteo, de acuerdo a la descripción de la Tabla

Tabla 3. Cronograma de aplicación de N en el tratamiento 1

**Día cero se corresponde con la fecha de la poda de la plantación.*

Aplicación	1	2	3	4	5	6	7
Día del ciclo	0	10	18	26	38	46	54
Kg N/ha	20	10	20	10	20	10	10

Tabla 4. Cronograma de aplicación de K en el tratamiento T2

Aplicación	1	2	3	4	5
Día del ciclo	0	20	40	60	80
Kg K ₂ O/ha	18	18	18	18	18

Tabla 5. Cronograma de aplicación de TSK en el tratamiento T3

Aplicación	1	2	3
Día del ciclo	0	40	80
Dosis Kg K ₂ O/ha	11.3	11.3	22.7

5. Los requerimientos de N y P fueron cubiertos bajo los mismos criterios y bajo los mismos esquemas de aplicación de T1 y T2.
T4: igual a T3 pero usando cristal de urea fosfato (18-44-0) para suplir 30 kg N/ha y 72 kg P₂O₅ /ha en dos aplicaciones. El resto del N se aplicó con urea por el sistema de riego (Tabla 6).
- d. El sistema de riego por goteo se estableció para cada unidad experimental a través de una serie de mangueras debidamente identificadas y que unieron tratamientos idénticos en cada repetición a un cabezal que permitió la adecuada distribución del riego según las necesidades y el diseño de cada tratamiento (Fig. 4). Todas las aplicaciones de formulación líquida se realizaron mediante una bomba de distribución que, adecuadamente conectada al cabezal principal, permitió la inyección del producto al tratamiento correspondiente. Los fertilizantes sólidos se colocaron en cada planta de acuerdo a la dosis de cada tratamiento y la frecuencia indicada en las tablas mencionadas anteriormente.
- e. Las variables medidas: en esta primera evaluación se midieron características de tipo agronómico descritas a continuación.
- e1. Concentración nutricional de N, P, y K en análisis peciolar al momento del envero. Las muestras fueron analizadas de acuerdo a la metodología seguida en el laboratorio de análisis de suelo, planta y agua del Instituto de Edafología de la Facultad de Agronomía de la UCV.
- e2. Número promedio de racimos por planta
- e3. Peso promedio de racimos por planta
- e4. Rendimiento de uvas en Tm/ha (Fig. 5)
- f. Análisis Estadístico de los datos: todos los datos generados en el experimento fueron analizados usando técnicas estadísticas automatizadas de acuerdo al diseño de bloques al azar, tanto en análisis de varianza como en pruebas de medias por el rango múltiple de Duncan entre tratamientos para cada una de las variables medidas. Los datos fueron expresados en Figuras mostrando los valores promediados sobre cinco repeticiones por cada variedad.

LOS RESULTADOS

- a. Concentración nutricional de N, P, y K en análisis peciolar al momento del envero:
- a1) Nitrógeno: la Fig. 6 muestra los resultados de concentración de N para las dos variedades blancas evaluadas (Chenin Blanc y Sauvignon), por cada tratamiento. En ambas variedades el tratamiento del productor fue el más significativo indicando



Fig. 4 y 5 Diseño de campo donde se observa el sistema de riego para aplicación de tratamientos y la cosecha de una de las ventanas de una de las variedades

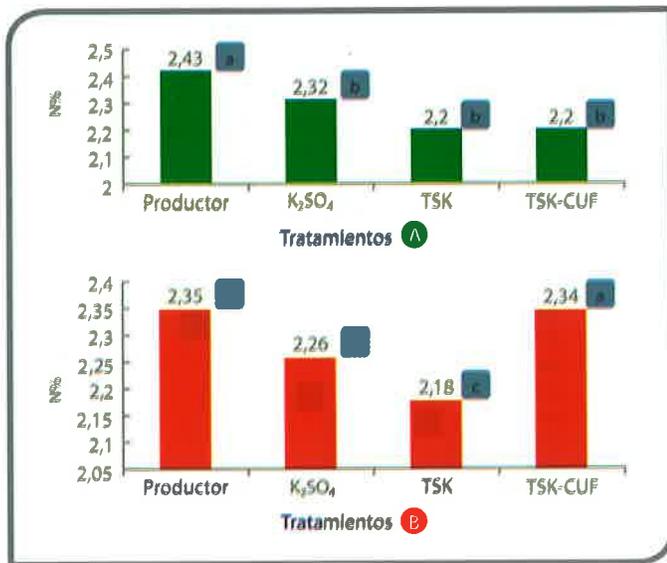


Fig. 6 Concentración de nitrógeno en tejido peciolar al momento del envero para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

que es preferible aplicar los 100 kg N/ha en siete aplicaciones a través del sistema de riego hasta los 54 días después de la poda, tal como lo describe

Tabla 6. Cronograma de aplicación de cristal de urea-fosfato en el tratamiento T4

	1		2	
Aplicación	1		2	
Días de ciclo	0		40	
kg/ha	15	36	15	36
Dosis de producto por ha	83		83	

la Tabla 3. Sin embargo, cuando esta aplicación se combina con la aplicación fraccionada de potasio (tratamientos 2 y 3), la concentración de N disminuye significativamente en comparación con el tratamiento del productor.

Los valores de N para ambas variedades fueron superiores al nivel crítico descrito en la Tabla 7 (1.5 %) y dentro del rango adecuado (2 – 3 %). Adicionalmente se observan valores ligeramente superiores de N peciolar en la variedad Chenin Blanc que en la Sauvignon. En ese sentido Peacock, [18] ha señalado que son bien conocidas las diferencias en concentración de N entre variedades de uva, lo cual es en parte atribuido a las diferencias en el metabolismo del N (reducción del N en las hojas), debido a que en las variedades que presentan una más baja concentración de N generalmente muestran una más baja actividad de la enzima nitrato reductasa, la cual es muy importante en

la reducción del NO₃, como primer paso para la conversión hacia otros compuestos nitrogenados.

a2) Fósforo: la Figura 7 muestra los valores de P peciolar para las dos variedades y para cada tratamiento. Los tratamientos con TSK o TSK y CUF (T3 y T4) fueron significativamente superiores a los tratamientos con K₂SO₄ (T2) y el del productor (T1) especialmente en la variedad Sauvignon (Figura 7b), lo cual demuestra una mejor sinergia entre K y P cuando el K es aplicado en el sistema de riego por goteo que cuando es aplicado en forma sólida. Adicionalmente, se observa que no hubo diferencias significativas entre los tratamientos T3 y el T4 en ambas variedades, lo cual indica que no es necesario un fraccionamiento de la aplicación de P en la plantación para obtener niveles de P peciolar por encima de los niveles críticos (0.1 %) y dentro de los niveles adecuados (0.15 %) (Tabla 7). Así mismo, los niveles de P aplicados en estos suelos bajos en este elemento nutritivo, fueron suficientes para una adecuada nutrición en P de las dos variedades. No hubo diferencias importantes en la absorción de P entre las dos variedades (Fig. 7).

a3) Potasio: la Fig. 6 muestra los valores de K peciolar para las dos variedades y para cada tratamiento. El tratamiento T3 con la aplicación del K como tiosulfato de potasio a través del sistema de riego por goteo en dosis de 50 kg/ha aplicada en tres partes, de acuerdo a la descripción de la Tabla 5, fue significativamente superior a los otros tratamientos, demostrando la eficiencia de absorción de K por las plantas cuando éste es aplicado a través de la fertirrigación. Los

valores de K peciolar para todos los tratamientos fueron superiores al nivel crítico (1 %) y al nivel adecuado (1.5 %) (Tabla 7). La variedad Sauvignon presentó valores superiores a los de la variedad Chenin Blanc y que, según Peacock [18], se deben a un efecto varietal, al patrón sobre el cual se injertó la variedad noble y a las prácticas de riego y, en nuestro caso, a las fuentes usadas para la aplicación del potasio.

b. Número promedio de racimos por planta: la Fig. 7 muestra los valores de ésta variable para las dos variedades y para cada tratamiento. El tratamiento T3 fue significativamente superior a los tratamientos T2 y T1 y similar al T4 en la variedad Chenin Blanc y fue el de mayor significancia en la variedad Sauvignon. Esto es una respuesta de la planta a la mejor nutrición recibida a través de la fertirrigación, particularmente en los elementos P y K. Por otro lado, hubo diferencias importantes entre las dos variedades

Tabla 7. Niveles críticos y adecuados de nutrientes en tejido peciolar al momento del envero [18, 19]

Nutrientes	Nivel crítico	Nivel adecuado
N (%)	1,5	2-3
P (%)	0,1	0,15
K (%)	1	1,5
Ca (%)	0,5	1,5-2
Mg (%)	0,20	0,3
S (%)	0,05	0,10
Zn (mg/kg)	15	26
Cu (mg/kg)	5	10
Mn (mg/kg)	20	25
Fe (mg/kg)	50	65
B (mg/kg)	25	30

teniendo la variedad Sauvignon mayor número de racimos por planta (122 – 149) que la variedad Chenin Blanc (101 – 130) (Fig. 7).

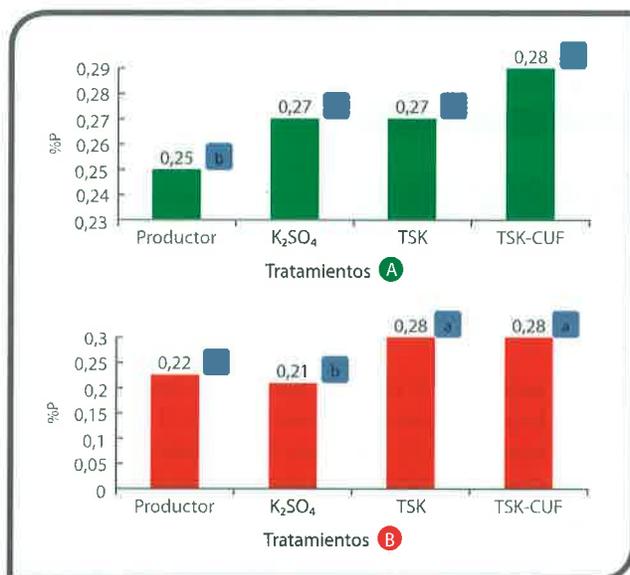


Fig. 7 Concentración de fósforo en tejido peciolar al momento del envero para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

- c. Peso promedio de racimos por planta: la Fig. 8 muestra los valores de ésta variable para las dos variedades y para cada tratamiento. El tratamiento T3 con Tiosulfato de Potasio aplicado por el sistema de riego por goteo fue significativamente superior al resto de los tratamientos. Por otro lado, la variedad Chenin Blanc presentó pesos

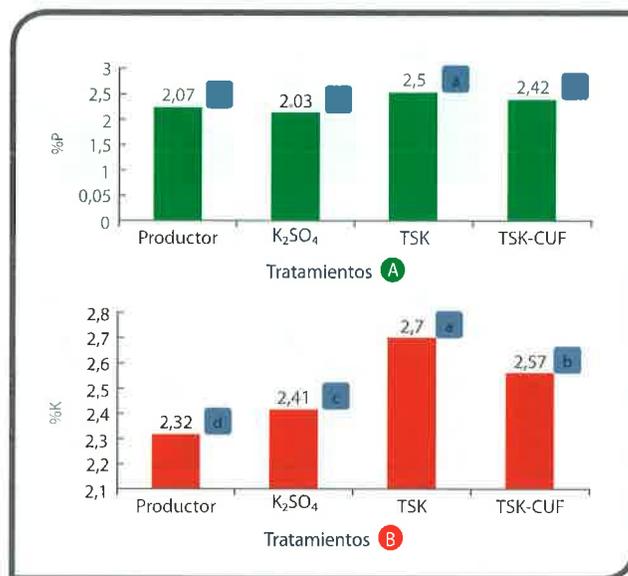


Fig. 8 Concentración de potasio en tejido peciolar al momento del envero para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

de racimos (117 – 124 g) que duplican los valores de la variedad Sauvignon (57 – 65 g), lo cual se evidenciará en los rendimientos a obtener por cada variedad.

- d. Rendimientos de Uvas en Tm/ha: la Fig. 9 muestra los valores de esta variable para las dos variedades y para cada tratamiento. Esta variable se calculó multiplicando los componentes de rendimiento número de racimos por planta, peso promedio de cada racimo y la densidad

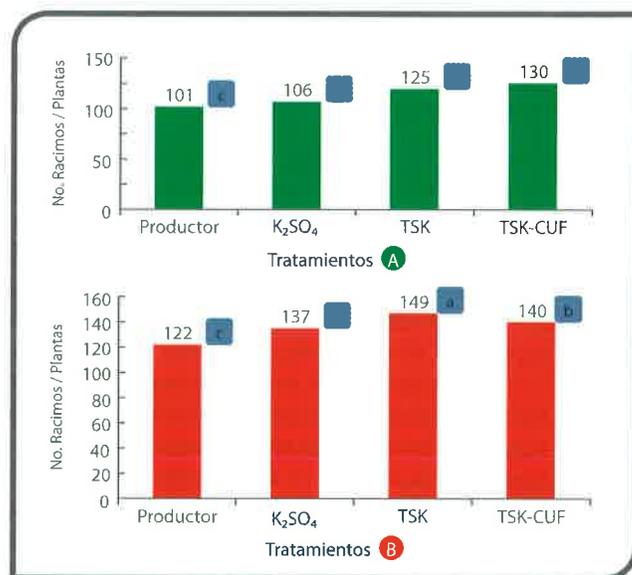


Fig. 9 Número de racimos por planta para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

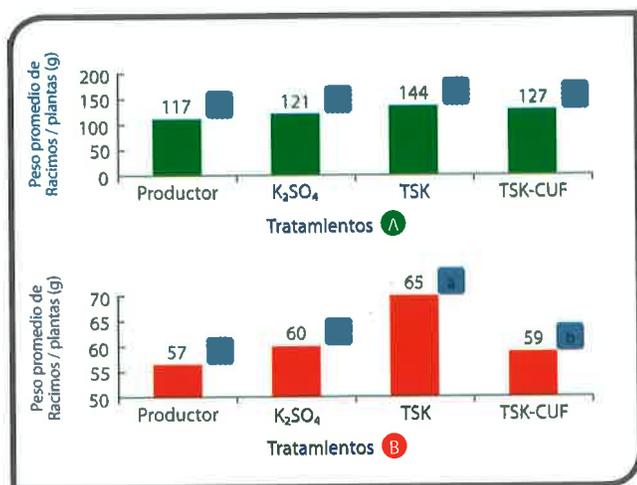


Fig. 10 Peso promedio de racimos (g) por planta para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

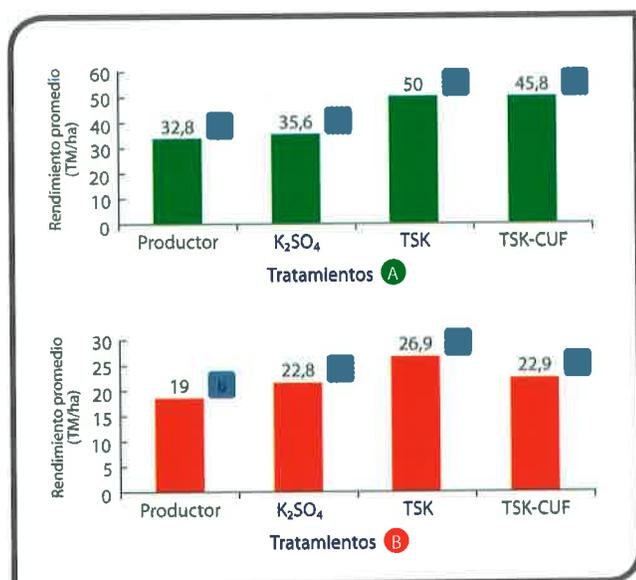


Fig. 11 Rendimiento promedio (Tm / ha) para cada tratamiento en las variedades blancas, Chenin blanc (A) y Sauvignon (B). Valores seguidos por la misma letra no presentan diferencias significativas para $p < 0.05$, de acuerdo a la prueba del Rango Múltiple de Duncan

de siembra (2.777 plantas/ha). A pesar de que la variedad Sauvignon presentó mayor número de racimos por planta, el peso promedio de cada racimo fue aproximadamente la mitad del peso de los racimos de la variedad Chenin Blanc, por lo que ésta última resultó con los mejores rendimientos entre ambas variedades. Nuevamente el tratamiento T3 fue significativamente superior al resto de los tratamientos como resultado de una mejor nutrición mineral y de mejores componentes del rendimiento. Los rendimientos obtenidos se consideran bastante buenos,

sin embargo, los resultados obtenidos usando el manejo tradicional del productor (T1) fueron significativamente menores que el resto de los tratamientos.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo permiten concluir lo siguiente:

1. Existe un potencial petroquímico para la producción de Tiosulfato de Amonio y de Potasio en Venezuela a partir del petróleo pesado que se produce en la Faja Petrolífera del Orinoco el cual requiere de procesos de eliminación del azufre entre los cuales ha sido propuesto por PDVSA Intevep uno en particular, bajo el nombre de HDH®. También es posible producir Tiosulfato de Amonio a partir de S elemental y bajo esa condición el S elemental se convertiría en un "commodity" que vía TSA lo transforma en un "specialty" con múltiples usos.
2. Con la superficie de cultivos bajo riego presurizado estimada para los próximos 15 años se estima un uso potencial de TSA de más de 2 millones de TMA.
3. El uso de TSK a través del sistema de riego por goteo instalado en las plantaciones de uva en Altigracia, estado Lara, resultó en una mejor nutrición mineral de las plantas y en mejores rendimientos cuando se comparó con la aplicación de fuentes sólidas de potasio usadas como manejo tradicional en la plantación.
4. En función de los resultados obtenidos en este trabajo, la fertilización en la plantación de uvas de Bodegas Pomar puede ser mejorado usando la fertirrigación y obtener una mejor nutrición mineral, mejores rendimientos y mayor cantidad de uvas a ser procesadas con fines de producción de vinos.

REFERENCIAS

1. Shrestha, L. K., P. Vásquez, M. Montilla, N. Silva. Utilización del fosfoyeso y el Tiosulfato de Amonio, Subproductos de la Industria Petroquímica y Petrolera Venezolana. *Visión Tecnológica*, 2 (2): 26-34, 1995.
2. Marzin, R; J. Guitian, I. López, Y. Papió, T. Muñoz, A. Souto. HDHTM The Right Technology for Resid Conversion. *Visión Tecnológica*, 1(1):30-36, 1993.
3. Galiasso, R., B. Solari, J. A. Salazar. Las Tecnologías de PDVSA Intevep para el Procesamiento d Crudos Pesados y Sintéticos- *Visión Tecnológica*, 6 (2): 63-79, 1999.
4. Vásquez, P. ASOCIACION CORPOVEN-ARCO, Preliminary market evaluation for ammonium thiosulfate in Venezuela. Informe Técnico INT-RPPQ-0017,94, 1994
5. Silva, N. Producción de tiosulfato de amonio a partir de azufre elemental. Trabajo especial de grado, Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Especialización en Ingeniería de Procesos, 30 p.

6. Soberanía. Transnacionales invertirán en proyectos de la faja petrolífera del Orinoco. <http://www.soberanía.info/articulos>. 4p, 2003.
7. Casanova, E., y J. R. Castillo. Potencial petroquímico para la producción de fertilizantes de uso en sistemas de riego. *Visión Tecnológica*, 9 (2): 151-158, 2002.
8. Ludwick, A. El manejo de los fertilizantes a través de los sistemas de riego (fertigación). *Revista Informaciones Agronómicas*, INPOFOS, 27: 5-9, 1997.
9. Vargas, G. Productividad de variedades nobles para vino en condiciones tropicales. *Viticultura* (1):441-155, 1995.
10. Colmenarez, J. y E. Tortolero. La viticultura en el Estado Lara. IV Seminario Internacional de Viticultura y Enología Tropical, Maracaibo, Venezuela. 6 p, 1997.
11. Bracho, E. La viticultura en el Estado Zulia. IV Seminario Internacional de Viticultura y Enología Tropical, Maracaibo, Venezuela. 8 p. 1997
12. Valor, O. y D. Bautista. Estudio fenológico de cuatro variedades de vid bajo las condiciones de El Tocuyo, Estado Lara. *Bioagro* 13 (2): 57-63, 2001.
13. Ojeda, M. y R. Pire. Densidad de raíces en vid sometida a diferentes láminas de riego por goteo. *Proceedings of the International Society for Tropical Agriculture*, (40): 123-131, 2002.
14. Pire, R. and M. Ojeda. Vegetative growth and quality of grapevine "Chenin Blanc" irrigated under three pan evaporation coefficients, *Fruits* 54 (2): 135-139, 1999.
15. Solórzano, R. Algunas acciones inmediatas para el mejoramiento de la producción agrícola en Venezuela. El caso de la agricultura de riego. Trabajo realizado para Palmaven, filial de Petróleos de Venezuela. 26 p, 1999.
16. Potash and Phosphate Institute of Canada. Potash: its need and use in modern agriculture. Saskatoon, Saskatchewan, Canada. 44 p, 1988.
17. Bautista, D. y G. Vargas. Estudio del ciclo y determinación de los requerimientos heliotérmicos de algunas variedades de vid en condiciones tropicales. *Agronomía Tropical* 31 (1-6): 1-13, 1981.
18. Peacock, W. Use of tissue analysis in Viticulture. University of California, Cooperative Extensión, Tulare County, California, USA. 8 p, 2000.

ARTÍCULO

Hercilio Rivas
PDVSA Intevep

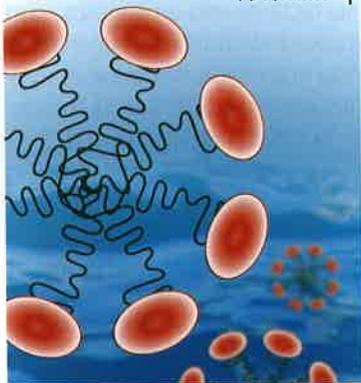
Xiomara Gutiérrez
PDVSA Intevep

Migdalia Carrasquero
PDVSA Intevep

Luis R. Marcano
PDVSA Intevep

Juan Carlos Oropeza
PDVSA Intevep

David E. Goncalves de S.
PDVSA Intevep



MICROEMULSIONES PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL AIRE

La presencia de agua en el combustible Diesel utilizado en vehículos de transporte contribuye sustancialmente a preservar el ambiente porque reduce los altos niveles de emisiones de NO_x y particulado generados por estos vehículos cuando están en funcionamiento. Para ser empleado como combustible, la mezcla de agua/Diesel debe estar en forma de microemulsión, que son sistemas muy estables que permiten ser almacenados durante periodos largos. En este artículo se discuten las condiciones físico-químicas óptimas bajo las cuales una mezcla de surfactantes formada por un ácido graso y su sal es capaz de generar la tensión interfacial ultra-baja requerida para la formación de una microemulsión. De igual forma, se presentan resultados de diversas pruebas con la microemulsión formulada en bancos motores y en vehículos en servicio, demostrándose la reducción de los niveles de las emisiones de gases y particulado.

MICROEMULSIONS TO IMPROVE AIRE QUALITY

Adding water to the Diesel fuel used in transportation vehicles, substantially contributes to preserve the environment, since the presence of water considerably reduces the production of particulate and toxic emissions such as NO_2 and CO , normally generated by this type of vehicles. To be used as a fuel, the water/Diesel mixtures should be in the form of microemulsions, since this type of systems are characterized for having a very good stability and can be stored for long periods of time. The optimal physico-chemical condition under which a mixture of surfactants, formed by a fatty acid and its salt, is able to generate the ultra-low interfacial tensions, required for producing such microemulsions, is discussed in this article. The results that show that the toxic emissions above mentioned are substantially reduced when the formulated microemulsion is used in bench tests and in in-service vehicles are also discussed.

Los motores Diesel producen cantidades muy elevadas de emisiones contaminantes de material particulado (MP) y óxidos de nitrógeno (NO_x) que son nocivos para la salud humana y el medio ambiente. La concentración de estos agentes contaminantes depende en gran parte del combustible empleado, la tecnología del motor, su carga y la velocidad.

Las evidencias científicas obtenidas en estudios humanos y en animales indican que las exposiciones agudas a corto plazo a las emisiones Diesel en altas concentraciones, pueden inducir irritación ocular, nasal, respuestas inflamatorias en las vías respiratoria y pulmonar, efectos alérgicos e inmunológicos, así como síntomas respiratorios como tos, expectoración, disfonía, y neurofisiológicos como cefalalgia, mareos, náuseas, vómitos y parestesias de las extremidades [1].

El NO_x se genera por la reacción del oxígeno y del nitrógeno bajo condiciones de alta presión y temperatura en el interior de cilindro del motor. El NO_x consiste en óxido nítrico (NO) y un bajo porcentaje de dióxido de nitrógeno (NO_2), muy

tóxico. Las emisiones de NO_x representan un gran riesgo ambiental por su participación en la formación del smog.

El material particulado (MP) es un conjunto de materiales sólidos y líquidos originado por partículas de carbono generadas en el cilindro del motor durante la combustión. Básicamente, el MP está constituido en sólidos correspondientes a partículas de carbón seco (hollín), hidrocarburos pesados absorbidos y condensados en partículas de carbón, llamados fracción orgánica soluble (FOS), y radical sulfato, ácido sulfúrico hidratado (SO_4) [2].

El desarrollo y mejoramiento en la tecnología de los motores están orientados a cumplir diversos estándares de emisiones impuestos en Norteamérica, Europa y Japón. Estas regulaciones han conducido significativamente a una reducción de emisiones tóxicas provenientes de los vehículos en las últimas décadas, y la tendencia continúa a través de sucesivos estándares cada vez más estrictos en muchas partes del mundo.

Algunas estrategias usadas actualmente para controlar las emisiones Diesel de NO_x y MP incluyen Recirculación de

Gases de Escape (EGR), turboalimentador, refrigeración complementaria (intercooling), cambios del diseño de la cámara de combustión, retardamiento de la sincronización de inyección, inyección de combustible a alta presión, sistemas de post-tratamiento, combustibles más limpios (bajo contenido de Azufre) y combustibles alternativos.

Diversas investigaciones se han enfocado al desarrollo de nuevos combustibles basados en emulsiones incorporando agua en combustibles Diesel en forma de macroemulsiones y microemulsiones en presencia de surfactantes y aditivos. Estos desarrollos tecnológicos han demostrado ser eficientes en reducir las emisiones de NO_x y PM simultáneamente, sin modificaciones tecnológicas costosas en el motor [3-13].

La literatura señala que el efecto de reducir las temperaturas en la combustión representa la causa dominante para la generación de menores emisiones de NO_x , debido a que una porción de la energía de la combustión es empleada en la vaporización del agua, reduciendo la velocidad de reacción entre el N_2 y O_2 para formar NO_x . Adicionalmente, la vaporización violenta origina un proceso de rompimiento de las gotas de combustible para una mayor pulverización, obteniéndose una mejor mezcla aire/combustible y una combustión más completa [14-16].

Actualmente, las tecnologías de macroemulsiones más conocidas son Puri NO_x^{TM} , Qwhite y Aspira desarrolladas por The Lubrizol Corp., Gecam TM desarrollada por CAM Technologie, Aquadisel por Clean Fuel Technology y Aquazole TM de Total ELF. Estas tecnologías son comercializadas en diferentes países de Europa como Italia, Francia, UK y Suiza, y son empleadas en flotas de autobuses IVECO, Mack, Caterpillar, Renault, Irisbus, etc.[17].

Estos combustibles de macroemulsiones y microemulsiones han presentado serios problemas técnicos y económicos los cuales pueden resumirse en la insuficiente estabilidad de las macroemulsiones y en las altas concentraciones de surfactantes y cosolventes presentes en las microemulsiones, lo cual las hace económicamente poco rentables.

El propósito de esta investigación es encontrar una formulación para preparar microemulsiones de agua en diesel con la estabilidad necesaria para que las mismas puedan ser transportadas largas distancias, almacenadas bajo diferentes condiciones atmosféricas durante periodos prolongados de tiempo y utilizadas como combustible en vehículos de transporte sin que sufran cambios en sus propiedades. De igual manera, las formulaciones deben generar un producto económicamente competitivo.

CONSIDERACIONES GENERALES

Las emulsiones son sistemas obtenidos al mezclar dos líquidos inmiscibles como agua y Diesel, en presencia de un surfactante y algunos aditivos [18]. El producto final se caracteriza por ser termodinámicamente inestable, lo cual significa que en algún momento de su existencia se producirá una separación de fases. Esta separación ocurre fácil y rápidamente cuando los líquidos que se emulsifican

poseen diferencias apreciables en densidad, como es el caso del agua y el Diesel. El surfactante, además de facilitar la formación de la emulsión, le confiere cierta estabilidad cinética, aumentando así el tiempo de vida media del producto [19].

Un sistema interesante de estudiar es el de las microemulsiones, porque a diferencia de las emulsiones, poseen estabilidad termodinámica, permaneciendo así inalterables por periodos indefinidos de tiempo, siempre y cuando no se modifique su formulación [20].

Micelas. Al disolver un surfactante en agua, se alcanza una concentración conocida como concentración micelar crítica (CMC), a partir de la cual se comienzan a formar agregados en la solución llamados micelas. El número de moléculas que forman una micela (número de agregación) generalmente es superior a cien. Los agregados tienen formas geométricas que varían entre esféricas y cilíndricas, y dependen de factores como concentración del surfactante, fuerza iónica de la solución y temperatura [20].

Para visualizar una micela acuosa es conveniente imaginar que la parte hidrofílica del surfactante está en contacto con el agua, mientras que los grupos hidrofóbicos se unen en el interior del agregado, creando una región de donde el agua se encuentra esencialmente excluida (Fig. 1a). El interior de las micelas se asemeja a un líquido parafínico. Una

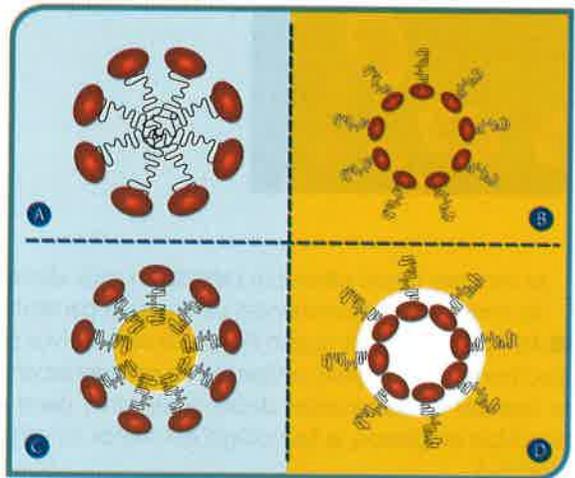


Fig. 1 (a) Micela acuosa, (b) Micela oléica, (c) Microemulsión de aceite en agua y (d) Microemulsión de agua en aceite

situación similar ocurre cuando el surfactante se disuelve en un solvente no polar, en este caso las micelas formadas se conocen como micelas inversas, en las cuales los grupos hidrofóbicos se orientan hacia fuera, es decir, en contacto con el líquido no polar mientras que las partes hidrofílicas se unen en el interior del agregado (Fig.1b).

Cuando un aceite o una sustancia soluble en aceite, se añade a una solución micelar acuosa, éste se solubiliza dentro de la micela formando una microemulsión de aceite en agua

(Fig. 1c). Aquí se establece un equilibrio de partición entre la fase micelar y la fase acuosa. Situación similar se observa cuando el surfactante está disuelto en el aceite, sus micelas pueden disolver en su interior sustancias polares, tales como el agua, formando una microemulsión de agua en aceite (Fig. 1d). En otras palabras, las micelas inversas promueven la solubilidad del agua en solvente no polares.

Microemulsiones. Las soluciones isotrópicas amorfas que se obtienen cuando un aceite se disuelve en una solución micelar acuosa o cuando el agua se disuelve en una solución micelar oléica, se conocen como microemulsiones [20-25].

casi todo el surfactante disponible se disuelve en una de las fases en conjunto con cantidades variables de aceite o agua. La fase donde se encuentra el surfactante se conoce como solución micelar o microemulsión. Los comportamientos de fase de sistemas que contienen tres o más componentes, a presión y temperatura constante, se representan en diagramas ternarios, los cuales facilitan visualizar de forma simple estos comportamientos.

En la Fig. 2a se muestra un diagrama de fases para un sistema donde la zona bifásica consta de la fase acuosa que contiene casi todo el surfactante y una pequeña cantidad de aceite disuelto en equilibrio con una fase oléica que contiene

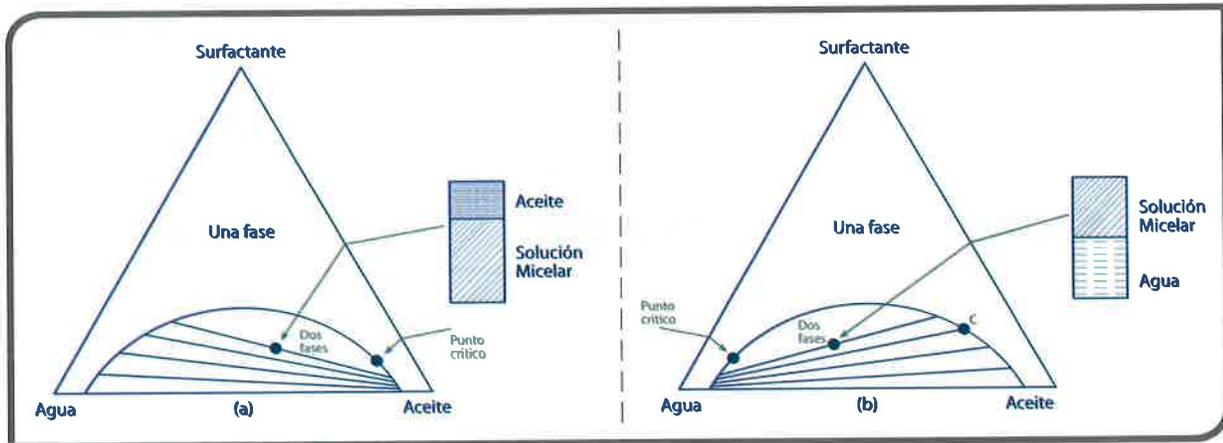


Fig. 2 Diagramas de fase: (a) solución micelar acuosa en equilibrio con la fase oléica, (b) solución micelar oléica en equilibrio con la fase acuosa

El término microemulsión fue introducido inicialmente por Hoar y Shulman [26] para describir sistemas transparentes o traslúcidos, obtenidos al titular una emulsión con apariencia lechosa, con un alcohol de cadena intermedia tal como el n-pentanol o el n-hexanol, hasta obtener una solución clara. A estos alcoholes se les conoce como "cosurfactantes". Las microemulsiones pueden ser de agua en aceite (W/O) o de aceite en agua (O/W) (Figs. 1c-1d) y poseen gotas cuyos radios están en el rango comprendido entre 100 y 1000 Å. En general la formación de una microemulsión requiere de la presencia al menos de cuatro componentes: aceite, agua, surfactante y cosurfactantes. Actualmente, se conoce que las microemulsiones pueden formarse en ausencia del cosurfactante [27]. Por lo tanto, una microemulsión puede ser definida como una dispersión de dos líquidos inmiscibles, estable termodinámicamente, isotrópicamente clara o transparente y que contiene micropartículas de uno o dos líquidos, estabilizadas por una película interfacial de moléculas con actividad interfacial. El estudio de los comportamientos de fase proporciona una idea clara del comportamiento de las microemulsiones.

Comportamientos de fase. Cuando se mezclan agua, aceite y un surfactante, y el sistema alcanza el equilibrio, normalmente se forman dos o más fases. En muchos casos

muy poco surfactante, y tal vez pequeñas cantidades de agua disuelta. En este caso, el sistema es Winsor Tipo I [25], caracterizado por poseer una solución micelar acuosa en equilibrio con un exceso de fase oléica.

En la Fig. 2b se muestra un diagrama de fase donde las líneas de unión de la zona bifásica poseen una pendiente cuya dirección es opuesta a las del diagrama de la Fig. 2a. Esta diferencia indica que en este caso el surfactante es más afín al aceite que al agua (Winsor Tipo II), [25] La fase oléica contiene gran parte del surfactante y cierta cantidad de agua disuelta, mientras que la fase acuosa en equilibrio posee únicamente una fracción muy pequeña de surfactante y una pequeña cantidad de aceite disuelto.

Mediante una modificación de la hidrofiliidad del surfactante, se puede pasar de un sistema bifásico Winsor Tipo I a otro sistema bifásico Winsor Tipo II, a través de un sistema de tres fases, conocido como sistema Winsor Tipo III [25,28].

Tal como se muestra en la Fig. 3, un cambio progresivo en el diagrama de fases y en el comportamiento de un sistema, constituido por volúmenes iguales de aceite y agua, en conjunto con las cantidades adecuadas de un surfactante apropiado y de un cosurfactante, se puede lograr modificando la hidrofiliidad del surfactante. Si el surfactante es del tipo iónico, su hidrofobicidad se

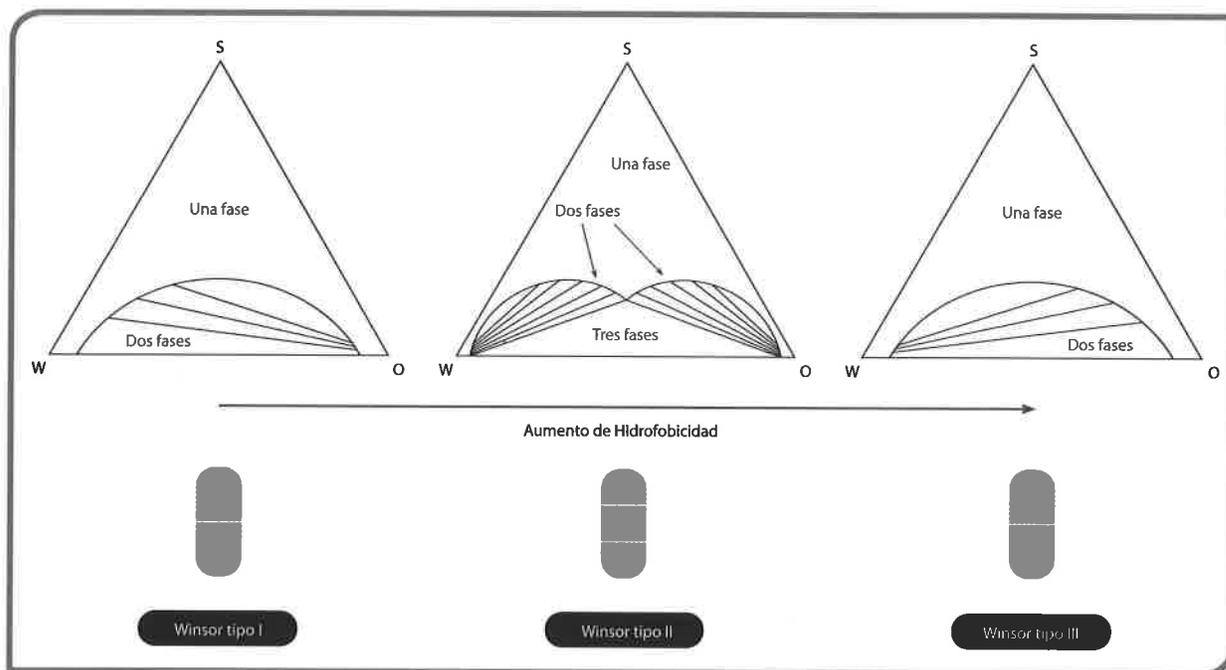


Fig. 3 Comportamiento de fases observado al aumentar la hidrofobicidad de un sistema agua (W) / aceite (O) / surfactante (S) donde M es una microemulsión

incrementa al aumentar la salinidad del sistema. Como se observa en la Fig. 3, en las regiones de salinidad baja se tiene un sistema Winsor Tipo I, donde una microemulsión de aceite en agua (M) está en equilibrio con un exceso de aceite (O). En las regiones de alta salinidad, se tiene un sistema Winsor Tipo II, donde una microemulsión de agua en aceite está en equilibrio con un exceso de agua (W).

En las regiones de salinidad intermedia, se logra un sistema trifásico, Winsor Tipo III, donde una microemulsión (M) ubicada en la zona intermedia está en equilibrio con excesos de agua (W) y aceite (O). La solución micelar del sistema trifásico contiene casi todo el surfactante y volúmenes iguales de aceite y agua. En ella coexisten micelas acuosas y oléicas simultáneamente, y puede visualizarse como una mezcla en partes iguales de sistemas Winsor Tipo I y Winsor Tipo II, formada en condiciones apropiadas. La densidad de esta tercera fase es intermedia entre la del agua y la del aceite y se coloca en la zona entre ambas fases.

Tensiones interfaciales ultrabajas. Considerando un sistema que contiene un surfactante disuelto en agua (solución micelar acuosa) en equilibrio con una fase oléica (O) (Fig. 4) [29], en volúmenes iguales. Bajo estas condiciones, la solución micelar acuosa (W_M) contiene cierta cantidad de aceite disuelto dentro de las micelas y la tensión interfacial del sistema (γ_{OW}) alcanza cierto valor. Si se incrementa la hidrofobicidad del surfactante, incrementando la temperatura en caso de surfactantes no iónicos o de la salinidad con surfactantes iónicos [29], se disuelve más aceite en el agua, el volumen de la solución micelar acuosa (V_W) incrementa y γ_{OW} disminuye. Si se continúa aumentando

la hidrofobicidad del surfactante, mayor cantidad de aceite se disuelve en el agua, V_W se hace cada vez mayor y γ_{OW} disminuye progresivamente. Se alcanza un punto donde una tercera fase M comienza a separarse de (W_M), esta tercera fase contiene surfactante, además de agua (W) y aceite (O) disueltos. Se tiene entonces un sistema trifásico donde la fase intermedia M está en equilibrio con la solución micelar acuosa (W_M) y con el aceite (O). La interfase W/O desaparece y se forman las interfaces W/M y M/O. La tensión interfacial γ_{W_M} tiende a cero mientras que $\gamma_{M/O}$ alcanza valores muy bajos. Si se continúa incrementando la hidrofobicidad del surfactante, éste migra casi por completo a la fase intermedia. Se obtiene un sistema en el cual la fase intermedia (M), conteniendo prácticamente todo el surfactante y cierta cantidad de agua y aceite disueltos, se encuentra en equilibrio con el agua y con el aceite. La tensión interfacial del sistema (γ_{OW}) adquiere valores ultrabajos, del orden de las 10^{-3} - 10^{-4} dinas/cm y es aproximadamente igual a la suma de las tensiones γ_{W_M} y γ_{O_W} . Si la hidrofobicidad del surfactante continúa aumentando, éste tiende a disolverse en la fase oléica, formando una solución micelar oléica (O_M), la cual contiene cierta cantidad de agua disuelta y está en equilibrio con la fase intermedia M (Fig. 4). Finalmente, la fase M desaparece, (γ_{OW}) aumenta y se obtiene un sistema en el cual O_M conteniendo casi todo el surfactante y cierta cantidad de agua disuelta, se encuentra en equilibrio con la fase acuosa W.

En este sentido, la formación de una microemulsión de agua en Diesel puede lograrse seleccionando un surfactante o mezcla de surfactantes que posean el "Balance Hidrofílico Lipofílico" (HLB) apropiado, lo cual permite una fuerte

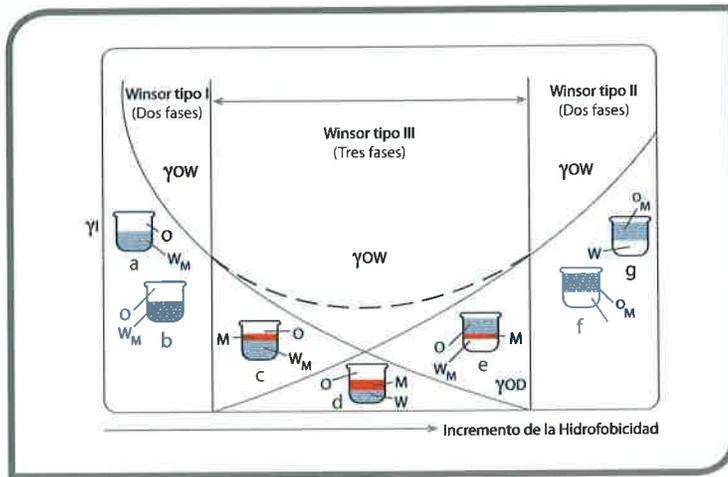


Fig. 4 Tensión interfacial en función del comportamiento de fases [28]

adsorción a la interfase, mediante la obtención de tensiones interfaciales ultrabajas que a su vez promueven una mayor fluidez de la interfase, condición, esta última, de primera importancia en el proceso de microemulsificación.

PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE MICROEMULSIONADO

La selección de los surfactantes con el objeto de producir microemulsiones de agua en Diesel, se basó principalmente en escoger aquellos surfactantes o mezclas de surfactantes que fueran capaces de producir tensiones interfaciales muy bajas o ultrabajas ($\gamma \leq 10^{-3}$ dinas/cm) en la interfase diesel-agua, ya que éste es un parámetro característico de las microemulsiones. Por ejemplo, es conocido que las mezclas de ácidos grasos y sus sales son capaces de producir tensiones interfaciales ultrabajas [30, 31]. Por esta razón, se escogió la mezcla ácido oléico y su sal (oleato) generada con la monoetanolamina (MEA), para preparar las microemulsiones de agua en Diesel con contenidos de agua entre 5 y 15 % (v/v).

MECANISMO DE FORMACIÓN DEL SISTEMA SURFACTANTE

En la Fig. 5 se esquematizan las reacciones y equilibrios que deben llevarse a cabo para promover la formación de la microemulsión, con el sistema surfactante seleccionado. Cuando la fase Diesel que contiene al ácido oléico se pone en contacto con la fase acuosa, el ácido oléico (AO), por su afinidad dual por el agua y el diesel,

difunde hacia la fase acuosa o a la región cercana a la interfase Diesel/agua para repartirse en ambas fases de acuerdo con su coeficiente de partición, (equilibrio 1). Una vez que se encuentra en esta región se ioniza para generar protones e iones oleatos (AO^-), de acuerdo con su constante de ionización, K_a (equilibrio 2). Por otra parte, la MEA también se ioniza en la fase acuosa para producir iones OH^- y amina protonada, (equilibrio 6). Los iones OH^- que se generan imparten un pH alcalino a la fase acuosa y su tendencia es a reaccionar con los protones que originó el AO de acuerdo con el equilibrio 5 de hidrólisis del agua. La reacción entre los protones y los iones OH^- (reacción 5) alteran el equilibrio 2, estimulando a que éste se desplace hacia la derecha produciendo una alta concentración de iones AO^- . Estos iones AO^- pueden interactuar con las aminas protonadas para producir la sal de oleato de amina (equilibrio 3). Una parte de esta sal permanece adsorbida en la interfase diesel-agua y la otra puede difundir y repartirse entre ambas fases según su coeficiente de reparto, (equilibrio 4).

La constante del equilibrio de ionización del AO, representado en la ecuación (1) se puede expresar en términos de la concentración de iones OH^- y de la constante de hidrólisis del agua (K_w). Por otra parte, de la ecuación 1 se puede obtener una relación entre la concentración de iones AO^- y AO, la cual indica que la concentración de iones OH^- en el sistema es directamente proporcional a esta relación, (ecuación 2).

$$K_a = \frac{[H^+][AO^-]}{[AO]} = \frac{K_w [AO^-]}{[OH^-][AO]} \quad (1)$$

$$[AO^-]/[AO] = K_a [OH^-]/K_w \quad (2)$$

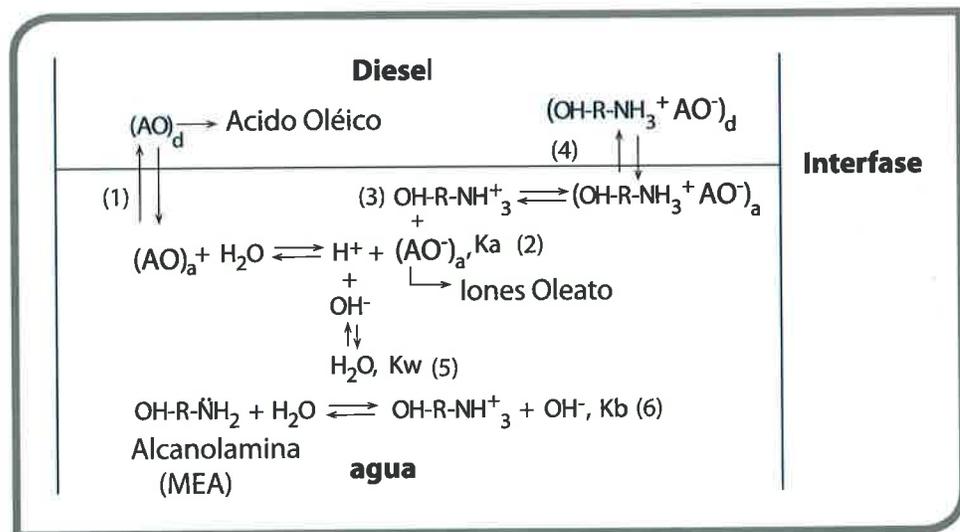


Fig. 5 Representación esquemática del mecanismo de acción del surfactante en la interfase Diesel-Agua

Se considera que los iones AO^- y AO por sus características de surfactante, básicamente se encuentran adsorbidos en la interfase Diesel/agua. En el sistema en estudio la relación entre la concentración de iones AO^- y AO depende de la concentración de MEA, ya que es su hidrólisis la que proporciona los iones OH^- , (equilibrio 6) de la Fig. 5. La relación entre la concentración de AO^- y AO es determinante en la obtención de la tensión interfacial ultrabaja requerida para la formulación de la microemulsión. Por lo tanto, en el sistema analizado agua/diesel/ AO/MEA , las concentraciones de AO e iones AO^- se modifican, variando la concentración de MEA en el sistema.

En efecto, la tensión interfacial del sistema agua/aceite/ AO/MEA depende fundamentalmente de la concentración de MEA, tal como se muestra en la Fig. 6. En ausencia o a muy bajas concentraciones de MEA, la interfase se encuentra saturada sólo con moléculas de AO . Al aumentar la concentración de MEA comienza la generación de iones AO^- y se forma en la interfase una monocapa adsorbida constituida por una mezcla de moléculas de ácido oléico e iones oleato, al tiempo que disminuye la tensión interfacial. Eventualmente, se alcanza un rango de concentraciones de MEA donde se observa emulsificación espontánea debido a la obtención de tensiones interfaciales ultrabajas ($\leq 10^{-4}$ dinas/cm). Si continúa incrementándose la concentración de MEA se ionizan más moléculas de ácido oléico, la concentración de iones oleato en la interfase se hace mayor y la tensión interfacial incrementa de nuevo.

La zona de emulsificación espontánea, donde se alcanzan tensiones interfaciales ultrabajas (Fig. 6), se logra cuando la interfase está saturada con moléculas de ácido oléico y de iones oleato, específicamente cuando en la interfase se encuentran igual número de ambas especies. Para lograr que $[AO^-]/[AO] \cong 1$, es necesario controlar la concentración de iones $[OH^-]$ (ecuación 2), ajustando cuidadosamente la concentración de MEA en la fase acuosa. Las microemulsiones son líquidos transparentes, o al menos de apariencia similar a la apariencia de la fase continua, por lo cual la transparencia de una microemulsión debe ser comparable a la turbidez [32] de la fase continua. Por lo tanto, se escogió la medida de la turbidez del sistema estudiado (determinada con un turbidímetro convencional 2100P, marca HACH) para caracterizar la formación de la microemulsión de agua en diesel. Con las medidas de la turbidez se observó que cuando el sistema era transparente o microemulsión su turbidez era menor a 100 NTU y su apariencia similar a la de la fase continua diesel.

En la Fig. 7, se presenta la turbidez en función de la concentración de MEA para el sistema agua/Diesel/ $AO/$

MEA, conteniendo 10% (v/v) de agua, 9% (v/v) de AO , y en presencia y ausencia de n-hexanol, el cual actúa como un cosurfactante para ayudar a obtener la tensión interfacial ultrabaja requerida. El rango de valores de concentración de MEA en los cuales se forma la microemulsión es claramente afectado por la concentración de n-hexanol. En ausencia de n-hexanol se obtiene la microemulsión cuando la concentración de MEA está en el orden de 0,85 % (v/v)

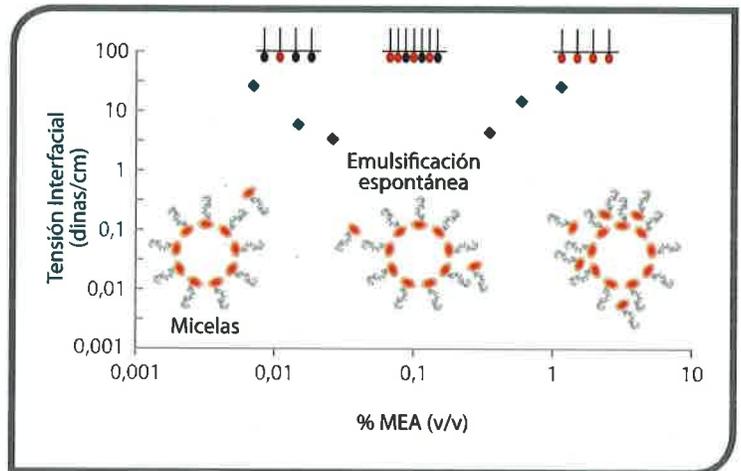


Fig. 6 Variación de la tensión interfacial del sistema agua/Diesel/ AO/MEA en función de la concentración de MEA

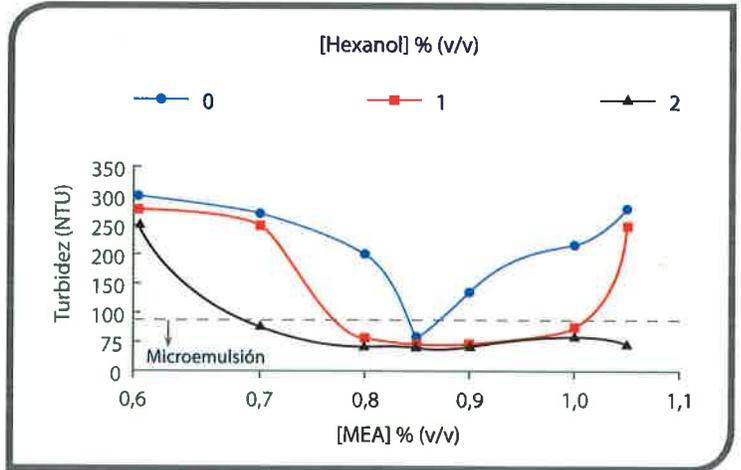


Fig. 7 Turbidez en función del HLB (mezcla) para el sistema agua/Diesel/ AO/MEA

aproximadamente. Cuando los valores de la concentración de MEA son menores o mayores a 0,85 % (v/v), no se observa la formación de la microemulsión. Los resultados indican que la concentración de MEA de 0,85 % (v/v) disuelta en la fase acuosa permite tener una relación entre las concentraciones de AO y AO^- adsorbidos en la interfase, de tal manera, que se obtiene la tensión interfacial ultrabaja necesaria para formar la microemulsión. Es evidente que existe un efecto sinérgico [30, 33-39] entre las moléculas de AO y los iones

AO⁻ adsorbidos en la interfase, el cual alcanza su máxima expresión cuando las fracciones de AO y AO⁻ son la necesaria para generar tensiones interfaciales ultrabajas.

Se plantea como hipótesis que el efecto sinérgico observado, se debe a las interacciones entre las moléculas de AO y los iones AO⁻ en la interfase diesel-agua tipo puente de hidrógeno. Bajo estas condiciones se genera una monocapa adsorbida altamente compacta, con un gran número de moléculas de surfactante por unidad de área interfacial y por lo tanto con una tensión interfacial tan baja que promueve la emulsificación espontánea y formación de la microemulsión. En presencia de 1 y 2 % (v/v) de n-hexanol como cosurfactante, se observa un intervalo más amplio de concentración de MEA donde se forma la microemulsión, el cual es mayor con 2% de n-hexanol. Estos resultados indican que el n-hexanol se debe adsorber en la interfase diesel-agua, contribuyendo con la mezcla surfactante AO/AO⁻ en la obtención de la tensión interfacial ultrabaja y en consecuencia con la formación de la microemulsión. La presencia del n-hexanol incrementa la sensibilidad del sistema en estudio a la concentración de MEA para obtener la microemulsión.

PROCESO DE FORMACIÓN DEL COMBUSTIBLE MICROEMULSIONADO

Con la formulación más adecuada, es decir aquella capaz de generar un producto económicamente aceptable, de alta calidad en cuanto a estabilidad y con las propiedades requeridas para actuar como combustible en motores de combustión interna, se procedió a manufacturar los lotes de microemulsión necesarios para realizar las pruebas de emisiones a nivel de banco y en vehículos en servicio. Con la información obtenida en el ámbito del laboratorio, se diseñó una planta piloto (Fig. 8) con capacidad para producir unos 1000 litros de microemulsión por día y cuyo componente más importante lo constituye el sistema de mezclado. Para formar la microemulsión de agua en Diesel es necesario tener un mezclador que sea capaz de generar un flujo turbulento homogéneo, cuya intensidad en la turbulencia se pueda controlar.

IMPACTO EN LAS EMISIONES

Pruebas de laboratorio. Se determinaron las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) y particulado (PM) para el combustible microemulsión con 10% (v/v) de agua con número de cetano igual a 47 unidades. Para determinar la concentración de NO_x se empleó un analizador de gases basado en el principio de la quimiluminiscencia [40]. Este equipo emplea fotodiodos de Silicio (Si) para sensar longitudes de onda producidas por la reacción de NO y NO₂ con Ozono (O₃). Finalmente, la emisión de luz producida es directamente proporcional a la

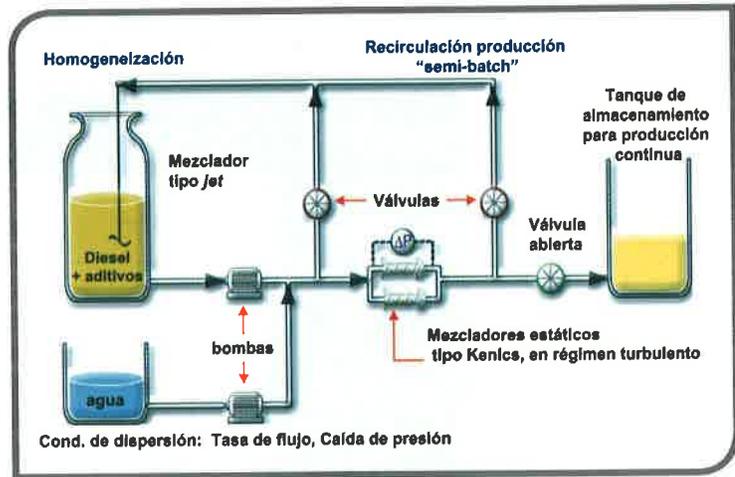


Fig. 8 Diagrama esquemático de la planta piloto de producción de microemulsiones de agua en Diesel

concentración de óxidos de nitrógeno de los gases. Se utilizó un motor Diesel de 6 cilindros, con inyección directa, turbocargado y con emisiones Pre-Euro I. Se operó a 80% de carga parcial a 1600 rpm. En la Fig. 9, puede observarse una reducción simultánea de las emisiones de óxidos de nitrógeno (12%) y de partículas (35%) que indica la potencialidad de la tecnología. La reducción de NO_x se explica ya que sin aporte neto de energía, el agua actúa como un diluyente reduciendo la temperatura en la llama de difusión y simultáneamente la formación de NO_x.

La reducción de partículas se atribuye a que el incremento de la densidad del combustible debido a la presencia de agua, ocasiona un mayor desplazamiento de aire hacia la zona de vaporización del combustible, disminuyendo la formación de particulado. Analizando la combustión, se determinó la presión generada en el cilindro versus

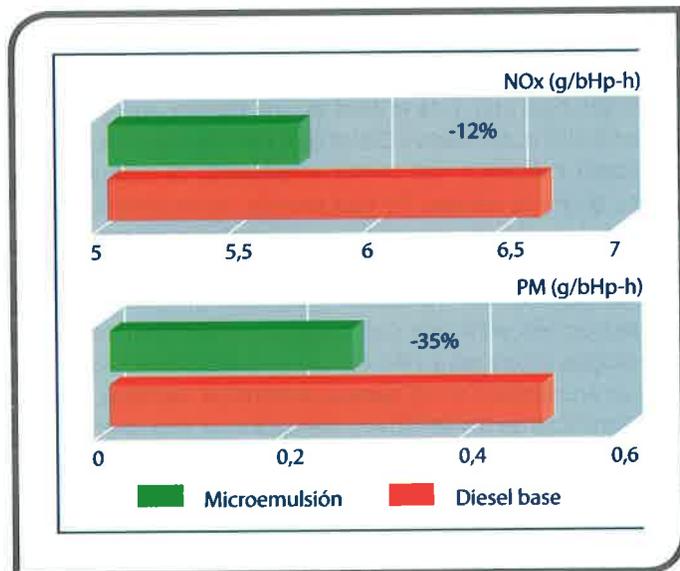


Fig. 9 Emisiones de NO_x y particulado (PM), para el Diesel base y para una microemulsión de 10% (v/v) de agua, preparada con el Diesel base

Tabla 1. Características técnicas de los vehículos

Características	Vehículo A	Vehículo B	Vehículo C
Marca	Mercedez Benz	Mercedez Benz	Mercedez Benz
Modelo	LF 1113	1113	1924
Año	1982	1982	1975
Motor	6 cilindros	6 cilindros	6 cilindros
Turbocargador	Si	Si	No

el ángulo de giro durante la porción del ciclo con ambas válvulas de admisión y escape cerradas. Se determinó la tasa de liberación de calor (balance de masa y energía por la primera ley de la termodinámica), para analizar detalles del evento de combustión [41]. Se observó un mayor retraso de la ignición, lo que es compensado sensiblemente por una mayor tasa de combustión durante el mayoritario modo de combustión por difusión (liberación de una cantidad comparable de energía por operar a potencia constante, en un menor número de ángulos de giro). Esto determina la potencialidad para una mayor eficiencia térmica de la fracción combustible de la formulación.

Pruebas de Campo. Se determinó la opacidad de los gases de escape mediante un ensayo de aceleración libre en vehículos en servicio, de acuerdo con la norma venezolana COVENIN 2309 [42]. Este ensayo es una técnica aplicada a los vehículos con motores Diesel que permite diagnosticar el estado mecánico del motor empleando la opacidad de los gases de escape. En esta prueba, se incrementa la velocidad de giro del motor desde la condición de marcha al ralentí hasta la condición de marcha al vacío, controlada por el sistema de inyección. Para este propósito, se emplearon tres vehículos con motores representativos de tecnologías anteriores a 1990 con altos niveles de emisiones que se encuentran en el parque automotor nacional. Las características de los vehículos analizados se muestran en la Tabla 1.

En la Fig. 10 se muestra la máxima opacidad obtenida en los gases de escape para los vehículos de prueba con tres combustibles diferentes: el combustible base con el cual se preparó la microemulsión, un combustible de referencia, el cual contiene 0,03 % (p/p) de Azufre (S) y menos de 10 % (p/p) de aromáticos y la microemulsión con 10 % (v/v)

de agua. En todos los casos, la menor opacidad se alcanzó cuando se utilizó la microemulsión como combustible. Incluso en una condición extrema

(Caso C) de deterioro y altas emisiones en uno de los tres motores, fue posible reducir las emisiones por debajo del límite máximo de opacidad aplicable a vehículos en servicio según la legislación vigente en Venezuela (vehículos año/modelo anteriores a 1990). La reducción de emisiones en el intervalo evaluado, se incrementa al incrementar la concentración de agua en el combustible (Fig. 11).

Como parte de un programa para reducir las emisiones de NO_x, en un 75% con relación al combustible base utilizado en el estado de Texas (USA), las autoridades de la ciudad de Texas consideran que la mejor opción para alcanzar una reducción en las emisiones de NO_x y particulado podría ser una combinación de mejoras en las tecnologías de los motores, avances en los sistemas de post-tratamientos, y el uso de combustibles como emulsiones Diesel/agua [43].

A tal efecto, se realizó una prueba con la microemulsión de PDVSA Intevep, donde se utilizaron cinco vehículos año/modelos 1997, 1998, 1999 y 2000 para diferentes tipos de servicio. Los ensayos fueron ejecutados por Environment Canadá, en la base aérea Ellington Field al sur de la Ciudad de Houston, donde el combustible fue una microemulsión de agua en Diesel con 15% (v/v) de agua. Los resultados de la prueba se muestran en la Tabla 1, donde se observa que se lograron, con relación al combustible base, reducciones promedio de 27,7% en las emisiones de NO_x y de 52,0% en el particulado. No obstante, se observaron incrementos máximos aproximados de 18, 13 y 10% en las emisiones de HC, CO₂ y CO, respectivamente. Las reducciones en las emisiones de NO_x y particulado fueron significativas y se lograron los objetivos planteados. Los incrementos de HC y CO que aquí se observan, muestran una situación

Tabla 2. Variaciones en las emisiones de gases (CO, CO₂, NO_x y HC) y particulado (PM) al emplear microemulsiones de 15% (v/v) de agua en diferentes vehículos de transporte

Vehículo	CO (%)	CO ₂ (%)	NO _x (%)	HC (%)	PM (%)
	9,8	12,3	-27,3	-15,6	-40,5
	8,8	9,5	-25,9	16,7	-45,3
	1,5	13,0	-27,6	17,7	-49,1
	3,0	9,1	-25,2	12,8	-47,1
	7,9	5,7	-26,5	17,5	-52,0

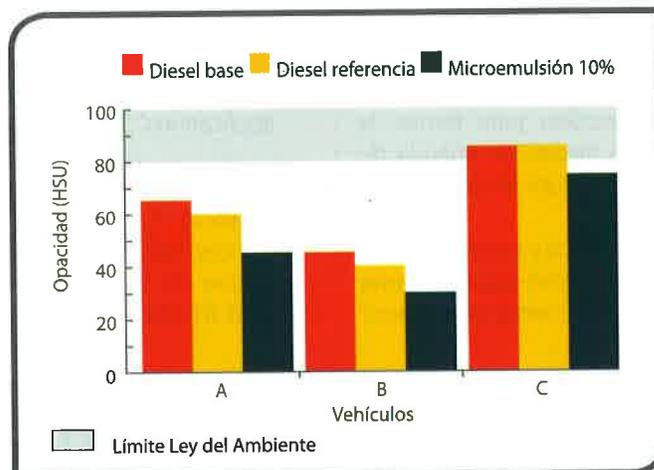


Fig. 10 Opacidad para tres vehículos diferentes en función del tipo de combustible utilizado

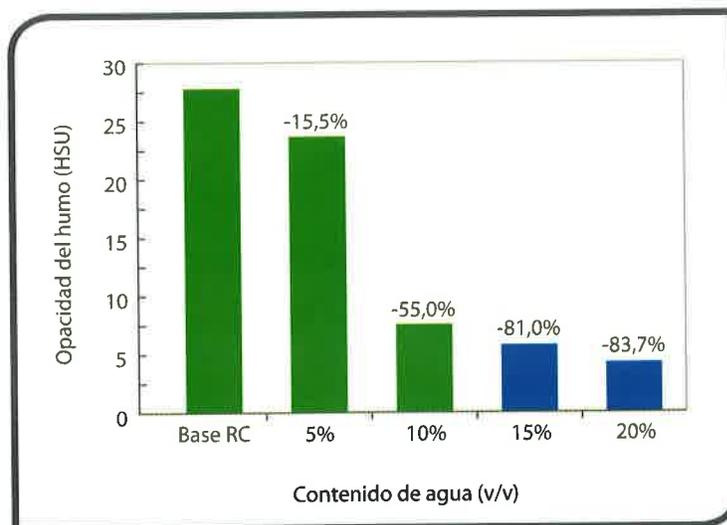


Fig. 11 Efecto del contenido de agua en la microemulsión sobre la reducción de opacidad

que ha ocurrido también en diferentes ensayos propios y reportada en la literatura abierta [44]. Estos incrementos se aceptan con base en que las tasas de emisión son menores a las especificaciones límites de los motores ensayados y a que su reactividad atmosférica y toxicidad en las masas emitidas, es contrarrestada por el beneficio que se obtiene con las reducciones de NO_x y particulado. El incremento en el porcentaje de emisiones de CO₂, lo que implica es que se requiere más energía con la microemulsión, lo cual afecta la economía de combustible en el vehículo. Es de hacer notar que se trabaja intensamente con el propósito de lograr reducciones en las emisiones de HC, CO₂ y CO, las cuales, aunque en menor extensión que las de NO_x y particulado, contaminan el ambiente.

CONCLUSIONES

- Se estableció a nivel de laboratorio una formulación para preparar microemulsiones de agua en Diesel. La formulación se basó en el uso de ácidos grasos como surfactantes y de otros aditivos no contaminantes.
- Se propone un mecanismo que permite explicar el comportamiento del sistema surfactante y demuestra que la relación entre el ácido graso y su sal es fundamental para optimar la formulación.
- Se diseñó un sistema de mezclado para formar la microemulsión utilizando bajos niveles de energía de mezcla y una planta piloto para producir el combustible para las pruebas de campo.
- Las pruebas realizadas a nivel de banco y en vehículos en servicio mostraron que la mezcla Diesel-agua en forma de microemulsiones es altamente eficiente para reducir las emisiones de NO_x y particulado.
- A mayor contenido de agua en la microemulsión mayores son las reducciones en los niveles de emisiones de NO_x y particulado.

REFERENCIAS

1. J. Ferrís i Tortajada, J.A. Ortega García, J.A. López Andreu, J. García i Castell, J. Aliaga Vera, A. Cánovas Conesa, V. Ferrís i García. Autobuses escolares y motores diesel: contaminación atmosférica, exposición pediátrica y efectos adversos en la salud humana. *Rev Esp. Pediatric* 2003;59:132-145.
2. Autocity. Documentos Técnicos. <http://www.autocity.com/documentos-tecnicos/?cat=3&codigoDoc=133>.
3. Flynn, Patrick F.; Durrett, Russell P.; Hunter, Gary L.; zur Loye, Axel O.; Akinymi, O. C.; Dec John E. and Westbrook Charles. "Diesel Combustión: An Integrated View Combining Laser Diagnostics, Chemical Kinetics, And Empirical Validation." SAE Paper 1999-01-0509.
4. Nazha, M. A., Rajakaruna H. and Wagstaff S.A. "The use of emulsion, water induction and EGR for controlling diesel engine emissions". SAE Paper 2001-01-1941.
5. Barnaud F., Schmelsle P., and Schulz P. "AQUAZOLE: an original emulsified waterdiesel fuel for heavy-duty applications". SAE Paper 2000-01-1861.
6. Langer Deborah A., Petek Nicholas K. and Schiferl Elizabeth A.. "Maximizing the Effectiveness of Water-Blended Fuel in Reducing Emissions By Varying Injection Timing Or Using After-Treatment Device". SAE Paper 2001-01-0513.
7. Matheaus Andrew C. Ryan Thomas W., Daly Dan, Langer Deborah A. and Musculus Mark P. B.. "Effects of PurinoxSt Water-Diesel Fuel Emulsions on Emissions and Fuel Economy in a Heavy-Duty Diesel Engine". SAE Paper 2002-01-2891.
12. Hsu Bertrand D. "Combustion of Water in Diesel Emulsion in an Experimental Medium Speed Diesel Engine". SAE Paper 8603000.
13. Coon C.W. "Multi-cylinder diesel engine tests with unstabilized water-in-fuel emulsions". SAE Paper 810250.
14. The Lubrizol Corp. Especificaciones de Combustibles y la Calidad del Aire, Combustibles Alternativos. II Taller de Aire Limpio para Lima y Callao, III Encuentro Latinoamericano sobre Calidad del Aire y Salud. Julio 11, 2001.
15. Tsukahara M. and Yoshimoto Y. Reduction of NO_x, Smoke, BSFC, and Maximum Combustion Pressure by Low Compression ratios in a Diesel Engine Fuelled by Emulsified Fuel. SAE Paper 920464.

16. Tsukahara M. Cooling Loss Reduction by Water-Diesel Fuel Emulsion. Engine Technology Progress In Japan. Quarterly Report by Inter-tech Energy Progress, Inc. 1996.
17. Spataru. Alex of The ADEPT Group, Inc. Emulsified Fuels in Western Europe – An Overview. ARB/CEC Alternative Fuel Symposium. Aug 19, 2003.
18. Solans, C.; Pons, R.; Kunieda, H. Overview of Basic Aspects of Microemulsions. Industrial Applications of Microemulsions. Marcel Dekker, Inc. 66, 1:20, 1997.
19. Tadros, Th.; Vincent, B. In Encyclopedia of Emulsion Technology, Paul Becher, ed., Marcel Dekker, New York, Vol 1, 1983.
20. Prince, L. M. Microemulsions: Theory and Practice" Academic Press. New York, 1977.
21. Friberg, S.; Buraczewska, I. Micellization, Solubilization and Microemulsions. K.L. Mittal, Ed, Plenum, New York. 2, 791, 1977.
22. Cazabat, A.; Lageuin, D.; Meunier, J.; Pouchelon, A. Critical Behavior in Microemulsions. Adv. Colloid and Interface Science. 16, 175:199, 1982.
23. Holt, L. J. Dispersion Science and Technology. 1:423, 1980.
24. Lindman, B.; Friberg, S. Microemulsions. An Historical Overview. Handbook of Microemulsions Science and Technology. Edited by Promod Kumar and K.L. Mittal. 1-13, 1999.
25. Bourrel, M.; Schechter, R. Microemulsions and Related Systems. In Surfactant Science Series. Marcel Dekker, Inc., New York. Volume 30, 277:397, 1988.
26. De Gennes, P.; Taupin, C. Microemulsions and Flexibility of Oil/Water Interfaces. J. Phys. Chem. 2294: 2304, 1982.
27. Angel, L.; Evans, D.; Ninham, B. Three-Component Ionic Microemulsions. Journal of Physical Chemistry, 87, 538:541, 1983.
28. Leung, R.; Jeng Hou, M.; Shah, D. Microemulsions: Formation, Structure, Properties, and Novel Applications. In Surfactant Science Series, Wasan, D. T.; Ginn, M. E.; Shah, D. O. eds, Marcel Dekker, Inc., New York. Volume 28, 315:367, 1988.
29. Rosen, M. Emulsification by Surfactants. Surfactants and Interfacial Phenomena. Second Edition, Wiley Interscience Publication, John Wile & Sons, New York, 326-329, 1989.
30. Chhabra, V; Free, M.L; kang, PK; Truesdail, s.e, and Shah, D.O. Microemulsions as an Emerging Technology: From Petroleum Recovery to Nanoparticle Synthesis of Magnetic Materials and Superconductors. 4th World Surfactants Congress. Barcelona, Spain. 3-7 VI 1996.
31. Rivas, H.; Gutierrez, X.; Zirit, J. L.; Anton, R.; Salager, J. L. Microemulsion and Optimun Formulation Occurrence in pH Dependent Systems as Found in Alkaline Enhanced Oil Recovery. In Industrial Applications of Microemulsions. C. Solans and H. Kunieda, eds. Marcel Dekker, Inc. New York. 66:305, 1997.
32. Willard, H.; Merritt, L.; Dean, J. Turbidimetría y Nefelometría. Metodos Instrumentales de Análisis. Ed Continental, México. 127:129, (1981).
33. Rosen, J. M.; Gu, B. Synergism in Binary Mixture of Surfactants. 6. Interfacial Tension Reduction Efficiency at the Liquid/Hydrophobic Solid Interface. Colloid and Surfaces 23, 119:135, (1987).
34. Salager, J. L.; Anton, R. E. Ionic Microemulsions. Handbook of Microemulsions. Science and Technology. Kumar, P. and Mittal, K. L. eds. 247, 1999.
35. Tadros, Th. Microemulsions in Agrochemicals. Surfactant Science Series. Industrial Applications of Microemulsions. Marcel Dekker, Inc. 66, 199:207, 1997.
36. Rosen, J. M. Reduction of Surface and Interfacial Tension by Surfactants. Surfactants and Interfacial Phenomena. Second Edition, Wiley-Interscience. 207:239, 1989.
37. Rajagopalan, R.; Rodriguez, L.; Sameer, K. Lattice Monte Carlo Simulations of Micellar and Microemulsions Systems. Handbook of Microemulsion Science and Technology. Edited by Promod Kumar K.L. Mittal. Marcel Dekker. 105:137, 1999.
38. Sharma, K.; Rodgers, C.; Palepu, R.; Rakshit, A. Studies of Mixed Surfactant Solutions of Cationic Dimeric (Gemini) Surfactant with Nonionic Surfactants C12E6 in Aqueous Medium. Journal of Colloid Interface Science. 268, 482:500, 2003.
39. Rudin, J.; Wasan, D. T. Mechanisms for Lowering of Interfacial Tension in Alkali/Acidic Oil Systems. 1. Experimental Studies. Colloids and Surfaces, 68, 67:79, 1992.
40. Procuraduría ambiental y del ordenamiento del DF. Centro de Información y Documentación. www.paot.org.mx/centro/libros/zip//BCA-Z.pdf

41. González, M.; León, A. "Estimation Of Diesel Fuel Effects Benefits On A Representative Engine Of The Urban Transport Fleet In Venezuela" SAE Paper 942409 (1994).
42. COVENIN 2309, Calidad de Aire - Determinación de la opacidad del humo en el escape de vehículos con motores Diesel. 2002.
43. Sattler, M. Technologies for Reducing NOx Emissions from Non-Road Diesel Vehicles: An Overview. North Central Texas Council of Governments, Arlinton, Texas.
44. Matthews, R. D. Emulsified Diesel Fuels: Literature Review and Consolidation of Lubrizol Recommendations, Center for Transportation Research The University of Texas at Austin, Austin, TX. USA. 2002.

ARTÍCULO

Fedymar Pereira
PDVSA Intevep

José G. Tovar
PDVSA Intevep

Manuel Mas
PDVSA Intevep

CELDA DE REMOCIÓN DE REVOQUES: METODOLOGÍA PARA OPTIMIZAR EL ACONDICIONAMIENTO DEL HOYO

El acondicionamiento del hoyo es la etapa previa a la cementación primaria donde se retiran los ripios y el lodo gelificado/deshidratado para maximizar el área de flujo permitiendo que la colocación de la lechada asegure el aislamiento zonal requerido; esto se logra bombeando el lodo al máximo caudal posible y permisible y aplicando sustancias químicas llamadas lavadores. La mayor incidencia de fallas operacionales en cementación ocurre en el acondicionamiento del hoyo por falta de metodología y criterios estándares para asegurar un proceso eficiente.

Actualmente, especificaciones como tipo y cantidad de lavador, tiempo de acondicionamiento y tasa de bombeo se seleccionan según la experiencia del operador, lo cual genera incertidumbre respecto al éxito de la cementación. Este trabajo presenta una metodología que, junto a la Celda de Remoción de Revoques, permite simular la erosionabilidad mecánica y evaluar, comparar y diseñar la eficiencia de lavadores bajo condiciones de presión y temperatura de pozo, mejorando el acondicionamiento del hoyo y reduciendo el nivel de fallas en la cementación primaria. Los estudios realizados en laboratorio con diferentes sistemas de lodos y lavadores demuestran la gran utilidad y aporte de la metodología al acondicionamiento del hoyo.

Se encontró que, bajo iguales condiciones, los revoques de lodos base aceite con polímero, densificados con Orimatita® resisten más la erosión mecánica y química que los correspondientes con Barita, lográndose remover con la máxima tasa de corte 4% y 29% del revoque con Orimatita® y Barita, respectivamente. De los lavadores estudiados resultó que el más eficiente es la solución acuosa de surfactantes.

MUD CAKE REMOVAL CELL: METHODOLOGY TO ENHANCE HOLE CONDITIONING

Hole conditioning is the previous stage to the primary cementing. Drill cuttings, mud cake and partially dehydrated gelled mud are displaced to maximize the flow area allowing the slurry placement assures the required zonal isolation. It is achieved pumping the mud at the maximum possible and permissible flow rate and applying chemical substances called washers. During the primary cementing, hole conditioning is the stage with more sources of failure due to lack of methodology and standard approaches to carry out an efficient cleaning of the hole, that is, a process planning adapted to the well conditions to assure an efficient process. Currently, specifications like washer type and amount; hole conditioning time and pumping flow rate are selected according to the operator experience, which might add uncertainty in cementing success.

This paper presents a methodology and a Mud Cake Removal Cell that allow to simulate the mechanical erodability and to evaluate, compare and design the washers efficiency, at well pressure and temperature conditions; thus improving the hole conditioning and reducing the failure level in the primary cementing. The laboratory experiments with different washers and drilling fluids had evinced the utility and contribution of methodology to well conditioning.

The results reveal that in equal conditions, the mud cake of polymer oil base mud, formulated with Orimatita® resists the mechanical and chemical erosion in higher levels than those corresponding with Barite. Then, achieving the removal with the higher shear rate 4% and 29% in the Orimatita® and Barite mud cake, respectively. Among the washers studied, the most efficient is the surfactant aqueous solution.

Durante la perforación de pozos de hidrocarburos se utilizan fluidos de perforación especialmente diseñados para facilitar este proceso; una de sus funciones es formar mediante filtración una delgada e impermeable capa de sólidos, llamada revoque, sobre las paredes del hoyo cuando se perforan secciones permeables, para evitar la pérdida de filtrado hacia la formación y daños a la misma. Posteriormente, se acondiciona el hoyo a fin de garantizar un eficiente aislamiento zonal en la cementación primaria, con el fin de impedir el flujo de los fluidos de la formación hacia otras zonas permeables o hacia la superficie, o la pérdida de volúmenes de petróleo, afectando negativamente la productividad del pozo [1]. En la construcción de un pozo de hidrocarburos la cementación

primaria es el proceso que más influencia posee en la vida útil del pozo, ya que del éxito de dicho proceso depende ampliamente la operación segura y el control del pozo. El aislamiento zonal se logra mediante la creación de un sello en la pared de la formación a partir del fraguado de la lechada de cemento que se coloca entre el revestidor y el hoyo abierto [1, 2].

El acondicionamiento del hoyo, previo a la cementación primaria, consiste en retirar del anular el fluido de perforación remanente y parte del revoque formado para evitar incompatibilidades entre el lodo y la lechada de cemento que será colocada entre el revestidor y el hoyo. En la actualidad, el proceso de acondicionamiento del hoyo es realizado según el criterio y experiencia de los operadores,

lo cual genera incertidumbre en el éxito de la cementación primaria ya que no existe garantía del nivel de eficiencia del trabajo. Es importante señalar que condiciones como la tasa de bombeo del fluido de desplazamiento, el tipo de lavador y el tiempo de acondicionamiento son fijadas empíricamente. Adicionalmente, en las operaciones de campo no existen metodologías ni criterios para determinar el tipo y la cantidad de lavador requerido durante el acondicionamiento y su eficiencia para remover diferentes revoques. Muchos de los lavadores que se utilizan en campo han sido evaluados en laboratorio mediante pruebas muy simples y bajo condiciones no representativas del pozo. En otras palabras no existe una metodología para la simulación del proceso adaptada a las condiciones del pozo que permita realizar una limpieza eficiente.

El revoque y el lodo gelificado/deshidratado no removido, como consecuencia de un acondicionamiento deficiente, no tiene propiedades cementantes y su descomposición en el tiempo da lugar a la formación de micro canales entre la matriz de cemento y la pared del hoyo, a través de los cuales pueden fluir los fluidos contenidos en la formación. Entre estos fluidos se encuentran los gases agrios que pueden causar corrosión en el cemento y en el revestidor; también pueden fluir volúmenes de petróleo. Para solucionar éste y otros problemas se hace necesario realizar trabajos de cementación secundaria, los cuales incrementan los costos desde 8% hasta 20% aproximadamente [3].

La remoción deficiente del revoque constituye una de las principales fallas de la cementación primaria y junto a otros factores contribuye a que aproximadamente el 15% de los trabajos de cementación primaria fallen, problema que, a escala internacional, cuesta a las compañías productoras de petróleo y gas casi 470 MM US\$/año, convirtiéndose así en un factor de alto riesgo del proceso hoy en día [4]. A fin de mejorar la eficiencia del proceso de acondicionamiento del hoyo, se propone el uso de una metodología que permite caracterizar los revoques mediante su compresibilidad, cuantificar su remoción mecánica y evaluar, comparar y diseñar sistemas de lavadores bajo condiciones máximas de 350 °F y 1.500 lpc. En este trabajo se describe detalladamente dicha metodología y los resultados al ser aplicada para estudiar sistemas de lodos base agua y base aceite diseñados en el laboratorio.

ACONDICIONAMIENTO DEL HOYO

El acondicionamiento del hoyo es la etapa previa a la cementación primaria donde se prepara el hoyo desplazando todos los rípios y el lodo gelificado/deshidratado con el fin de obtener la máxima área de flujo. De ese modo, la lechada que será colocada en el anular podrá asegurar el aislamiento zonal requerido en el pozo. Este proceso se realiza después de bajar el revestidor, para remover el lodo gelificado y el revoque formado mediante filtraciones dinámicas y estáticas en el pozo. En general, la limpieza del hoyo se puede lograr mediante el bombeo del lodo a la máxima tasa de flujo

posible y permisible. Posible, debido a que la máxima tasa va a depender de los equipos disponibles para la operación, y permisible ya que la formación puede o no soportar las presiones derivadas de esa máxima tasa de bombeo. El procedimiento usual para lograr el acondicionamiento del hoyo consiste en observar el cambio de presión en superficie durante el bombeo hasta que ésta se estabiliza; para lograr la máxima tasa de bombeo, ésta debe aumentarse progresivamente hasta lograr la máxima permisible.

En un trabajo de cementación, la lechada de cemento debería ser capaz de desplazar todo el fluido de perforación que exista en el espacio anular; sin embargo, para evitar la contaminación de la lechada y otras incompatibilidades con el lodo se utilizan fluidos intermedios, llamados preflujos, que son compatibles con ambos y son capaces de minimizar el contacto entre ellos. Se clasifican según su formulación en lavadores y espaciadores. Los lavadores son fluidos de viscosidad y densidad similar al agua o al aceite utilizado en el fluido de perforación; además, contienen mezclas de dispersantes y surfactantes que facilitan el ablandamiento del revoque y del lodo gelificado y su posterior dispersión. Los espaciadores son fluidos de mayor densidad y reología diseñada cuidadosamente que contienen mayor cantidad de partículas sólidas en comparación con los lavadores; son más efectivos como amortiguadores, previniendo el contacto entre la lechada de cemento y el fluido de perforación [5, 6].

El mínimo volumen de preflujo recomendado y el tiempo de contacto varían según las condiciones específicas del pozo; generalmente, basado en experiencias de campo y el análisis de numerosos trabajos de cementación primaria, el tiempo de contacto del fluido de desplazamiento debería ser aproximadamente 10 minutos, siendo bombeado a la más alta tasa de flujo posible, dentro del rango de control del pozo; del mismo modo, se considera una buena práctica que el volumen del fluido de desplazamiento sea capaz de cubrir entre 500 y 1.000 pies del espacio anular durante su recorrido por éste.

Los movimientos de tubería, como rotación y reciprocación aumentan la eficiencia de desplazamiento del lodo gelificado que está atrapado en la parte más angosta del anular, sobre todo cuando a la tubería se le adaptan raspadores, raspadores o alambres limpiadores; sin embargo, existe el riesgo de que la tubería se pegue a la formación así como la generación de altas presiones y succión. Los raspadores retiran el revoque a medida que se introduce la tubería en el hoyo, pero su uso está restringido a hoyos con geometría regular y con formaciones bien consolidadas. El empleo de raspadores está cuestionado por el hecho de que al retirar por completo el revoque, la presión de los fluidos existente obliga a la formación inmediata de un nuevo revoque.

El uso de centralizadores acoplados a la tubería también ayuda en la remoción de revoques. Una deficiente centralización de la tubería en el hoyo induce tasas de flujo más elevadas entre los sitios que ofrecen menor resistencia

al flujo (lado ancho de la excentricidad) y en el lado más estrecho causa pérdida de fluidez y una distribución desigual de las presiones; esto ocasiona la canalización del lodo mientras se está perforando, mayor dificultad para removerlo eficientemente y la presencia de revoque en esas zonas conduce a la canalización de la lechada de cemento. En la Figura 1, se evidencia que la no centralización de la tubería ocasiona canalización de la lechada en el espacio anular.

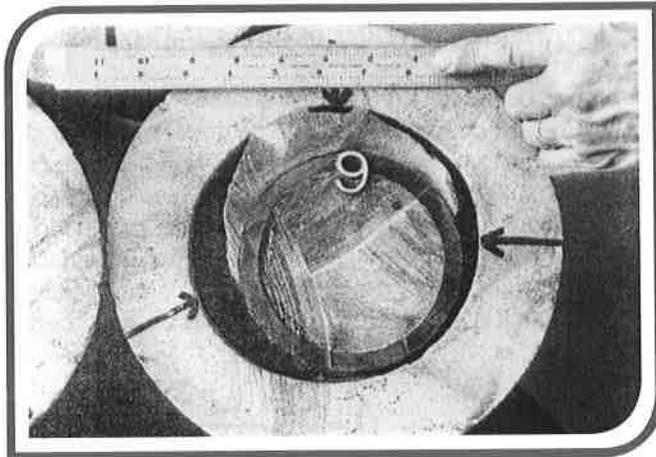


Fig.1. Desplazamiento deficiente de lodo causado por la excentricidad de la tubería [7]

CELDA DE REMOCIÓN DE REVOQUES

La Celda de Remoción de Revoques es un equipo que permite simular, a escala de laboratorio, el proceso de acondicionamiento del hoyo previo a la cementación primaria, incluye:

- Los procesos de filtración estática y dinámica que dan lugar a la formación de revoques mientras se perfora el hoyo y durante las paradas de circulación.
- Los procesos de remoción mecánica cuando se bombea el fluido a altas tasas por el anular para erosionar el revoque.
- Los procesos de remoción química cuando se introducen lavadores en el hoyo para disolver el revoque; todo esto bajo condiciones existentes en el pozo aplicando en la Celda un máximo de temperatura y presión igual a 350 °F y 1.500 lpc.

El prototipo experimental diseñado en el Laboratorio de Cementación de PDVSA Intevep, posee dos tapas, una superior y otra inferior [8]. La tapa superior está provista de dos válvulas que permiten la entrada y la salida del gas a fin de regular la presión dentro del sistema. En la tapa inferior se coloca una malla de acero que sirve de soporte a un papel de filtro del mismo diámetro; éste tiene la finalidad de simular la sección permeable que se encuentra en el hoyo perforado. Idealmente, en la Celda se debería colocar un material poroso (papel de filtro) de permeabilidad igual o muy cercana a la de las arenas expuestas durante la perforación, sin embargo, el diseño

actual de la Celda no admite el empleo de medios porosos cuya permeabilidad pueda ser seleccionada o ajustada a la existente en el hoyo que se pretende representar. Actualmente, el papel de filtro ha sido seleccionado de modo que permita la mayor cantidad de filtrado para reducir errores asociados al cálculo de otra propiedad del revoque llamada compresibilidad, la cual está relacionada en este estudio con la erosionabilidad. La celda posee también un sistema de calentamiento y de agitación con velocidad variable. Durante la perforación de un pozo de hidrocarburos frecuentemente se encuentran zonas permeables que se comportan como un medio filtrante, sobre el cual se van depositando los sólidos presentes en el fluido de perforación, debido a la existencia de una diferencia de presión positiva entre el pozo y la formación, que impulsa a la fase líquida del lodo hacia la roca permeable. La diferencia de presión es la resta entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación y se considera positiva si tiende a forzar el filtrado hacia la formación [5]. Estas zonas permeables presentes en el anular son simuladas con el papel de filtro que se coloca en la parte inferior de la Celda y sobre el cual se depositarán los sólidos del lodo para formar el revoque. Para producir el proceso de filtración la Celda es presurizada con nitrógeno con el fin de reproducir el gradiente de presión existente en el anular generado por la columna de fluidos y la circulación de los mismos.

En el hoyo pueden ocurrir dos tipos de filtración: estática y dinámica. La filtración estática tiene lugar cuando el fluido de perforación no está en movimiento; esta situación se presenta al culminar la perforación del hoyo y mientras se hace el cambio de tuberías dentro del mismo, ya que no existen fuerzas erosivas que actúen sobre el revoque éste se hace más grueso a medida que transcurre el tiempo y la velocidad de filtración disminuye debido al incremento de la resistencia ofrecida por el revoque al paso de líquido [5]. En la Celda de Remoción de Revoques, este proceso se reproduce cuando el fluido de perforación se somete a presión y temperatura manteniendo el sistema de agitación apagado.

La filtración dinámica se produce cuando el fluido de perforación está circulando en el anular bien sea durante la perforación o el acondicionamiento del hoyo; también se presenta mientras se rota la tubería de perforación. En este caso, el revoque recién formado sufre un desgaste debido a la acción erosiva ejercida por la circulación del lodo y los accesorios acoplados a la tubería durante el acondicionamiento. En general, el revoque dinámico es más delgado que el revoque estático, pero la pérdida de filtrado es mayor [5]. La Celda de Remoción de Revoques dispone de un agitador con revoluciones por minuto (r.p.m.) variables, cuya puesta en funcionamiento representa la circulación del lodo en el anular y además simula el acondicionamiento del hoyo antes de cementar. Así, un incremento en las revoluciones del agitador representará un mayor caudal de

la bomba durante el acondicionamiento del hoyo previo a la colocación de la lechada de cemento y el efecto de los lavadores sobre el revoque. El montaje experimental, esquematizado en la Figura 2, también permite caracterizar los revoques de diferentes fluidos de perforación mediante el índice de compresibilidad. El funcionamiento del equipo fue validado mediante la comparación de la potencia aplicada por unidad de superficie de revoque tanto en la Celda como en el espacio anular de un hoyo, suponiendo la aplicación de un mismo fluido de perforación en ambos escenarios, para diferentes geometrías y caudales de bombeo durante el acondicionamiento del hoyo [8]. Al realizar la comparación se observó que la capacidad de agitación de la Celda cubre e incluso supera la energía equivalente que se aplicaría en un pozo. Esto garantiza que la Celda permite simular a escala de laboratorio lo que ocurre a escala de pozo, con un margen de error asociado con la diferencia que presenta la geometría de la Celda respecto al espacio anular de un hoyo.

COMPRESIBILIDAD DE REVOQUES

La compresibilidad es una propiedad que poseen los medios porosos y se determina a través del índice de compresibilidad, el cual es una medida del grado de

sensibilidad del revoque frente a cambios de presión [8]. Si el índice de compresibilidad tiende a la unidad (1) o es mayor que la unidad se dice que es muy compresible, es decir que al aumentar la presión sobre el revoque éste sufre una compactación o compresión en su estructura reduciendo su permeabilidad y se refleja en una disminución del flujo de filtrado. Por el contrario, si el índice de compresibilidad tiende a cero (0) se dice que el revoque es incompresible, por lo que al aumentar la presión su estructura permanece igual, su permeabilidad se mantiene constante y el flujo de filtrado aumentará en forma proporcional al incremento de presión [8, 9]. La clasificación del revoque según el índice de compresibilidad "s" se muestra en la Tabla 1 [10].

Los procesos de filtración estática se pueden modelar con la Ley de Darcy (ec. 1), suponiendo que el régimen de flujo es laminar, el fluido es Newtoniano y el medio poroso es isotrópico. Según la Ley de Darcy el caudal de filtrado es proporcional a la permeabilidad κ , el área de filtración A y el gradiente de presión aplicado ΔP , e inversamente proporcional al espesor del medio poroso L y la viscosidad del filtrado μ_f [9].

$$Q = \frac{\kappa \cdot A \cdot \Delta P}{L \cdot \mu_f} \quad (1)$$

Ruth y Reeves encontraron una relación (ec. 2), deducida a partir de la Ley de Darcy, para un proceso de filtración a temperatura y presión constantes, que permite determinar la propiedad de los medios porosos conocida como resistencia específica másica α , si se conocen datos de volumen de filtrado en función del tiempo [9].

$$\frac{t}{V_f} = \left(\frac{\mu_f \cdot c \cdot \alpha}{2 \cdot A^2 \cdot \Delta P} \right) \cdot V_f + \frac{\mu_f \cdot R_m}{A \cdot \Delta P} \quad (2)$$

En la ecuación 2, c es la masa de revoque seco por unidad de volumen de filtrado, R_m la resistencia del medio filtrante, A el área disponible para filtración y μ_f la viscosidad del filtrado. La resistencia específica másica depende del gradiente de presión aplicado; esta relación se puede expresar mediante una función de potencia donde el exponente se define como índice de compresibilidad, s , y la constante de proporcionalidad, α_o , es una constante empírica que se determina a partir del valor de la pendiente de la recta que se obtiene al graficar $\ln \alpha$ vs $\ln \Delta P$ [10, 11]. La ecuación 3 permite determinar el índice de compresibilidad, s , de los revoques.

$$\alpha = \alpha_o \cdot \Delta P^s \quad (3)$$

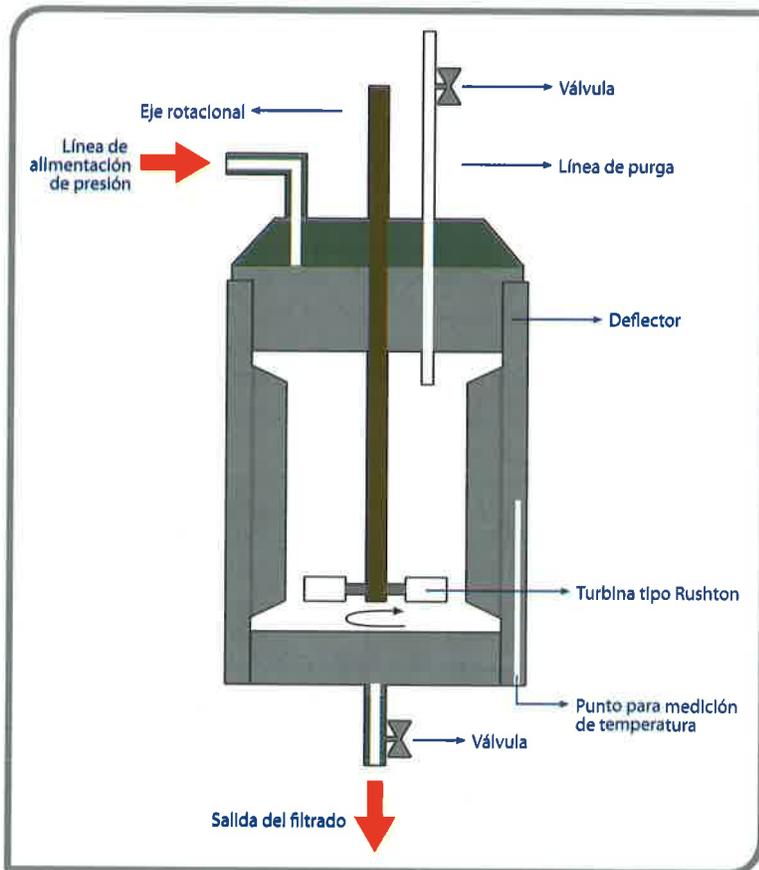


Fig. 2. Esquema de la Celda de Remoción de Revoques

Tabla 1. Rango de valores de los Índices de Compresibilidad [10]

Clasificación	Índice de Compresibilidad, s
Incompresible	0
Poco Compresible	0 - 0,25
Moderadamente Compresible	0,25 - 0,6
Compresible	0,6 - 1,0
Muy Compresible	> 1,0

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD Y EROSIONABILIDAD DE REVOQUES

Compresibilidad del revoque del fluido de perforación
 En la Celda de la Figura 2, el fluido de perforación es sometido a una determinada presión y temperatura para formar el revoque en condiciones de filtración estática, simulando la no circulación del lodo en el anular. Esta situación se presenta cuando culmina la perforación de una sección del hoyo y se baja el revestidor o cuando se realiza cambio de herramienta (tubería, mecha).

Las pruebas de filtrado en condiciones estáticas se efectúan a una temperatura de 185 °F para tres diferenciales de presión: 150, 250 y 500 lpc, se registra el peso de filtrado recolectado en función del tiempo y el peso seco de los sólidos depositados sobre el papel de filtro durante el proceso de filtración.

Conociendo la densidad del filtrado y el peso de filtrado se calcula el volumen de filtrado en función del tiempo. Con estos datos se calcula el valor de la pendiente de la ecuación 2 en un gráfico del inverso de flujo volumétrico de filtrado como función del volumen de filtrado. Posteriormente, se procede a determinar la resistencia específica másica (α) a partir del valor de la pendiente. Una vez conocidos los valores de resistencia específica para cada diferencial de presión, se determina el índice de compresibilidad (s) con la ecuación 3, finalmente se clasifica el revoque según la Tabla 1.

Erosionabilidad mecánica del revoque. El objetivo de estas pruebas es simular el acondicionamiento del hoyo realizado mediante el bombeo de fluido a diferentes caudales para remover por acción mecánica el revoque. La erosionabilidad mecánica se puede cuantificar mediante el porcentaje de erosión mecánica del revoque después de aplicar diferentes tasas de corte; para ello el revoque formado en condiciones estáticas a 250 lpc y 185 °F, se somete a diferentes tasas de corte ajustando el motor del agitador a 300, 600, 900, 1.200 y 1.500 r.p.m. durante 30 min. Al final de cada prueba se mide el peso seco del revoque remanente y, junto con el peso seco inicial (obtenido bajo condiciones estáticas), se aplica la ecuación 4 para estimar la erosionabilidad mecánica.

$$\% \text{Remoción Química} = \frac{\text{Peso revoque}_{300} - \text{Peso revoque}_{600}}{\text{Peso revoque}_{300}} \cdot 100 \quad (4)$$

Efecto de los lavadores químicos. La Celda de Remoción de Revoques no sólo permite formar el revoque para luego removerlo mecánicamente, sino que además tiene la capacidad de incorporar un cierto volumen de lavador, evaluar su efecto sobre el revoque y compararlo con otro sistema a fin de determinar el lavador más efectivo para disolver un revoque. Para evaluar la remoción química debida a la acción de los lavadores sobre el revoque se realizan pruebas a 250 lpc y 185 °F. La eficiencia del lavador se puede cuantificar a partir del

porcentaje de remoción química empleando la ecuación 5, donde el peso de revoque seco inicial corresponde al obtenido bajo condiciones dinámicas sin aplicar lavador a 250 lpc, 185 °F y 300 r.p.m., durante 30 minutos.

$$\% \text{Erosión Mecánica} = \frac{\text{Peso revoque}_{\text{inicial}} - \text{Peso revoque}_{\text{final}}}{\text{Peso revoque}_{\text{inicial}}} \cdot 100 \quad (5)$$

Las pruebas de remoción química se realizan en dos etapas.

En la primera etapa se forma el revoque en condiciones dinámicas a 185 °F, 250 lpc y 300 r.p.m., luego, se retira de la celda el fluido de perforación remanente y se coloca un volumen de lavador previamente calculado, siguiendo las prácticas recomendadas en campo. Una vez alcanzadas las condiciones de presión y temperatura existentes en la primera etapa, se inicia nuevamente el proceso de remoción química aplicando al lavador una tasa de corte igual a 600 r.p.m. durante 30 minutos.

En el presente trabajo la metodología descrita se utilizó para determinar el porcentaje de remoción química de tres formulaciones de lavadores sobre revoques de fluidos de perforación densificados con Orimatita® (Hematita) y Barita. Las formulaciones evaluadas abarcan:

- Lavadores comunes utilizados en campo que son mezclas de solventes aromáticos.
- Una mezcla de surfactantes diseñada en PDVSA Intevep que es el componente activo utilizado en la preparación de la Lechada Tensoactiva [12] desarrollada por investigadores del área de Cementación de Pozos.
- Una combinación de ambos lavadores.

En el caso de la Orimatita®, adicionalmente, se aplicaron lavadores constituidos por mezcla de surfactantes con NaCl a diferentes concentraciones y una solución de HCl al 8%. La remoción química de los revoques de lodos base agua con Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA), se realizó con soluciones de HCl concentradas al 2% y 5%, mientras que la correspondiente a los revoques de lodos base agua con Lignosulfonato, se efectuó con un lavador comercial llamado Sea Wash con una concentración de 6% [13]. Las condiciones de presión y temperatura utilizadas durante la remoción de los revoques de lodos PHPA y Lignosulfonato fueron 120 °F y 250 lpc. Para los revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con

Orimatita® (Hematita), se tomaron micrografías utilizando el Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) a 50X para completar el estudio de remoción química. Estas micrografías permitieron analizar cualitativamente la estructura del revoque, específicamente la porosidad, antes y después de aplicar cada lavador.

Aplicaciones de la celda de remoción de revoques. La metodología antes explicada, que incluye la Celda de Remoción de Revoques, ha sido utilizada para determinar la compresibilidad y erosionabilidad de los revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Orimatita® y Barita, a fin de comparar las propiedades de los revoques al variar el densificante y la concentración de polímero utilizando 3, 5 y 7 lb/bbl del mismo. En estudios anteriores [13], el mismo equipo y metodología fueron empleados para estudiar los revoques de fluidos de perforación con Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) y con Lignosulfonato, variando la concentración de Bentonita en el fluido; en el primer caso, las concentraciones de Bentonita fueron 2,5, 5 y 7 lb/bbl y en el segundo fueron 15, 20 y 25 lb/bbl.

Compresibilidad de revoques. De acuerdo al esquema de clasificación de revoques según su índice de compresibilidad (Tabla 1), se ha determinado que los revoques formados a partir de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Orimatita® pueden catalogarse como compresibles cuando la concentración de polímero en el fluido es de 3 y 5 lb/bbl y como moderadamente compresibles si se añade 7 lb/bbl del mismo polímero, mientras que los revoques correspondientes a fluidos densificados con Barita se clasifican como compresibles para iguales concentraciones de polímero [14]. En el caso de los revoques provenientes de los fluidos densificados con Orimatita®, los índices de compresibilidad oscilan entre 0,6777 y 0,3655 y los correspondientes a revoques de fluidos densificados con Barita entre 0,9959 y 0,6021, para 3 y 7 lb/bbl de polímero en el lodo, respectivamente. Se observa que tan sólo al cambiar el densificante en la formulación del lodo, en este caso utilizar Orimatita® en lugar de Barita, se obtiene una reducción de la compresibilidad del revoque, en otras palabras, mayor resistencia del revoque frente a incrementos de la presión. Por otro lado, se evidencia que a medida que aumenta la concentración de polímero en el lodo disminuye la compresibilidad del revoque formado. En trabajos anteriores se empleó la metodología para determinar la compresibilidad de los revoques de fluidos de perforación con PHPA, encontrándose que los mismos son compresibles mientras que los correspondientes a fluidos de perforación con Lignosulfonato son muy compresibles [13]. Los valores de los índices de compresibilidad de los revoques de lodos con PHPA están entre 0,9932 y 0,5922 para 2,5 y 7 lb/bbl de Bentonita, mientras que los revoques de lodos dispersos con Lignosulfonato poseen índices de

compresibilidad entre 1,1365 y 1,0078 para 15 y 25 lb/bbl de Bentonita. En este caso se evidencia que al aumentar la concentración de Bentonita en el fluido de perforación la compresibilidad del revoque disminuye.

En general, se ha determinado que los revoques de fluidos de perforación dispersos, con Lignosulfonato, son mucho más compresibles que aquellos formulados con polímero.

Al analizar los procesos de filtración de los sistemas densificados con Orimatita® y Barita, se observa que cuando el revoque es menos compresible tiene la capacidad de crear un sello menos permeable desde el inicio de la filtración en comparación con los revoques compresibles, es decir que la pérdida de filtrado inicial es baja; por ello se concluye que a menor compresibilidad más efectivo es el revoque. En la Figura 3, se evidencia que el flujo másico de filtrado de los fluidos densificados con Orimatita® es menor que el correspondiente con Barita. En consecuencia, desde el punto de vista de la perforación, donde uno de los objetivos del fluido de perforación es formar rápidamente un revoque delgado e impermeable con bajo filtrado inicial, es apropiado que éste sea poco compresible.

Sin embargo, en la Figura 3 se observa que el flujo másico al final de la prueba de filtración estática es mayor en el caso del fluido densificado con Orimatita®, respecto al fluido densificado con Barita, lo cual indica que los revoques constituidos por Orimatita® presentan mayor pérdida de filtrado que los de Barita, tal como se observa en la Figura 4 donde el filtrado total para el caso de Orimatita® es 2,86 ml/30 min y para el caso de la Barita es 1,89 ml/30 minutos. Si el objetivo es lograr un revoque con la mínima pérdida de filtrado total, entonces es conveniente un revoque compresible.

Erosionabilidad mecánica del revoque. En la Figura 5, se presenta el porcentaje de remoción mecánica de los revoques de fluidos densificados con Orimatita® y Barita;

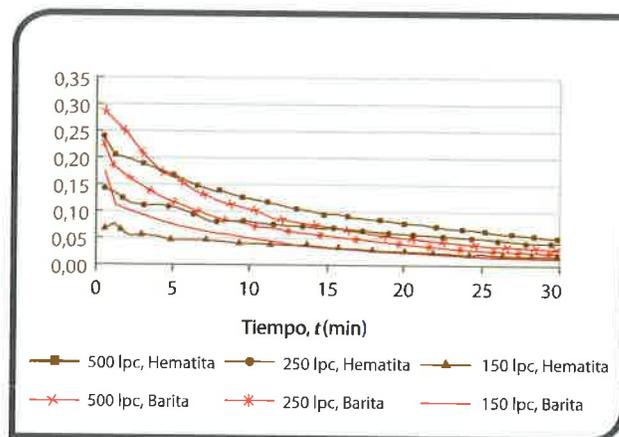


Fig. 3 Flujo másico de filtrado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación base aceite densificados con Orimatita® (Hematita) y Barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero

como era de esperar se evidencia que a mayor tasa de corte aplicada a través de un incremento en las revoluciones por minuto del agitador, mayor es el porcentaje de erosión mecánica para el caso de los revoques de fluidos de perforación con 3 lb/bbl de polímero, ya que se transmite mayor energía al fluido y éste la aplica a la superficie del revoque para erosionarlo. Los revoques constituidos por

de contacto entre el fluido de desplazamiento y el anular durante el acondicionamiento del hoyo para garantizar la

calidad de los trabajos de cementación. Aplicando energías de remoción equivalentes a 300 y 1.500 r.p.m., se encuentra que el porcentaje de remoción mecánica de los revoques de fluidos de perforación PHPA con 2,5 lb/bbl de Bentonita oscila entre 5% y 14% (ver Tabla 4), mientras que para los revoques de fluidos de perforación con Lignosulfonato con 15 lb/bbl de Bentonita se ubica entre 4% y 24% (ver Tabla 5), en ambos casos a 120 °F y 250 lpc.

En el estudio de los revoques de fluidos con PHPA y Lignosulfonato se argumenta que, para un mismo valor de energía de remoción, la disminución de los porcentajes de remoción mecánica a medida que aumenta la concentración de Bentonita en el fluido es una consecuencia del desarrollo de un esfuerzo de gel generado por el fluido de perforación moderadamente gelificado y parcialmente deshidratado que lo hacen resistente a la energía mecánica de remoción. La Bentonita es un tipo de arcilla que aumenta la viscosidad y la fuerza de gel del fluido de perforación.

La remoción mecánica de los revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Barita es superior a la obtenida en revoques de fluidos de perforación con PHPA y Lignosulfonato, y ésta a su vez es mayor a la correspondiente con fluidos de perforación

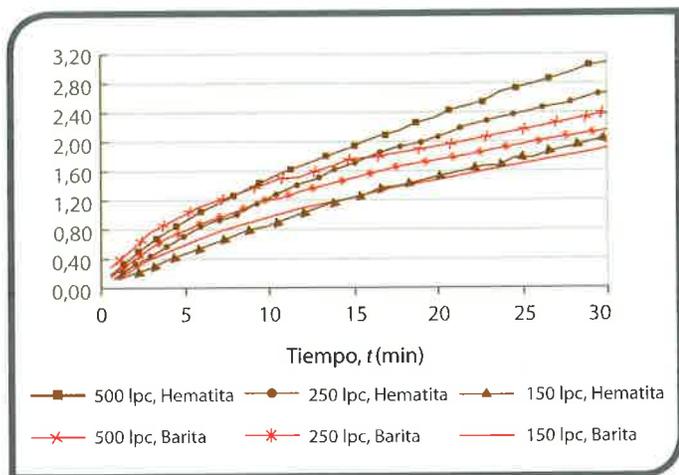


Fig. 4 Masa promedio de filtrado acumulado durante la filtración estática a 185 °F y tres presiones, de fluidos de perforación densificados con Hematita y Barita, con una concentración de 3 lb/bbl de polímero

Orimatita® no pudieron ser removidos aplicando tasas de corte inferiores a 900 r.p.m., este hecho se puede atribuir a que la energía suministrada en ese rango de r.p.m. no fue suficiente para vencer las fuerzas viscosas del fluido y por ende generar la turbulencia necesaria para erosionar el revoque. Este mismo efecto se observó con los revoques de fluidos con 5 y 7 lb/bbl de polímero, aún aplicando la máxima tasa de corte, 1.500 r.p.m. (ver Tabla 2).

Se evidencia que los revoques de fluidos densificados con Barita son más fáciles de remover por acción mecánica que los revoques de fluidos densificados con Orimatita® en iguales condiciones de operación. Se presume que una de las causas de la poca erosión mecánica de los revoques con Orimatita® respecto a la obtenida en los revoques con Barita es el tamaño de partículas. Las partículas de Orimatita® al tener menor tamaño que las de Barita (26 µm y 48 µm respectivamente [8]) permiten formar un revoque más compacto y delgado; además, al disponer de mayor superficie de contacto las interacciones partícula - polímero son más fuertes, por lo que requieren mayor energía para su remoción. De esto se deduce que al emplear fluidos densificados con Orimatita® y no con Barita deben aplicarse mayores tasas de bombeo (si el equipo disponible y la formación lo permiten), o bien aumentar el tiempo

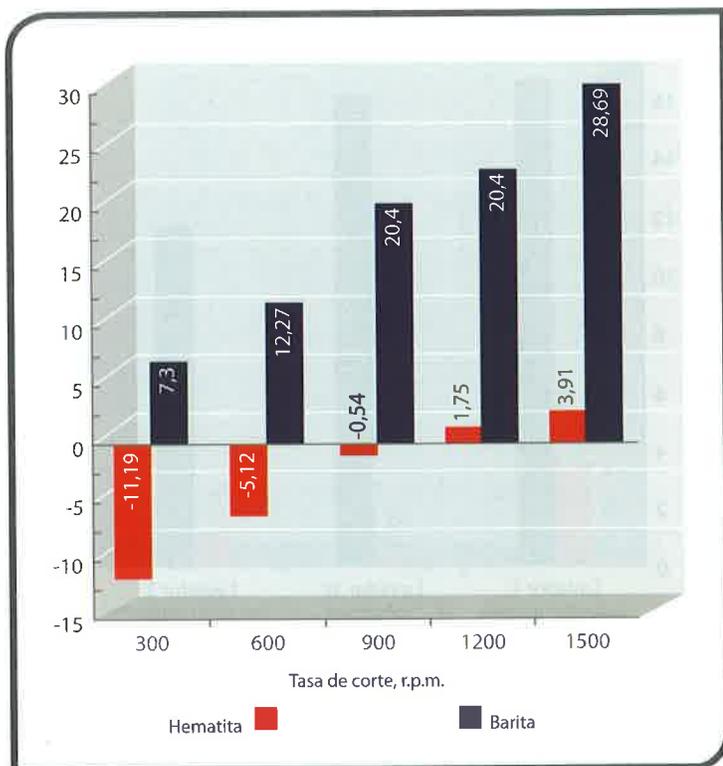


Fig. 5 Erosionabilidad mecánica a 185 °F y 250 lpc de revoques de fluidos base aceite con polímero densificados con Orimatita® y Barita, con 3 lb/bbl de polímero en el lodo

base aceite con polímero densificados con Orimatita®, en todos los casos, aplicando igual energía mecánica para la remoción; esto indica que la remoción mecánica de los revoques es función directa de su composición química, es decir de la formulación del fluido de perforación.

Efecto de los lavadores químicos. La evaluación de diferentes sistemas de lavadores en la Celda de Remoción de Revoques sobre revoques de fluidos de perforación base agua y base aceite dió como resultados significativas diferencias entre los porcentajes de remoción química. En la Figura 6, se muestran los porcentajes de remoción química a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. obtenidos con diferentes lavadores sobre revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Orimatita® y Barita, observándose que los primeros son más difíciles de remover. Por otro lado, en ambos tipos de revoques el lavador más eficiente es el lavador 1, una formulación novedosa compuesta por una solución acuosa de surfactantes al 6% v/v diseñada en PDVSA Intevep y que es el componente activo utilizado en la Lechada Tensoactiva [12]. Los lavadores 2 y 3 son menos eficientes como removedores químicos. El lavador 2 es una formulación comercial empleada comúnmente en las operaciones de campo durante el acondicionamiento del hoyo y que básicamente está constituido por una mezcla

de solventes aromáticos como Gasoil, Kerosene y Aceite mineral VASSA. El lavador 3 es una mezcla base aceite constituida por Gasoil, Kerosene, Xileno y surfactante, como una combinación entre los dos primeros.

La eficiencia mostrada por el lavador 1 se atribuye a que éste contiene agentes tensoactivos que permiten disolver el aceite y parte del polímero presentes en el revoque. Al disolver el aceite se garantiza buena adherencia del cemento sobre las paredes del hoyo, ya que el revoque se hace mojabable al agua. Del mismo modo, la disolución de una parte del polímero facilita la remoción, por acción mecánica, de las partículas que conforman al revoque, ya que se elimina parte del material que las mantenía unidas o aglutinadas. La deficiencia mostrada por los lavadores 2 y 3, los cuales son formulados en base aceite, se atribuye a que no logran diluir la parte orgánica del revoque, por el contrario lo dejan mojado con sustancias orgánicas inmiscibles con la lechada de cemento y esto trae como consecuencia mala adherencia cemento-formación.

En la Celda de Remoción de Revoques se evaluaron otras formulaciones de lavadores, especialmente diseñadas con el objetivo de incrementar la remoción por vía química, de los revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Orimatita®, pues, como se evidencia en la Figura 6, son difíciles de remover. En ese sentido, se aplicó

una secuencia de lavadores consistente en el lavador 1 para disolver el aceite y parte del polímero y luego una solución de HCl al 8% v/v, para disolver el óxido de hierro que es el componente mayoritario del mineral Orimatita®, lográndose una mejor remoción del revoque respecto a la obtenida con el lavador 1. Con estos lavadores se logra reducción de la masa del revoque, cambios en la porosidad y mojabilidad del revoque, de modo que sea apropiado para la lechada de cemento. Sin embargo, es cuestionable el efecto corrosivo que puede tener el ácido sobre el equipo de perforación. Para reducir ese efecto se debe realizar un barrido de concentraciones de la solución ácida a fin de determinar la mínima necesaria para remover el revoque en caso de aplicar esta formulación en campo.

Del mismo modo, se formuló el lavador 5 utilizando 256.000 p.p.m. de NaCl en la formulación del lavador 1 para aumentar su densidad, así éste se puede usar como espaciador además de lavador y el lavador 6 con 256.000 p.p.m. de NaCl en una solución acuosa de surfactantes al 12% v/v (el doble de la concentración de surfactantes utilizada en el lavador 1). El lavador 5 resultó ser más eficiente que el lavador 1, esto se debe a que la presencia de NaCl disminuye la Concentración Micelar Crítica del surfactante a partir de la cual se comienzan a formar las micelas. Por ello para una misma concentración de surfactante, se tiene mayor remoción y disolución del aceite cuando se agrega NaCl a la mezcla de

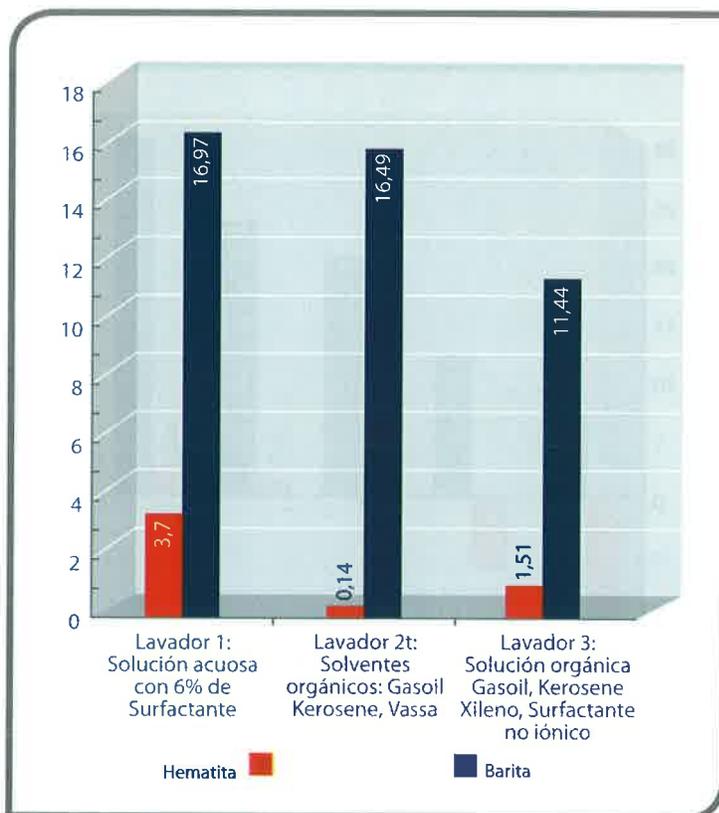


Fig. 6 Eficiencia de los lavadores 1, 2 y 3 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. sobre revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita® y Barita, con 3 lb/bbl de polímero en el lodo

surfactantes utilizada en el lavador 1. En la Figura 7, se muestran los porcentajes de remoción química logrados con los lavadores 4 (secuencia de lavadores: lavador 1 + solución de HCl 8% v/v), 5 y 6 sobre revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero densificados con Orimatita®; se observa que el sistema más eficiente es el lavador 4. El incremento en el peso del revoque evidenciado por el valor negativo del porcentaje de remoción química con el lavador 6, posiblemente sea consecuencia de que la solución lavadora estaba saturada por la concentración de surfactantes y de NaCl presente, lo cual ocasionó la cristalización de la sal sobre el revoque incrementando el peso de éste.

Los cambios de porosidad en la estructura del revoque producidos por cada lavador se observaron en las

másico de filtrado, mostrado en la Figura 9, durante la etapa de remoción química, se mantuvo invariable; en este caso no hubo aumento de la porosidad del revoque que permitiera mayor flujo másico de filtrado.

En la Figura 10, se muestran las micrografías a 50X tomadas a los revoques de fluidos base aceite con polímero densificados con Orimatita®. Se observa un incremento significativo de la porosidad después de aplicar los lavadores 4, 5 y 6. Este cambio en la estructura del revoque es indicativo de la eficiencia de tales lavadores para remover el revoque y explica el aumento notable del flujo másico de filtrado durante la acción del lavador (ver Figura 11).

En la Figura 10.b, se observa la formación de huecos en el revoque posiblemente debido a la disolución del óxido de hierro y su transformación en cloruro de hierro, a través de los cuales pasa gran cantidad de filtrado. En la Figura 10.c, se aprecia la superficie del revoque después de ser atacado por el lavador 5, la cual en comparación con la Figura 10.a del revoque sin lavador presenta mayor porosidad. Comparando la Figura 10.c con la Figura 8.b se evidencia que el NaCl mejora significativamente la eficiencia de los surfactantes para disolver el aceite y el polímero en el agua, y con ello, extraerlos de la estructura del revoque. El mecanismo mediante el cual el NaCl conduce a una mayor porosidad del revoque no se conoce exactamente.

En la Figura 11, el incremento del flujo másico de filtrado evidencia el nivel de eficiencia logrado por cada lavador en la remoción del revoque, siendo el mejor el lavador 4, seguido por el lavador 5 y por último el lavador 6, tal como se observó en función de los porcentajes de remoción química. También permite afirmar que son mejores que los lavadores 1, 2 y 3.

Sin embargo, desde el punto de vista de daños a la formación, debe tenerse cuidado con la elevada pérdida de filtrado que se genera durante la remoción química ya que el mismo se dirige hacia las formaciones adyacentes y puede alterar su estado natural. Adicionalmente, se evaluaron dos lavadores para remover los revoques de fluidos de perforación base aceite

con polímero densificados con Orimatita® bajo condiciones de 248 °F y 500 lpc en la Celda de Remoción de Revoques, a fin de observar el efecto de la temperatura y presión sobre la variable en estudio. En la Tabla 6, se muestran los porcentajes de remoción química obtenidos al aplicar el lavador 7 constituido por la solución acuosa de surfactantes al 3% v/v (la mitad de la concentración de surfactantes utilizada en el lavador 1) y el lavador 8 con 256.000 p.p.m. de NaCl en la formulación del lavador 7. Como puede observarse en la Tabla 6, al evaluar los lavadores en condiciones de presión y temperatura cada vez más severas, su rendimiento mejora en comparación con el grado de remoción química a 185 °F

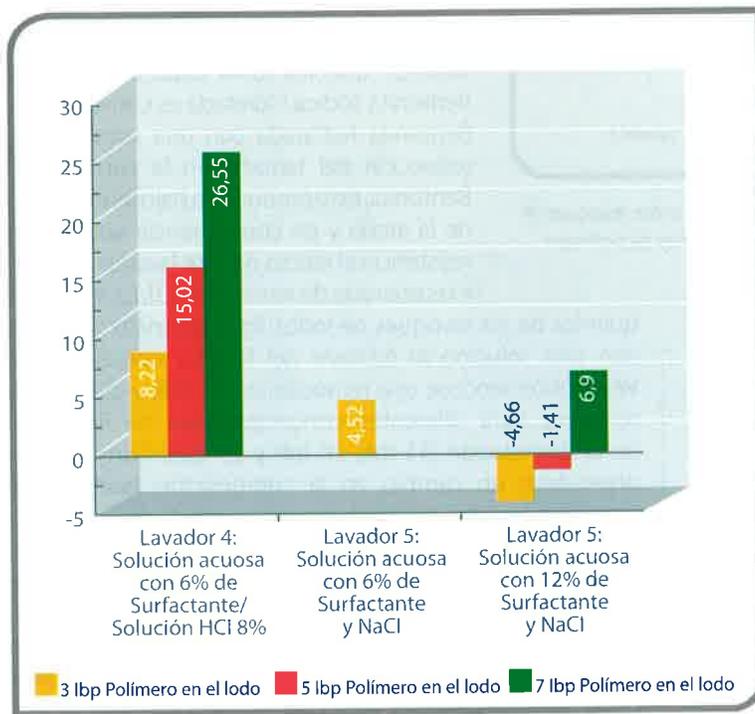


Fig. 7 Eficiencia de los lavadores 4, 5 y 6 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. sobre revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita® para tres concentraciones de polímero

micrografías a 50X mostradas en la Figura 8. Se evidencia que los lavadores 1, 2 y 3 no modificaron significativamente el aspecto físico y la estructura de los revoques, especialmente en la porosidad, en comparación con el revoque sin lavador químico. Por otro lado, si hubo desgaste o ataque al revoque, la disminución de su espesor debería reflejar un incremento en el flujo másico de filtrado durante el ataque químico del lavador, lo cual no se observó (ver Figura 9). De esto se puede inferir que el lavador se consumió removiendo el lodo gelificado/deshidratado. Los resultados encontrados en las micrografías a 50X coinciden con el bajo porcentaje de remoción química obtenido y explican por qué el flujo

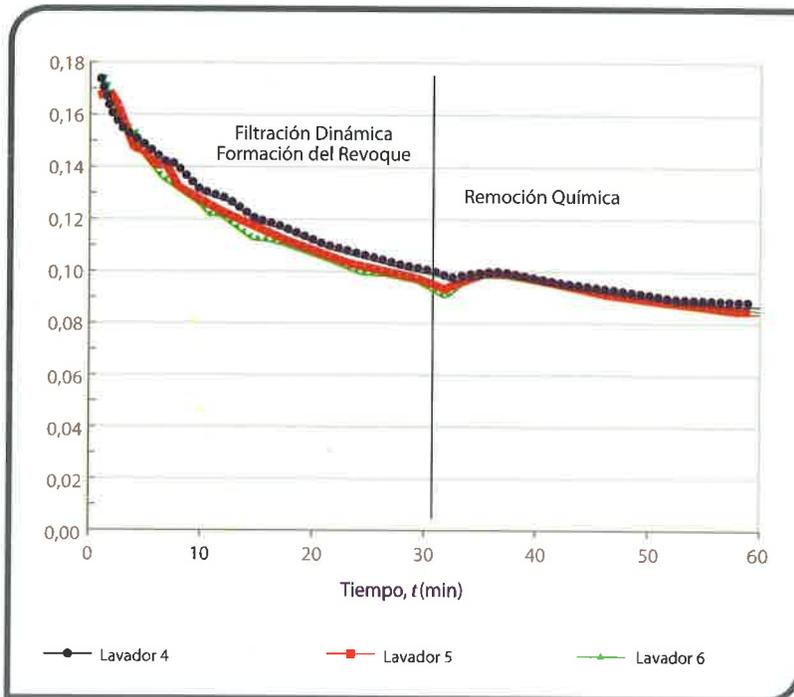


Fig. 8 Eficiencia de los lavadores 4, 5 y 6 a 185 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. sobre revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita® para tres concentraciones de polímero



Fig. 9 Micrografías a 50X de aumento de los revoques de fluidos base aceite densificados con Orimatita® con 3 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 1, 2 y 3

y 250 lpc que se indica en las Figuras 6 y 7. Se han realizado pruebas de remoción química sobre revoques de lodos PHPA y lodos Lignosulfonato a 120 °F, 250 lpc de presión y agitando el sistema a 600 r.p.m. En el caso de los fluidos de perforación formulados con PHPA y diferentes concentraciones de Bentonita (2,5 lpb, 5 lpb y 7 lpb) se encontró mayor remoción química al aplicar una solución de HCl al 5% en comparación con otra al 2%. En ese sentido, con la solución de HCl al 5% se logró remover entre 47% y 4% del revoque a medida que aumentaba el contenido de Bentonita, mientras que con la solución de HCl al 2% sólo se removió entre 34% y 2% del revoque. Esto se debe a que el ácido clorhídrico es usado para contraer las partículas de Bentonita hidratada, una reacción química toma lugar en la cual la Bentonita sódica hidratada es convertida en Bentonita hidratada con una subsiguiente reducción del tamaño en la partícula de Bentonita, esto produce un bajo rendimiento de la arcilla y en consecuencia una menor resistencia al efecto de este lavador sumado a las energías de remoción [13]. La remoción

química de los revoques de lodos lignosulfonato se realizó con una solución al 6,5%v/v del lavador comercial Sea Wash obteniéndose una remoción entre 75% y 65% de los revoques para diferentes concentraciones de Bentonita en la formulación (15 lpb, 20 lpb y 25 lpb). Como puede observarse, un cambio en la composición química del lavador conduce a diferentes porcentajes de remoción química. Estos resultados indican que no se deben utilizar los mismos lavadores para remover revoques de diferentes sistemas de fluidos de perforación, sino que la formulación química del lavador debe ser diseñada en función de la composición química del revoque, es decir de la composición del fluido de perforación si se quiere tener un eficiente acondicionamiento del hoyo y con ello contribuir a reducir el nivel de fallas en la cementación primaria. La metodología constituye una herramienta con potencial para evaluar, seleccionar y diseñar los lavadores antes de ser utilizados en la operación, reduciendo así la incertidumbre existente en el éxito de la operación de acondicionamiento del hoyo. Las evaluaciones realizadas con fluidos de perforación diseñados en laboratorio y en condiciones de estudio permiten seleccionar o rechazar el tipo de lavador a ser usado en el campo. Además, se puede determinar y estudiar la remoción mecánica de los revoques para establecer el grado de limpieza que se puede obtener durante el acondicionamiento. Igualmente, se ha demostrado la versatilidad del equipo respecto a la gama de fluidos y condiciones que se pueden evaluar, lo cual incluye fluidos de perforación base agua y base aceite.

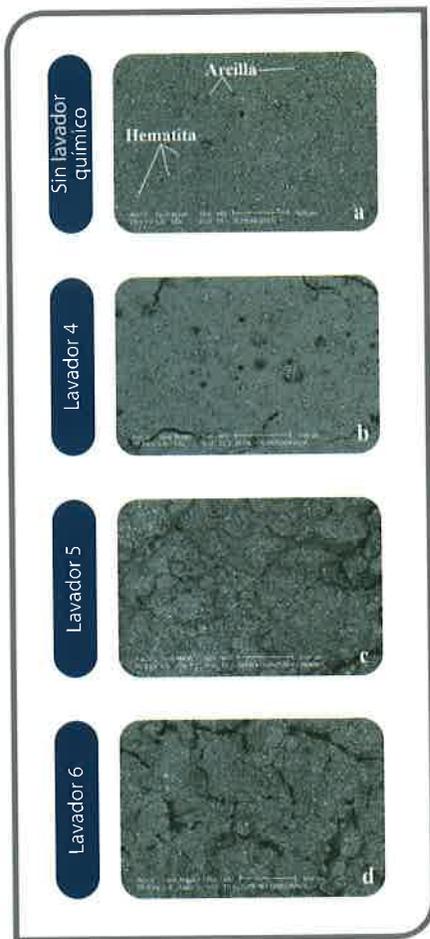


Fig. 10 Micrografías a 50X de aumento de los revoques de fluidos base aceite densificados con Orimatita® con 3 lb/bbl de polímero antes y después de ser atacados por los lavadores 4, 5 y 6

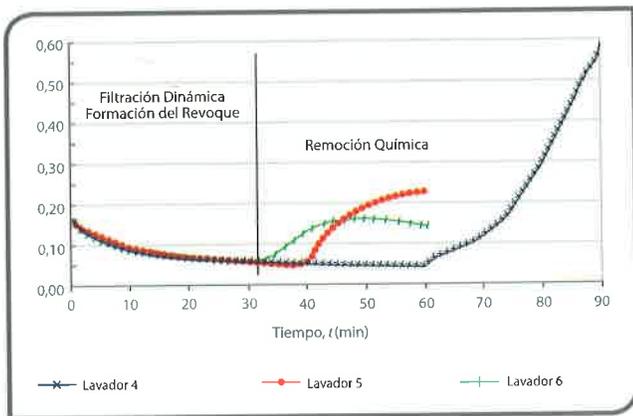


Fig. 11 Flujo másico de filtrado antes y durante la remoción química a 185 °F y 250 lpc con los lavadores 4, 5 y 6 sobre el revoque del fluido base aceite densificado con Orimatita® con 3 lb/bbl de polímero

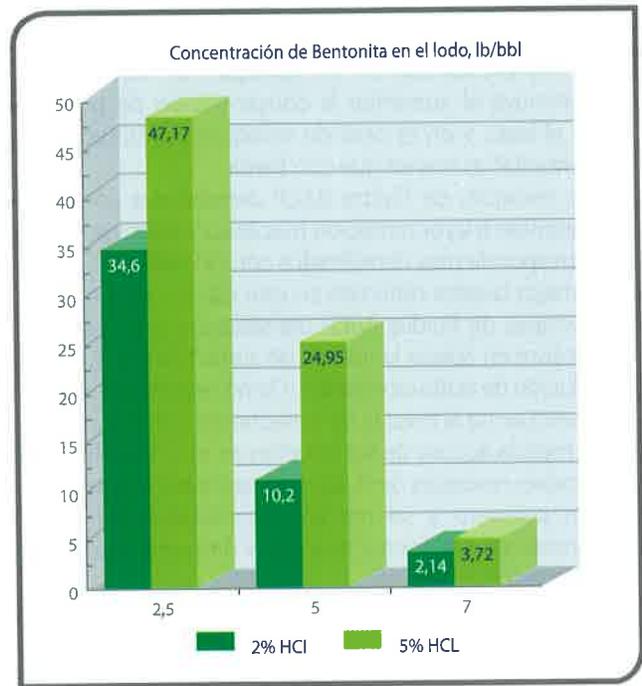


Fig. 12 Remoción química de los revoques de fluidos de perforación con PHPA a 120 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. [13]

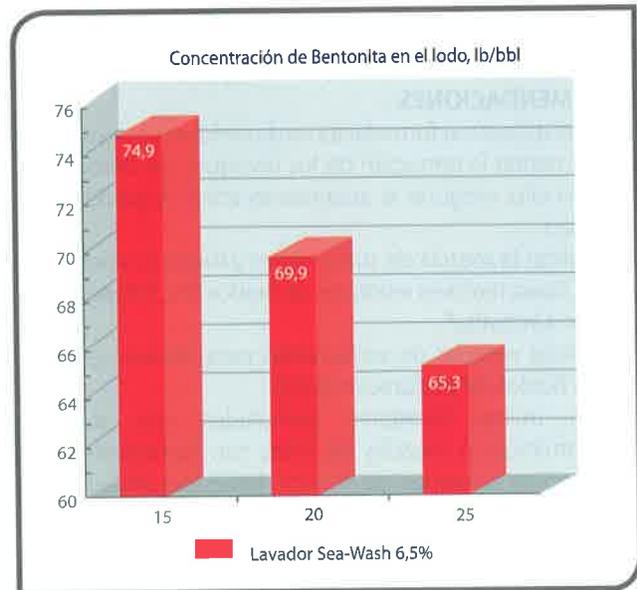


Fig. 13 Remoción química de los revoques de fluidos de perforación con Lignosulfonato a 120 °F, 250 lpc y 600 r.p.m. [13]

CONCLUSIONES

1. La compresibilidad del revoque es una propiedad que depende de la composición química del mismo y, a su vez, del fluido de perforación.
2. La compresibilidad de los revoques de fluidos BACP disminuye al aumentar la concentración de polímero en el lodo, y en el caso de revoques constituidos por Orimatita® es menor que con Barita.
3. Los revoques de fluidos BACP densificados con Barita presentan mayor remoción mecánica y química que los correspondientes densificados con Orimatita®.
4. El mejor lavador obtenido en este estudio para remover revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita® consiste en aplicar la mezcla de surfactantes y, luego, la solución de ácido clorhídrico. Como segunda alternativa se encuentra la mezcla de surfactantes con NaCl.
5. La mezcla acuosa de surfactantes es muy eficiente para remover revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero y su mecanismo probable de acción consiste en emulsionar el aceite y desprender parte del polímero.
6. Los lavadores formulados con solventes aromáticos o mezclas de éstos con surfactantes son poco o nada eficientes para remover revoques de fluidos de perforación base aceite con polímero, densificados con Orimatita®.
7. Los lavadores usados antes de cementar a fin de acondicionar el pozo deben diseñarse de acuerdo con la formulación del lodo empleado durante la perforación.
8. La Celda de Filtrado Dinámico para Evaluación de Lavadores permite simular a escala de laboratorio la erosionabilidad mecánica y la remoción química de los revoques de diferentes fluidos de perforación.

RECOMENDACIONES

1. Investigar otras formulaciones de lavadores que permitan aumentar la remoción de los revoques de Orimatita® y, con ello, asegurar el aislamiento zonal requerido en el pozo.
2. Aplicar la mezcla de surfactantes y luego la solución de HCl para remover revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita®.
3. Utilizar mezclas de surfactantes para disolver revoques de fluidos de perforación BACP.
4. No utilizar lavadores formulados con solventes aromáticos o mezclas de éstos con surfactantes, para remover revoques de fluidos BACP densificados con Orimatita®.
5. Utilizar la Celda de Filtrado Dinámico para determinar la erosionabilidad de los revoques de fluidos de perforación, así como para el diseño y evaluación de los lavadores a emplear durante el acondicionamiento.

REFERENCIAS

1. Economides, M. J. Petroleum Well Construction. New York, N.Y.: John Wiley & Sons Edition; 1998.
2. Cooke, C. E.; Gonzalez, O. J.; Broussard, D. J. Primary Cementing Improvement by Casing Vibration during cement curing time. SPE 14199. Las Vegas, Septiembre 1985.
3. Sabins, F. Charla Magistral. IV Seminario de Cementación de Pozos. PDVSA Intevep. Los Teques, 18 y 19 de Julio de 1999.
4. Newman, K; Wojtanowicz, A.; Gahan, B. C. Cement Pulsation Improves Gas Well Cementing. World Oil, 89-94; Julio 2001.
5. Romay I.; Ortiz, O. Manual de fluidos de perforación. Maraven. Cabimas, Venezuela; Noviembre 1987.
6. Nelson, E. Well Cementing. Schlumberger Dowell. Sugar Land, Texas; 1990.
7. Ravi, K. M.; Beirute, R. M.; Covington, R. L. Erodability of Partially Dehydrated Gelled Drilling Fluid and Filter Cake. SPE 24571. Washington, DC, Octubre 1992.
8. Pereira, F. Estudio de la Compresibilidad y Erosionabilidad de los Revoques de Lodos Formulados con Hematita y su Influencia en la Cementación de Pozos de Hidrocarburos. Trabajo Especial de Grado Presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero Químico. Caracas, Venezuela; Octubre 2003.
9. Chermisinoff, N. P.; Azbel, D. S. Liquid Filtration. Ann Arbor Science Publishers. U.S.A., 1983.
10. Tovar, J. G.; Martínez, A. Mud Cake Compressibility and Mobility of Fluid Loss Evaluation. Paper SPE 26980. Buenos Aires, Abril 1994.
11. Grace, H. P. Resistance and Compressibility of Filter Cakes. Chemical Engineering Progress. Vol. 49, N° 6, Junio 1953, 303-318.
12. Colina, A.; Mas, M.; Aular, W.; Blanco, A.; Massirubi, L. Tecnología y Aplicación en campo de Lechada Tensoactiva. V SEFLU Y CEMPO. Isla de Margarita, 25 al 28 de mayo de 2004.
13. Rodríguez, C. Evaluación de la Compresibilidad y Erosionabilidad de Revoques de Fluidos de Perforación previa a la Cementación. Trabajo Especial de Grado Presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero Químico. Caracas, Venezuela, Marzo 2001.

14. Chacón, A.: Revoques de Fluidos de Perforación y su Influencia en el Proceso de Cementación de Pozos Trabajo Especial de Grado Presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Abril 2002, Caracas, Venezuela.



PDVSA
INTEVEP

80ml
60
40

¡Ahora la renta petrolera es para el pueblo!



PDVSA

ARTÍCULO

María Luisa Ventresca Di Filippo
PDVSA Intevep



ULTRAMIX® FORMULACIÓN PARA ELIMINAR Y EVITAR DAÑOS A LA FORMACIÓN

Existen diferentes tipos de mecanismos físicos y fisicoquímicos productos de interacción fluido-fluido y/o fluido-roca que al tener lugar en la formación, en la zona cercana a la boca de pozo, pueden ocasionar una reducción de la productividad/inyectividad de un pozo y/o una desviación anormal del comportamiento de declinación natural. La formulación ULTRAMIX® se desarrolló originalmente a fin de resolver los problemas de reducción de la movilidad del crudo y altos valores de factor de daño en pozos productores, determinados a partir de pruebas de restauración de presión, cuando los tapones de núcleos o la formación había sido invadida con lodo invertido. Posteriormente, se evaluaron otros factores que inducen daño a la formación, encontrándose que la aplicación de ULTRAMIX® evita la ocurrencia de dichos daños o los elimina.

ULTRAMIX® ha sido empleado para: la remoción de daño de formación ocasionado por invasión del lodo 100% aceite o del tipo emulsión W/O, preparados con gasoil o con aceite mineral; rompimiento de emulsiones del tipo W/O; eliminación de bloqueo por agua; disolución de depósitos orgánicos en pozos inyectores de gas formados por la filtración de la grasa lubricante arrastrada por el gas de inyección en su paso por los compresores y, como preflujos: cementaciones de pozos que han sido perforados con lodo con base en aceite, estimulaciones ácidas, trabajos de forzamiento de arena con posterior empaque con grava, y fracturamiento hidráulico, en pozos que han sido perforados con lodo invertido o 100% aceite. En 1997, se entregaron, bajo política de comercialización, licencias de manufactura y de aplicación, por las cuales PDVSA Intevep ha recibido hasta el presente regalías del orden de \$630.000, contribuyendo así con el desarrollo de la industria nacional.

ULTRAMIX® FORMULATION TO ELIMINATE AND AVOID FORMATION DAMAGES

There are different kind of physical and physicochemical mechanisms produced by fluid-fluid and/or fluid-rock interaction. When these mechanisms occurred in the formation, in the zone near the wellhead, they can cause a productivity/injection well reduction and/or an abnormal deviation of the natural declination behavior.

ULTRAMIX was originally developed in order to solve the problems of crude mobility reduction and high levels of damage factor in productive wells. These problems and levels were determinate by restore tests, when the core slugs or formation have been invade by inverted mud. Subsequently, other factors inducing formation damage were tested showing that ULTRAMIX avoid the presence of such damages or eliminate them.

ULTRAMIX® has been used for: removing the formation damage due to the invasion of 100% or W/O emulsion mud, prepared with gasoline or mineral oil; breaking the W/O emulsions; eliminating the water blockage; dissolving organic deposits in gas injection well formed by the filtration of lubricating grease, which is entrained by the injection gas through the compressors. It has been also used as preflush of: cementation of wells that have been drilled with oil-based mud, acid estimulations, sand squeeze jobs with posterior gravel packing and hydraulic fracture in well drilled with inverted oil or 100% oil mud. Manufacture and application licenses have been provided in the year 1997 under commercialization policy. PDVSA Intevep has earned royalty payments of aprox. \$ 630.000 due to these licenses, supporting the development of the national industry.

Los daños a la formación se originan por diferentes circunstancias: 1. Pueden ser inducidos, cuando los diferentes fluidos utilizados en cada una de las operaciones que tienen lugar en un pozo desde su construcción hasta su puesta en producción/inyección, penetran a la formación alterando el equilibrio fisicoquímico existente durante eras geológicas; 2. Pueden ser consecuencia de la producción en sí misma, cuando se forman precipitados orgánicos ó inorgánicos debido al descenso de la presión del yacimiento; 3. Pueden ser originados por los procesos de recuperación secundaria agua y/o gas, y por la inyección de vapor. Los daños a la formación debido a los cambios en la permeabilidad original de la formación o la permeabilidad

relativa del fluido de interés, se producen cuando tienen lugar en la zona cercana a la boca del pozo, diferentes tipos de mecanismos físicos y fisicoquímicos. Estos mecanismos se producen debido a la interacción fluido-fluido y/o fluido-roca, entre los fluidos de la formación y los que penetran a la misma.

La presencia de daño a la formación puede ocasionar una significativa reducción de la productividad/inyectividad de un pozo y/o una desviación anormal del comportamiento de declinación natural de producción.

Los principales procesos mediante los cuales se puede invadir la formación con fluidos ajenos a la misma son: la perforación, la terminación y la rehabilitación siempre y cuando, el gradiente de presión hidrostática de la

columna de fluido sea mayor a la presión de la formación. El sobrebalance contra la formación origina la penetración bien sea del filtrado del fluido o éste en forma completa, desplazando o mezclándose con los fluidos del yacimiento. Las estimulaciones químicas (reactivas y no reactivas) y las mecánicas tales como el fracturamiento hidráulico también pueden ocasionar daño a la formación. En el primer caso, cuando se llevan a cabo sin haber realizado el adecuado diagnóstico de los mecanismos que están ocasionando el daño a la formación. En el segundo caso, cuando no se realiza una adecuada limpieza del fluido utilizado para ejecutar la fractura [1].

El desarrollo de la formulación ULTRAMIXR se debe a la problemática determinada tanto a nivel de laboratorio como de campo, cuando se trabajaba con lodo invertido. A nivel de laboratorio, se observaba una disminución drástica de la movilidad del crudo en tapones de núcleos que habían sido invadidos con lodo invertido. A nivel de campo, se observaba un bajo índice de productividad y altos valores de factor de daño en pozos productores, determinados a partir de pruebas de restauración de presión, cuando la formación productora había sido invadida con lodo invertido.

Los fluidos de perforación con base en aceite conocidos como lodos invertidos, son emulsiones del tipo agua en aceite (W/O), que contienen más de un 50% (v/v) de gasoil. Estas emulsiones contienen dos tipos de surfactantes: el primario, para estabilizar la emulsión a altas temperaturas, y el secundario, para asegurar que los sólidos que componen el lodo o los que se incorporen durante el proceso de perforación, sean mojados por aceite. La fase dispersa de estos lodos es una solución acuosa de 300.000 ppm de CaCl_2 .

Estos lodos contienen además, arcillas organofílicas y agentes para dar peso tales como barita, hematita o CaCO_3 . Los lodos 100% aceite se diferencian de los invertidos por no contener fase acuosa. Los volúmenes de filtrado de los lodos con base en aceite son, en general, menores que los de los lodos con base en agua, debido a la formación de un buen revoque en la cara de la formación. Sin embargo, es una práctica común, el permitir pérdidas altas de filtrado con el fin de mejorar las tasas de penetración [2].

Además, las pruebas dinámicas de filtrado, demuestran que el volumen de filtrado se duplica cuando la temperatura varía desde 80 °F hasta 300 °F debido a la disminución de la viscosidad del lodo [3], siendo este factor, indicativo que bajo las condiciones en las que se utilizan estos lodos, los radios de invasión son considerables.

Los mecanismos mediante los cuales los lodos invertidos pueden ocasionar daño a la formación pueden ser:

1. Taponamiento de la formación por la invasión de los sólidos del lodo, siendo éste el mecanismo principal de daño en formaciones fracturadas [1].
2. Alteración de la mojabilidad y formación de emulsiones, interviniendo principalmente en estos últimos los filtrados de los lodos.

El filtrado de los lodos invertidos actúa ya sea creando una emulsión viscosa con el crudo y/o el agua del yacimiento, u ocasionando que la roca se torne mojada por crudo [1,4-7]. La energía requerida para formar las emulsiones está presente en el camino de flujo restringido (poros) y la estabilidad es conferida por la presencia de los surfactantes presentes en el lodo. Esto trae como consecuencia, reducciones en la productividad de las formaciones hasta de 90% [4,5].

Por otra parte, en las estimulaciones químicas reactivas se debe tomar en consideración que al inyectar formulaciones ácidas se puede inducir un daño a la formación, debido a interacciones que se producen entre el ácido y el crudo, especialmente cuando este último es de tipo asphalténico. Esto se debe frecuentemente al uso de concentraciones no adecuadas de inhibidores de corrosión, de dispersantes de asphaltenos o simplemente porque éstos no son compatibles con el ácido [8].

En las estimulaciones mecánicas del tipo fracturamiento hidráulico, se puede inducir un daño a la formación, cuando el fluido de fractura no es eliminado adecuadamente durante el proceso de limpieza después del fracturamiento.

Otra problemática relacionada con la productividad de pozos está asociada con las respuestas de éstos cuando se les realiza forzamiento de arena con posterior empaque con grava, en pozos que han sido perforados con lodo con base en aceite, en el sentido de que se observa una producción de crudo menor y un corte de agua superior a los estimados.

A partir del año 2001, se ha observado una reducción con el tiempo, gradual y significativa de la inyectividad del gas en el Norte de Monagas. Muestras tomadas a nivel de la formación indican la presencia de depósitos orgánicos formados a partir de la filtración en la formación de la grasa lubricante arrastrada por el gas de inyección a través de su paso por los compresores.

Igualmente, con la madurez de los yacimientos del Norte de Monagas, se presentan en la actualidad uno o más mecanismos de daño que ocasionan daño a la formación tales como: depósitos orgánicos de grasa ó asphaltenos; los originados por la invasión de lodos con base en aceite por los trabajos de perforación, completación ó reparación; formación de emulsiones por la canalización del agua de inyección en pozos inyectoros, productores; y pseudodeaños, por penetración parcial de las perforaciones ó intervalos poco cañoneados. En la literatura [9-11] se menciona que los daños debidos a mecanismos fisicoquímicos pueden ser removidos con sistemas químicos constituidos por surfactantes debido a su actividad interfacial. Por ejemplo, pueden desestabilizar emulsiones o pueden retornar la mojabilidad del medio poroso hacia el agua. Para romper la emulsión, el surfactante debe adsorberse en las gotas de la fase dispersa (agua) y disminuir la tensión interfacial de tal forma que éstas puedan coalescer. Las concentraciones requeridas de surfactante oscilan, generalmente, entre 2 y 3% [9], y el volumen de tratamiento debe ser al menos igual o mayor que el fluido

dañante previamente inyectado en la formación. En el caso de reversión de la mojabilidad se requiere que el surfactante se adsorba en el medio poroso.

Existen varios productos para tales fines [9], y aún hoy en día, la escogencia de un desemulsificante se realiza mediante ensayo y error. Tal situación se debe probablemente al grado de confidencialidad mantenido por las empresas que manufacturan estos productos, o al hecho de que hasta hace muy pocos años no se entendía la relación entre la composición de un sistema surfactante-agua-aceite y las propiedades interfaciales resultantes, ni siquiera con sistemas ternarios puros y mucho menos con sistemas que involucran crudos.

Es importante destacar que numerosos pozos de Venezuela han experimentado o están propuestos para aplicar los procesos anteriormente mencionados: perforación/rehabilitación con lodo con base en aceite, estimulación matricial reactiva, fracturamiento hidráulico, forzamiento de arena con posterior empaque con grava e inyección de gas. Por esta razón, los objetivos del estudio consistieron en: cuantificar la magnitud del daño ocasionado por lodos invertidos, identificar los mecanismos por los cuales ocasionan daño a la formación, determinar su dependencia con ciertas propiedades del yacimiento y seleccionar un sistema químico que, conteniendo surfactantes, sea capaz de reducir o eliminar dicho daño, así como comparar sus resultados con los de los sistemas químicos comerciales que existen para tal fin.

Adicionalmente, se evaluó la influencia de la formulación desarrollada en la prevención/desestabilización de las interacciones que se producen entre el ácido clorhídrico y el crudo, determinación de la capacidad de reducción de la tensión interfacial de agua de rehabilitación, de los fluidos de fractura con base en agua, de fluidos para forzamiento de arena y empaque y, disolución de los depósitos de grasa lubricante obtenidos en pozos

inyectores de gas. Se desarrollaron procedimientos de escalamiento y de evaluación a nivel de campo y la formulación desarrollada ha sido aplicada en un significativo número de pozos (265), obteniéndose incrementos de la producción diaria de crudo y de gas, sostenidos en el tiempo; así como el mejoramiento de la capacidad de inyección de agua y de gas en pozos inyectoros. La tecnología ULTRAMIX® pertenece al grupo de productos tecnológicos de PDVSA Intevep y en 1997 se entregaron bajo política de comercialización, las licencias para su manufactura y aplicación, por las cuales PDVSA Intevep percibe regalías y ha participado en el desarrollo de la industria nacional.

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El procedimiento experimental para desarrollar la formulación se dividió en dos partes: La primera, para determinar los mecanismos de daño ocasionados por el lodo invertido y cuantificar la magnitud del daño a través de pruebas de desplazamiento. La segunda, consistió en la identificación de surfactantes y solventes capaces de desestabilizar emulsiones y restaurar la mojabilidad del medio poroso. Posteriormente, se determinó el tipo de interacción que se produce entre un fluido ácido cuando éste contacta directamente a un crudo, a través de pruebas de botella y la influencia de la formulación desarrollada para prevenir y/o desestabilizar el fenómeno.

Luego, se evaluó su eficiencia para solubilizar el depósito orgánico encontrado en pozos inyectoros de gas, producto de la filtración de la grasa lubricante arrastrada por el gas de inyección a través de su paso por los compresores de la planta de acondicionamiento del gas.

CUANTIFICACIÓN DE LA MAGNITUD DEL DAÑO

Para cuantificar la magnitud del daño se utiliza un equipo de desplazamiento Hassler estándar (Fig. 1). En este equipo

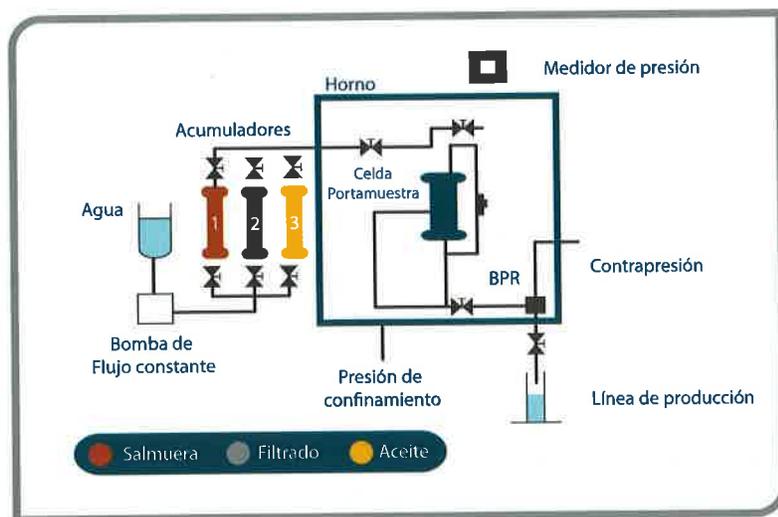


Fig.1 Esquema del equipo de desplazamiento utilizado

se pueden manejar tapones de núcleos de 1 y 1,5 pulgadas de diámetro, presiones de confinamiento hasta 10.000 lpc, temperaturas hasta 400 °F, y está diseñado para permitir flujos en reverso (backflow), sin necesidad de extraer la muestra, para simular la invasión del filtrado y la producción de crudo. A continuación se describe el procedimiento: Los núcleos se saturan con salmuera de 20.000 ppm de NaCl y se someten a una presión de confinamiento de 5.000 lpc a la temperatura deseada. Se inyecta crudo hasta alcanzar la saturación de agua irreducible y se mide la movilidad efectiva del crudo, M_i , la cual se toma como referencia para el cálculo del daño. Esta movilidad se calcula usando la ecuación de Darcy para flujo lineal:

$$M_i = \frac{K_i}{\mu} = \frac{qL}{14.696A\Delta P}$$

Luego, se inyectan 2 volúmenes porosos de filtrado de lodo invertido para simular la invasión en la formación, y se mide constantemente la movilidad de este fluido. Posteriormente, se deja en remojo el filtrado de lodo para así simular el tiempo de contacto de este fluido en el yacimiento. Finalizado el remojo, se desplaza crudo en el núcleo, en dirección contraria, y se determina la movilidad final del crudo M_f . La magnitud del daño se obtiene mediante la relación:

$$\% \text{ Daño} = \frac{M_i - M_f}{M_i} \times 100$$

Se analiza la influencia de la temperatura y del tiempo de remojo del filtrado en la magnitud del daño. La mojabilidad es medida antes y después de la inyección de filtrado, utilizando el método USBM [12]. El filtrado de lodo invertido se obtiene mediante centrifugación, a fin de separar los sólidos que componen al lodo, y por filtración siguiendo las normas API.

FORMULACIÓN DEL SISTEMA QUÍMICO CORRECTOR

La escogencia de los reactivos y de la composición son parte del "Know-How" de la formulación, que por lineamientos de la Corporación debe mantenerse secreto. El programa a seguir para la formulación del sistema químico consta de las siguientes etapas:

Pruebas fuera del medio poroso. Preparación de una emulsión consistente de 80% de filtrado y 20% de una mezcla salmuera-crudo. Esta mezcla se seleccionó asumiendo una saturación de agua irreducible de 15% en el yacimiento. Determinación de la viscosidad, estabilidad y conductividad de la emulsión. La estabilidad se determina con base en la coalescencia de las fases en función del tiempo.

Determinación de la eficiencia del tratamiento. El procedimiento consiste en adicionar a un volumen dado de emulsión, un volumen igual de sistema químico,

mezclar y medir la viscosidad, conductividad y estabilidad. Determinación de la mojabilidad. Para ello se realizan medidas de ángulo de contacto de gotas de agua sobre láminas de vidrio [13-14]. Las láminas se sumergen previamente en las emulsiones con y sin sistema químico por períodos de 2 y 24 horas.

Las pruebas se realizan a 21, 50 y 79 °C. Se miden las tensiones interfaciales entre el agua de formación y una mezcla crudo/filtrado de lodo invertido, y también entre el agua de formación y una mezcla crudo/filtrado de lodo invertido/formulación a 60 °C, utilizando un Tensiómetro Interfacial de Gota Giratoria (Spinning Drop 500), Marca Gaether, Modelò 6385-K.

Pruebas dentro del medio poroso. Para cuantificar la eficiencia de los sistemas químicos seleccionados en las pruebas fuera del medio poroso, se realizan pruebas de desplazamiento en tapones de Berea, a los cuales se les determina previamente la magnitud del daño ocasionado por el filtrado de lodo invertido, de acuerdo a la metodología previamente descrita. Después de inyectar el sistema químico, se desplaza de nuevo el crudo y la eficiencia se calcula con base en el porcentaje de daño remanente en el núcleo. Las condiciones de las pruebas fueron: 5.000 lpc de presión de confinamiento, temperatura de 300 °F, 1.000 lpc de presión de poro y 24 horas de tiempo de contacto del filtrado de lodo. Se permiten tiempos de remojo con el sistema químico entre 0 y 24 horas.

DETERMINACIÓN DE LAS INTERACCIONES ENTRE EL ÁCIDO Y EL CRUDO

Se realizan pruebas fuera del medio poroso de la siguiente manera:

Para determinar la posibilidad de formación de emulsiones, se mezclan ácido clorhídrico y crudo con contenido de asfaltenos inestables en una proporción de 3:1, y en presencia de 0,1% de finos de formación. Se utilizaron concentraciones de 7, 10 y 15% de ácido clorhídrico y las experiencias se realizaron a 23 y 70°C. Para determinar la influencia de las interacciones entre estos dos tipos de fluidos sobre la mojabilidad, se realizaron medidas de ángulo de contacto sobre láminas de vidrio sumergidas en las mezclas anteriores.

PROBLEMÁTICA DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN POZOS INYECTORES DEL NORTE DE MONAGAS

En el primer semestre de 2001 se observó pérdida de inyectividad en algunos de los pozos de gas de El Furrial y Jusepín Profundo (operado por Total-Fina-Elf). En este período, Total extrajo parte de una tubería de inyección de gas (superficie), en la que se observó la presencia de un depósito de aspecto orgánico. Posteriormente, se extrajeron algunos depósitos de pozos inyectoros de gas del campo EL Furrial.

Un factor común en estos pozos es que el gas que se inyecta en ellos proviene de la planta Wilpro. Los depósitos fueron analizados en Intevep utilizando las técnicas de GCMS o PyGCMS (pirólisis seguida de cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas).

Adicionalmente, para algunas muestras se tomó espectro IR, para identificar los grupos funcionales presentes en la fracción orgánica [22]. Una muestra de depósito fue colocada en contacto con la formulación ULTRAMIX® en una proporción 1:1, a 90 °C y se observó la eficiencia de la misma para dispersar y/o solubilizar el depósito orgánico.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Cuantificación de la magnitud del daño y determinación de los mecanismos que lo inducen.

La influencia del filtrado de lodo en la movilidad del crudo, en función de los volúmenes porosos inyectados se muestra en la Fig. 2. Se observa que desde el momento en que se inicia la inyección de filtrado comienza a disminuir drásticamente la movilidad y luego, al iniciar la inyección de crudo en (contraflujo), se aprecia un brusco decaimiento de ésta, lo cual es indicativo de la ocurrencia de fenómenos interfaciales debido a las interacciones fluido-fluido y fluido-roca. La magnitud del daño alcanza el valor de 90%.

La influencia del filtrado de lodo invertido en la mojabilidad del medio poroso se presenta en las Figs. 3 y 4.

En la Fig. 3, el área bajo la curva de imbibición, representa el trabajo que realiza el agua (fase mojante) para desplazar al crudo (fase no-mojante). Esta área, por ser menor que el área bajo la curva de drenaje, indica que el medio poroso es afín al agua. Después de la inyección del filtrado de lodo, el área bajo la curva de imbibición aumenta, indicando que el agua realiza una cantidad mayor de trabajo para desplazar al crudo, lo cual señala un cambio de mojabilidad del medio

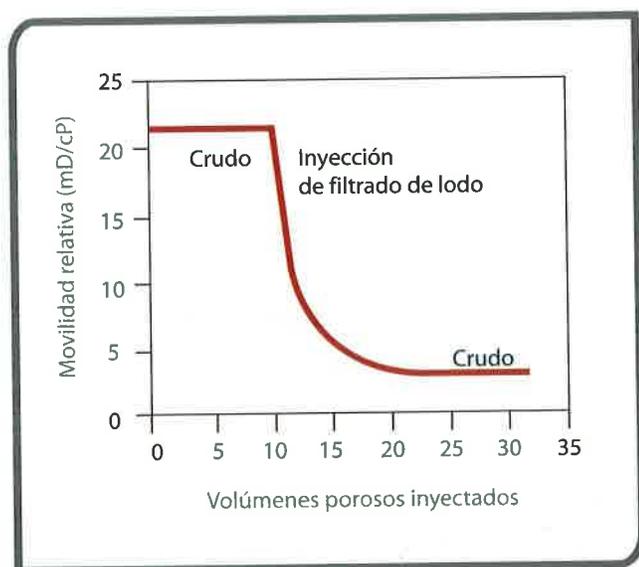


Fig.2 Efecto de la inyección del filtrado de lodo invertido en la movilidad relativa al petróleo

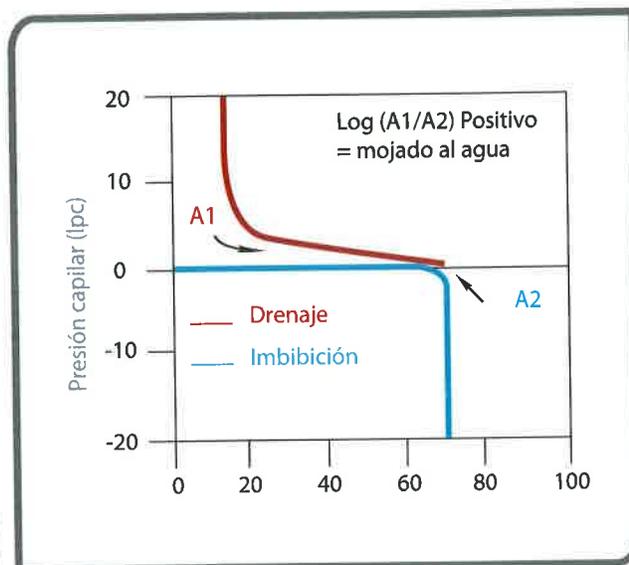


Fig.3 Curva de Presión Capilar a partir de la cual se infiere la mojabilidad del medio poroso antes de la inyección del filtrado de lodo invertido

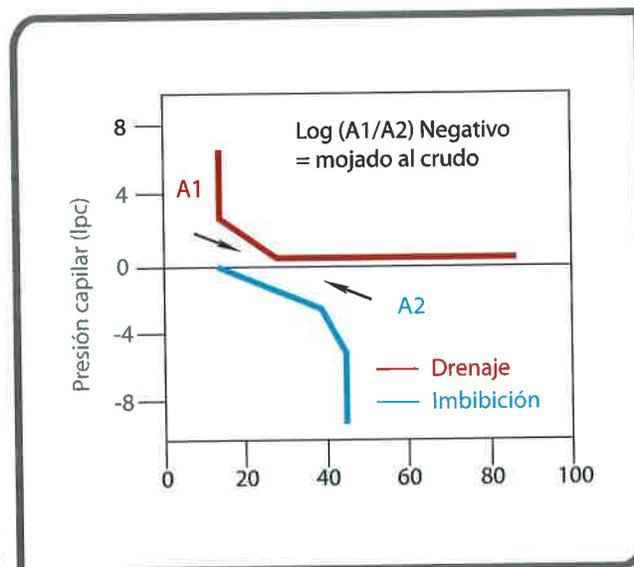


Fig.4 Curva de Presión Capilar a partir de la cual se infiere la mojabilidad del medio poroso después de la inyección del filtrado de lodo invertido

de mojado al agua, a mojado al petróleo. Al final del proceso, después de la inyección del filtrado, se observa en la Fig. 4, una alta saturación de crudo residual [9, 23].

Cuando se mezclan el filtrado de lodo con la salmuera y el crudo, se observó, la formación de emulsiones del tipo W/O muy estables (durante un período de observación de 3 meses, se resalta que, muestras que se conservan desde 1994 aún se mantienen emulsionadas), y de viscosidades entre 19,6, 4,5 y 2,3 cP a 21, 50 y 79 °C respectivamente, siendo la del crudo de 0,7 cP a 70°C. A las emulsiones formadas se incorporó salmuera de terminación, para determinar las interacciones que se producen cuando este fluido invade a

una formación que previamente ha sido invadida con lodo invertido, en proporciones de 3:1, 1:1 y 1:3, obteniéndose emulsiones muy estables (durante un período de 3 meses) del tipo W/O con valores de viscosidad entre 400 y 2000 cP a 79 °C. Se midió la tensión interfacial entre una mezcla lodo invertido/crudo y salmuera de formación y se obtuvo un valor de 2 dinas/cm a 60 °C.

Los resultados obtenidos permitieron deducir que los mecanismos que inducen el daño a la formación por el filtrado de lodo invertido son: la formación de emulsiones viscosas taponantes y cambios de mojabilidad del medio poroso desde mojado preferencialmente al agua, a mojado preferencialmente al petróleo. La influencia de la temperatura en la magnitud del daño se aprecia en la Fig. 5.

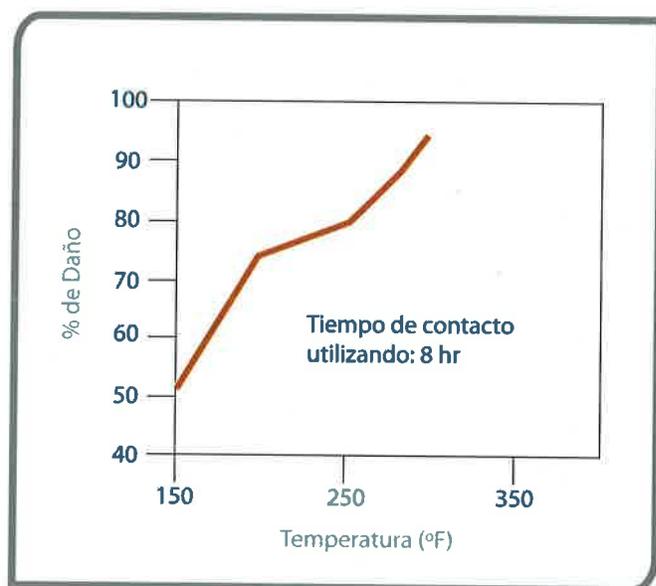


Fig. 5 Efecto de la temperatura en la magnitud del daño

Se observa que un aumento en el valor de esta variable incrementa el porcentaje de daño. Esto se puede atribuir a un mayor efecto de las propiedades mojantes del filtrado. La influencia del tiempo de remojo se presenta en la Fig. 6. En este caso se observa que a mayor tiempo de contacto del filtrado, mayor es el daño ocasionado, el cual varía desde 30% sin tiempo de remojo, hasta 90% con 24 horas de remojo. Estos resultados evidencian el mecanismo de daño, puesto que con el tiempo se favorece la adsorción de las moléculas de surfactante en las interfaces. Conviene resaltar que una vez que se perfora un pozo, transcurre más de un día para su puesta en producción, ya que se realizan otros procesos.

FORMULACIÓN DEL SISTEMA QUÍMICO

Pruebas fuera del medio poroso. Se analizaron cuatro surfactantes: dos aniónicos y dos no-iónicos. De cada tipo, uno era soluble en aceite y otro soluble en agua. Con los sistemas que comprendían surfactantes solubles en agua se

analizó la influencia de la concentración de surfactante y la presencia de solvente mutual. Con los surfactantes solubles en aceite, se analizó la presencia de solvente mutual y de un solvente aromático.

Las pruebas mostraron que los sistemas que comprendían a los surfactantes solubles en aceite fueron los más efectivos en el rompimiento de las emulsiones y en la restauración de la mojabilidad hacia el agua. Estos sistemas se seleccionaron para realizar las pruebas dentro del medio poroso.

Pruebas dentro del medio poroso. Los resultados de estas pruebas se presentan en la Fig. 7, donde se muestra la influencia que ejerce el tiempo de remojo en el porcentaje de remoción de daño que ofrecen los sistemas químicos, entendiéndose como tiempo de remojo, el tiempo en el que se deja en contacto el núcleo de los sistemas. En dicha gráfica se compara además, el comportamiento de los sistemas desarrollados, y el de un sistema químico comercial [9-14]. Se puede observar que el sistema N° 1 (ULTRAMIX®) remueve en un gran porcentaje (80%) el daño presente.

El sistema N° 2, remueve el daño en menor grado, 30%, pero aún así, ofrece ventaja respecto al sistema comercial, que elimina el daño en un valor máximo de 8%. La tensión interfacial entre una mezcla lodo invertido/crudo/sistema N°1 y salmuera de formación no pudo ser medida ya que se formaba una microemulsión, indicativo de la obtención de una tensión interfacial ultrabaja. Ante estos resultados, se seleccionó el primer sistema para realizar pruebas en tapones de núcleos de un yacimiento de Venezuela (Norte de Monagas), en el cual todos los pozos han sido perforados con lodo invertido.

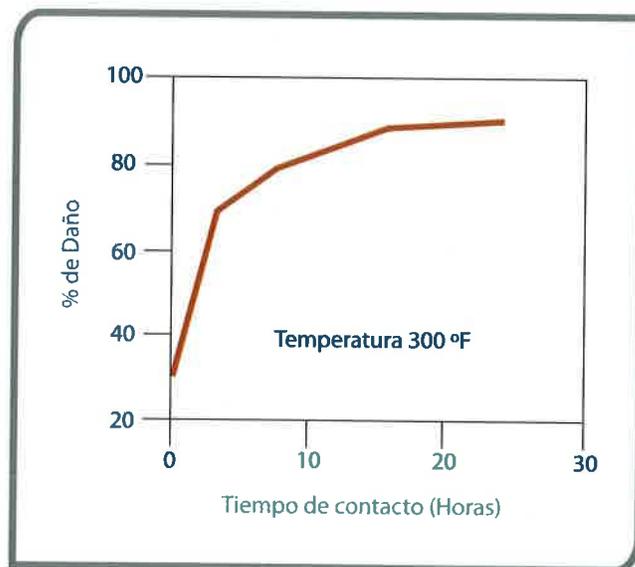


Fig. 6 Efecto del tiempo de contacto en la magnitud del daño

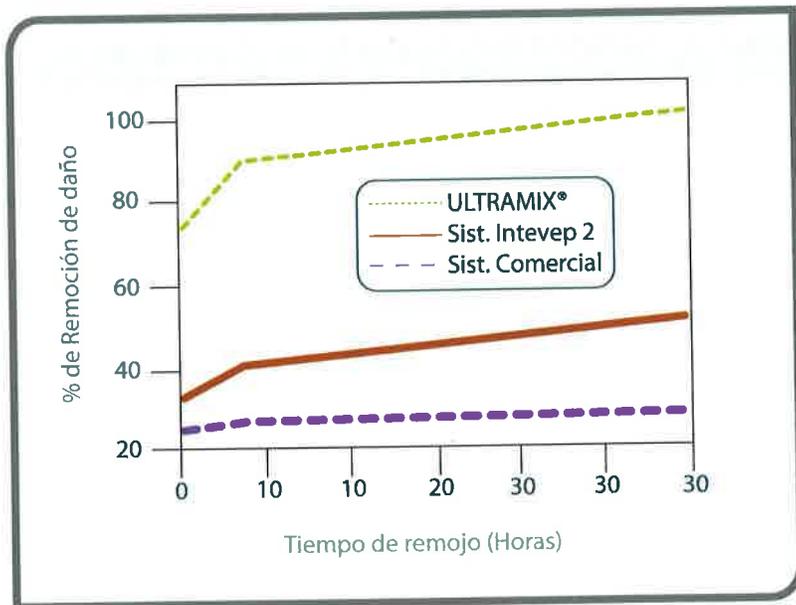


Fig. 7 Evaluación de la eficiencia de los fluidos diseñados en la eliminación del daño a la formación

Pruebas en núcleos del yacimiento del Norte de Monagas.

El comportamiento típico que experimentan los fluidos: crudo, filtrado de lodo invertido, sistema químico corrector se muestra en la Fig. 8.

Puede observarse, al igual que en la Fig. 2, como el filtrado de lodo invertido va reduciendo la movilidad cuando fluye a través del núcleo, hasta que, cuando fluye nuevamente el crudo, su movilidad se ve reducida en un 90%. Luego, cuando se hace fluir el sistema químico, la movilidad va aumentando progresivamente hasta remover prácticamente todo el daño existente (96%). Se realizaron 7 pruebas adicionales donde se observaron los mismos comportamientos y los resultados de las mismas se resumen en la Tabla 1 [24].

DETERMINACIÓN DE LAS INTERACCIONES ENTRE ÁCIDO CLORHÍDRICO Y CRUDO

Las experiencias realizadas dieron como resultado la formación de emulsiones del tipo W/O de muy alta viscosidad. Para tener una idea de la magnitud se asoció su aspecto con la de una estructura sólida, sin ningún tipo de fluidez. Las medidas de ángulo de contacto indicaron mojabilidad hacia el petróleo. En referencia a este punto, actualmente se están realizando los estudios para profundizar la naturaleza de este tipo de emulsión, y se hace mención a él, en el sentido de indicar un alerta para los diseños de estimulaciones ácidas matriciales [10-12].

PROBLEMÁTICA DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN POZOS INYECTORES DEL NORTE DE MONAGAS

Se analizaron 6 muestras de depósitos orgánicos [20], obteniéndose en 5 de ellos, la presencia de compuestos oxigenados del tipo etoxilados-propoxilados centrado en aproximadamente 8 unidades de óxido de etileno-óxido de propileno. Esta composición es igual a la de la grasa lubricante que se emplea en los compresores por donde pasa el gas en la planta de acondicionamiento.

Al colocar en contacto el depósito orgánico con ULTRAMIX®, en una proporción 1:1, a 90°C, se obtuvo una completa solubilización del depósito. Fig. 9.

OTROS ESTUDIOS

Se realizaron estudios de laboratorio similares con lodo 100% aceite preparado con gasoil, denominado INTOIL® y con lodo invertido preparado con aceite mineral, denominado

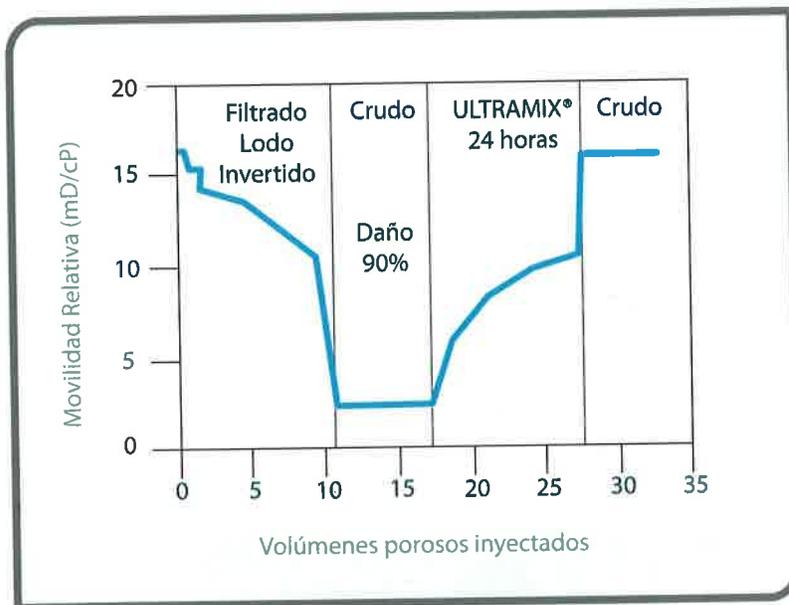


Fig. 8 Comportamiento de la movilidad de los diferentes fluidos durante la prueba de desplazamiento

XP-07, identificándose los mismos mecanismos de daño y obteniéndose similares valores de magnitud de daño y de remoción del mismo con ULTRAMIX®. Se evaluó además, el lodo 100% aceite comercial Baradrill.

Continuamente se evalúan en el laboratorio de Daños a la Formación y Estimulación de Pozos de PDVSA Intevep las secuencias de eventos que han tenido lugar en los pozos bajo estudio, habiéndose evaluado hasta el presente los lodos 100% aceite e invertidos preparados con gasoil y aceite mineral, simulando terminaciones de pozos con

Tabla 1. Resultados de pruebas de desplazamiento en tapones de núcleos de yacimientos del norte de Monagas

Litología	Cuarzo (%)	Arcilla (%)	Profundidad (pies)	% Daño por Filtrado	% Remoción de Daño
Arenisca	98,0	2,0	13.889	71	82
"	99,0	1,0	14.231	81	85
"	99,0	1,0	14.233	64	86
"	99,0	1,0	14.236	79	84
"	97,5	2,5	14.883	77	85
"	96,0	4,0	14.908	80	85
"	98,5	1,5	15.771	75	81

los mismos lodos y con salmuera, bajo condiciones de yacimiento de las áreas tradicionales de Oriente, Norte de Monagas, Barinas y Occidente. En particular, se analizó la influencia de la remoción del daño ocasionado por el lodo 100% aceite realizado por una formulación líquida como ULTRAMIX®, en la recuperación de la permeabilidad relativa al gas, ya que ésta se reduce significativamente cuando existen altas saturaciones de líquido. Se obtuvo una completa recuperación de la permeabilidad relativa al gas, ya que predomina el efecto de la presencia de daño sobre la saturación de líquido.

APLICACIONES DE CAMPO

El sistema químico ULTRAMIX® se utilizó primero en pruebas de campo piloto y luego, en forma masiva, principalmente en pozos que han sido perforados con lodo invertido, tanto productores de gas como de crudo e inyectores de agua o gas. El pozo piloto fue del campo Ceuta, en mayo de 1989. Este pozo producía 800 BNPD con levantamiento artificial por inyección de gas, y no tenía producción sin levantamiento, antes del tratamiento. Después de la

aplicación de ULTRAMIX®, el pozo pasó a 1.500 BNPD con las mismas condiciones de levantamiento artificial, y sin inyección de gas pasó a producir 800 BNPD mantenidos durante 2 años.

En el Norte de Monagas, Campo El Furrial, se realizó una prueba piloto en agosto 1994. Este pozo producía 1.100 BNPD y después de la estimulación con ULTRAMIXR, pasó a 3.400 BNPD con el mismo tipo de reductor y 5.900 BNPD sin reductor. La misma respuesta se obtuvo en otro pozo, estimulado el mismo año. Ambos pozos tenían en común, que fueron estimulados casi inmediatamente después de la perforación, ilustrando la importancia de la realización de las estimulaciones lo antes posible en los pozos, a fin de no propiciar una pérdida de energía importante sobre todo en pozos que producen crudos con asfaltenos inestables, en los cuales se generan depósitos de dichas moléculas altamente taponantes, ya que los mismos son inducidos por una disminución de la presión del yacimiento. En los pozos mencionados se observó un incremento significativo de la presión en el cabezal del pozo (más de 1.500 lpc después del tratamiento) y por ende, a nivel del fondo del pozo. 3



Fig. 9 (a) Muestra de depósito orgánico tomado de un pozo inyector, (b) Resultado después del contacto con ULTRAMIX®

años después de la estimulación no habían presentado el problema de formación de depósitos de asfaltenos. Se utilizó ULTRAMIX® también para remover bloqueo por agua después de que se detectó una considerable pérdida de salmuera utilizada en trabajos de reparación en pozos de condensado en el área de Centro Sur Lago, recuperándose 10.000 BNPD. Otro uso de la formulación es para eliminar la presencia de grandes cantidades de fluido de fracturamiento en la formación después de haber realizado una estimulación de este tipo. Este sistema se probó adicionalmente, con bastante éxito como preflujo de un tratamiento ácido matricial en un pozo con baja presión, con una completa recuperación del ácido gastado y, posteriormente, se aplicó en 16 pozos más del campo Mara La Paz [17], utilizándose como preflujo de nuevas formulaciones de ácido, obteniéndose una ganancia adicional de 11.500 BNPD.

Otro uso del ULTRAMIX® fue como preflujo en trabajos de forzamiento de arena con posterior empaque con grava en pozos de Barinas y Guafita. En el año 96 se realizó este tipo de trabajo en 34 pozos nuevos como parte de la terminación. La producción estuvo por encima de los pozos vecinos empacados sin preflujo. En los pozos viejos se observó un aumento significativo de la producción y una disminución del corte de agua debido al retorno de la mojabilidad de la formación hacia el agua. Respecto al uso ULTRAMIX® en pozos inyectoros de gas debido a presencia de depósitos orgánicos causados por la filtración de la grasa arrastrada por el gas de inyección, en su paso por los compresores de la planta de acondicionamiento, se obtuvo una completa recuperación de la inyektividad, alcanzándose los mismos valores de inyección de gas, a expensas de una menor presión de inyección y de apertura de válvula.

Tabla 2. Resultados de pruebas de campo

Pozo	Localización	Tipo de Daño	Producción antes BNPD	Producción después BNPD
Prueba Piloto	Lago	Lodo invertido	800	1.500
2	"	"	100	600
3	Tierra	"	0	Productor de gas cerrado por no ser de interés
4	"	"	1.160	5.900
5	"	"	2.000	6.000
6	"	"	1.713	2.690
7	"	"	505	1.500
8	"	"	1.830	2.362
9	"	"	2.512	4.091
10	"	El tratamiento se realizó como fase previa a una fractura en un yacimiento de muy baja permeabilidad	0	3.000
11	"	"	0	800
12	"	"	470	1.670
13	"	"	1.401	2.154
14	"	"	505	1.500
15	"	"	0	837
16	"	"	800	1.068
17	"	Lodo invertido	0	220
18	Lago	Bloqueo por agua	50	838
19	Lago	Preflujo ácido	0	2.800

Un resumen de los resultados obtenidos en varias pruebas de campo desde 1989 hasta el presente se presenta en las Tablas 2 a 5. ULTRAMIX® fue incluido en las mejores prácticas recomendadas para trabajos de Productividad de Pozos, publicado en el primer encuentro Técnico de PDVSA E&P. Es conveniente recordar que la clave para el éxito de las estimulaciones está en la identificación de o de los

más de un mecanismo que ocasiona daño a la formación, tales como: la presencia de depósitos orgánicos asfaltenos ó grasa; completación parcial por baja densidad de perforaciones o poca penetración; formación de emulsiones por la canalización del agua de inyección en pozos inyectoros y productores; cambio de mojabilidad y/o presencia de emulsiones del tipo W/O por invasión

Tabla 2. Resultados de pruebas de campo (cont.)

Pozo	Localización	Tipo de Daño	Producción antes BNPD	Producción después BNPD
20	Tierra	Lodo invertido	60	626
21	"	"	0	281
22	"	"	1.160	5.900
23	"	"	2.000	6.000
24	"	"	4.600	5.383

Tabla 3. Resultados de pruebas de campo pozos inyectoros de agua

Pozo	Localización	Tipo de Daño	Producción antes BAPD	Producción después BAPD
1	Tierra	Lodo invertido	5.000	13.000
2	"	"	5.000	13.000
3	"	"	0	14.000
4	"	"	0	15.000
5	"	100 % Aceite	0	7.306

Tabla 4. Resultados de pruebas de campo pozos inyectoros de gas

Pozo	Localización	Tipo de Daño	Producción antes MMPCPD	Producción después MMPCPD
1	Tierra	Lodo 100% Aceite	0	55
2	"	"	5	25
3	"	Depósito orgánico de grasa lubricante	De 50 (100% Apertura válvula y 7.380 lpc) bajó a 5	55-70 (28% Apertura válvula y 5.560 lpc) bajó a 5

mecanismos de daño que presenta la formación en el pozo de interés, ya que ULTRAMIX® se formuló como removedor de daño debido a: cambio de la mojabilidad hacia el petróleo, bloqueo por emulsión del tipo W/O y bloqueo por agua. Efectivamente, debido a la madurez actual de los yacimientos del Norte de Monagas, los pozos presentan

de fluidos de perforación, completación y reparación. La escogencia y aplicación adecuada en la secuencia requerida de cada solución tecnológica para solucionar cada uno de los mecanismos de daño señalados (entre las mismas, ULTRAMIX® para los últimos), ha permitido la colocación de los pozos en su potencial de producción/inyección.

Tabla 5. Resultados de trabajos de forzamiento de arena con posterior empaque con grava

Pozo	Tipo	Producción antes			Producción después		
		BBPD	% A Y S	BNPD	BBPD	% A Y S	BNPD
1	Nuevo	---	---	---	2633	21,5	2067
2	Nuevo	---	---	---	2.986	65,2	1.039
3	Nuevo	---	---	---	2.696	49,6	1.359
4	Nuevo	---	---	---	1.260	18,5	1.027
5	Nuevo	---	---	---	3.012	77,9	665
6	No	1.296	96,0	52	3.108	95,0	156
7	Nuevo	---	---	---	1.810	71,3	520
8	Nuevo	---	---	---	2.786	39,2	1.695
9	No	1.945	91,0	177	2.331	76,1	558
10	Nuevo	---	---	---	3.177	76,0	1.334
11	Nuevo	---	---	---	3.715	38,0	2.303
12	No	2.334	51,0	1.144	3.212	32,5	2.167
13	Nuevo	---	---	---	3.167	48,0	1.647
14	No	2.108	70,0	632	2.245	66,8	745
15	Nuevo	---	---	---	3.328	75,0	832
16	Nuevo	---	---	---	2.770	52,0	1.330
17	No	1.680	78,0	370	1.506	62,0	572

CONCLUSIONES

1. El trabajo desarrollado permitió establecer los mecanismos que ocasionan daño a la formación por la invasión de filtrado de lodo con base en aceite. Estos consisten en la formación de emulsiones viscosas y en el cambio de la mojabilidad del medio poroso desde mojado al agua a mojado al petróleo.
2. La temperatura y el tiempo de contacto incrementan el daño ocasionado por el filtrado de lodo invertido.
3. Se desarrolló un procedimiento que incluye el sistema químico corrector y los pasos a seguir a escala de campo, para remover el daño por lodo invertido en valores superiores al 80%.
4. Se debe considerar el aplicar este tratamiento, inmediatamente después de haber perforado los pozos con lodo con base en aceite.
5. Los principales usos de ULTRAMIX® han sido: a) La remoción de daño de formación ocasionado por lodo 100% aceite o del tipo emulsión W/O, preparados con gasoil o con aceite mineral; terminados bien sea con el

mismo tipo de lodo ó con salmuera; b) Rompimiento de emulsiones del tipo W/O; c) Eliminación de bloqueo por agua; d) Disolución de depósitos orgánicos en pozos inyectoros de gas formados por la filtración de la grasa lubricante arrastrada por el gas de inyección en su paso por los compresores; y, e) Como preflujo de: cementaciones de pozos que han sido perforados con lodo con base en aceite, estimulaciones ácidas, trabajos de forzamiento de arena con posterior empaque con grava, y fracturamiento hidráulico, en pozos que han sido perforados con lodo invertido o 100% aceite.

REFERENCIAS

1. Krueger, R. "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations". J. Pet. Tech., Feb. 1986, p. 131-152.
2. Kelly, J. "Drilling Now", J. Pet. Tech., Dec. 1981, p. 2293-2296.

3. Sympson, J. P. "Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions", SPE Paper 4779, presented at SPE Formation Damage Control Symposium, New Orleans, Louisiana, Feb. 7-8, 1974.
4. Goode, D. L., Berry, S. L. and Stacy, A. L. "Aqueous-Based Remedial Treatments for Reservoirs Damaged by Oil-Phase Drilling Muds". SPE Paper 12501, Presented at SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, Ca., Feb. 13-14, 1984.
5. Ballard, T. J. and Dawe, R. A. "Wettability Alteration Induced by Oil-Based Drilling Fluid". SPE Paper 17160, presented at SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, Ca. Feb. 8-9, 1988.
6. Yan, J. N., Meneses, J. L. and Sharma, M. M. "Wettability Alteration Due to Interaction with Oil-Based Muds and Mud Components". SPE Paper 18162, SPE Fall Meeting, Houston, Texas, Oct. 2-5, 1988.
7. Allen, T. and Roberts, A. "Productions Operations, Well Completions, Workover and Stimulations", Vol. 2, Chap. 5, Oil & Gas Consultants Int., 4 Ed., Tulsa, Okla., 1993.
8. Ventresca, M. L., Betancourt, J. Kancev, I. "Formulación para Remover Daños de Formación Causado por Emulsiones y Cambios de Mojabilidad" INGEPET'96, 239-247, Lima, 1996.
9. Allen, T., Roberts, A. "Productions Operations, Well Completions, Workover and Stimulations", Vol. 2, Chap 6, Oil & Gas Consultants Int., 4 Ed. Tulsa, Okla., 1993.
10. Hall, B. E. Workover Fluids, Part 1. "Surfactants Have Different Chemical Properties that Should be Understood to Ensure Proper Applications", World Oil, May. 1986, p.111-114.
11. Hall, B. E. Workover Fluids, Part 2. "How the Various Types of Surfactants are Used to Improve Well Productivity". World Oil, June 1986, p. 64-67.
12. Donaldson, E., Kendall, R., Pavelka, E. Crocker, M. "Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Test of Geological Materials". U. S. Department of Energy, DOE/BETC/IC-79-5, 1980.
13. API RP 42. "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation", American Petroleum Institute, Jan. 1977.
14. Goode, D. L., Phillyps, A. M., Williams, D. A. and Stacy, A. I. "Removal of Oil-Phase Muds from Wells in the Anadarko Basin". SPE Paper 11568, presented at Production Operations Symposium, Oklahoma, Feb. 27-March 1, 1983.
15. Ventresca, M. L., Betancourt, J., Castillo, J. Cigüela, S. and Azuaje, C., "Chemical System for Treating Formation Damage Induced by Inverted Oil Muds". Paper SPE 30125. European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 15-16 May 1995.
16. Cigüela, S., Colmenares, F., Negrón, E., Santarrosa, C. "Productividad de Pozos". 1er Encuentro Técnico de PDVSA E&P, Caraballeda Venezuela 3-5/06/1998.
17. Rodriguez, H. "Mejoramiento de Productividad e Inyectividad mediante estimulación Matricial Combinada". I Jornadas de Optimización de Producción, Barinas, Venezuela, 10-12 Noviembre de 2004.

José Luis Mogollón
Gerencia de Exploración
y Producción

Yani Carolina Araujo
Gerencia de Planificación
PDVSA Intevep

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA: ESTADO DEL ARTE Y EXPERIENCIAS EN E y P PDVSA INTEVEP

Se presenta una síntesis analítica del proceso de innovación, que abarca desde su definición y tipos, hasta los elementos claves para que se produzca de manera rutinaria en una empresa: visión, estrategia, procesos y eficiencia. Una vez establecidos esos aspectos, se describe el procedimiento seguido para implantar una cultura capaz de incrementar la efectividad del proceso de innovación, en una Gerencia General de Exploración y Producción de Hidrocarburos, de un Centro de Investigación y Desarrollo relativamente joven (25 años), perteneciente a PDVSA, una Corporación con negocios en el área. El procedimiento logró, en el corto plazo (<2 años), resultados tangibles, tales como el inventario y jerarquización de innovaciones propuestas, alineadas con objetivos medulares de la Corporación. En el mediano y largo plazo se logró la creación de un capital intelectual constituido por un número significativo de inventos, patentes y marcas comerciales, que han generado inclusive nuevos negocios. Esto confirma la factibilidad de crear en el corto plazo instituciones innovadoras en países en vías de desarrollo; el reto ahora es darles continuidad y multiplicarlas para producir impactos sustanciales al nivel del país y de la región.

TECHNOLOGICAL INNOVATION: STATE OF THE ART AND EXPERIENCES ON E & P PDVSA INTEVEP

This paper analyses the innovation process; its definition, types and elements that assure it is produced routinely in competitive companies. These elements are vision, strategy, processes and efficiency. Once these topics are covered, it is described the procedure followed to implant a culture that increase the affectivity of the innovation process in the Exploration and Production Division of the Research Center of the PDVSA Corporation.

The procedure achieved in short term, i.e. less than two years, the inventory and ranking of innovation proposals aligned to the medullar objectives of the Corporation. In the medium and long term the creation of an intellectual capital, formed by a significant number of inventions, trade marks and patents, that have allowed the creation of new business. All of these confirm that in developing countries it is possible to create in short term innovative institutions, the bigger challenge is to give them the continuity needed to launch the development of the country.

La innovación ha sido, desde el principio de los días del ser humano, fuente de beneficios. La aparición, en el Valle Rift, Etiopía, de herramientas que datan en 2.900.000 años (guijarros percutores, raspadores, proto-cuchillos) marca justamente el umbral mismo de la humanidad [1] y significó no solo un acto importante de creatividad, sino la facilitación de funciones básicas para sobrevivir. Las necesidades del ser humano ha sido y sigue siendo el motivo fundamental para innovar. El impacto de la ciencia en la industria moderna es tan importante, que difícilmente se pueda imaginar no ha sido así por siglos. Sin embargo, hasta el siglo XIX la ciencia y la tecnología se desarrollaron de forma casi independiente. La producción tecnológica era más el resultado de esfuerzos individuales, que de un proceso sistemático. Con el desarrollo de las industrias química y electrónica, en el siglo XX la producción de tecnología pasó de ser un proceso al azar, desarrollado por individualidades, a un proceso organizado y sistemático. En la actualidad, innovar es la clave para ganar y mantener liderazgo en los mercados del mundo, son las nuevas ideas

y nuevas formas de hacer las cosas los elementos principales para el éxito permanente del negocio [2]. Las empresas que sólo consideran productos existentes, en el mejor caso tienen limitado su crecimiento en el largo plazo, por la imposibilidad de tomar nuevas posiciones, penetrar nuevos mercados geográficos, desarrollar nuevas aplicaciones y por consiguiente están limitados para satisfacer las necesidades cada vez más exigentes de los usuarios.

Los cambios se producen cada vez con mayor rapidez, como consecuencia del fenómeno de globalización económica y cultural. También como consecuencia de estos cambios, el 40% de las 500 empresas "Fortune" de 1990 han desaparecido. La innovación es el proceso fundamental que permite a las empresas sobrevivir, crear nuevas oportunidades y, proporcionar nuevos y mejores beneficios a los usuarios. Un gran número de empresas de alta competitividad es lo que ha dado a los países desarrollados bonanza y alto nivel de vida. A pesar de que es reconocida la importancia de la innovación, esta sigue presentando serias barreras, destacando aquellas de índole cultural, por

la falta de visión [3]. La manera en que han sido sorteadas las barreras a la innovación es variada y la literatura relacionada extensa [2, 4-6].

Sin importar el modelo socio-económico seleccionado e implantado por una nación, la innovación es un factor clave, indispensable, para el progreso. Las necesidades, gustos y deseos de las sociedades cambian periódicamente, eventualmente todo producto es sustituido por uno mejor. La situación de los países en vías de desarrollo lleva a pensar que, en estos no se ha prestado debida atención al estudio o no se ha sido suficientemente exitoso en la implantación de los procesos de generación de innovaciones y de la infraestructura necesaria.

Como mencionamos anteriormente, la literatura acerca de innovación es extensa. Sin embargo, existen pocas, si acaso alguna publicación que de manera precisa y sumaria organice los conceptos relacionados. Como consecuencia el interesado debe leer varios capítulos de libros para familiarizarse con el tema. Los ejemplos utilizados rutinariamente corresponden a negocios no petroleros y su aplicabilidad y adaptación a la producción de hidrocarburos no siempre son obvios.

Es por lo descrito en el párrafo anterior que, en la primera sección de este artículo se discute la definición de innovación y su importancia. Seguidamente, se presenta su clasificación, se describen las estrategias, el proceso y su efectividad. Una vez sentados los fundamentos conceptuales aceptados en la literatura e introducidos nuevos conceptos, se analiza la evolución de las innovaciones tecnológicas en la Gerencia General de Exploración y Producción (E y P), del Centro de Desarrollo Tecnológico, Intevep, perteneciente a la Corporación, PDVSA. Ello con el objetivo de mostrar un esquema de implantación de una nueva cultura y de procesos de innovación tecnológica, que permita incrementar la productividad de Centros de Desarrollo Tecnológico y demostrar la factibilidad de su implantación en el Corto Plazo.

¿QUÉ ES INNOVAR?

Innovación es un término que ha recibido distintas acepciones, generalmente relacionadas y a veces confundidas con creatividad. Literalmente innovar significa producir algo nuevo, alguna idea, algún método o instrumento. Sin embargo, novedad es un término relativo, algunos autores [3] señalan que lo conocido para unos, puede ser nuevo para otros, y en consecuencia hablan de innovar dentro de la empresa, en un país o mundialmente. Para una definición práctica de innovación se debe aceptar en primer lugar su carácter utilitario y tener presente el concepto de producto "todo aquello que puede ofrecerse a un mercado para su adquisición, uso, consumo, y que además puede satisfacer un deseo o necesidad. Abarca objetos físicos, servicios, personas, lugares, organizaciones e ideas". Por lo tanto, la innovación consiste en la aplicación comercial de una idea original, innovar es convertir ideas

en productos, procesos o servicios nuevos o mejorados que el mercado valora. Se trata de un hecho novedoso fundamentalmente económico que incrementa la capacidad de creación de valor. De esta forma, creatividad, innovación y mercadeo son conceptos integrados para la creación, desarrollo y lanzamiento de productos.

La innovación tiene dos facetas importantes: la generación de nuevas ideas y su puesta en marcha. La primera parte de esta función (tener nuevas ideas) se describe mejor con los términos creación o invención. No todas las ideas nuevas llegan a desarrollarse, para que la idea se realice tiene que ocurrir el proceso de innovación, la etapa de ejecución de transformación de ideas en productos que satisfagan la necesidad y expectativas de los clientes. La creatividad es el insumo básico.

Innovar involucra riesgo y este será creciente en función de lo disruptiva o radical que sea la innovación. Si simplemente se están buscando pequeñas mejoras respecto a lo existente, los riesgos serán menores al igual que los impactos. Si se está intentando reinventar un sector, los riesgos serán mayores, pero también lo serán los beneficios. De esta manera observamos que suele haber un equilibrio entre riesgos y resultados obtenidos.

Por otra parte hay que considerar el aspecto humano. Todas las personas se sienten cómodas con lo que conocen y lo que les ha funcionado para llegar hasta donde han llegado. Por ese motivo, es necesario "aprender a desaprender". A las personas les cuesta mucho redefinir la estrategia de la organización olvidando las creencias que les ha llevado a donde se encuentran. Esto también lleva a empresas que son líderes a perder su liderazgo debido a no seguir innovando.

Actualmente, innovar no es una elección sino una exigencia del mercado. No se puede dudar que para ser competitivo es indispensable innovar. Si no se innova, al final se compete en mercados en los que la oferta es básicamente igual y en el que la diferenciación se ha de basar en el precio en lugar de la propuesta de valor hecha a los clientes, con lo que cada vez los márgenes son menores. Entonces parece claro que si no se innova, simplemente se estará en una carrera hacia la excelencia operacional que tarde o temprano se perderá, o como mucho se podrá igualar. La solución es: no competir en guerras perdidas, sino innovar y buscar posicionamiento estratégico. Surge entonces la interrogante: ¿cómo se puede conseguir que una organización innove? Posiblemente, ese es el gran reto. La idea no es que a alguien un día "se le encienda el bombillo", sino que exista una cultura sistemática para innovar. Citando a Peter Drucker "la innovación puede ser gestionada sistemáticamente si se sabe donde y como mirar" [7]. En el proceso de innovación se puede disponer de grandes ideas creadas por personas o equipos, pero debe existir una estructura para que ello se produzca. La mayoría de los profesionales reconocen que la innovación no es sólo una vía para agregar valor, sino que es requisito para la supervivencia, la clave para asegurar el futuro.

La época actual exige una nueva manera de hacer las cosas a fin de mejorar tecnologías existentes y desarrollar otras nuevas. Recientemente, la revista especializada *The Economist* [8], resaltó la importancia de innovar: "Los gobiernos actuales de países desarrollados, rinden culto al altar de la innovación por una buena razón: Lejos de ser simplemente un factor no considerado en la ecuación de crecimiento económico, la innovación se reconoce como el elemento más importante en toda economía moderna. Así, la innovación es más que la aplicación de capital o labor, es una de las fuerzas motoras que hace girar al mundo en nuestros días".

TIPOS Y NIVELES DE INNOVACIÓN

Aproximadamente en cada siglo [9] se introducen invenciones completamente nuevas, que representan cambios muy importantes para la humanidad. Estos se denominan saltos cuánticos, como ejemplos el bombillo eléctrico e Internet. A otro nivel, en el negocio de hidrocarburos, la Orimulsion®. Este tipo de innovación se denomina disruptiva o radical y, suele ser diferenciadora, ya que ocasionan una ruptura de lo tradicional y, por lo tanto de lo que está disponible. Por otra parte, los productos o tecnologías ya existentes son susceptibles a sufrir cambios graduales para mejorar, se habla así de innovación incremental, en este caso el cambio consiste en una serie de pasos, unos largos y otros cortos, pero en una dirección deseada [2], los ejemplos son abundantes, entre los clásicos se encuentran los detergentes domésticos, las mechas de perforación de pozos y, las computadoras personales. Un nuevo tipo de innovación que queremos introducir en este artículo es la "anticipada". En este caso los avances en el desarrollo de un nuevo producto o proceso agrega valor aún antes de que su introducción comercial "sensu estricto" se haya producido. Ejemplo de ello es el producto INTSORB® en desarrollo en PDVSA Intevep, y destinado a remover impurezas de H₂S del gas natural utilizado como combustible. El simple inicio de su desarrollo, orientado a sustituir materia prima importada por nacional, a obtener un proceso más efectivo en términos de la relación entre la masa de H₂S removida y el costo del producto, y a favorecer la creación de una cadena de valor nacional, indujo una disminución del precio de venta del producto dominante en el mercado. El desarrollo de INTSORB® ha continuado con la intención de disminuir los precios de ventas del producto comercial o eventualmente sustituirlo, si estratégicamente o económicamente se justifica. El fenómeno antes descrito de "innovación anticipada" puede ser un elemento clave en la estrategia de las empresas. Su análisis, a la luz de la definición de innovación, introduce un nuevo matiz, pues conjugando un hecho novedoso y la creación de valor, la introducción al mercado no se produce con la disponibilidad (introducción) real del producto, sino con la promesa o potencial disponibilidad de este. Otra clasificación de la innovación, de gran interés para las industrias, es aquella

que considera la naturaleza de las nuevas ideas, pudiendo ser que predominen aspectos tecnológicos o comerciales. La innovación tecnológica, se basa fundamentalmente en la aplicación del conocimiento científico a la solución de problemas técnicos [9]. Esta se da como consecuencia del uso de nuevos descubrimientos, de nuevas materias primas y procesos.

Para el ámbito comercial, Hammel [10] en su modelo establece que la innovación es un concepto empresarial que comprende cuatro componentes principales: relación con el cliente, estrategia clave, recursos estratégicos y conexiones de valor. Una empresa innovadora es la que redefine total o parcialmente alguno de estos conceptos claves. Por ejemplo, la reorganización de una empresa, de acuerdo a un nuevo organigrama o modificación de las funciones de sus componentes se considera innovación. Pues con ella se introducen nuevos elementos de productividad y disminución de costos de producción y distribución de productos, que agregan valor. Tal es el caso de la introducción de nuevas estructuras organizacionales por integración vertical u horizontal en muchas empresas. La innovación de servicios o procesos también agrega valor. En este caso las estrategias de mercadeo juegan un rol predominante: presentación del producto, publicidad, aplicación, cambios de segmentos de mercado, formas de pago, etc. Un ejemplo exitoso ha sido la integración del pago por concepto de varios servicios en una sola facturación: electricidad, agua y aseo urbano.

En resumen, la innovación puede ser clasificada en tres tipos básicos: tecnológica, organizacional, y de servicios. Todas ellas pueden ser incrementales o disruptivas. En este artículo se hace hincapié en la innovación tecnológica, no sin dejar de reconocer la importancia de los otros tipos básicos.

ESTRATEGIA DE INNOVACIÓN EN UNA EMPRESA

Tal como establece Porter [11], una empresa puede formular distintos tipos de estrategias para incrementar su rentabilidad, las más comunes las resume Rodríguez [12] y se presentan en la Tabla 1. Se aprecia que son las relativas a la innovación las que le permitirán alcanzar, de una manera más expedita, las ventajas competitivas tales como liderazgo, diferenciación y segmentación, lo que otorga el posicionamiento en el mercado.

Es importante señalar, que la estrategia para potenciar la innovación debe estar apoyada en estructuras organizacionales que faciliten la elección, formulación e implantación de los nuevos procesos en la empresa [13]. Una empresa que desee mantener su posicionamiento en los mercados actuales, debe formularse por lo menos la pregunta: ¿Qué tipo y nivel de innovación de producto, organización o de servicio se necesita realizar para mantener o incrementar la competitividad en el mercado?. Es necesario que la empresa defina la orientación de las innovaciones a lograr vinculadas con su estrategia general de comercialización.



es un
. Para
dades
ursos

ideas
as de
dores.
nitió a
ltado,
ideas
ación
de las
uctos

¿?
mpre
nente
o, una
cción
uctos
en las
serie
breve,
ideas,
de la
nto –

dades
zados
denan
eas e
jetivo
Figura
d, con
o y su

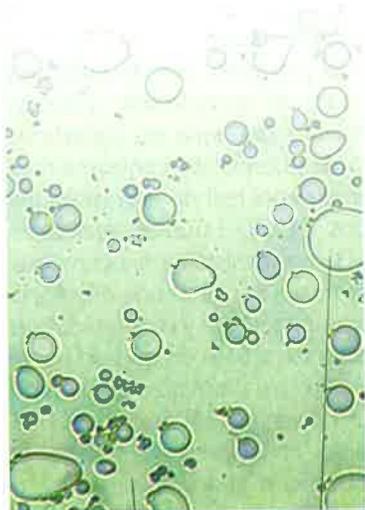
strado
ración
niente
nicas
cito y
o. La

ARTÍCULO

Omayra Z. Delgado G.
PDVSA Intevep

Ernesto Velásquez R.
PDVSA Intevep

Ricardo Sardella P.
PDVSA Intevep



ESTUDIO DEL EFECTO DE CATALIZADORES ULTRADISPERSOS EN EL PROCESO DE CONVERSIÓN CON VAPOR APLICADO A UN RESIDUAL PESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

En este trabajo se presenta un estudio sistemático a escala de laboratorio de las transformaciones químicas que ocurren en un residuo de vacío cuando es sometido a un proceso de reformado catalítico con vapor de agua. Se emplea un residuo de vacío proveniente del crudo Jobo-Morichal, en combinación con un novedoso sistema catalítico ultradisperso, que consiste en una emulsión agua/aceite donde sales precursoras se encuentran convenientemente disueltas en la fase acuosa discontinua. Para la preparación de los catalizadores ultradispersos se emplearon precursores catalíticos de naturaleza orgánica e inorgánica, así como combinaciones mono, bi y tri-metálicas entre metales de transición y metales alcalinos. La reacción catalítica se lleva a cabo en presencia de vapor de agua, a temperaturas entre 400-450 °C y a presiones cercanas a las 160-200 lb/pulg². La conversión a fracciones livianas del residuo de vacío en presencia de las diferentes formulaciones del catalizador ultradisperso empleadas en este trabajo supera cuantitativamente la obtenida para el correspondiente proceso térmico, realizado en ausencia de catalizadores y bajo iguales condiciones experimentales.

Asimismo, con los precursores catalíticos de naturaleza orgánica se obtuvieron productos de fondo con mejores condiciones reológicas que los obtenidos cuando se emplean precursores catalíticos de naturaleza inorgánica, debido a la afinidad existente entre las familias químicas de los primeros y la carga utilizada. Igualmente, cuando se emplearon catalizadores tri-metálicos se obtuvieron productos de fondo con mejores características, en comparación con las corridas donde se trabajó con precursores catalíticos conformados por dos metales de transición.

STUDY OF THE EFFECT OF AN ULTRADISPERSE CATALYST IN THE REFORMING PROCESS WITH STEAM APPLIED TO A HEAVY CRUDE OIL OF THE ORINOCO OIL BELT

In this work is presented a systematic study, at laboratory scale, of the chemical transformations that occur when a vacuum residue is submitted to a catalytic reforming process with steam. The vacuum residue sample used comes from Crude Jobo-Morichal and is upgraded with a novel ultradispersed catalytic system, mainly composed of a water/oil emulsion where water-soluble precursors salts are dissolved in the discontinuous aqueous phase. For the preparation of the ultradisperse catalysts, organic and inorganic catalytic precursors were used. Additionally, mono, bi and tri metallic formulations were prepared combining transition and alkaline metals. The catalytic reaction is executed in water steam presence, temperatures between 400-450°C and pressures in the range of 160-200 lb/pulg². The vacuum residue conversion to light fractions in the presence of the different ultradispersed catalytic formulations is quantitatively higher than those obtained for the corresponding thermal process, performed in the absence of catalyst and under the same experimental conditions.

Furthermore, with the organic catalytic precursors the bottom product obtained have better reological conditions than those obtained when inorganic precursors are used, due to the existing chemical affinity between the families of the former ones and the hydrocarbon feed used. Alike, when tri-metallic catalytic were used the bottom product obtained had better characteristics, in comparison with the tests where a catalytic precursor composed mainly by two transition metals was used.

Es conocido que actualmente la gran mayoría de los procesos catalíticos industriales se basan en la aplicación de catalizadores heterogéneos, donde las especies metálicas activas se encuentran dispersas sobre una matriz o soporte de naturaleza refractaria. Sin embargo, la deposición de sólidos en la superficie de los catalizadores heterogéneos ocasiona problemas de desactivación, más aún cuando se tratan cargas de fracciones pesadas de petróleo, cuyo alto contenido de heteroátomos además envenena reversible o irreversiblemente los sitios activos de los sistemas catalíticos. En consecuencia, se ha impulsado recientemente el desarrollo y uso de la llamada catálisis dispersa no soportada, aplicada en procesos de hidroconversión de crudos pesados y extrapesados, como

los provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco, cuyas principales ventajas son descritas a continuación:

- Generación in situ de la forma activa del catalizador a través de la descomposición térmica de las sustancias que contienen el metal, las cuales son conocidas como precursores catalíticos.
- Obtención de altos niveles de dispersión de las partículas metálicas en el residuo.
- Mantenimiento de la actividad evitando problemas tempranos de desactivación.
- Mejor contacto entre reactantes y fase activa.

El uso de catalizadores ultradispersos ofrece una alternativa novedosa para el mejoramiento de alimentaciones y residuos pesados, combinando las ventajas de las técnicas

de rechazo de carbón en términos de flexibilidad con el alto desempeño de los procesos de adición de hidrógeno [1].

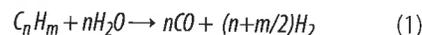
La base de emplear sistemas microemulsionados para la síntesis de catalizadores ultradispersos, fue reportada hace algún tiempo, por autores que investigaban la relación entre el tamaño de la partícula de un catalizador compuesto por metales de transición y la selectividad a reacciones particulares de hidrogenólisis e isomerización [2]. Para la época se empleaba la técnica, que aún continua vigente, de síntesis de catalizadores bimetálicos por impregnación. Con este método era posible preparar partículas metálicas pequeñas, pero con distribuciones de tamaño amplias. Usando el método de impregnación, la morfología del soporte podía tener efectos sobre la estructura y el tamaño de las partículas metálicas, por lo que en ocasiones pudiera resultar algo complejo controlar la composición de las partículas bimetálicas. Por el contrario, debido a la estructura específica de las microemulsiones se espera un ambiente más apropiado para la producción de pequeñas partículas metálicas de estrecha distribución y composición definida, lo cual resulta sumamente beneficioso [2].

Las microemulsiones agua/aceite son de particular interés, ya que las gotas que componen la fase acuosa discontinua se conciben como menudos compartimientos acuosos protegidos por el surfactante, en los cuales se puede disolver cierta cantidad de material compatible con el medio como por ejemplo sales de metales de transición que sirven como precursores de las fases metálicas finales. Partículas monometálicas, bimetálicas así como de óxidos metálicos han sido preparadas de manera exitosa por este método. Adicionalmente, estos materiales catalíticos han sido empleados en una amplia gama de procesos, tales como: hidrogenación e isomerización de alcanos, oxidación de alcoholes, combustión catalítica de metano o compuestos orgánicos volátiles y electrocatalizadores para celdas de combustibles. La mayoría de los catalizadores obtenidos a partir de microemulsiones muestran una alta actividad catalítica. La principal ventaja de usar la técnica de microemulsiones para la preparación de los materiales catalíticos se relaciona con la posibilidad de controlar propiedades como el tamaño y morfología de las partículas, así como su distribución. Por ejemplo, partículas nanométricas con estrecho rango de tamaño pueden ser obtenidas y utilizadas en reacciones sensibles a estructura, así como materiales soportados donde altas áreas superficiales y estabilidad térmica son requeridas [2].

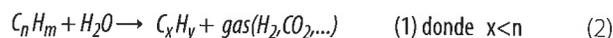
Es importante resaltar que los catalizadores ultradispersos son normalmente dosificados en bajas concentraciones, por lo que pueden ser considerados catalizadores de un solo paso o desechables, ya que la recuperación de las pequeñas partículas de catalizador acarrea mayores costos de proceso, que no siempre pueden ser asumidos a escala industrial.

Adicionalmente, la molécula de agua participa en muchas reacciones y procesos catalíticos de transformación de hidrocarburos, como por ejemplo la reformación catalítica

con vapor de agua, la cual se puede clasificar en dos categorías, total y parcial o selectiva [3]. En la primera, la alimentación (generalmente gas natural y/o nafta) es completamente reformada a hidrógeno y monóxido de carbono siguiendo la siguiente reacción:



En la reformación selectiva, sólo una parte de la molécula del hidrocarburo (generalmente un alquilaromático) es transformada por el vapor de agua a H_2 y CO_2 , originando compuestos aromáticos de menor peso molecular que los presentes inicialmente en la carga. Este tipo de reformación catalítica se representa mediante la siguiente reacción:



Desde el punto de vista fundamental, el papel del agua en los diferentes mecanismos catalíticos puede ser el de reactivo, intermediario o producto, por lo tanto, en la literatura se ha dedicado un considerable esfuerzo en estudiar el comportamiento del agua en superficies metálicas con el propósito de obtener los conocimientos que permitan comprender el papel real de esta molécula en los sistemas catalíticos [4,5,6]. Estudios realizados previamente por Sánchez [3], en un sistema experimental similar al utilizado en este trabajo, arrojaron una diferencia muy pequeña entre la conversión térmica y la obtenida con un sistema catalítico ultradiserso a base de un solo metal alcalino y uno de transición. Lo cual permitió suponer que la combinación escogida no presentó suficiente actividad para las reacciones deseadas. En el presente trabajo se discutirán los resultados obtenidos al aplicar un proceso mejorado de reformado catalítico con vapor de agua en presencia de sistemas ultradispersos, para la transformación de un residuo atmosférico proveniente del crudo Jobo, de la región de Morichal (Venezuela). Al comparar los resultados de las pruebas catalíticas con los obtenidos en una prueba térmica, se encuentra que el proceso catalítico evaluado en este estudio permite aumentar satisfactoriamente la producción de fracciones livianas lo cual se refleja en un mejoramiento de la viscosidad.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Para realizar el presente estudio se formularon y prepararon varias emulsiones catalíticas como la observada en la Figura 1, variando sistemáticamente el contenido y la naturaleza química de los precursores catalíticos, empleando combinaciones de dos o tres metales de transición y/o alcalinos. De acuerdo a lo expresado en la Tabla 1, los metales utilizados en el presente trabajo fueron designados como A y B, C y D, siendo A y B metales de transición pertenecientes a las series I y VIII B, mientras que C y D corresponden a un metal alcalino introducido al proceso a través de una sal de naturaleza inorgánica como hidróxido y de naturaleza

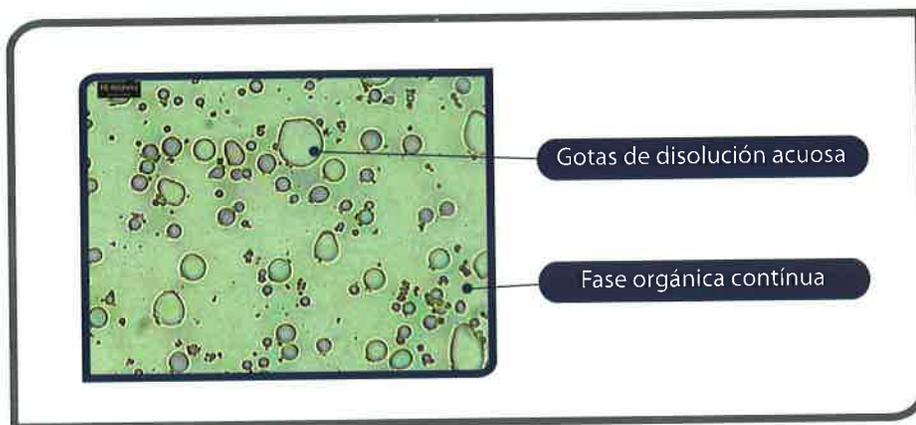


Fig.1 Micrografía óptica de la emulsión

orgánica tipo acetato, respectivamente. Una vez obtenidas las emulsiones pre-catalíticas se evaluaron en el proceso de reformado catalítico con vapor de agua, de un residual de vacío del crudo Jobo obtenido de la región de Morichal de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se comparó la efectividad

se hermetiza y se presuriza a 160-200 lb/pulg² utilizando Nitrógeno, el cual se considera inerte para la reacción de reformado catalítico con vapor de agua. Luego del premezclador, la mezcla carga-catalizador-vapor de agua se dirige al reactor, el cual se mantiene a

Tabla 1. Características de los catalizadores evaluados

	Catalizadores Bimetálicos (MT)		Catalizadores Trimetálicos (MT + MA)							
			Precursor Inorgánico MA				Precursor Orgánico MA			
	Cat-1	Cat-2	Cat-3	Cat-4	Cat-5	Cat-6	Cat-7	Cat-8	Cat-9	Cat-10
°API	14,6	15,6	13,0	16,1	12,2	13,4	13,1	12,9	13,2	14,3
Densidad (g/ml)	0,967	0,961	0,978	0,957	0,983	0,975	0,977	0,979	0,977	0,969
Viscosidad @ 210°F (cSt)	170,5	94,02	189,3	97,27	166,2	257,5	134,5	98,52	158	95,05
% VGO	0,685	0,787	0,671	0,773	0,654	0,756	0,476	0,548	0,47	0,47
% H2O	0,286	0,1879	0,2948	0,1988	0,3051	0,2091	0,2025	0,1354	0,2059	0,2059
ppm A (MT)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
ppm B (MT)	271	135	271	135	271	135	271	135	271	135
ppm C (MAI)	-	-	333	333	666	666	-	-	-	-
ppm D (MAO)	-	-	-	-	-	-	333	333	666	666

de cada formulación en función de la caracterización final de los productos obtenidos bajo las mismas condiciones de reacción. Para llevar a cabo el estudio, se realizaron una serie de experiencias, cada una de ellas con un mínimo de cuatro balances, de forma tal de evaluar la reproducibilidad y confiabilidad de los resultados. El sistema experimental empleado se esquematiza en la Fig. 2.

El procedimiento empleado para evaluar los catalizadores se describe a continuación. Desde el tanque de carga, se alimenta en forma continua el residual de vacío a un primer tanque (premezclador), en el que la carga se combina con la respectiva emulsión catalítica y con el vapor de agua. Antes de iniciar las corridas, todo el sistema se purga, finalmente,

temperaturas entre los 400-450 °C conservándose la presión de operación ya señalada anteriormente. Luego de transcurridos alrededor de 30 minutos de residencia en el reactor, los productos generados son enviados a un sistema de fraccionamiento doble operando a una temperatura de 250 °C, que tiene como objetivo separar el agua de todos los hidrocarburos. Este fraccionamiento permite la obtención de una fracción pesada y otra liviana. De esta última también se recuperan y analizan los gases formados. Una vez contabilizados y registrados los pesos obtenidos de cada fracción, se procede a realizar la caracterización de las mismas mediante las técnicas de: destilación simulada (ASTMD-2886), contenido de asfaltenos (norma IP-143; ASTM

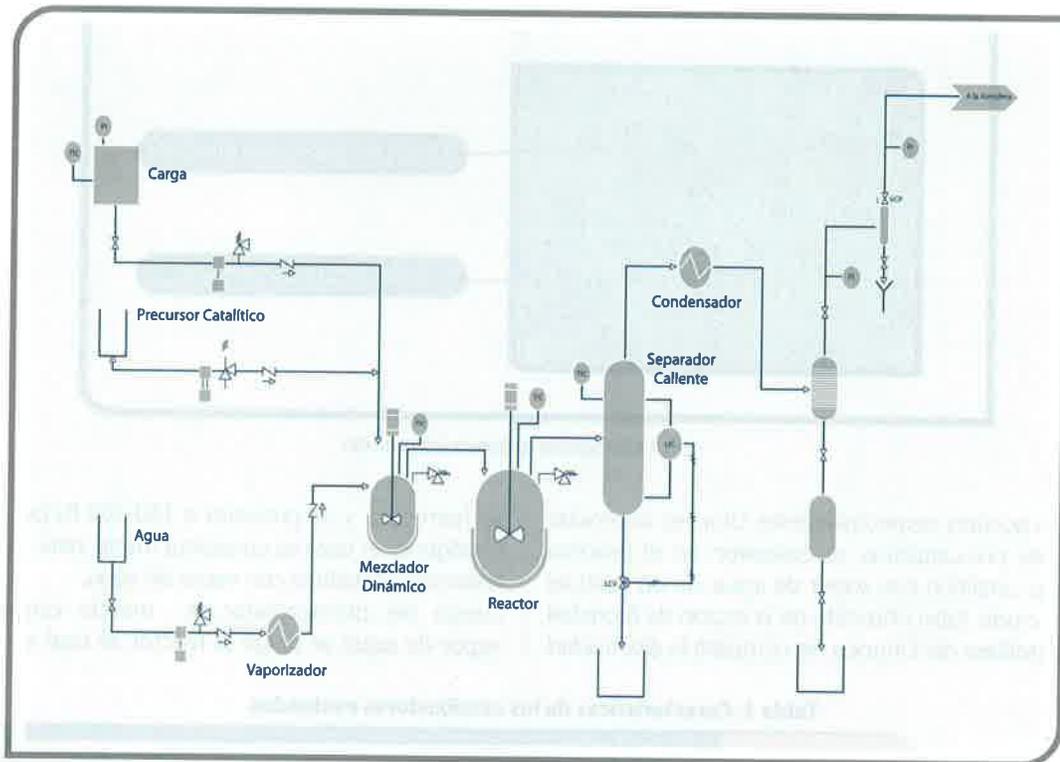


Fig. 2. Sistema de reacción

D-6560), azufre (norma ASTM D-2622-98), viscosidad @ 210 ° F (norma ASTM D-445), gravedad API (norma ASTM 1298-99), entre otros, a fin de evaluar el grado de transformación alcanzado durante las experiencias catalíticas y térmica, en comparación con la carga inicial, cuyas propiedades son mostradas en la Tabla 2.

3 se observa que los valores obtenidos para la fracción 500+ oscilan entre 42% y 54 %, indicando que el catalizador Cat-8 fue relativamente el que presentó la mayor reactividad, ya que muestra el valor más bajo de la fracción 500+ con

RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados presentados en las Tablas siguientes muestran los valores promedio obtenidos luego de realizar los balances de las corridas realizadas con cada formulación de catalizador, así como la corrida térmica, según procedimiento reportado por Sánchez [3].

En la Tabla 3 se presentan, entre otros resultados, los valores obtenidos para la destilación simulada del producto de fondo recolectado luego de los diferentes ensayos. Cabe destacar que la comparación de los valores obtenidos para la fracción 500+ a lo largo de todos los ensayos permite de manera general establecer cuales formulaciones resultaron mas activas, ya que esta es la porción más refractaria presente en cualquier residual de vacío.

Así, a medida que el porcentaje de la fracción 500+ disminuye, se puede inferir que los componentes pesados reaccionaron con el catalizador y el agua en mayor medida para producir compuestos más livianos. En la Tabla

Tabla 2. Propiedades del Residuo de Vacío FPO

Característica	Valor
°API	6,4
Densidad (g/ml)	1,025
Carbón Conradson (% p)	15,9
Asfaltenos (% p)	13,9
Insolubles en Tolueno (% p)	2,5
Viscosidad @ 210 °F (cSt)	0,0654
Carbono (% p)	1503
Carbón Conradson (% p)	83,9
Hidrógeno (% p)	10,0
Azufre (% p)	4,11
IBP - 220	0
220 - 350	4,9
350 - 500	27,90
500 +	67,20

Tabla 3. Caracterización del Producto de Fondo del Separador Caliente

Térmico	Catalizadores Bimetálicos (MT)	Catalizadores Trimetálicos (MT + MA)									
		Precursor Inorgánico MA					Precursor Orgánico MA				
		Cat-1	Cat-2	Cat-3	Cat-4	Cat-5	Cat-6	Cat-7	Cat-8	Cat-9	Cat-10
Flujo (g/h)	533,8	342,8	493,3	441,7	454,9	443,5	425,5	427,8	416,5	445,3	459,9
Asfaltenos (% p)	13,8	14,5	12,1	14,0	13,3	15,2	14,5	11,5	11,9	12,1	12,9
Insol. en tol. (% p)	0,2	2,1	0,6	0,7	0,2	0,9	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3
Viscosidad @ 99°C (cSt)	81,5	82,1	95,6	89,9	94,0	100,3	84,4	86,0	91,3	94,2	89,6
°API	7,6	6,5	7,2	7,2	7,4	7,0	7,3	7,2	6,9	7,0	7,3
Valor P	1,1	1,0	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
IBP - 220	1,6	1,7	1,9	2,0	1,7	1,8	2,3	1,8	2,2	2,2	1,9
220 - 350	16,7	17,0	16,6	18,5	14,8	14,8	18,4	18,3	20,6	17,1	15,9
350 - 500	32,2	33,1	34,4	35,5	32,6	29,0	33,6	34,2	35,0	33,0	32,9
500 +	49,6	48,2	47,1	44,0	51,0	54,4	45,7	45,7	42,2	47,7	49,3
Azufre (% p)	-	3,8	-	3,83	3,8	3,9	3,8	-	3,9	3,9	3,8
Relación H/C	-	0,113	0,116	0,119	0,119	0,117	0,117	0,119	0,118	0,114	0,116

un promedio de 42,2%. Comparando este valor con el correspondiente al residual de vacío antes del tratamiento (ver Tabla 2), podemos afirmar que en el caso del Cat-8 cerca de un 37% de los componentes pesados se transformaron en compuestos livianos.

A partir de la corrida con el Cat-3 se incorpora el precursor catalítico inorgánico del metal alcalino C y se puede observar claramente en los resultados la influencia benéfica que tiene este aditivo en la conversión catalítica, logrando llevar la fracción pesada hasta un 44%, un valor menor a los obtenidos en el producto de las dos primeras corridas. Por otra parte, el catalizador Cat-3 presenta una composición semejante a la del catalizador Cat-7, la diferencia entre ambos radica en la naturaleza química del precursor del metal alcalino, ya que para el primer catalizador se utilizó un precursor con una matriz inorgánica mientras que para el segundo se dispuso de una matriz orgánica, específicamente un acetato.

Esta misma diferencia se observa al comparar los precursores catalíticos Cat-4 y Cat-8 manteniendo iguales las proporciones del resto de los metales. Los resultados reflejan un porcentaje menor de asfaltenos y una menor viscosidad en los productos de fondo de las corridas 7 y 8 al compararlos con las corridas 3 y 4 respectivamente, dichos resultados se observan gráficamente en las Figuras 3 y 4. Esta disminución de asfaltenos y viscosidad respecto a la carga indica un mejoramiento del crudo al utilizar precursores con una matriz química la cual tiene cierta afinidad con la carga a tratar. El utilizar acetato en vez de hidróxido como ligando para la sal del metal alcalino pareciera ser

beneficioso para las reacciones de interés, esto puede ser atribuible a la compatibilidad entre las fases orgánicas. Este mismo fenómeno se observa en el contenido de asfaltenos de los productos de fondo obtenidos con los catalizadores 5-6 y 9-10

Cabe resaltar que el producto de fondo obtenido con catalizador Cat-5 arrojó la mayor viscosidad de toda la serie estudiada, lo cual puede deberse a que la muestra presentó sólidos pequeños y abundantes, que provienen posiblemente del exceso de metales contenidos en el catalizador utilizado, ya que esta emulsión catalítica es una de las más concentradas, y posiblemente dichas partículas terminan en el fondo del separador caliente. Asimismo,

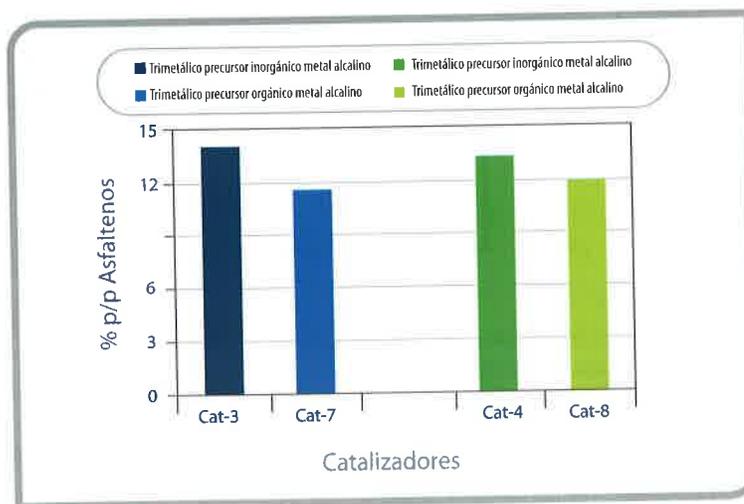


Fig. 3. Efecto del tipo de ligando para el precursor alcalino en el porcentaje en peso de los asfaltenos en el producto

Tabla 4. Caracterización del Tope de Separador Caliente

	Térmico	Catalizadores Bimetálicos (MT)		Catalizadores Trimetálicos (MT + MA)							
				Precursor Inorgánico				Precursor Orgánico			
		Cat-1	Cat-2	Cat-3	Cat-4	Cat-5	Cat-6	Cat-7	Cat-8	Cat-9	Cat-10
Destilados (g/h)	32,2	44,8	32,9	34,0	31,0	31,5	33,6	33,4	31,6	33,8	32,4
°API	55,9	51,8	52,5	51,5	51,1	52,7	52,3	52,1	51,5	51,5	51,4
Viscosidad @ 21°C (cSt)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Gas de Purga (g/h)	12,8	12,2	12,7	12,4	11,8	12,9	11,7	11,9	11,6	11,7	8,7
IBP-220°C (%p)	76,4	79,2	78,9	78,2	77,5	79,8	78,4	78,9	78,4	76,4	78,8
220-350°C (%p)	22,3	19,9	18,5	20,3	21,0	20,2	20,1	20,2	20,1	22,0	21,2
350-500°C (%p)	1,4	0,9	2,6	1,5	1,5	0	1,5	1,0	1,4	1,5	0,0
Agua Agria (g/h)	36,0	59,3	52,8	58,5	51,6	52,2	51,8	54,9	53,1	60,7	54,0

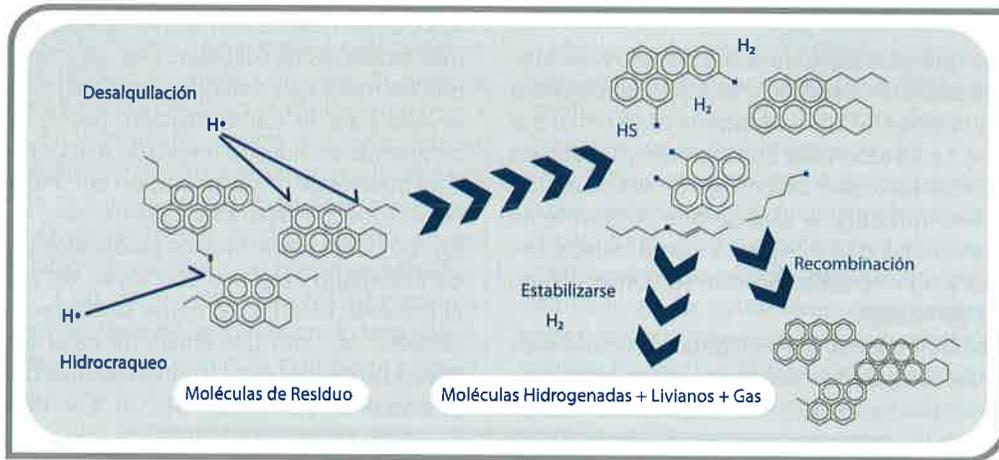


Fig. 7. Mecanismo de reacción vía radicales libres [9,12]

balance másico de la operación (agua agria). En general, se observa que no existen diferencias significativas en la proporción del corte más liviano a lo largo de los diferentes ensayos.

Cabe destacar que la formulación que arrojó el mayor caudal de gases de purga (12,9 g/h) fue Cat-5; este hecho, sumado a los resultados mostrados en la Tabla 3 donde se observa que la concentración en peso de asfaltenos del producto

de fondo y de Insolubles en Tolueno para esta corrida resultaron ser también las más altas (15,2 y 0,9%p respectivamente), permite deducir que la formulación genera un producto vaporreformado altamente inestable.

Estos resultados concuerdan con el esquema planteado por Escalona [11], en donde señalan que al resultar una formulación catalítica poco eficiente para hidrogenar los radicales libres producidos durante el craqueo térmico, se desencadenan reacciones indeseables de polimerización, formándose moléculas de coque y gas. Un mecanismo parecido es planteado por algunos autores, tal como se muestra

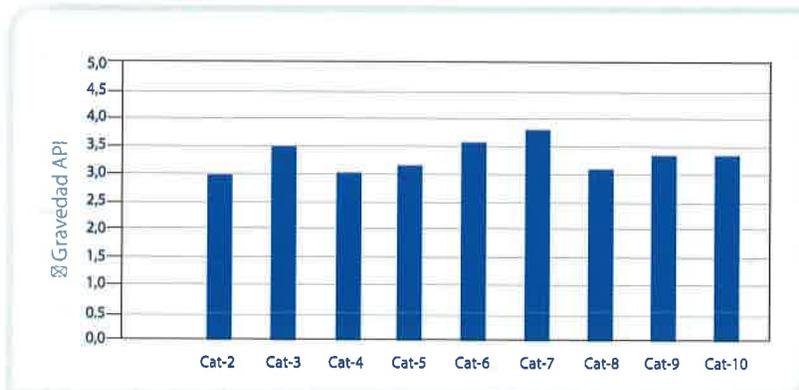


Fig. 8. Variación en Gravedad API entre los productos de las corridas catalíticas y el residual de vacío

en la Figura 7. Para estos investigadores la proporción de livianos es función de la severidad térmica y la cantidad de coque generada depende del modo de operación, ya sea en presencia de H₂ o catalizador, es decir, depende del potencial de hidrogenación del sistema reactante. En todas las pruebas realizadas, se observó una alta tendencia a la producción de gases de hidrocarburos livianos, como el metano y el etano, lo cual indica la gasificación parcial del producto a costa de los compuestos pesados. Cabe destacar que la producción de oxígeno fue mínima mientras que la producción de H₂S es de alrededor del 10,83 % p. En la Figura 8 se aprecia el diferencial (delta) de la gravedad API entre la alimentación inicial y la del producto final, para poder evaluar adecuadamente el mejoramiento promedio del residual luego de la reacción catalítica en presencia de vapor de agua. Los valores más altos en la gráfica representan una diferencia mayor entre el API de la carga (la cual presenta una gravedad API inicial de 6,4, ver Tabla 1) y el de los productos. Para los productos de fondo obtenidos con todas las formulaciones ensayadas, se observó una variación significativa de alrededor de 3,8, lo que demuestra una mejora relativa de la carga. Los resultados mostrados en este trabajo para la conversión del residuo de vacío, evidencian la conveniencia de usar sistemas emulsionados que emplean como precursores catalíticos una combinación de dos metales de transición con un precursor metálico alcalino de naturaleza orgánica, lo cual se manifiesta en conversión de la fracción más pesada y el mejoramiento de la viscosidad. Adicionalmente, se observa un mejor rendimiento de livianos en los productos obtenidos con los catalizadores trimetálicos.

CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en el proceso de reformado catalítico con vapor de agua de un residuo venezolano bajo la influencia de diversos catalizadores emulsionados se puede concluir lo siguiente:

1. La mejora encontrada en la gravedad API del residuo de vacío sometido a la acción de los catalizadores ultradispersos permite inferir que el proceso de reformado catalítico con vapor de agua conduce a la hidrogenación incipiente de fragmentos craqueados de hidrocarburos pesados que de otra manera se condensarían para formar coque.
2. Los precursores catalíticos cuya matriz estuvo conformada en su totalidad por grupos orgánicos, presentaron mayor afinidad hacia la alimentación, dando como resultado productos con mayor conversión del residual y asfaltenos.
3. Los resultados obtenidos indican que al utilizar catalizadores ultradispersos trimetálicos se obtiene un producto líquido con mejores propiedades y de mayor estabilidad que aquellos obtenidos solamente con precursores bimetálicos.

4. Los compuestos aromáticos generados por la descomposición del residual no pueden ser hidrogenados cuantitativamente en las condiciones de reacción empleadas en el proceso de reformado catalítico con vapor de agua, por lo que los productos obtenidos no arrojan incrementos notables en la relación H/C.

AGRADECIMIENTOS

Al departamento de Análisis y Evaluación de PDVSA Intevep por la caracterización de las muestras.

REFERENCIAS

1. Panariti, N.; Del Bianco, A.; Del Piero, G.; Marchionna, Applied Catalysis A, 204, (2000), 203-213.
2. Eriksson, S.; Nylén, U.; Rojas, S.; Boutonnet, M.; Applied Catalysis A, 265,2,8,(2004), 207-219.
3. Sánchez, R. Estudio Cinético del proceso Vapocraqueo catalítico aplicado a un residuo atmosférico de un crudo pesado venezolano. Trabajo especial de Grado. Universidad Metropolitana; 2004.
4. Topsøe H. Clausen B.S. Masoth F.E.: "Hydrotreating Catalysis". Ed Springer (1996)
5. Heras, J.; Viscido, L.; Catal. Rev.Sci. Eng., 30(2), (1998), 281-338.
6. Thiel, P.; Madey, T.; Surf. Sci. Rep., 7(1987) 211-385
7. Henderson, M. Surf. Sci. Rep., 46(2002) 1-308.
8. Christi, H. M.; Williams, P.T. Aromatic and hetero-aromatic compositional changes during catalytic hydrotreatment of shale oil. Fuel, 78:1805-1815; 1999.
9. Kawai, H; Kumata, F., Catalysis Today, 43: 281-289; 1998.
10. Zhang, H.; Guo, A.; Wang, Z. Am Chem. Soc. Div. Petrol Chem. Prep., 47(2): 136; 2002.
11. Escalona A., Emir E. Síntesis y caracterización de catalizadores ultradispersos preparados a partir de descomposiciones térmicas de emulsiones. Tesis Doctoral Universidad Central de Venezuela; 2005.
12. Heck, R.; Rankel, L.; DiGuseppi, F.; Fuel Processing Technology, 30 (1):69-81, 1992.



 **PDVSA**
INTEVEP

100ml
80ml
60
40
20°C

¡Ahora la renta petrolera es para el Pueblo!

 PDVSA

ESTADO DEL ARTE EN MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD

Se presenta una revisión del estado del arte en el área de caracterización de arenas de baja permeabilidad con el fin de establecer criterios para la implementación de protocolos experimentales óptimos que permitan evaluar de forma adecuada y confiable las propiedades físicas de este tipo de arenas. Generalmente, las arenas apretadas muestran una composición mineralógica asociada a una complicada historia diagenética y son referidas como no convencionales o apretadas por presentar permeabilidades entre 1nD y 0,1mD, y porosidades variables entre 1% y 15% [1,2]. Las propiedades físicas de este tipo de formaciones son inusuales y complejas, debido a la baja porosidad efectiva, presencia de arcillas, tamaños de poros de garganta pequeña, sistemas de doble porosidad (matriz, microfisuras), interacciones roca-fluido dominadas por fuerzas capilares, bajas saturaciones de agua connata, altas presiones capilares, sobrepresurización frecuente y mezcla de mineralogía, cuyo estudio requiere de métodos avanzados de evaluación [2-5]. La caracterización confiable de las arenas de baja permeabilidad requiere de un cuidadoso procedimiento experimental, ya que la incorrecta manipulación de las muestras puede ocasionar alteración de las medidas de sus propiedades físicas, y por consiguiente definir esquemas de explotación o estimulación poco efectivos, que sobrestimen o subestimen el desempeño de la producción en este tipo de yacimiento. Adicionalmente, la mayoría de las técnicas utilizadas en la caracterización de núcleos de yacimiento ha sido diseñada para ser aplicada en rocas de alta porosidad y permeabilidad, donde no se requieren altas presiones para la inyección del fluido. Por esta razón, el rango de operación de los equipos constituye una limitación para el empleo de una técnica determinada, así como también las dimensiones de la muestra y la preparación previa.

O. León
PDVSA Intevep

STATE OF THE ART IN METHODS TO CHARACTERIZE LOW PERMEABILITY SANDS

A state of the art in characterization of low permeability sands is presented. The main purpose of this recompilation is to establish criteria for implementing optimal experimental procedures that allows suitable and reliable physical properties evaluation for this sands. Generally, low permeability sands show mineralogical composition due to a complex diagenetic history. Low permeability sands are called unconventional or tight sands because they present very low permeabilities (1nD – 0,1 mD) and variable porosities (1% - 15%). Physical properties in this kind of formations are unusual and complex, due to the very low effective porosity, presence of clays, small pores throats, double porosity systems (matrix, microcracks), capillary forces dominating rock – fluid interactions, low connata water saturation, capillary high pressures, systems often overpressured and different mineralogical composition. The study of these characteristics need advanced methods of evaluation [2-5]. Reliable characterization for tight sands needs careful experimental procedures, since the incorrect manipulation of the samples can cause alteration of the measurements of their physical properties, and consequently define slightly effective schemes of development or stimulation, which overestimate or subestimate the performance of the production in this kind of reservoirs. Additionally, the majority of the laboratory techniques used for rock characterization have been designed for being applied in high porosity and permeability rocks. High pressures for the injection of the fluid are not needed for those commercial equipments. For this reason, the range of operation for equipments constitutes a limitation for using a certain technique, as well, to determine dimensions of the samples and define preparation process for each analysis is very important.

La caracterización precisa de las arenas de baja permeabilidad, conocidas como arenas apretadas, ha despertado gran interés en los últimos años debido a que muchas de las formaciones constituidas por este tipo de roca, constituyen un porcentaje importante de los yacimientos de gas natural en el mundo.

Para definir planes óptimos de explotación se requiere un conocimiento preciso de la permeabilidad, la porosidad y de las propiedades de flujo. Actualmente, algunos yacimientos que habían sido catalogados como muy apretados, han sido reevaluados a la luz de las nuevas tecnologías y en

algunos casos se ha encontrado que este tipo de rocas se ubica sobre o debajo de zonas de alta permeabilidad, lo que facilita la extracción del gas; sin embargo, es importante destacar que la estimación de la permeabilidad es de gran relevancia para determinar las reservas recuperables a futuro y las tasas de recobro [6]. Por esta razón, la caracterización precisa y la descripción confiable y realista de estos yacimientos permitirá no sólo cuantificar la extensión y valor del yacimiento, sino también identificar los mecanismos primarios que afectan la producción e inciden en el óptimo recobro; por consiguiente, es necesario el desarrollo y uso



PDVSA
INTEVER

100ml
20°C

80ml
60
40

¡Ahora la renta
petrolera es para
el Pueblo!



ARTÍCULO

María Llamedo
PDVSA Intevep

Mariana Prado
PDVSA Intevep

Edwin González
PDVSA Intevep

Oscar Rauseo
PDVSA Intevep

Javier Espinoza
PDVSA Intevep

Marcelo Reyna
PDVSA Intevep

Iraima Fernández
PDVSA Intevep

EXPERIENCIAS DE LA APLICACIÓN DE MULTIGEL® EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y EN YACIMIENTOS PROFUNDOS ALTAMENTE HETEROGÉNEOS

Entre los grandes retos de la industria petrolera en el mundo se encuentra el incremento del factor de recobro en yacimientos maduros. Con este fin se ha implementado una serie de estrategias que incluyen el control de la producción excesiva de agua, la optimización de proyectos activos de recuperación mejorada, la implementación de nuevos proyectos y la incorporación de nuevas tecnologías. La tecnología de inyección de geles poliméricos se considera un método efectivo para mejorar los perfiles de inyección y la productividad de los pozos; para satisfacer las necesidades específicas de los campos venezolanos, PDVSA Intevep desarrolló un sistema gelificante (MULTIGEL®), el cual ha sido aplicado en más de 60 pozos.

La experiencia en la aplicación de esta tecnología se concentra principalmente en dos tipos de yacimientos: naturalmente fracturados y altamente heterogéneos. Su aplicación en yacimientos naturalmente fracturados se realiza con el fin de reducir los problemas de alto corte de agua causados por la canalización a través de las fracturas. El sistema gelificante inyectado se diseña con efecto de Reducción Desproporcionada de la Permeabilidad (DPR), de forma tal que llene los espacios en las paredes de la fractura, restringiendo el flujo del agua y favoreciendo la producción del petróleo contenido en el medio poroso. Los otros tipos de yacimientos donde se ha aplicado el sistema gelificante MULTIGEL® se caracterizan por su alta profundidad, altas presiones iniciales y alta productividad. El mecanismo de producción inicial fue la expansión de roca y fluido en ausencia de una capa de gas, y en la actualidad se encuentran sometidos a proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua para el mantenimiento de presión y tasas de producción. La aplicación tiene como objetivo reducir los problemas de canalización de agua inyector-productor, que traen como consecuencia un barrido pobre en las zonas de petróleo, dejando importantes reservas sin producir. La aplicación exitosa de la tecnología MULTIGEL® en ambos escenarios ha sido el resultado de un diagnóstico preciso de la causa de producción de agua, así como del diseño e inyección en campo ajustada a las condiciones y objetivos de cada aplicación. De esta manera, se ha logrado extender la vida productiva de los pozos con un aumento asociado en la recuperación de crudo.

STUDY OF THE EFFECT OF AN ULTRADISPERSE CATALYST IN THE REFORMING PROCESS WITH STEAM APPLIED TO A HEAVY CRUDE OIL OF THE ORINOCO OIL BELT

One of the most important oil world challenges consists of increasing the recovery in the mature fields through the control of water excess production, optimization of active secondary recovery projects, new projects implementation and new technologies incorporation. Gel technology is considered an effective method to improve injection profiles and wells productivity. In order to satisfy the Venezuelan oilfields needs, PDVSA Intevep developed a gel system (MULTIGEL®) which has been applied in more than 60 wells over the last 9 years.

Two main applications were carried out. One of them has been addressed to reduce high water cut problems caused by natural fractures channeling. For this application, the injected gels system was designed with Disproportionate Permeability Reduction (DPR) Effect, in order to fill the fracture walls, reducing the water flow and favoring the production of oil contained in the porous media. Another main application was performed in heterogeneous reservoirs characterized by high depth, high productivity and high initial pressure. The initial production mechanisms were rock and fluid expansion without a gas cap, but currently the reservoirs are under secondary recovery process, specifically water injection to maintain pressure and production rates. The gel injection in this case was mainly used to mitigate injector-producer channeling problems that bring over a poor sweep in the oil zones leaving important reserves without being produced.

The successful application of MULTIGEL® technology has been the result of three important steps: diagnosis, treatment design and injection of the system in the field. Wells productive lifetime has been extended and final recovery factor has been increased through the application of this technology.

TECNOLOGÍA DE GELES

La tecnología de geles para control de la producción de agua fue desarrollada a mediados de los años 80 y ha sido evaluada en un amplio intervalo de condiciones con un porcentaje de éxito, que en el mundo se encuentra alrededor del 60% [1-5].

Definición Los geles son sustancias químicas cuyo peso molecular puede variar de bajo, medio a alto dependiendo del sistema. Estos geles se inyectan como soluciones líquidas de baja viscosidad hacia el yacimiento, donde reaccionan para formar un medio capaz de reducir significativamente la permeabilidad de la formación bloqueando el paso de

los fluidos contenidos en ella. Los geles comerciales más comunes son de tipo silicatos, monoméricos o poliméricos. Sin embargo, son estos últimos los que han sido más ampliamente utilizados debido a su versatilidad para adaptarse a las condiciones presentes en los yacimientos petrolíferos. Los geles poliméricos son una mezcla de un polímero soluble en agua y un agente entrecruzador, la cual reacciona a la temperatura del yacimiento formando una red tridimensional con agua atrapada en su interior (Figura 1).

Propiedades de los Geles Poliméricos

Tiempo de Gelificación: tiempo que tarda la mezcla en comenzar a gelificar se llama tiempo de gelificación inicial, mientras que el tiempo que transcurre hasta la completa gelificación del sistema se le denomina tiempo de gelificación final. Esta variable depende de las concentraciones del polímero y entrecruzador, así como de la temperatura de la formación en el yacimiento y el pH de la solución. El tiempo de gelificación establece el volumen máximo de gel que puede ser inyectado y el tiempo que debe permanecer el pozo cerrado luego del tratamiento para asegurar la gelificación.

Consistencia: medida de la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Depende de la concentración de polímero y entrecruzador en la solución gelificante y de la salinidad del agua de preparación de mezcla. Determina la capacidad del gel para reducir el flujo de fluidos a través del medio poroso. Usualmente, mientras el sistema gelificante sea más rígido, la reducción al flujo de fluidos será más pronunciada.

Estabilidad: capacidad del gel de mantener sus propiedades sin degradarse en condiciones de yacimiento. Es una medida del tiempo que transcurre hasta que se observa pérdida de

consistencia o expulsión del agua contenida en su interior (sinéresis). La estabilidad depende de la combinación de la mezcla y la proporción del polímero y entrecruzador, así como de las condiciones del yacimiento: temperatura y salinidad del agua de formación.

Evaluación Medio Poroso - Efecto DPR: propiedad exclusiva de los geles poliméricos es la capacidad de reducir en mayor proporción la permeabilidad efectiva al agua que la permeabilidad efectiva al petróleo (por sus siglas en inglés "Disproportionate Permeability Reduction").

El efecto DPR se mide mediante pruebas de desplazamiento utilizando muestras de núcleo de yacimiento, de forma tal que se evalúa la variación que ocasiona el gel a la permeabilidad efectiva a cada fluido. Este cambio se conoce como factor de resistencia residual (Frr). El efecto DPR equivale a la relación entre el factor de resistencia residual al agua (Frrw) y el factor de resistencia residual al petróleo (Frr).

$$F_{rro} = \frac{K_{roantes}}{K_{rodespués}}$$

$$F_{rrw} = \frac{K_{rwantes}}{K_{rwdespués}}$$

$$DPR = \frac{F_{rrw}}{F_{rro}}$$

Mientras más alto es el Frr, más se disminuye la permeabilidad del medio al fluido (mayor bloqueo). El valor para un factor Frr óptimo no está establecido en la bibliografía, pues depende de las características del medio y los fluidos (agua y petróleo). Pero valores de reducción a la permeabilidad efectiva al fluido entre 100-1000 veces se consideran buen bloqueo. Se ha propuesto un gran número de teorías para explicar el fenómeno DPR [6-10]. Sin embargo, no hay un consenso general al respecto. Esta propiedad está relacionada con la reducción de corte de agua luego del tratamiento, pero no exclusivamente, ya que también influye el volumen de gel inyectado, la técnica de colocación y el tipo de flujo presente en los alrededores del pozo.

Intervalo de Aplicación Flujo Radial Yacimiento Heterogéneo: esta condición se asocia a formaciones donde la permeabilidad varía verticalmente, en cuyo caso el agua tiende a irrumpir primero en las zonas más permeables dejando petróleo sin drenar de manera efectiva en las zonas menos permeables.

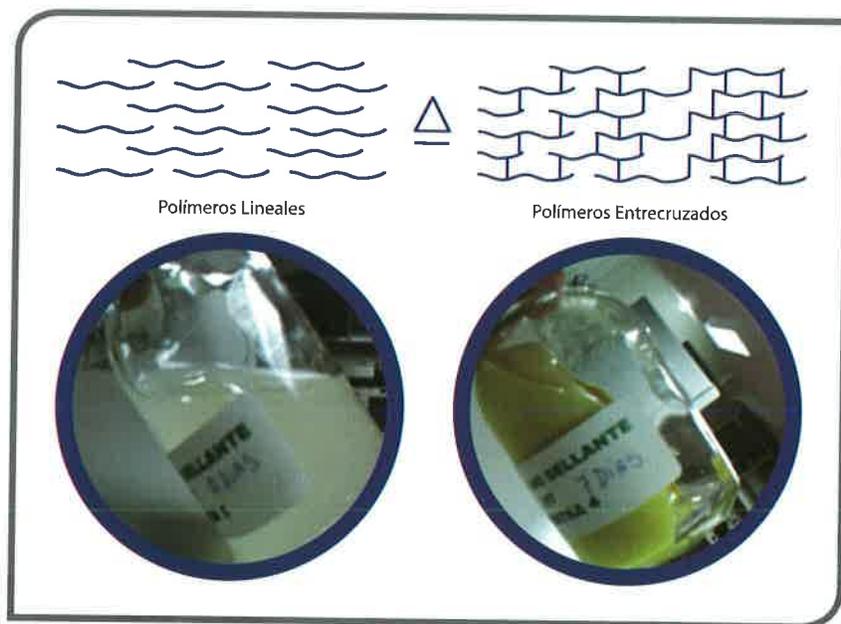


Fig. 1 Formación de geles poliméricos. Fotografías cortesía de Venline. Taller Aplicación Tecnología MULTIGEL para Control de Agua o Gas 2005

A este fenómeno se le conoce como canalización matricial a través de zonas de alta permeabilidad. En casos donde existe comunicación hidráulica entre zonas productoras de agua y zonas productoras de petróleo se dice que existe flujo cruzado entre zonas, mientras que en casos donde existe un sello lutítico en los alrededores del pozo que limita la comunicación entre ambas zonas, se dice que no existe flujo cruzado entre zonas. Este tipo de problema puede presentarse en yacimientos asociados a acuíferos o yacimientos sometidos a procesos de inyección de agua, en cuyo caso el problema se conoce como canalización matricial inyector-productor (Figura 2).

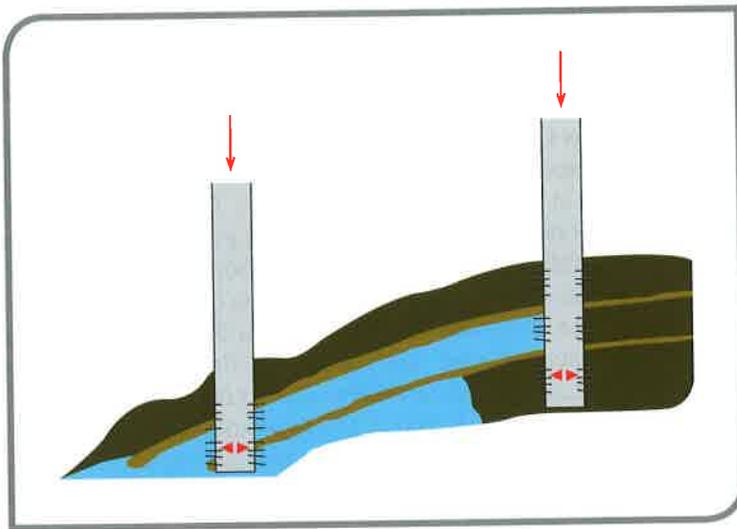


Fig. 2 Canalización matricial inyector - productor sin flujo cruzado

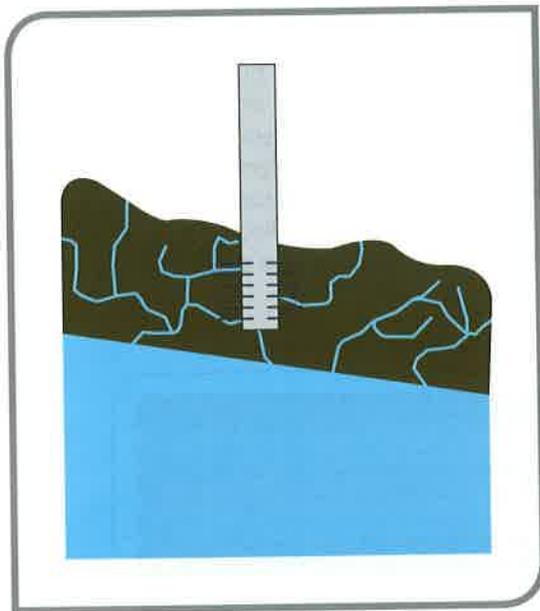


Fig. 3 Fracturas / fisuras entre productor y acuífero

En casos de flujo radial en yacimientos heterogéneos, los geles tienden a invadir radialmente todas las zonas abiertas logrando una penetración que varía en cada zona de acuerdo con su permeabilidad horizontal y vertical. Los tratamientos de inyección de geles en general reducen en cierta proporción la permeabilidad efectiva al petróleo; su invasión en estas zonas trae como resultado una pérdida en la productividad del pozo que varía con las características del sistema gelificante y el radio de penetración alcanzado en dicha zona.

La única forma de minimizar el riesgo de pérdida de productividad en casos de flujo radial en yacimientos heterogéneos es restringir la inyección de la solución gelificante exclusivamente a la zona productora de agua, mediante el aislamiento mecánico de las otras zonas productoras de petróleo durante la inyección [11].

Para asegurar la penetración exclusiva en las zonas de interés, es necesario que exista buena cementación a lo largo de toda la sección y que, adicionalmente, no exista flujo cruzado entre las zonas productoras de agua y petróleo, lo cual además garantiza la duración del tratamiento.

Flujo Lineal: esta condición se asocia a la presencia de fracturas en los alrededores del pozo, por las cuales el agua tiende a fluir dejando sin desplazar volúmenes considerables de petróleo en el medio poroso. Las fracturas pueden ser naturales como es el caso de yacimientos calcáreos o areniscas naturalmente fracturadas; o pueden ser inducidas como es el caso de pozos fracturados hidráulicamente para incrementar

su productividad. A este problema se le conoce como canalización a través de fracturas naturales o inducidas (Figura 3).

En estos casos, la solución gelificante penetra exclusivamente en las fracturas debido al alto contraste de permeabilidad entre la fractura y el medio poroso. A medida que la solución gelificante fluye a través de la fractura, parte de ella migra hacia el medio poroso adyacente.

De esta manera, el gel se forma principalmente en las paredes de la fractura, y no dentro de ella debido al efecto de la segregación gravitacional que se produce antes de finalizar la gelificación. Es así como parte de la fractura permanece abierta y en comunicación con el pozo. El gel formado en las paredes de la fractura restringe el acceso del agua en mayor proporción, lo cual la obliga a buscar nuevas vías de flujo hacia el pozo, permitiendo el barrido del petróleo no contactado previamente. Esto resulta en una reducción del corte de agua producido en el pozo tratado y en algunos casos, en un incremento de la producción de petróleo que permite lograr un barrido más eficiente de las reservas recuperables del yacimiento. Este tipo de tratamiento no requiere de técnicas de aislamiento mecánico durante la inyección del gel.

Es importante destacar que la tecnología de geles para reducción de la producción excesiva de agua es aplicable, especialmente, en casos de canalización matricial a través de zonas de alta permeabilidad sin flujo cruzado y en casos de canalización a través de fracturas naturales o inducidas.

Importancia del Diagnóstico. Existen muchas causas de producción excesiva de agua en yacimientos entre las cuales podemos mencionar la conificación, las roturas de tubería, fugas a través de tapones o empaaduras, canalización matricial con flujo cruzado, barrido areal deficiente, por mencionar sólo algunas de las más comunes. Sin embargo, la tecnología de geles aplica básicamente en los casos previamente descritos: flujo lineal y flujo radial sin flujo cruzado.

Estudios reportados en la literatura [10-12] en el área de aplicación de geles para control de agua indican que la variable con mayor influencia en la baja tasa de éxito de estos tratamientos es la inadecuada selección de los pozos candidatos.

De allí, la importancia de realizar una selección de candidatos cuidadosa y fundamentada sobre un trabajo detallado de diagnóstico, que permita identificar con precisión la causa de producción excesiva de agua en cada pozo.

Tecnología MULTIGEL® MULTIGEL® es la tecnología de geles poliméricos para el control de la producción excesiva de agua o gas desarrollada en PDVSA Intevep diseñada para las condiciones de los yacimientos venezolanos, aplicable en pozos productores e inyectoros.

Para el problema de control de agua, hasta la actualidad se han realizado más de 60 aplicaciones en todo el país en un amplio intervalo de condiciones como se muestra en la Tabla 1. Los mejores resultados se han obtenido en aplicaciones en yacimientos naturalmente fracturados y yacimientos profundos altamente heterogéneos.

APLICACIÓN EN YACIMIENTOS PROFUNDOS ALTAMENTE HETEROGÉNEOS – CASO HISTÓRICO EL FURRIAL

Problemática. En el Norte de Monagas se encuentran los Campos El Furrial y Carito, dos de los yacimientos más importantes del Este de Venezuela, cuya producción se inicia

a finales de los años 80 de las Formaciones Naricual Superior-Medio, Naricual Inferior y Carapita, respectivamente. Son estructuras anticlinales con la presencia de múltiples fallas geológicas, lo que infiere su alta complejidad.

Las areniscas que conforman estos yacimientos se caracterizan por alto grado de heterogeneidad, con valores de porosidad primaria que varían entre 10 y 20%, mientras que los valores de permeabilidad varían entre 50 y 1600 mD, observándose los valores más altos en la formación Naricual. Los yacimientos se caracterizan por ser profundos, poseen elevada presión inicial, alta temperatura, alta productividad y condiciones subsaturadas. Para el Campo Carito, el mecanismo de producción inicial fue expansión roca-fluido en ausencia de la capa de gas. A principios de los años 90 se inician proyectos de inyección de gas y agua en diferentes zonas del campo con el objetivo de mantener la presión y las tasas de producción.

Para el Campo El Furrial, el mecanismo de producción inicial fue expansión roca-fluido en ausencia de un acuífero activo para el mantenimiento de presión. Para incrementar el factor de recobro, mantener presión y tasas de producción se implantó un proyecto de inyección de agua. Después de más de 10 años de inyección, una cantidad importante de pozos ha evidenciado la irrupción de agua, y los índices de productividad han declinado de forma notoria a consecuencia del incremento de los cortes de agua.

Mediante la supervisión y seguimiento de los campos se ha determinado que los perfiles de inyección no son uniformes, de manera que existen zonas no contactadas por el agua, así como intervalos altamente inundados que conducen a una irrupción temprana de agua en algunos pozos productores, lo que origina producciones con alto corte de agua.

En 1997, debido a que la tecnología de geles había sido una de las más utilizadas con éxito para reducir el corte de agua en yacimientos petrolíferos y mejorar perfiles de inyección, se realizó la primera prueba de campo con el sistema MULTIGEL® de alta temperatura diseñado por PDVSA Intevep. Existen diversos productos comerciales que se pueden usar como sistemas gelificantes; sin embargo, pocos de ellos son adecuados a condiciones extremas de temperatura y profundidad. Desde finales de los años 90 hasta la fecha, en el área del Norte de Monagas se han

Tabla 1. Aplicación de MULTIGEL® para control de agua en Venezuela

Permeabilidad	0,1 - 1200 mD
Porosidad	10 - 33%
Litología	Areniscas consolidadas, poco consolidadas, y naturalmente fracturadas.
Yacimiento	Heterogéneos
Gravedad API	12 - 34" (92% > 20"API)
Temperatura	138 - 298° F
Presión	600 - 9750 psi
Completación	Pozos verticales, Sencilla y sencilla selectiva, Empaque con grava interno.

realizado seis (6) tratamientos: cinco en pozos productores y uno en un pozo inyector utilizando la tecnología MULTIGEL[®], para reducir la producción de agua. Los detalles del diseño y de los tratamientos se describen en la siguiente sección.

Diseño. Los sistemas gelificantes utilizados para mejoramiento de los perfiles de producción o inyección en el Norte de Monagas han sido las formulaciones MULTIGEL[®] de alta consistencia, alta (230-302°F) y ultra alta temperatura (260-320°F) en la mayoría de los casos (MULTIGEL[®] UHTS, HTS). Sólo en un caso se utilizó un gel de baja consistencia (MULTIGEL[®] HTNS), debido a que la arenisca propuesta al tratamiento poseía importantes reservas remanentes que se requería fuesen barridas posterior al tratamiento. Para cada aplicación, la formulación específica ha sido evaluada o ajustada en el laboratorio mediante pruebas de botella y pruebas de desplazamiento a las condiciones del yacimiento. Una de estas evaluaciones se ilustra en la Figura 4. Los tiempos de gelificación inicial y final determinan el máximo tiempo de bombeo y el tiempo de cierre del pozo para completar la gelificación; cuando se utiliza la



Fig. 4 Evaluación del sistema MULTIGEL[®] UHTS a condiciones del Campo El Furríal

formulación de ultra alta temperatura en combinación con una cola de formulación de alta temperatura los tiempos de cierre son largos. En el caso de ultra alta temperatura (260-320°F) se requieren entre 48 y 96 horas para completar la gelificación del sistema (dependiendo de la temperatura del yacimiento), mientras que el sistema con temperaturas entre 230-302°F completa su gelificación en 24 horas y por lo tanto, protege la cara de la arena.

Estos sistemas combinados luego de la gelificación alcanzan consistencias de un gel no móvil y moderadamente deformable. El sistema gelificante de baja consistencia se comporta como un gel móvil suave en el medio poroso mostrando una reducción de permeabilidad efectiva al agua entre 455 y 188 veces, y una reducción de la permeabilidad efectiva al petróleo entre 214 y 129 veces; esto equivale a un efecto DPR entre 2 y 1,5 que aunque no se observó muy marcado en el laboratorio, en el campo evidenció un efecto importante.

Los volúmenes inyectados de sistema gelificante han variado entre 200 y 500 barriles dependiendo del caso; los mayores volúmenes se asocian con canalización matricial debido a canales de alta permeabilidad o posibles fracturas hidráulicas. El cálculo del volumen de inyección se realiza basándose en el criterio convencional considerando un cilindro poroso. El radio de penetración se establece entre 7 y 15 pies dependiendo del espesor de la arena, porosidad y la inyectividad de la zona a tratar.

La técnica de colocación más común ha sido con tubería continua enhebrada (coiled tubing) (67%). La tubería continua enhebrada se coloca a la profundidad correspondiente de las perforaciones con el objeto de garantizar que la inyección se realice en la zona objetivo.

En el total de las aplicaciones, el aislamiento de las zonas productoras restantes se realizó con el bombeo de tapones de arena.

Las condiciones de profundidad y elevadas temperaturas restringen el uso de otro tipo de aislamiento mecánico y en ocasiones constituyen una limitante a la ejecución de un tratamiento pues las empacaduras inflables, por ejemplo, suelen fallar en estas condiciones de operación. La inyección continua se ha realizado en el 67% de los casos. En las restantes aplicaciones se ha utilizado la inyección por etapas, la cual se utiliza mayormente en los casos donde la inyectividad del pozo es elevada y la estimación del volumen de tratamiento posee un grado de incertidumbre considerable.

Resultados. Los resultados obtenidos en las aplicaciones realizadas en el Norte de Monagas se resumen en la Figura 5. Un total de 4 pozos tratados mostraron una reducción de la relación agua-petróleo e incremento de la tasa de petróleo. La reducción de agua (%AyS) en unos 5500 BAPD aproximadamente para los 4 pozos, corresponde a un 90% de reducción en la producción de agua diaria. Adicionalmente, en estos pozos se observó un incremento

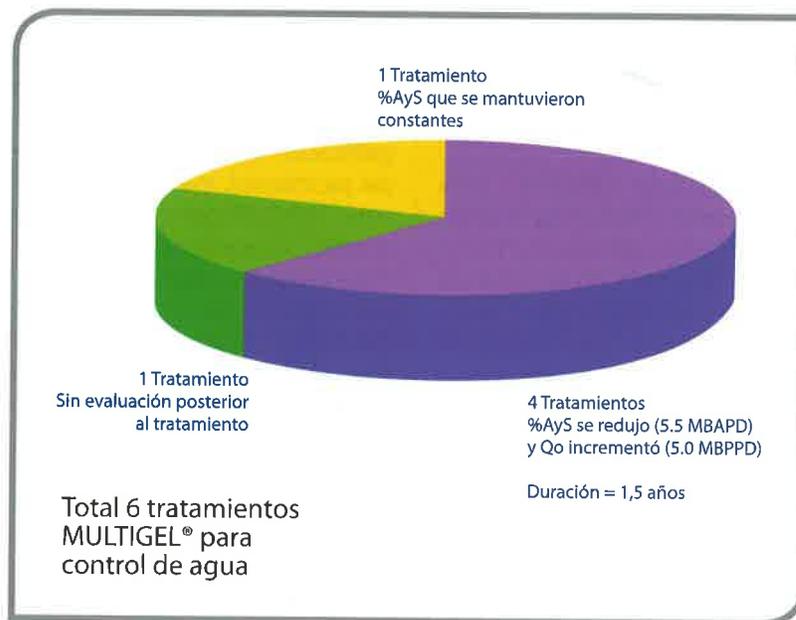


Fig. 5 Resultados de la aplicación de la Tecnología MULTIGEL® HTNS en los Campos Carito y El Furrial

de productividad (Qo) en total para los 4 pozos de unos 5000 BPPD, lo que constituye un aporte importante, en especial en casos donde la producción de agua inhibe el aporte de otras arenas productoras, debido a la diferencia del peso en la columna de fluidos. La efectividad en la reducción en la producción de agua ha sido en promedio de 1,5 años, manteniendo el corte de agua prácticamente constante posteriormente al tratamiento.

En casos más recientes, han transcurrido 6 meses de la aplicación y hasta los momentos se mantiene la reducción del corte de agua, la Tabla 2 resume las características de la aplicación realizada en el pozo FUL-51, el cual ha mantenido el corte de agua entre 35-40% hasta la actualidad con un aporte adicional de petróleo de aproximadamente 1000 BPPD. En el único pozo inyector tratado para el mejoramiento del perfil de inyección, luego del tratamiento se cambió la zona de inyección a otras arenas por una nueva estrategia de producción del campo, lo que impidió la

posterior evaluación del tratamiento. Por último, el análisis realizado posterior al tratamiento donde no se observó reducción del corte de agua, sugirió dos posibles hipótesis: 1) el gel inyectado selló la arena objetivo pero el volumen de gel inyectado fue insuficiente para reducir la producción de agua asociada a dicho intervalo o, 2) el gel inyectado selló la arena objetivo, sin embargo se mantuvo la producción de agua a través de las restantes arenas que quedaron abiertas a producción y cuya producción se conforma por petróleo y agua.

APLICACIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS-CASO HISTÓRICO MOTATÁN

Problemática. El Domo Sur del Campo Motatán se encuentra ubicado al Sur-Este del Lago de Maracaibo. Produce desde el año 1952 de las Formaciones Paují y Misoa de edad Eoceno (Figura 6). Las areniscas que conforman este yacimiento poseen una porosidad primaria entre 5% y 15%, mientras

Tabla 2. Diseño del tratamiento MULTIGEL® para un pozo del campo El Furrial

Tratamiento Noviembre / 2005	
Profundidad Formación Naricual (pies)	> 14000
Volumen (BIs)	500
Técnica de Colocación	Inyección por Tubería Enhebrada
Tasa de Inyección (BMP)	0,5 - 1
Tiempo de cierre (días)	4
% AyS antes	70
% AyS antes después	35
BPPD antes	1251
BPPD después	2548



Fig. 6 Ubicación Campo Motatán. Tomado de [14]

que la permeabilidad varía en un intervalo muy amplio debido a la presencia de fracturas de origen tectónico, especialmente en la Formación Misoa. Los mecanismos de producción predominantes en el yacimiento han sido la expansión roca-fluido durante el inicio de la explotación, y más recientemente el empuje hidráulico moderado. En la superficie, el incremento progresivo de la producción de agua en el campo ha traído como consecuencia un aumento en la temperatura de los fluidos que llegan a las instalaciones de superficie, originando fallas en los sistemas de manejo y compresión de gas, ocasionando paradas de plantas y producción diferida. En los pozos, el aumento de la producción de agua ha afectado la eficiencia del sistema de levantamiento artificial por gas, ocasionando una disminución de su productividad. Estudios realizados han señalado que el incremento de la producción de agua del campo se debe a la presencia de fracturas naturales que constituyen un canal para el flujo del agua, proveniente de estratos intercalados de areniscas con alta saturación de agua [9]. En el yacimiento, la rápida canalización del agua afecta el barrido natural del petróleo y por tanto el recobro de las reservas recuperables.

Como respuesta a esta problemática, desde el año 1998 se ha venido aplicando la tecnología MULTIGEL® y para el año 2005 se habían realizado un total de 14 tratamientos en 11 pozos del Campo [14]. El detalle del diseño y resultados de estos tratamientos se muestran en la siguiente sección.

Diseño. El sistema gelificante utilizado en todos los tratamientos de control de agua en el campo Motatán ha sido la formulación MULTIGEL® de baja consistencia para alta temperatura (MULTIGEL® HTNS). Esta formulación ha

sido evaluada fuera y dentro del medio poroso a las condiciones específicas de yacimiento. Los resultados se muestran en la Figura 7.

Los tiempos de gelificación inicial y final que establecen el tiempo máximo de bombeo y el tiempo de cierre son de 15 y 48 horas, respectivamente. Este sistema una vez gelificado muestra una consistencia de gel suave móvil que dentro del medio poroso es capaz de reducir la permeabilidad efectiva al agua entre 189 y 104 veces y la permeabilidad efectiva al petróleo entre 21 y 7 veces, lo cual equivale a un efecto DPR entre 9 y 15. El volumen de solución gelificante inyectado ha variado desde 550 hasta 3600 barriles. Tradicionalmente, el cálculo del volumen para cada tratamiento se ha realizado siguiendo un criterio empírico que indica un radio de penetración entre 12 y 15 pies.

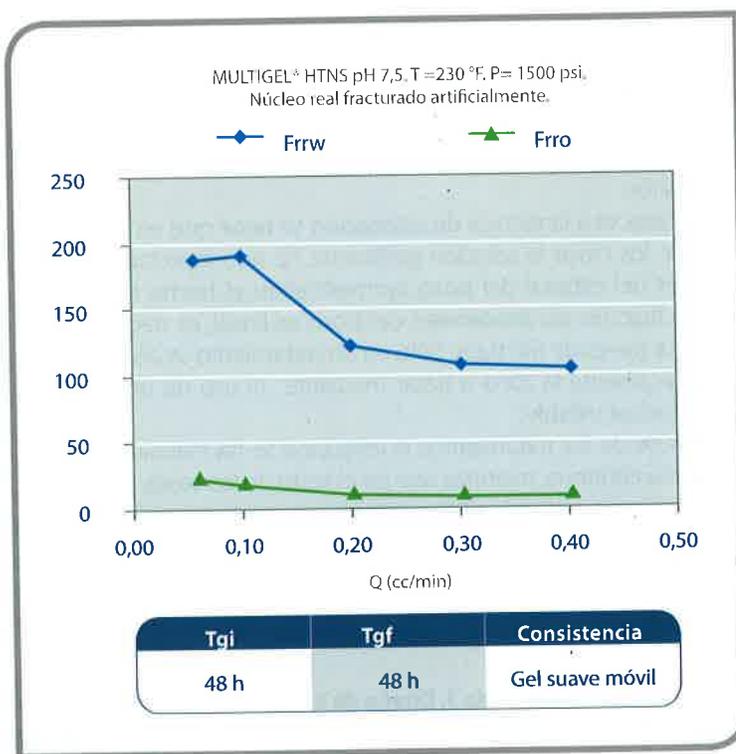


Fig. 7 Evaluación del sistema MULTIGEL® HTNS a condiciones del Campo Motatán

Este radio de penetración varía según la tasa de producción líquida del pozo, ya que una mayor tasa líquida responde a un alto índice de productividad y por lo tanto a un fracturamiento mayor, que debe ser controlado con un mayor volumen de gel. Es así como el volumen de gel a inyectar en cada tratamiento depende del espesor, la porosidad y la tasa líquida de la zona a tratar.

En los últimos años se han realizado esfuerzos para desarrollar una metodología de estimación del volumen de gel que

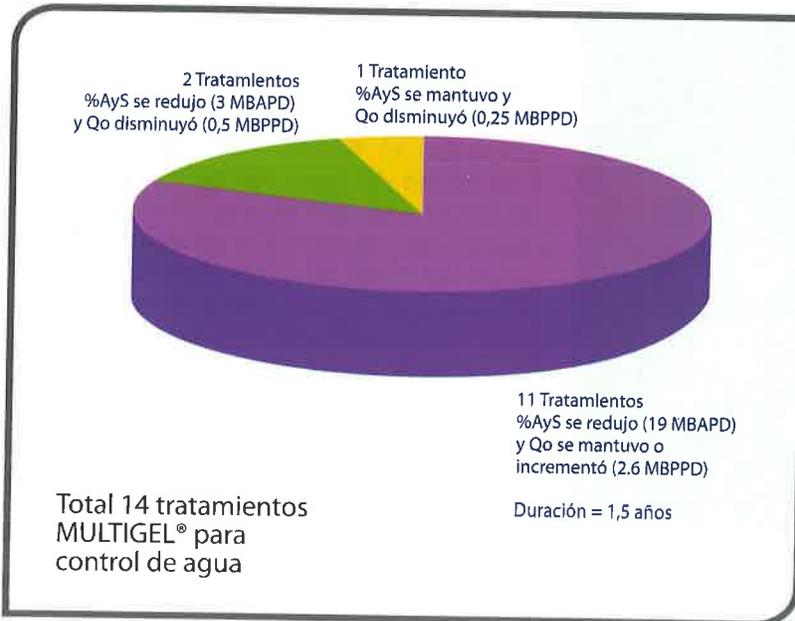


Fig. 8 Resultados de la aplicación de la Tecnología MULTIGEL® HTNS en el Campo Motatán

permita predecir el resultado del tratamiento y en función de esto, optimizar este parámetro en términos económicos [15]. Sin embargo, esta metodología aún se encuentra en evaluación.

Con respecto a la técnica de colocación se tiene que en el 93% de los casos la solución gelificante ha sido inyectada a través del cabezal del pozo, aprovechando el hecho de que el flujo en los alrededores del pozo es lineal, es decir, ocurre a través de fracturas. Sólo en un tratamiento se aisló mecánicamente la zona a tratar mediante el uso de una empacadura inflable.

En el 43% de los tratamientos la inyección se ha realizado de forma continua, mientras que en el resto de los casos, el bombeo se ha realizado en 2 o más etapas con el propósito de evitar que toda la solución gelificante invada un canal único, garantizando así una invasión más homogénea. Esta técnica llamada inyección por etapas, se ha utilizado en pozos que exhiben una inyectividad muy alta.

Resultados. Los resultados de la aplicación de la tecnología MULTIGEL® en el Domo Sur del Campo Motatán se esquematizan en la Figura 8.

Como puede apreciarse, 11 de los tratamientos resultaron en una reducción promedio de la tasa de producción de agua diaria (%AyS) para el total de los 11 pozos en un 75%, lo que en términos globales equivalente a unos 19.000 BAPD. Adicionalmente, luego de estos tratamientos la tasa de petróleo (Qo) se mantuvo constante o incrementó. En promedio, el tiempo transcurrido para que el corte de agua alcanzara los valores previos al tratamiento fue de 1 año y medio. La Tabla 3 resume las características de las 2 aplicaciones de MULTIGEL® realizadas en el pozo MOT-43, el cual desde el primer tratamiento ha permanecido activo durante 7 años produciendo un total de 1 MMBls de petróleo. La Figura 9 muestra el comportamiento de producción de este pozo.

En dos de los tratamientos, si bien se logró una disminución promedio del 87% de la tasa de producción diaria de agua, equivalente a unos 3.000 BAPD, la tasa diaria de petróleo también experimentó una reducción del 34% promedio equivalente a una pérdida de 500 BPPD aproximadamente. De acuerdo con análisis posteriores, este resultado adverso podría deberse principalmente a un sobrediseño del volumen de gel. Finalmente, en sólo uno de los tratamientos de control de agua con MULTIGEL® realizado en el Domo Sur del Campo Motatán, se observó una reducción significativa y proporcional de las tasas diarias de agua y petróleo, y por tanto el corte de agua final del pozo no observó cambios. La causa más probable de este resultado es un mezclado ineficiente de la solución gelificante, la cual pudo ocasionar un taponamiento permanente en la formación a ambos fluidos: petróleo y agua.

Tabla 3. Diseño de los tratamientos MULTIGEL® para un pozo del campo Motatán

	Primer tratamiento Agosto / 1998	Segundo tratamiento Agosto / 2002
Profundidad Formación Paují (pies)	> 9700	> 9700
Volumen (Bls)	1100	1100
Técnica de Colocación	Inyección por Cabezal	Inyección por Cabezal
Tasa de Inyección (BMP)	2	1,2
Tiempo de cierre (días)	7	7
% AyS antes	98	98
% AyS antes después	65	60
BPPD antes	50	30
BPPD después	550	550

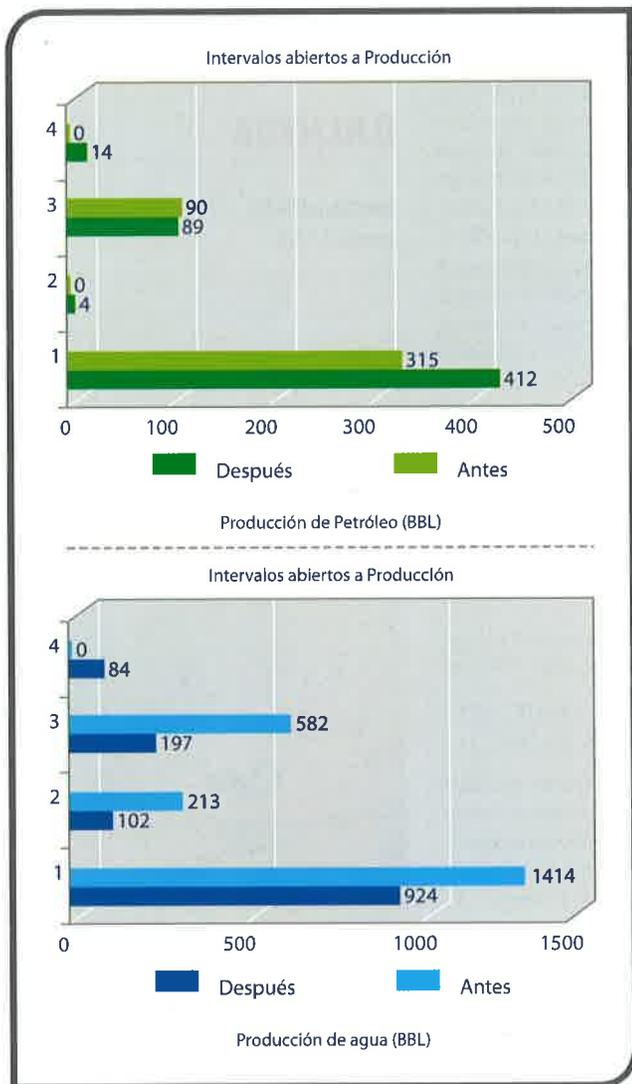


Fig. 9 Comportamiento de producción de un pozo antes y después del tratamiento con MULTIGEL® HTNS en el Campo Motatán

CONCLUSIONES

1. El diagnóstico adecuado de las causas de la excesiva producción de agua ha permitido la aplicación exitosa de la tecnología de sistemas gelificantes MULTIGEL® para reducir el corte de agua e incrementar el factor de recobro en yacimientos naturalmente fracturados y yacimientos altamente heterogéneos en Venezuela.
2. La aplicación de la tecnología MULTIGEL® ha sido exitosa reduciendo la producción de agua en un porcentaje del 75% y permitiendo un mejor barrido de las reservas remanentes en los yacimientos naturalmente fracturados.
3. Los yacimientos altamente heterogéneos donde se ha aplicado la tecnología de sistemas gelificantes han reducido de manera relevante la producción de agua en un 90%, como consecuencia en un 67% de los casos se ha incrementado la producción de petróleo, extendiendo la vida del yacimiento e incrementando el factor de recobro del yacimiento.

REFERENCIAS

1. Sydansk, B., Seright, R., Polymer and Polymer-Gel Water Shutoff Treatments, What it Takes to be Successful and Illustrative Field Application. PTTC Texas Region Workshop, Houston, 2004.
2. Eoff, L.S., Dalrymple, E. D., Everett, D.M, and Vásquez, M., Worldwide Field Applications of a Polymeric Gel System for Conformance Applications. SPE 98119. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA, 15-17 February 2006.
3. Di Lullo, G.,Rae, P., New Insights into water Control A Review on the State of the Art.. SPE 77963. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8-10 October 2002.
4. Kabir, A.H., Chemical Water & Gas Shutoff technology- An Overview. SPE 72119. Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala, Lumpur, Malaysia, 15-17 October 2001.
5. Sydansk, R.D., and Southwell, G.P., More than 12 Years' Experience with a Successful Conformance-Control Polymer-Gel Technology, SPE Production Facilities 15(4) November 2000
6. Liang, J., Seright, R.S., Wall-Effect/Gel-Droplet Model of Disproportionate Permeability Reduction. SPE 59344. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 3-5 Abril 2000.
7. Krishnan, P., Asghari, K. Willhite, G. McCool, C. Green, D., Vossoughi, S. Dehydration and Permeability of Gels Used in In-Situ Permeability Modification Systems. SPE 59347. Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 3-5 Abril 2000.
8. Stavland, A., Nilsson, S., Segregated Flow is the Governing Mechanism of Disproportionate Permeability Reduction in Gas and Water Shutoff. SPE 71510 Annual Technical Conference, New Orleans, 30 Septiembre – 3 octubre, 2001.
9. Liang, J., Lee, R.L., Seright, R.S., Placement of Gels in Production Wells. SPEPF (Nov. 1993) 276-284; Trans. AIME 295.
10. Seright, R.S., Liang, J., A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff. SPE 26991. Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 27-29 Abril, 1994.
11. Sydansk, R.D., Southell, G.P., More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control



 **PDVSA**
INTEVEP

100ml
20°C
80ml
60
40

¡Ahora la renta
petrolera es para
el pueblo!

 PDVSA

MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL AGUA. UNA ALTERNATIVA PARA LA INDUSTRIA PETROLERA

ARTÍCULO

Carlos A. Carrero M
PDVSA Intevep

Susana I. Martínez Méndez*
PDVSA Intevep

Juan Carlos De Jesús
PDVSA Intevep



El empleo de hidrógeno como portador de energía alterna limpia se ha venido mencionando durante los últimos años como una opción ventajosa al uso extendido de los combustibles fósiles, a fin de preservar el medio ambiente de las emisiones contaminantes que conducen a los conocidos fenómenos de lluvias ácidas y el efecto invernadero. Sin embargo, la transición entre los actuales patrones de consumo energético hacia la llamada "economía del hidrógeno" requerirá profundizar en investigación y desarrollo de tecnologías novedosas de alto riesgo, cuya aplicación necesitará de enormes inversiones en infraestructura, conjuntamente con la aplicación de alicientes fiscales. Además de esta propuesta a largo plazo, en la medida en que se agotan las reservas de crudos livianos del planeta se prevé un incremento considerable en el consumo de hidrógeno para responder a las crecientes exigencias en materia de refinación de hidrocarburos, especialmente para enfrentar el hidroprocesamiento de dietas cada vez más refractarias (alta concentración de núcleos aromáticos policondensados) constituidas por crudos pesados y extrapesados. Esto permite inferir que, a corto y mediano plazo, la industria petrolera precisará de novedosas tecnologías de producción de hidrógeno a partir de materia prima accesible y abundante, y que sean al mismo tiempo ambientalmente amigables. El hidrógeno no se encuentra libre en la naturaleza, sino que se presenta unido a otros átomos, especialmente carbono (hidrocarburos) y oxígeno (agua), por lo que es necesario separarlo mediante la aplicación de exigentes procesos de naturaleza endotérmica. Los principales métodos de producción de hidrógeno a escala industrial tienen que ver o con el reformado catalítico con vapor de agua y la oxidación parcial de hidrocarburos, o con gasificación de alimentaciones carbonosas. Puede decirse que en conjunto implican procesos reversibles donde ocurre la reacción del agua con el respectivo hidrocarburo/agente carbonoso. Mientras los procesos para la generación de hidrógeno mantengan su dependencia con fuentes fósiles, la preservación del balance de masa requerirá que se continúe la emisión indeseable de CO_2 a la atmósfera. Actualmente, las estrategias para controlar el incremento sostenido de los niveles de CO_2 atmosféricos representan un reto a escala global, y existe interés en mejorar las tecnologías corrientemente en uso para separación y captura de gases. En la actualidad, la gran mayoría de propuestas científicas alternas a los procesos con madurez industrial relacionados con hidrocarburos se fundamentan en la disociación irreversible de la molécula de agua, y se llevan a cabo en condiciones extremas de presión y temperatura, con rendimientos muy bajos. El siguiente trabajo intenta dar a conocer al lector, mediante una revisión no exhaustiva, los procesos más conocidos para la generación de hidrógeno a escala comercial, así como aquellos métodos en etapa de desarrollo que emplean exclusivamente agua como materia prima, por ser una fuente natural abundante y capaz de generar hidrógeno limpio. Centraremos nuestra atención en alternativas que implican el uso de temperaturas por encima de los $1000\text{ }^\circ\text{C}$, así como resultados prometedores obtenidos durante los últimos años en investigaciones realizadas en condiciones de ultra alto vacío. Se presentará una interpretación crítica de estudios de disociación del agua en sitios activos metálicos promovidos con metales alcalinos, que conducirá a una incipiente propuesta de investigación estratégica a mediano y largo plazo, para la generación catalítica de hidrógeno para su uso dentro de la industria de los hidrocarburos.

METHODS TO OBTAIN HYDROGEN FROM WATER. AN ALTERNATIVE FOR THE OIL INDUSTRY

Utilization of hydrogen as a clean energy carrier has been mentioned insistently during the last few years, as an advantageous alternative to the extended use of fossil fuels, pointing towards the preservation of the environment against poisonous emissions that lead to acid rains and the greenhouse effect. However, the transition between the current energy consumption habits towards the so-called "hydrogen economy" will require significant research efforts in inexperienced high-risk technologies, whose application will demand great investments and effective fiscal incentives. Besides this long-term research proposal, continuous depletion of light crude oil reserves worldwide will conduct inevitably to a grow in the demand for hydrogen, to catch up with the catalytic hydroprocessing of refinery diets constituted by increasingly more and more refractory heavy and extra heavy fossil supplies. Then, the oil industry will require, in the short to medium term, innovative technologies for the production of hydrogen, employing abundant, renewable and environmentally friendly resources. Hydrogen is the most abundant element in universe, but it is not free on earth. It exists bounded to other atoms, especially carbon (hydrocarbons) and oxygen (water), and must be isolated by means of highly demanding endothermic processes. Hydrogen manufacture at industrial scale relies mainly either in steam reforming and partial oxidation of hydrocarbons or in gasification of a carbonaceous feedstock, and all this processes imply somehow reversible reactions of water with hydrocarbon/carbonaceous reagents. As long as present-day processes for the production of hydrogen persist linked to fossil sources, the necessary mass balance will be accomplished unavoidably by continuing the deleterious release of CO_2 to the atmosphere. Nowadays, strategies for control of the continuous rise in atmospheric CO_2 concentrations represent a global challenge, and much research is being undertaken to improve existing separation and capture technologies. *(continued on next page.)*

METHODS TO OBTAIN HYDROGEN FROM WATER. AN ALTERNATIVE FOR THE OIL INDUSTRY

Most novel scientific proposals to the mature hydrocarbon-linked industrial processes for hydrogen production are based in the non-reversible dissociation of the water molecule, carried out at extreme temperature and pressure conditions but leading to very low conversions. The aim of this article is to provide the reader with a non-comprehensive review of the more known processes for hydrogen generation at commercial scale, as well as to describe few methods under development that use exclusively water as the best natural and renewable source possibly available. We will focus our attention in novel alternatives using temperatures in excess of 1000°C, and specially in promising results obtained during the last few years in investigations carried out in ultra high vacuum conditions (UHV). Our critical interpretation of previous fundamental studies of water dissociation in active metallic centers promoted with alkali metals will lead to an incipient proposal for catalytic hydrogen generation for its use in the oil industry.

La implantación de la llamada sociedad del hidrógeno, que no es otra cosa que la utilización del hidrógeno como alternativa a la extendida utilización de los combustibles fósiles en la sociedad actual, se perfila como una realidad ineludible a largo plazo, toda vez que se estima que a la velocidad de consumo actual las reservas de hidrocarburos fósiles podrían alcanzar aproximadamente para unos 40 años más (Internacional Journal of Hydrogen Energy, 30 (2005) 1-7, D. Sanborn Scott). En la actualidad, el renovado interés por el hidrógeno no sólo está enfocado hacia la potencialidad de usarlo a futuro como vector energético alternativo, sino que es una cada vez más creciente necesidad para muchas industrias, donde se destacan, entre otras, las industrias petrolera, química y petroquímica, tal como se presenta en la Figura 1. Según Gary J. Stiegel [1] está bien establecido que los estados Unidos consumirá mucho más hidrógeno que el que produce actualmente. Se ha estimado un requerimiento futuro de 40 millones de toneladas anuales para 25 millones de automóviles con celdas de combustible o para proveer electricidad a 25 millones de hogares; lo que explica por qué se están perfeccionando continuamente varios métodos para obtener hidrógeno a partir de fuentes abundantes como el petróleo, metano y agua, de forma sencilla, económica y en algunos casos, aplicable industrialmente.

En este sentido, existen en la actualidad tecnologías maduras para la producción de hidrógeno por diferentes vías, como por ejemplo, por la reformación de metano o hidrocarburos con vapor [2], a partir de agua por electrólisis o disociación [3-5], a partir de biomasa [6,7] y en principio

empleando cualquier otro tipo de materia prima orgánica con contenidos adecuados de hidrógeno. En el presente, la reformación catalítica de hidrocarburos livianos con vapor es el camino más económico y atractivo desde el punto de vista industrial [8,9]. Asimismo, la mayor parte del hidrógeno generado en la actualidad es consumido casi inmediatamente después de su producción, y hasta ahora no se han desarrollado tecnologías rentables para el almacenamiento a gran escala del mismo. En refinerías el hidrógeno es un suministro clave para importantes unidades de proceso, tales como: la isomerización [10] y el hidrotratamiento [11]. El hidrógeno necesario en estos procesos proviene de la reformación de naftas o de la reformación con vapor

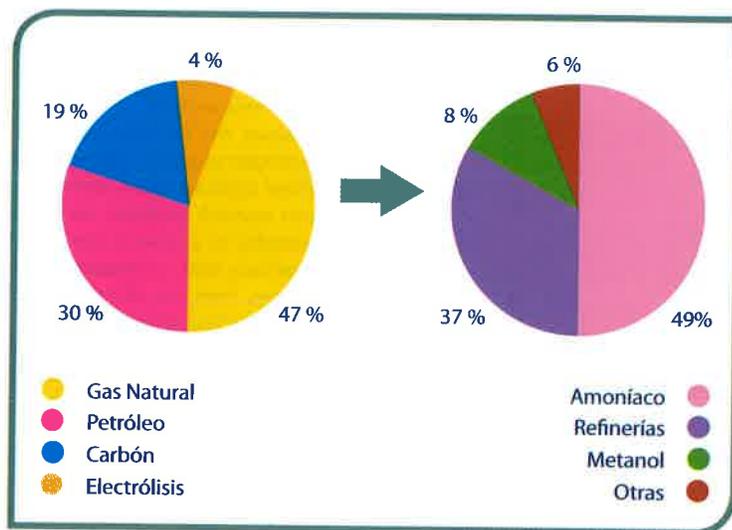


Fig. 1 Producción y consumo de Hidrógeno, y distribución porcentual según el tipo de aplicación [1]

de gases. Adicionalmente, en el Complejo Petroquímico General José Antonio Páez Anzoátegui, localizado en Jose, en el Oriente del país, la materia prima para la preparación de amoniaco es "Gas Natural", que sometido a un proceso de reformado catalítico con vapor, aire y posterior "Purificación" se transforma en mezcla de "Hidrógeno/nitrógeno", la cual por reacción catalítica de síntesis se convierte en amoniaco (reacción 1), que se utiliza como producto terminado y como materia prima para la fabricación de ácido nítrico, urea y nitratos amónicos.



El siguiente esquema (Figura 2) muestra de manera general los métodos clásicos aplicados a escala industrial y los que actualmente están en fase de desarrollo para la obtención de hidrógeno; los clásicos se resaltan en color rosa, mientras que los métodos en desarrollo, en color verde. En la actualidad, aproximadamente el 80 % de la producción mundial de hidrógeno se obtiene a partir de la transformación de gas natural y petróleo como materias prima. Todos estos métodos conducen primero a la obtención de gas de síntesis ($\text{CO} + \text{H}_2$) mediante alguno de los siguientes procesos.

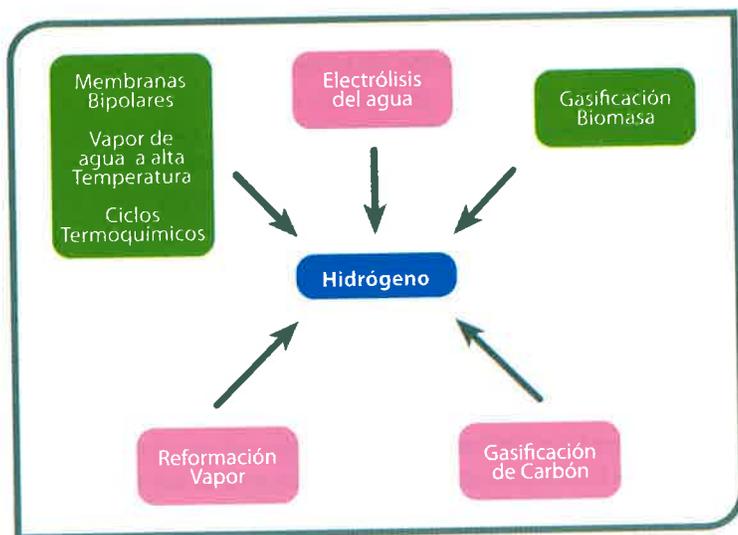
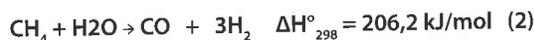


Fig. 2 Métodos clásicos y modernos para la obtención de hidrógeno

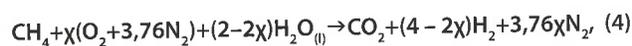
REFORMADO CON VAPOR DE AGUA (STEAM REFORMING)

La producción de hidrógeno por reformación de hidrocarburos con vapor es un proceso fuertemente endotérmico que requiere del suministro de energía; mientras que la combustión de hidrocarburos es exotérmica, produce calor. En la práctica, una importante porción de la alimentación debe ser consumida (combustión parcial) para generar interna o externamente el calor necesario para sostener las reacciones endotérmicas del reformado con vapor. En una elegante aproximación, se da lugar al llamado

proceso de reformación autotérmica (ATR por sus siglas en inglés) [12]. Como ejemplo, las principales reacciones para la transformación autotérmica del metano son las siguientes:



Tomando en cuenta que en el proceso de reformación autotérmica toman lugar otras reacciones, tales como la combustión parcial, la reacción de desplazamiento de agua y la reformación total, entre otras, La reformación autotérmica de gas natural puede expresarse como sigue [12]:

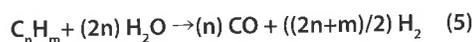


Donde X es la relación molar O_2/C y es el parámetro clave, ya que determina 1) la mínima cantidad de agua, 2) el máximo rendimiento hacia hidrógeno en el producto y 3) el calor de reacción. En $\chi=0,44$ la reacción es termoneutra y en este punto se considera una reacción ideal ya que la eficiencia es máxima. Cabe destacar que se han planteado en la literatura interesantes propuestas que permitirían en principio optimizar el consumo energético de procesos de

reformación autotérmica, esencialmente mediante el uso de radiación solar para reemplazar al menos parcialmente la quema de combustibles fósiles por una alternativa renovable, disminuyendo sensiblemente la emisión de gases invernadero a la atmósfera teóricamente al menos en un 30% [13].

La reformación con vapor de agua [14-22] es principalmente un proceso catalítico que, dependiendo del grado de transformación que produzca en el hidrocarburo, se puede clasificar convenientemente en dos grandes categorías: total y selectiva [21]. Existen numerosos reportes en la literatura que demuestran que el rutenio y el rodio son excelentes catalizadores en la reformación de hidrocarburos con vapor. Sin embargo, el uso de este tipo de metales nobles es difícil de industrializar, debido a los altos costos asociados. Por ello se prefiere emplear en los procesos comerciales catalizadores a base de níquel típicamente promovidos con metales alcalinos, para bajar notablemente los costos de

fabricación [22]. En la reformación catalítica total con vapor de agua, la alimentación (generalmente gas natural y nafta) es convertida cuantitativamente a hidrógeno y monóxido de carbono, de acuerdo a la siguiente reacción:

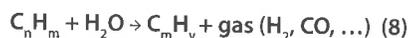


Por ejemplo, para metano y heptano, las reacciones serían las siguientes:

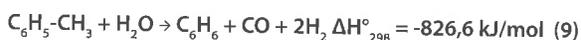




En el reformado selectivo con vapor, en cambio, sólo una parte de la molécula de hidrocarburo original reacciona con el agua:



Esta reacción se muestra a continuación para el caso particular de tolueno [20]:



El interés en las reacciones de reformado selectivo con vapor de agua tuvo un gran auge a partir de los trabajos del grupo de Duprez [20,21], donde se planteaba como alternativa para la generación selectiva de corrientes aromáticas por desalquilación de alquilaromáticos. Consideraciones ambientales con relación al empleo a gran escala de corrientes aromáticas para mejorar la calidad de los combustibles, sin embargo, limitaron la aplicación de este tipo de procesos a escala comercial. En la actualidad constituye una referencia mecanística obligatoria en las discusiones de procesos catalíticos donde se plantea la disociación del agua y reacciones de reformación de hidrocarburos. Además de las reacciones anteriores, en los procesos de reformación catalítica con vapor de agua que operan a escala industrial ocurre la llamada reacción de desplazamiento con vapor de agua (water-gas shift), reacción exotérmica muy favorable a temperaturas entre 300oC y 600oC, que se emplea aguas abajo para modificar convenientemente la relación H₂/CO del gas de síntesis obtenido:



Asimismo, es común la ocurrencia de la reacción de formación de metano (metanación) o hidrogenación del CO, que se emplea para purificar las corrientes de hidrógeno disminuyendo a niveles tolerables la presencia de CO, el cual es indeseable para aplicaciones del hidrógeno sensibles a la presencia de este compuesto (por ejemplo, en las celdas de combustible la presencia de pequeñas cantidades de CO envenena irreversiblemente los electrodos de platino). La reacción de metanación es la siguiente:



La reformación catalítica con vapor de agua es el método industrial más utilizado en el ámbito mundial para la obtención de hidrógeno, ocupando el 70 % de toda la producción actual.

GASIFICACIÓN

Gasificación de carbón En líneas generales, la gasificación [23-26] es un proceso mediante el cual un sólido de naturaleza

carbonosa puede ser llevado a gas de síntesis ("gasificado") mediante la reacción controlada principalmente con H₂O, CO₂ y O₂. Desde el punto de vista químico es un proceso complejo, por la cantidad de reacciones que toman parte en el mecanismo. Sin embargo, a efectos de simplificación la gasificación puede dividirse esquemáticamente en dos etapas principales, siendo la primera una pirólisis instantánea que ocurre en el momento en el cual el material carbonoso ingresa al reactor. Debido a las altas temperaturas en las que opera el proceso (900-1200°C), en esta etapa el material es despojado de todos los componentes volátiles y sufre asimismo cambios importantes en su estructura, lo que se podría representar de manera simplificada a través de la siguiente reacción:

Pirólisis/Hidrogenación

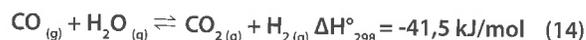


Donde R es el núcleo policondensado aromático y R[•] ramas alifáticas o materia volátil, mientras que el H₂ proviene del craqueo térmico de la misma carga. Durante el proceso de pirólisis es común la formación de compuestos oscuros de alto peso molecular, constituidos por unidades aromáticas policondensadas conocidos como brea, cuya presencia constituye un problema por su toxicidad, especialmente durante la gasificación de biomasa [27]. La segunda etapa del proceso es la gasificación como tal, donde el sólido reacciona directamente con el respectivo agente oxidante (H₂O, O₂, CO₂), dando origen a productos gaseosos que a su vez interactúan con el sólido, el agente gasificante y entre sí, para generar como producto final gas de síntesis y pequeñas cantidades de otros gases (metano, nitrógeno, compuestos azufrados, etc.). En el caso particular de la gasificación empleando vapor de agua, las reacciones que se muestran a continuación (reacciones 13-17) dan una idea general del tipo de procesos químicos que tienen lugar típicamente dentro del reactor de gasificación. Se debe mencionar que estas reacciones no son pasos elementales, por lo tanto, no se puede concluir acerca de los mecanismos o de su cinética, ni hacer suposiciones sobre la reversibilidad de las mismas; sin embargo, es posible emplear el conjunto de reacciones presentadas para discutir sobre la viabilidad termodinámica de diferentes etapas del proceso, así como para estudiar los balances energéticos a fin de perfeccionar las condiciones de operación.

Gasificación con vapor



Conversión agua-gas (water-gas shift)



Equilibrio de Boudouard



Hidrogasificación



Reformación del metano



La gasificación del carbón residual con vapor de agua es descrita por la reacción 12. Luego, los productos de esta reacción pueden a su vez interactuar entre sí y con el sólido, como lo indican el resto de las reacciones mostradas, llegando a ser un proceso relativamente complejo de naturaleza endotérmica [28].

Hasta ahora, las tecnologías de gasificación a escala industrial se llevan a cabo de manera térmica, es decir, mediante procesos puramente pirolíticos sin la presencia de catalizadores. Sin embargo, debido a que se requiere operar continuamente a altas temperaturas, las inversiones en energía, infraestructura y mantenimiento son muy elevadas. Por lo tanto, cualquier disminución en el consumo energético es definitivamente una meta atractiva para la industria y representa un gran reto para la ciencia. En este sentido, en la literatura abierta se pueden encontrar artículos que proponen el uso de catalizadores de gasificación que permiten acelerar la cinética de reacción para operar a temperaturas más bajas. Así, por ejemplo, se ha reportado el uso de catalizadores en base a níquel [29] para obtener productos a baja temperatura y presión (500°C y 1 atm) con excelentes resultados en la producción de hidrógeno (reacciones 8-10), pero también se ha demostrado que concentraciones de níquel superiores al 10% p/p son perjudiciales, porque el hidrógeno producido se adsorbe sobre el níquel, disminuyendo la producción de gases. Los procesos de gasificación catalítica no han podido ser optimizados todavía a escala industrial, y la gran mayoría de procesos operando actualmente a nivel mundial son de naturaleza térmica [30].

Gasificación de biomasa La transformación de desechos de material vegetal y biológico, así como desechos orgánicos, en gases con altos contenidos de hidrógeno proporciona los medios competitivos para producir energía y productos químicos a partir de fuentes renovables, toda vez que es el mismo CO_2 absorbido por las plantas y seres vivos el que es liberado reversiblemente a la atmósfera durante los procesos de conversión de biomasa para la generación de hidrógeno [31]. La gasificación de biomasa es básicamente la conversión de materia sólida en una mezcla de gases

combustibles (Figura 3). El proceso típicamente se utiliza para la biomasa proveniente de desechos de plantas o árboles, e implica la combustión parcial de dicho material. Debido a la degradación de los materiales tipo celulosa presentes en los tejidos vegetales, los contenidos de oxígenados presentes en la Biomasa son elevados en comparación con los presentes en fuentes sólidas fósiles como carbón y coques de petróleo. Por otro lado, la pirólisis de Biomasa genera mayores cantidades de aceites pesados oxigenados conocidos como biooil. En este sentido, estudios recientes proponen la utilización de moléculas modelo como el ácido acético para evaluar el proceso de reformación de Biomasa [32].

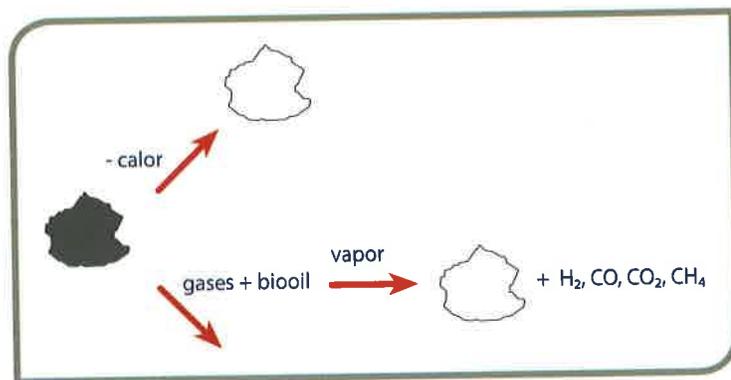


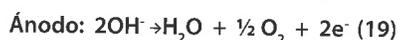
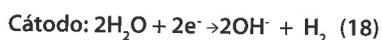
Fig. 3 Esquema general para la gasificación de biomasa

En relaciones adecuadas de H_2/CO , el gas de síntesis generado en la gasificación de biomasa podría ser utilizado igualmente para las síntesis de metanol y Fischer-Tropsch, así como la producción de amoníaco [33]. Adicionalmente, es posible plantear el uso de la Biomasa como fuente alterna de hidrógeno en los procesos de hidrot ratamiento llevados a cabo en refinería, disminuyendo la emisión de CO_2 al ambiente e igualmente colaborando con el tratamiento de desechos sólidos provenientes de las comunidades aledañas.

Estudios experimentales han demostrado que cuando se utilizan catalizadores a base de níquel para la gasificación de biomasa se alcanza un rendimiento máximo hacia hidrógeno del 90%, y si adicionalmente se aplica en el proceso la reformación con vapor y la reacción de desplazamiento de agua, el rendimiento hacia hidrógeno puede incrementarse significativamente [34]. Algunas sales inorgánicas, tales como cloruros, carbonatos y cromatos exhiben efectos benéficos en las reacciones pirolíticas de biomasa [35]. Como la brea es tan difícil de gasificar, se han realizado extensos estudios para conseguir la descomposición cuantitativa de los hidrocarburos poliaromáticos presentes en las breas, con materiales de muy bajo costo, como la dolomita (carbonato de magnesio y calcio) y CaO [36,37]. También se ha estudiado el efecto de otros catalizadores (basados en níquel [38], Zeolitas tipo Y [39], K_2CO_3 , Na_2CO_3 y $CaCO_3$ [40]). Además, se han estudiado igualmente varios óxidos metálicos (Al_2O_3 ,

SiO₂, ZrO₂, TiO₂[41] y Cr₂O₃[40]). Entre los diferentes óxidos metálicos, el Al₂O₃ y el CrO₃ exhiben mejores propiedades catalíticas que los otros. Entre los catalizadores alcalino y alcalinotérreos, el NaCO₃ es mejor que el K₂CO₃ y el CaCO₃. Aunque, también para este caso, los metales nobles como el rutenio y el rodio son más efectivos que los catalizadores de níquel y menos susceptibles a la formación de carbón, comúnmente no se usan debido a sus altos costos [42].

Electrólisis del agua La aplicación de métodos electroquímicos para la obtención de hidrógeno (reacciones 18 a 20) de manera irreversible a partir del agua se ha venido desarrollando de forma sostenida durante los últimos años [43], a tal punto que se han logrado resultados que satisfacen los requerimientos en casos muy particulares.



Sin embargo, la producción de H₂ mediante la electrólisis del agua ha caído en importancia debido a la baja eficiencia del proceso electrolítico y a los altos costos de la electricidad. Este proceso proporciona sólo un 4% de la producción de hidrógeno en el ámbito mundial [1], aunque la pureza obtenida es mayor del 99%. La separación del agua en los elementos que la componen mediante la utilización de la electricidad se llama electrólisis del agua. Esta reacción no se produce espontáneamente; para que tenga lugar es necesario aportar energía eléctrica mediante una pila galvánica o un generador de corriente continua.

Es por este motivo que la reacción se lleva a cabo en una celda electrolítica, que es un sistema electroquímico generador de sustancias, por la acción de un flujo de electrones suministrado por la fuente de voltaje externa. Como se mencionó al principio de esta sección, el hidrógeno obtenido por electrólisis del agua es muy puro pero también es muy costoso debido al importante gasto eléctrico que ocasiona. La electrólisis del agua es uno de los procesos que comúnmente se utiliza para pequeñas aplicaciones del hidrógeno. Sin embargo, si este método es seleccionado para ser usado en aplicaciones energéticas, la conversión eléctrica y la eficiencia del transporte, sumadas a la eficiencia de la conversión de la electrólisis del agua, hacen que se aproveche menos del 30% del contenido energético de la fuente de energía primaria. La visión futurista de usar el hidrógeno a gran escala como fuente alterna de combustible limpio, ha motivado a la comunidad científica a desarrollar y aplicar métodos novedosos, que permitan eventualmente la obtención a escala comercial de hidrógeno de una forma sencilla, poco severa y económica a partir de materias primas renovables o alternativas. Algunos de estos métodos se describen brevemente en la siguiente sección.

MÉTODOS EN ETAPA DE DESARROLLO O INVESTIGACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL AGUA

Método térmico directo Muchos investigadores han estudiado la viabilidad de producir hidrógeno por rompimiento del enlace H-O del agua a altas temperaturas, a pesar de que la termodinámica predice un requerimiento energético elevado. La Figura 4 muestra la variación de ΔH° , $T\Delta S^\circ$ y ΔG° para la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno ($\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$) [44]. Se observa que la energía libre de Gibbs para el rompimiento del agua se hace cero alrededor de 4300 K a la presión de 1 bar, lo que indica que la disociación del agua en oxígeno e hidrógeno ocurriría espontáneamente sólo a partir de esta temperatura ya que se vería favorecida termodinámicamente [44].

Entre los planteamientos más comunes para proveer de manera eficiente la energía necesaria para alcanzar las altas temperaturas a las que la termodinámica predice la ruptura de la molécula de agua (4057 °C) está el uso de la radiación solar. En este sentido, Kodama [44] hace una revisión reciente sobre los métodos en etapa de desarrollo para la producción de hidrógeno, entre ellos menciona que Nakamura (1977) fue uno de los pioneros en plantear la posibilidad de disociar o descomponer el agua utilizando radiación solar. Mostró que los requerimientos termodinámicos para el rompimiento térmico o descomposición del agua son difíciles de alcanzar a escala práctica con rendimientos suficientemente altos. Kogan [45], trabajó igualmente sobre la disociación térmica del agua a altas temperaturas utilizando el sol como fuente de energía y concluyó que este proceso representa una tarea formidable desde el punto de vista tecnológico. El procedimiento consiste, muy

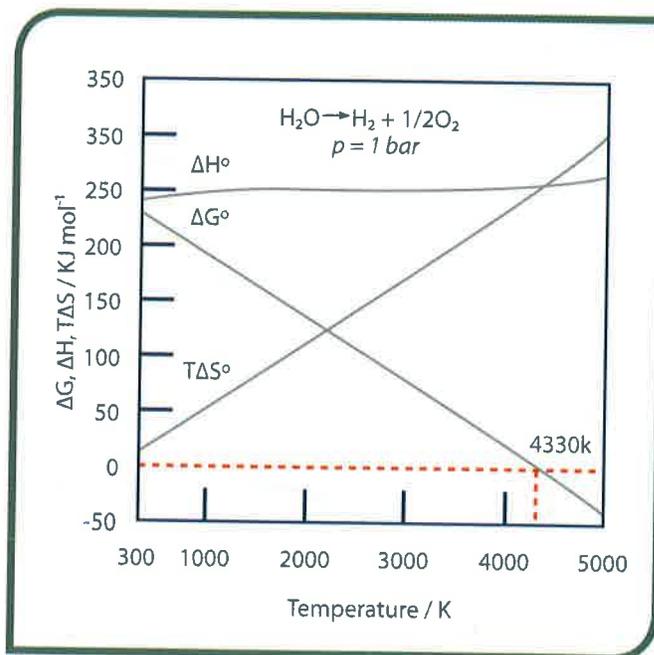


Fig. 4 Variación de ΔH° , $T\Delta S^\circ$ y ΔG° en función de la temperatura, para el rompimiento del agua en oxígeno e hidrógeno [44]

resumidamente, en descomponer el agua a 2500 K en un reactor solar, siendo el hidrógeno separado de la mezcla caliente por difusión a través de una membrana cerámica porosa. Kogan describió los inconvenientes encontrados durante el desarrollo de su método de rompimiento del agua a alta temperatura mediante uso de tecnología solar, de la siguiente manera:

1. Para lograr altas temperaturas en los reactores solares, se debe concentrar eficientemente la energía del sol para alcanzar la mayor temperatura posible.
2. El problema que presentan los materiales que conforman los reactores solares, al ser sometidos a tan altas temperaturas, requiere de mucho esfuerzo.
3. Se deben desarrollar membranas cerámicas porosas que no sintericen a altas temperaturas.

Otra vía novedosa para la generación de hidrógeno propone combinar la radiación solar con electrólisis [46], ya que este último proceso puede ocurrir tanto a temperatura ambiente como a temperaturas elevadas, en cuyo caso, en lugar de agua líquida como medio electrolítico lo que se maneja directamente es vapor. Esta combinación tiene la ventaja de requerir una entrada de energía eléctrica menor, lo cual se explica de forma gráfica en la Figura 5, que muestra la dependencia del proceso de electrólisis con la temperatura. El ΔH , que representa la energía total que se requiere en teoría para lograr la disociación del agua, bien sea líquida o

como vapor, es termodinámicamente la suma de la energía libre de Gibbs (ΔG) y una cierta cantidad de energía calorífica ($T \cdot \Delta S$). Para este caso, ΔG equivale a la demanda de energía eléctrica y como se observa disminuye conforme aumenta la temperatura. Es por ello que la electrólisis del vapor puede producir hidrógeno con una potencia eléctrica menor que la que se requiere para el caso del agua a temperaturas inferiores. Sin embargo, al igual que los otros procesos mencionados, este también se encuentra actualmente en vías de desarrollo.

En la Figura 6 se muestra de forma esquemática un acoplamiento entre una central termosolar y una planta de electrólisis de vapor a alta temperatura. Según los autores[46], esta configuración se ve favorecida frente a la electrólisis convencional a temperatura ambiente, gracias a un menor costo energético total, ya que parte de la energía suministrada proviene del sol e influye positivamente en la economía del proceso para generación de H_2 y O_2 . Mencionan además que estas ventajas pueden ser aprovechadas en los métodos termoquímicos que se describen a continuación.

Método termoquímico o ciclos termoquímicos Los problemas que presenta, operacionalmente hablando, la obtención de hidrógeno a partir de agua mediante rutas de alta temperatura son altamente complejos, por lo que se continúa en la búsqueda de otros métodos que logren, con la menor severidad posible, la disociación del agua.

Con el fin de superar la barrera de la temperatura de reacción y eliminar la necesidad de acometer la separación de gases a altas temperaturas, se están desarrollando métodos de varios pasos para la obtención de hidrógeno a partir del agua. Los llamados ciclos termoquímicos, con más de tres pasos, pueden alcanzar la descomposición del agua para producir H_2 y O_2 por debajo de 1273 K [47-49]. Asimismo, existen ciclos de dos pasos, originalmente propuestos por Nakaruma[50], que utilizando pares redox como el Fe_3O_4 / FeO permiten, como se muestra esquemáticamente en la Figura 7, vencer indirectamente la barrera de la alta temperatura para la disociación del agua.

OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO ELECTROQUÍMICO. "USO DE LAS MEMBRANAS BIPOLARES"

El uso de membranas bipolares para la disociación irreversible del agua es una técnica que en los últimos años se ha venido desarrollando para producir hidrógeno de muy alta pureza. Por ser una aproximación relativamente simple, las membranas bipolares están siendo aplicadas industrialmente para recuperación de recursos, control de agentes contaminantes y procesamiento químico [52-55]. Los estudios más relevantes están referidos al efecto de los diferentes polímeros que conforman estas membranas sobre la disociación del agua. Distintos grupos de investigación

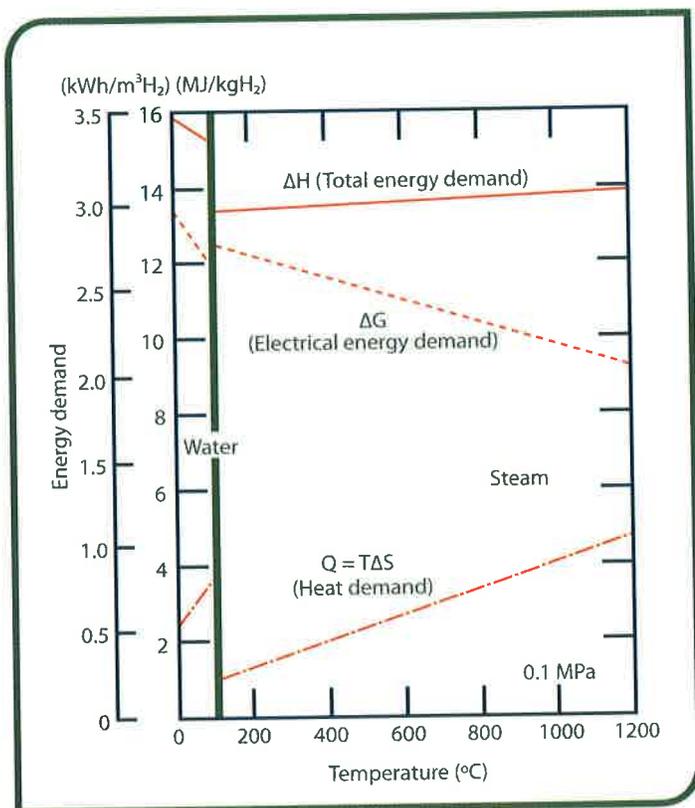


Fig. 5 Demanda de energía para la electrólisis del agua y del vapor [46]

[56-59] han obtenido resultados satisfactorios en cuanto a la producción de hidrógeno y se han tratado de explicar los fundamentos del proceso así como las ventajas que ofrece al compararse con la electrólisis clásica del agua.

El principio de una membrana bipolar consiste en la combinación de una capa selectiva de cationes y una capa selectiva de aniones, una capa selectiva de cationes y una región de contacto entre las dos capas (Figura 6).

Las capas son permeables y permiten el transporte selectivo de los productos de la disociación del agua de forma iónica (iones H^+ y HO^-) y bloquean los contraiones de la solución electrolítica para alcanzar la región de contacto. Además, estas membranas permiten un flujo suficiente de agua en la región de contacto, que es donde realmente ocurre la reacción de disociación. Puesto que el agua se disocia limpiamente en iones hidrógeno (H^+) e iones hidróxilo (OH^-), no se generan gases y es posible aplicar voltajes bajos para lograr la disociación. Además, las membranas no participan directamente en las reacciones que se llevan a cabo entre el ánodo y el cátodo, por lo que no se forman productos indeseados.

ADSORCIÓN DEL AGUA SOBRE SUPERFICIES METÁLICAS. ESTUDIOS FUNDAMENTALES EN ULTRA ALTO VACÍO

Desde hace muchos años, la interacción del agua con superficies sólidas, especialmente superficies metálicas, ha venido siendo estudiada por investigadores en el área de catálisis, electrónica, y más recientemente, en ciencia de los materiales, particularmente en electroquímica, mineralogía, adhesión, sensores y química atmosférica. En todas estas áreas se intenta estudiar y entender en detalle la interacción del agua con superficies metálicas, lo que en un futuro permitiría controlar, entre otras, las variables responsables de la corrosión y el desgaste de los materiales. Para el presente trabajo, se realizó una revisión intensiva de estudios realizados en condiciones de ultra alto vacío (UHV, por sus siglas en inglés), en sistemas catalíticos capaces de disociar agua. Este tipo de investigaciones, realizadas en condiciones experimentales muy controladas y empleando principalmente técnicas sofisticadas de análisis de superficies, han permitido apuntalar a lo largo de los años el desarrollo actual de los sistemas catalíticos empleados para reformación de metano [61]. Como se

demostrará más adelante, estos trabajos previos han permitido definir algunas tendencias interesantes con relación a los metales más activos para la disociación del agua, así como encontrar combinaciones de elementos que sugieren sinergia. Para el presente trabajo, sólo se tomó en consideración la combinación metal alcalino-metal de transición, por ser ampliamente reportada para favorecer las reacciones de hidrocarburos con vapor de agua.

Entre los muchos reportes que existen en la literatura, encontramos el de Daniel y Simmons [62], quienes en 1977 realizaron un estudio pionero sobre la interacción de vapor de agua con superficies de hierro. Mediante técnicas espectroscópicas, caracterizaron los cambios estructurales y cinéticos de dicha interacción; con el objetivo de entender y prevenir el proceso de corrosión de los materiales en base a hierro. Los resultados arrojados por las distintas técnicas indicaron que ocurría disociación de agua y formación del hidruro de hierro. Memmert y

Bushby [63] en 1989, en un trabajo titulado Adsorción de agua sobre aluminio, compararon sus resultados con los obtenidos en trabajos anteriores, para concluir que el agua adsorbida por debajo de una monocapa de concentración sobre la superficie del aluminio puede disociarse incluso a

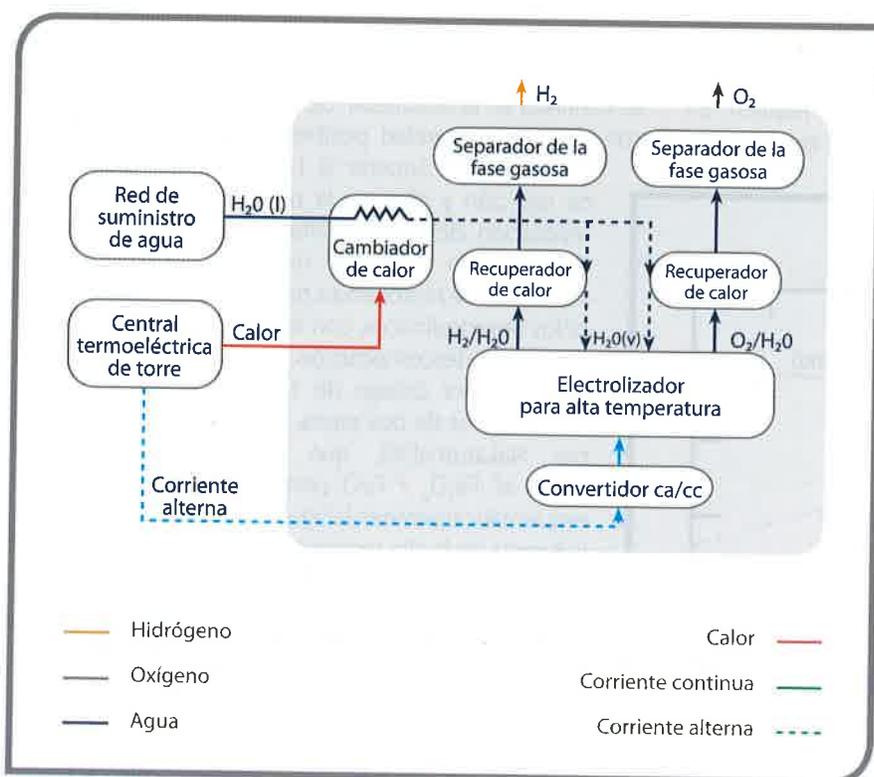


Fig. 6 Planta de producción de hidrógeno a partir de la combinación de energía solar y electrólisis [46]

Los grupos funcionales y las estructuras de los polímeros que conforman la región intermedia son elementos de vital importancia para este proceso; esta región de la membrana puede ser modificada para lograr un mayor rendimiento y eficiencia hacia la disociación [60].

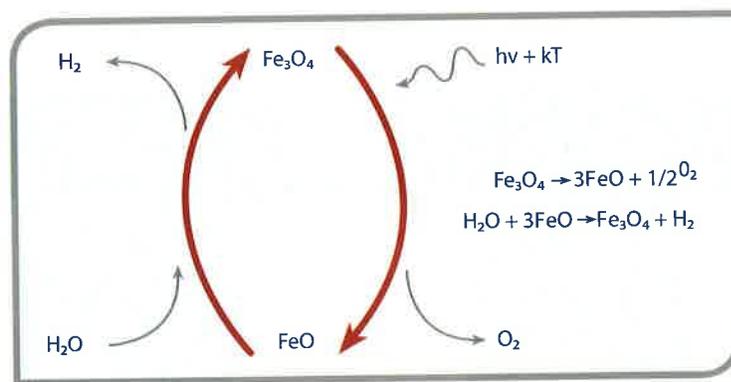


Fig. 7 Ciclo termoquímico del rompimiento del agua usando el par redox $\text{Fe}_3\text{O}_4 / \text{FeO}$

bajas temperaturas. Muchos grupos de investigación han observado que con un recubrimiento crítico de metales alcalinos [64-71] se logra un efecto sinérgico metal alcalino-metal de transición, que facilita la descomposición de la molécula de agua. G. Pirug, C. Ritke y H.P. Bonzel [66], estudiaron la adsorción de agua sobre rutenio y el efecto en la disociación del agua de metales alcalinos co-adsorbidos (Na, K, Cs) sobre la superficie del metal activo. Los autores mencionan que sobre muchos metales el agua no se disocia y sobre algunos se forman grupos hidróxido pero debidos a la presencia de trazas de oxígeno co-adsorbidas como contaminación sobre la superficie y no necesariamente a la disociación catalítica del agua. Indican además que la adsorción puramente molecular del agua, sin que ocurra disociación, es posible debido a la débil interacción entre el agua y el metal.

Este comportamiento cambia incorporando ciertas cantidades de metales alcalinos, los cuales bajan la barrera de activación y permiten la disociación del agua. Reportan el número crítico de átomos alcalinos que debe haber en la monocapa para que ocurra la disociación y encontraron que para el sodio el valor obtenido era menor que el presentado anteriormente por Doering, Semancik y Madey [65], quienes reportaron en 1983 un valor mayor en su trabajo titulado coadsorción de agua y sodio sobre superficies de rutenio (en la Tabla 1 se muestra un resumen de algunos de los metales que se han utilizado para realizar los experimentos de disociación del agua). Destacan que la disociación del agua depende de un valor específico de concentración del metal alcalino, la cual denominaron concentración crítica, por debajo de la cual no ocurre disociación.

En principio, estos autores no supieron interpretar este resultado, pero luego trabajos posteriores explicarían en mayor detalle la influencia de los metales alcalinos en la disociación del agua. Los autores también mencionan que la explicación de la cantidad crítica de átomos de metal alcalino está soportada sobre bases teóricas. Por ejemplo, en 1990, P. Blass, X. Zhou y J. White [69] obtuvieron resultados experimentales no reproducibles en la disociación del agua en superficies de plata recubiertas con potasio. Por otra parte, E. Stuve, K. Bange y J. Sass en 1986 [70] no

observaron disociación del agua cuando el metal alcalino que cubría la superficie del metal de transición (plata) era cesio. Indican que al dejar el metal de transición fijo y variar el metal alcalino, se obtienen resultados muy distintos. Esta aseveración exige un estudio más profundo de la influencia de los metales alcalinos en la interacción agua-metal. Lo que sí está claro es que la cantidad de metal alcalino, presente en la monocapa y coadsorbido al metal de transición, es fundamental para que ocurra adsorción y disociación, si la cantidad no supera el valor crítico de recubrimiento [70]. Otro trabajo interesante relacionado a la interacción del agua con superficies metálicas es el trabajo realizado por Bornemann y colaboradores [72] en el año 1991, quienes estudiaron la adsorción del agua sobre níquel cubierto con potasio, mediante espectroscopia fotoelectrónica ultravioleta con ángulo resuelto y desorción termoprogramada (TPD).

Cabe destacar que el par Ni-K es fundamental en las formulaciones de los catalizadores comerciales para reformado de metano [61]. En el referido estudio, se demuestra que la coadsorción de potasio conduce a cambios importantes en las características de la adsorción del agua, la cual depende críticamente de la cantidad de potasio preadsorbido.

A bajas cantidades de potasio preadsorbido, se observa adsorción molecular reversible, mientras que a altas cantidades de potasio ocurre disociación parcial del agua en hidrógeno y oxígeno. Además, mencionan que a bajas concentraciones de potasio, el espectro TPD (desorción termoprogramada) muestra exclusivamente desorción molecular de agua, en un estado muy por encima de la temperatura de desorción de la molécula de agua en una superficie limpia, lo que indica que la ligadura de las moléculas de agua con el potasio que recubre la superficie de níquel es significativamente más fuerte que el enlace que se forma entre el agua y la superficie de níquel puro. La fuerza de enlace entre la molécula de agua y la superficie metálica se incrementa a medida que aumenta la cantidad de potasio, resultado que se debe tomar en cuenta en los estudios de disociación de agua sobre superficies metálicas. En los estudios realizados en condiciones de ultra alto vacío, permanece incierta la razón de porque el litio es bastante

Tabla1. Disociación del agua, inducida por el recubrimiento con monocapas de metales alcalinos sobre las superficies metálicas

Metal (Disociación sobre superficies limpias: si o no)	Disociación con metales alcalinos	Disociación reversible (R) o irreversible (I)	Recubrimiento crítico (ML)	Ref.
Ag (110) (no)	Li; ? Na; ? Cs; Si	? I?	> 0,25	[86] [76] [71, 75, 76]
Ag (111) (no)	K; Si (en $\geq 0,17$ ML)	I y R	$\geq 0,17$	[70]
Cu (100) (no?)	Li; Si (en 0,125 ML)	I?	?	[77 - 78]
Cu (110) (no?)	Na; ? Cs; Si Cs; Si (en 0,26 ML)	I I y R	$\approx 0,1$ < 0,26	[79] [80 - 83] [84, 85]
Cu (110) (no?)	Li; ? Na; Si Na; Si (en 0,23 ML) K; Si (en > 0,16 ML)	? ? ?	> 0,10 ? ?	[86] [67, 87] [88] [67]
Fe (100) (Si)	Na; Si	I		[89]
Ni (100) (Si?)	Na; Si			[90]
Ni (111) (no)	K; Si K; Si K; Si	I ? ?	0,14 < 0,04 ≈ 0	[73] [65, 91, 92] [94]
Ni (775)(Si en pasos)	Li; Si Na; Si K; Si	I I I	≈ 0 > 0,07 > 0,01	[68] [68, 95] [68]
Pt (111)(no)	Na; Si K; Si K; no (en 0,06 ML) K; no (en $\leq 0,09$) K; Si	? ? I	0,10 0,09 > 0,06 > 0,09 > 0,06	[72] [72, 96] [97] [98 - 100] [93, 101]
Pt (12 12 13)(no)	K; Si	?	> 0,10	[102]
Ru(0001) (Si para H2O no para D2O)	Li; Si Na; Si Na; Si K; Si K Cs; Si Cs; Si	I I I I I I R	0,05 0,05 0,1 0,05 0,10 0,08 > 0,08	[103,104] [66,72] [69] [66,72] [105] [66,72] [106,107]

activo para la disociación de agua cuando recubre el rutenio, mientras que no lo es cuando recubre la plata. Finalmente, se puede decir que en condiciones de ultra alto vacío se han obtenido resultados que prueban la influencia decisiva de los metales alcalinos en la disociación del agua sobre diversas superficies metálicas y que la cantidad del metal alcalino debe estar por encima de un valor crítico de recubrimiento para que ocurra la disociación efectivamente. También se han estudiado metales en los cuales no ocurre disociación y muchos otros resultados interesantes que deben tomarse en cuenta para escoger con mayor acierto los sistemas catalíticos que puedan, en condiciones relativamente poco severas, disociar el agua en hidrógeno y oxígeno.

CONCLUSIONES

Además de las necesidades de generación a gran escala previstas para una eventual migración hacia una "economía del hidrógeno", este elemento continuará siendo para la industria petrolera una materia prima de gran importancia en los procesos de mejoramiento de cargas, tomando en cuenta que la tendencia a mediano y largo plazo será obligatoriamente producir y a refinar cantidades cada vez mayores de crudos pesados y extrapesados. Como se observa en el panorama de investigaciones descrito de manera general en el presente trabajo, todavía queda mucho por hacer en el área de generación de hidrógeno. Es por ello que, entendiendo el principio de los métodos

utilizados actualmente para obtener hidrógeno y tomando en cuenta los resultados obtenidos en estudios sofisticados realizados en condiciones de ultra alto vacío, es necesario que la industria de los hidrocarburos dedique esfuerzos en el desarrollo de procesos alternos basados en catalizadores capaces de disociar agua a temperaturas relativamente bajas. Esto conllevaría, en primer lugar, a la disminución de los altos costos en energía asociados con la aplicación de las tecnologías comerciales para producción de hidrógeno. En segundo lugar, se alcanzaría el objetivo de la generación selectiva de productos completamente limpios, solo hidrógeno y oxígeno, amigables al ambiente.

Actualmente, en PDVSA Intevep se desarrollan incipientes estudios [108] para evaluar el potencial de sistemas soportados y no soportados hacia la disociación catalítica de la molécula de agua, en línea con la necesidad de proveer a la industria petrolera Venezolana de una tecnología de vanguardia para generación de hidrógeno "in situ" (en refinería), hacia la búsqueda de una necesaria independencia tecnológica.

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Freddy Imbert y al profesor Ricardo Flores, ambos de la Universidad de Los Andes (ULA), por sus sugerencias y comentarios, los cuales contribuyeron al enriquecimiento del presente trabajo.

REFERENCIAS

- Gary J. Stiegel and Massod Ramezan, International Journal of Coal Geology 65 (2006) 173.
- Rostrup-Nielsen JR, Rostrup-Nielsen T. Large-scale hydrogen production. CATTECH 2002;6:150.
- Bolton JR. Solar photoproduction of hydrogen: a review. Sol Energy 1996;57:37.
- Bard AJ, Fox MA. Artificial photosynthesis: solar splitting of water to hydrogen and oxygen. Acc Chem Res 1995;28:141.
- Chen X, Suib SL, Hayashi Y, Matsumoto H. H₂O splitting in tubular PACT (Plasma and Catalyst Integrated Technologies) reactors. J Catal 2001;201:198.
- Calzavara Y, Jousset-Dubien C, Boissonnet G, Sarrade S. Evaluation of biomass gasification in supercritical water process for hydrogen production. Energy Convers Manage 2005;46:615.
- Hanaoka T, Yoshida T, Fujimoto S, Kamei K, Harada M, Suzuki Y, et al. Hydrogen production from woody biomass by steam gasification using a CO₂ sorbent. Biomass Bioenergy 2005;28:63.
- Wang Y, Chin YH, Rozmiarek RT, Johnson BR, Gao Y, Watson J, et al. Highly active and stable Rh/MgO–Al₂O₃ catalysts for methane steam reforming. Catal Today 2004;98:575.
- Suzuki T, Iwanami H, Yoshinari T. Steam reforming of kerosene on Ru/Al₂O₃ catalyst to yield hydrogen. Int J Hydrogen Energy 2000;25:119.
- Hartmut Weyda, Ernst Köhler Catalysis Today 81 (2003) 51–55
- R.F. Sullivan and J. A. Meyer, Hydrotreating and Hydrocracking, A.C.S. Symposium Series 20 Washintong, D.C. 1975, p. 28.
- Sheldon H.D. Lee, Daniel V. Applegate, Shabbir Ahmed, Steven G. Calderone, Todd L. Harvey, International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 829 – 842.
- Steinfeld, A., Solar Energy 78 (2005) 603-615
- Effendi A, Fuel 84 (2005) 869
- Pereira, P.; Csencsist, R.; Heinemann, H.; Somorjai, G.; Journal of Catalysis. 123 (1990) 463.
- Hansel, V., US patent 2436923 to UPO. 1984.
- Treiger, L.; Rabinovich, G.; Maslyanskii, G.; Kinetics and Catalysis 14 (1973) 1582.
- Treiger L, Rabinovich G, Maslyanskii G, Kinetics and Catalysis 209 (1973) 130.
- N. Laosiripojana, W. Sangtongkitcharoen and S. Assabumrungrat Fuel 85 (2006) 323.
- Pereira, P., Duprez, D., Mayorga, J. Revista de la Sociedad Venezolana de catálisis, Año 1, 1987.E7-1.
- Duprez, D.; Applied Catalysis A: General.1992; 82.111.
- William B. Hauserman International Journal of Hydrogen Energy, 22(4) (1997) 409-414.
- Anne-Gaëlle Collot, International Journal of Coal Geology, 65 (2006)191.
- J. Gañan, J.P. Turegano, G. Calama, S. Roman, A, Al-Kassir, Fuel Processing Technology 87 (2006) 117.
- Andrew J. Minchener, Fuel 84 (2005) 2222.
- Rui Neto André, Filomena Pinto, Carlos Franco, M. Días, I.Gulyurtlu, M.A.A. Matos and I.Cabrira, Fuel 84 (2005) 1635.

27. J.P.A. Neeft, H.A.M. Knoef, P. Onaji, Behavior of Tar in Biomass Gasification Systems. Tar Related Problems and their Solutions. November Report No. 9919, Energy from Waste and Biomass (EWAB Netherlands,), 1999
28. Zhihua Wang, Junhu Zhou, Qinhui Wang, Jianren Fan and Kefa Cen, International Journal of Hydrogen Energy,31 (2006) 945-952.
29. Atul Sharma, Hiroyuki Nakagawa and Kouichi Miura, Fuel, In Press, Available online 15 May 2006.
30. D.R. Simbeck, Report on SFA Pacific gasification database and world market report. Proceedings 1999. Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, Octubre 17-20, 1999.
31. K.R. McKinley, S.H. Browne, D.R. Neill, A. Seki and P.K. Takahashi, Hydrogen fuel from renewable resources. Energy Sources 12 (1990) 105.
32. A.C. Basagiannis, X.E. Verykios, Applied Catalysis A: General 308 (2006) 182-193.
33. Production of Ammonia European Fertiliser Manufactures Association, Booklet No 1, CU/E-96 22 (1996) 1.
34. M. Ni, D.Y.C. Leung, M.K.H. Leung and K. Sumathy, Fuel Processing and Technology 87 (2006) 461.
35. M.A. Rabah and S.M. Eldighidy, International Journal of Hydrogen Energy 14 (1989) 221.
36. P.A. Simell, N.A.K. Hakala, H.E. Haario and A. Krause, Industrial and Engineering Chemistry Research 36 (1997) 42.
37. P.A. Simell, E.K. Hirvensalo, V.T. Smolander and A. Krause. Industrial and Engineering Chemistry Research 38 (1999) 1250.
38. Narvaez, J. Corella and A. Orio, Industrial and Engineering Chemistry Research 36 (1997) 317.
39. P.T. Williams and A.J. Brindle, Fuel 81 (2002) 2425.
40. G. Chen, J. Andries and H. Spliethoff, Energy Conversion and Management 44 (2003) 2289.
41. D. Sutton, B. Kelleher and J. Ross, Biomass and Bioenergy 23 (2002) 209.
42. L. Garcia, R. French, S. Czernik and S. Chornet, Applied Catalysis A: General 201 (2000) 225.
43. Kato T, Energy 30 (2005) 2580.
44. T. Kodama, Progress in Energy and Combustion Science 29 (2003) 567.
45. Kogan A. Int J Hydrogen Energy 23 (1998) 89-98.
46. Walt Pyle, Jim Healy, Reynaldo Cortez, Home Power, 39(1994)32-38.
47. www.energiasostenible.net. Ma José Montes, A. Abánades, J.M. Martínez-Val. Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Centro de análisis de desarrollo energético sostenible. (2006) (Esta página web es patrocinada por la Fundación Iberdrola, y su contenido y gestión corren a cargo de la Unidad Docente de Termotecnia de la ETS de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid).
48. Bilgen E, Joels R. Int J Hydrogen Energy 10(3) (1985)143-55.
49. Aochi A, Tadokoro T, Yoshida K, Kameyama H, Nobue M, Yamaguchi T. Int J Hydrogen Energy 14(7)(1989)421-9.
50. Nakamura T. Solar Energy, 19 (1977) 467.
51. Onuki K, Shimizu S, Nakajima H, Fujita S, Ikezoe Y, Sato S, Machi S. Proc Eighth World Hydrogen Energy Conf .2(1990)547-56.
52. D.A. Tomalia, J.R. Dewald, U.S. Patent 4,507,466, 1985; U.S. Patent 4,558,120, 1985; U.S. Patent 4,568,737, 1986.
53. A. Alcaraz, P. Ramírez, S. Mafé, H. Holdik, J. Phys. Chem. 100 (1996) 15555.
54. A. Alcaraz, P. Ramírez, J.A. Manzanares, S. Mafé, J. Phys. Chem. B 105 (2001) 11669.
55. T.J. Prosa, B.J. Bauer, E.J. Amis, D.A. Tomalia, R. Scherrenberg, J. Polymer Sci. B 35 (1997) 2913.
56. Quiang R, Wen Xu T, Wang G, Xiao P, Science 263 (2003) 386
57. Quiang R, Wen Xu T, G Wang, Xiao P, Journal Colloid Interface Science 278 (2004) 318
58. Quiang R, Wen Xu T, G Wang, Xiao P, Journal Membrane Science 240 (2004) 141
59. Quiang R, Wen Xu T, G Wang, Xiao P, Journal Colloid Interface Science 285 (2005) 281

60. Balster J, Stamatialis D, Wessling M, Chemical Engineering and Processing 43 (2004) 1115.
61. Larsen, J.H., Chorkendorff, I. Surface Science Reports 35 (1999) 163-222.
62. Daniel J, G Simmons, R Wei, Surf Sci 64 (1977) 617.
63. U Memmert, S Bushby, P Norton, Surface Sci 219 (1989) 327.
64. C. Klünker, C. Steimer, J.B. Hannon, M. Giesen, H. Ibach, Surface Science 420 (1999) 25.
65. W. Kuch, M. Schulze, W. Schnurnberger, K. Bolwin, Surface Science 287-288 (1993) 600.
66. G. Pirug, C. Ritke, H.P. Bonzel, Surface Science 257 (1991) 50.
67. S.-A. Lindgren, C. Svensson, L. Wallden, J. Electron. Spectrosc. Relat. Phenom. 64-65 (1993) 483.
68. C. Mundt, C. Benndorf, Surface Science 405 (1998) 121.
69. D.L. Doering, S. Semancik, T.E. Madey, Surface Science 133 (1983) 49.
70. P.M. Blass, X.L. Zhou, J.M. White, J. Phys. Chem. 94 (1990) 3054.
71. E.M. Stuve, K. Bange, J.K. Sass, NATO ASI Ser. C 179 (1986) 255.
72. H.P. Bonzel, G. Pirug, C. Ritke, Langmuir 7 (1991) 3006.
73. T. Bornemann, H.P. Steinruck, W. Huber, K. Eberle, M. Glanz, D Menzel, Surface Science 254 (1991) 105.
74. J.K. Sass, K. Bange, R. Doehl, E. Piltz, R. Unwin, Ver. Bunsenges. Phys. Chem. 88 (1984) 354.
75. E.M. Stuve, R. Döhl-Oelze, K. Bengel, J.K. Sass, J. Vac. Sci. Technol. A 4 (1985) 1307.
76. J.K. Sass, K. Bange, ACS Symp. Ser. 378 (1988) 54.
77. S. Mizuno, H. Tochihara, T. Kodawaki, H. Minagawa, K. Hayakawa, I. Toyoshima, C. Oshima, Surf. Sci. 264 (1992) 103.
78. H. Tochihara, S. Mizuno, Chem. Phys. Lett. 194 (1992) 51.
79. K. Bange, D. Grider, J.K. Sass, Surf. Sci. 126 (1984) 38.
80. D. Lackey, J. Schott, B. Straehler, J.K. Sass, J. Chem. Phys. 91 (1989) 1365.
81. J.K. Sass, J. Schott, J. Electroanal. Chem. Interf. Electrochem. 283 (1990) 441.
82. J.K. Sass, D. Lackey, J. Schott, Electrochim. Acta 36 (1991) 1883.
83. J.K. Sass, D. Lackey, J. Schott, Surf. Sci. 247 (1991) 239.
84. W.D. Clendening, J.A. Rodriguez, J.M. Campbell, C.T. Campbell, Surf. Sci. 216 (1989) 429.
85. J.A. Rodriguez, W.D. Clendening, J.M. Campbell, J. Vac. Sci. Technol. A 7 (1989) 2113.
86. J.K. Sass, K. Bange, R. Doehl, E. Piltz, R. Unwin, Ver. Bunsenges. Phys. Chem. 88 (1984) L1211.
87. S.-A. Lindgren, C. Svensson, L. Wallden, Chem. Phys. Lett. 205 (1993) 391.
88. J. Paul, Surf. Sci. 160 (1985) 599.
89. T. Suzuki, M. Kurahashi, Y. Yamauchi, Surf. Sci. 476 (2001) 63.
90. M. Kurahashi, Y. Yamauchi, Phys. Rev. Lett. 84 (2000) 4725.
91. W. Kuch, M. Schulze, W. Schnurnberger, K. Bolwin, Ver. Bunsenges. Phys. Chem. 97 (1993) 356.
92. W. Kuch, M. Schulze, W. Schnurnberger, K. Bolwin, J. Chem. Phys. 101 (1994) 1687.
93. H.P. Bonzel, G. Pirug, A. Winkler, Chem. Phys. Lett. 116 (1985) 133.
94. R. Reissner, N. Wagner, W. Kuch, M. Schulze, M. Lorenz, W. Schnurnberger, Hydrogen energy Prog. XI, in: Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference, International association for Hydrogen Energy, Coral Gables, FL, (1996) 2473.
95. C. Mundt, C. Benndorf, Surface Science 307-309 (1994) 28.
96. H.P. Bonzel, G. Pirug, J.E. Müller, Phys. Rev. Lett. 58 (1987) 2138.
97. P. Baumann, G. Pirug, D. Reuter, H.P. Bonzel, Surf. Sci. 335 (1995) 186.

98. I. Villegas, N. Kizhakevariam, M.J. Weaver, *surf. Sci.* 335 (1995) 300.
99. M.J. Weaver, I. Villegas, *Langmuir* 13 (1997) 6836.
100. N. Kizhakevariam, I. Villegas, M.J. Weaver, *J. Phys. Chem.* 99 (1995) 7677.
101. M. Kiskinova, G. Pirug, H.P. Bonzel, *Surf. Sci.* 150 (1985) 319.
102. C. Klünker, C. Steimer, J.B. Hannon, M. Giesen, H. Ibach, *Surf. Sci.* 420 (1999) 25.
103. S. Semancik, D.L. Doering, T.E. Madey, *Surf. Sci.* 176 (1986) 165.
104. S. Semancik, D.L. Doering, T.E. Madey, *J. Vac. Sci. Technol.* A 3 (1985) 1571.
105. P.A. Thiel, J. Hrbek, R.A. Depaola, F.M. Hoffman, *Chem. Phys. Lett.* 108 (1984) 25.
106. H. Shi, K. Jacobi, *Surf. Sci.* 317 (1994) 45.
107. K. Jacobi, H. Shi, H. Dietrich, G. Ertl, *Surf. Sci.* 331-333 (1995) 69.
108. Carlos A. Carrero, Susana I. Martínez-Méndez*, Tibusay Golindano de O., Edgar Cañizales y Juan C. De Jesús. Trabajo aceptado en XX SICAT Simposio Ibero-Americano de Catálisis a ser presentado en septiembre 2006.

permeabilidad inicial. Los resultados mostraron que existe una dependencia tipo exponencial de la permeabilidad con la presión de poro. Posteriormente, Pedrosa y Kikani [4] definen una expresión matemática para relacionar la permeabilidad y la presión llamada Módulo de Permeabilidad, o gamma'γ:

$$\gamma = \frac{1}{k} \frac{\partial k}{\partial p}$$

Usando el término de módulo de permeabilidad y despejando de la ecuación (3) la función de pseudo-presión de gas real puede ser modificada así:

$$m'(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p k(p)}{z \mu} dp$$

La solución analítica presentada por Pedrosa [3] para tasa de gas constante de un yacimiento radial infinito es:

$$m'_D = \frac{1}{2} \ln(t_D) + 0,4045 + S$$

Las variables adimensionales son definidas como:

$$m_D = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1422Tq_g} = \frac{kh\Delta m(p)}{1422Tq_g}$$

$$t_D = \frac{0,00633kt}{\phi\mu c_i r_w^2}$$

Sustituyendo (6) y (7) en (5) y reordenando:

$$\frac{\Delta m(p)}{q_g} = \frac{1637,4T}{kh} \log(t) + \frac{1637,4T}{kh} \left[\log\left(\frac{0,00633k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + \frac{0,4045}{1,1515} + \frac{S}{1,1515} \right]$$

De la gráfica, $\frac{\Delta m(p)}{q_g}$ vs $\log(t)$ la pendiente corresponde a: $m = \frac{1637,4T}{kh}$ de la cual se despeja el valor de permeabilidad. Resolviendo para el factor de daño, S:

$$S = 1,1515 \left[\frac{\Delta m(p)/q_g}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + 1,8473 \right]$$

Para el cálculo del GOES se usa la solución analítica de flujo semiestable. Se incorpora la variable pseudotiempo normalizado la cual provee una función de graficar que suaviza la información de producción considerando el efecto de cambio de las propiedades del yacimiento con la presión promedio. La ecuación es dada por la siguiente expresión:

$$t_n = (\phi \mu c_i) \int_0^t \frac{1}{\phi(\bar{p}) \mu(\bar{p}) c_i(\bar{p})} dt$$

Un gráfico de $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g}$ vs. t_n para los resultados de simulación genera una línea recta. La pendiente a partir del gráfico de t_n , denotado por, \tilde{m}_{PSS} es entonces usado para calcular el GOES aplicando la siguiente ecuación para los casos de q_g y p_{wf} constante:

$$GOES = \frac{2 p_i S_{gi}}{z_i (\mu_g c_i)} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{PSS}} \right)$$

Para el caso de yacimientos de petróleo el procedimiento es similar, tomando en consideración las siguientes ecuaciones. La solución de la ecuación de difusividad es:

$$p_D = \frac{1}{2} \ln(t_D) + 0,4045 + S$$

Las variables adimensionales son definidas como:

$$p_D = \frac{2\pi * 0,00633 * kh * (p_i - p_{wf})}{q_o B \mu}$$

$$t_D = \frac{0,00633kt}{\phi\mu c_i r_w^2}$$

Sustituyendo (14) y (13) en (12) y reordenando:

$$p_i - p_{wf} = 28,952 \frac{q_o B \mu}{kh} \log(t) + 28,952 \frac{q_o B \mu}{kh} \left[\log\left(\frac{0,00633k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + \frac{0,4045}{1,1515} + \frac{S}{1,1515} \right]$$

La gráfica de $(p_i - p_{wf})$ vs $\log(t)$ proporciona la pendiente y se despeja la permeabilidad, k.:

$$m = 28,952 \frac{q_o B \mu}{kh}$$

Resolviendo para factor de daño, S:

$$S = 1,1515 \left[\frac{p_i - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + 1,8473 \right]$$

Para el cálculo del POES, se considera la solución analítica de la ecuación de difusividad para flujo radial en el periodo semiestable en términos adimensionales:

$$p_D = \frac{2}{r_{eD}^2} t_D + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}$$

La solución analítica de (18) es:

$$p_i - p_{wf} = \frac{q_o B}{c_i V_p} t + \frac{q_o B \mu}{2\pi * 0,00633 * kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right]$$

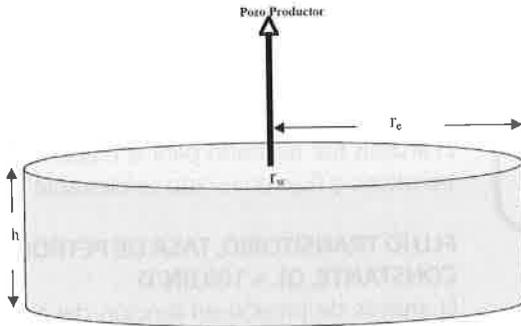
Donde el volumen poroso viene dado por $V_p = \pi r_e^2 h \phi$. Luego, graficando $p_i - p_{wf}$ vs t , se obtiene la pendiente, m, como:

$$m = \frac{q_o B}{V_p c_i}$$

El POES es calculado como:

$$POES = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}$$

En el presente trabajo se considera un pozo localizado en el centro de un yacimiento radial homogéneo, produciendo con dos tipos de controles: A) tasa constante, q_g y q_o y B) presión de fondo fluyente constante, p



Propiedad	Valor
r_e , pies	3000
r_w , pies	0,23
h , pies	362
T , oR	750
P_i , lpc	5000
S_{wi} , fracción	0,40
ϕ , fracción	0,15
k , md	0,1
Volumen Poroso, V_p , MMBLS	273,44
Caso Flujo de Gas	
γ_g , adimensional	0,717
GOES, MMPCN	209500
Caso Flujo de Petróleo	
α_{API} , grados	21
B_o , BY/BN	1,2
μ , cp	0,5
POES, MMBLS	136,7

RESULTADOS

DEPENDENCIA DE LA PERMEABILIDAD CON LA PRESIÓN PARA FLUJO DE GAS

Se obtuvieron los resultados para flujo de gas en etapa transiente y estado semiestable con base en la construcción

de un modelo radial simple con un pozo en el centro, considerando propiedades homogéneas donde se vincula la variable permeabilidad con la presión poro.

FLUJO TRANSITORIO, TASA DE GAS CONSTANTE, $Q_G = 1000$ MPCN/D

El análisis se realiza en función de la variable pseudo presión $m(p)$, la cual toma en cuenta el cambio con presión de las propiedades del gas como viscosidad y factor z . De esta manera, del gráfico $m(p)$ vs. t se obtiene una línea recta con pendiente positiva, que está directamente relacionada con la permeabilidad y el factor de daño. Los resultados de la simulación indican que el gráfico de la función $[m(p) - m(pwf)]/q_g$ vs. t tiende a ser lineal para valores bajos de módulo de permeabilidad, γ :

Sin embargo, para valores altos de γ se obtiene una distorsión en la curva en donde deja de existir una relación lineal entre la función pseudo presión y el tiempo, tal como se aprecia en la Fig. 1. La mayor distorsión indica dependencia más significativa de la permeabilidad con la presión. Cuando el valor de γ aumenta, la pendiente obtenida es mayor. Esto se atribuye a la reducción de permeabilidad en el yacimiento a medida que el mismo se depleta a tasa de flujo constante. Estos resultados son teóricamente razonables y pueden explicarse a través de la ley de Darcy, es decir, que manteniendo la tasa de gas constante y aumentando γ , el yacimiento experimenta mayor grado de dependencia de la permeabilidad con la presión, que conlleva a una mayor reducción de la permeabilidad generando un cambio de pendiente en la curva.

En el cálculo de la permeabilidad y el factor de daño, se observa una reducción de la permeabilidad del yacimiento con el aumento de γ ; en este caso, una reducción de 69% de permeabilidad ocurre para $\gamma=0,001$, lo cual se aprecia en la Fig. 2. El factor de daño 'S' es indicativo de la magnitud de reducción de k en el yacimiento, ocasionado por el cambio en la presión. Es decir, la caída de presión adicional necesaria para mantener una tasa de gas constante mientras la permeabilidad es reducida debido al vaciamiento y disminución de la presión. Para el rango de γ considerado, véase Fig. 2, el factor 'S' varía entre -0,11 y -3,55. Es de particular atención el hecho que para la simulación numérica no se obtiene un cero absoluto $S=0$ para $\gamma=0$, debido al error numérico asociado al modelo numérico de simulación.

FLUJO TRANSITORIO, PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE CONSTANTE, $PWF = 3000$ LPC

Los resultados de la simulación para este caso fueron al igual que en el caso anterior líneas rectas. En formaciones donde la permeabilidad es sensible a los cambios de presión, el modelo matemático se representa con el aumento de los valores de γ ; y se elabora un gráfico de la forma $[m(p) - m(pwf)]/q_g$ vs. t ; cuando γ varía entre 0,0003 - 0,001, se aprecia en el período de flujo transitorio que las líneas

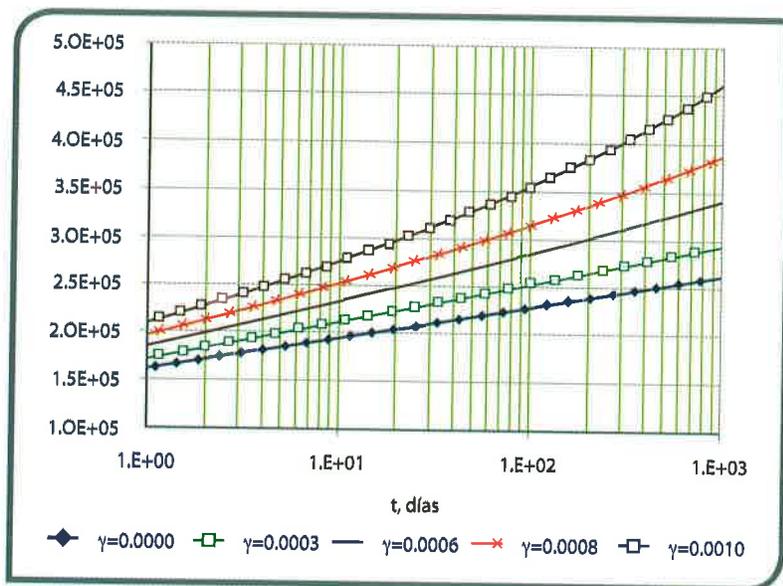


Fig. 1 Gráfico semi-log, caso tasa constante $q = 1000 \text{ MPCN/D}$

rectas tienen diferentes pendientes, tal como se muestra en la Fig. 3. Los resultados del cálculo de k y S indican que para los valores de γ , la permeabilidad calculada es más baja, obteniéndose una reducción de 56% de la permeabilidad para el caso con $\gamma = 0,001$. El factor de daño es calculado en forma similar, el valor más alto de S obtenido es 0,36 que corresponde con el valor más alto de $\gamma = 0,001$, véase la Fig. 4.

FLUJO ESTADO SEMIESTABLE, TASA DE GAS CONSTANTE, $Q_G = 200 \text{ MPCN/D}$

Este caso analiza cómo se ve afectada la caracterización del yacimiento tomando en cuenta el cálculo de GOES en una formación donde la permeabilidad es dependiente de la presión. El método usa la solución analítica de estado semiestable con la condición de borde interno q_g constante, luego se estima el volumen poroso del yacimiento a partir de la pendiente del gráfico cartesiano $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t . Los resultados de la simulación indican que existe un buen cotejo durante el periodo transitorio y estado semiestable entre las soluciones analíticas y numéricas para una formación donde la permeabilidad no cambia con la presión (Fig. 5). Para una formación sensible a los cambios de presión, se consideran varios valores de γ y se analiza el periodo de flujo en estado semiestable. La solución numérica obtenida indica líneas rectas para todos los

γ pero con pendientes diferentes, ver la Fig. 6. El GOES se determina de la siguiente manera: el volumen poroso del yacimiento es calculado a partir de la pendiente de cada línea en la Fig. 6. Luego, se usa la saturación de gas inicial, S_{gi} , de 60% y el GOES es calculado de la ecuación volumétrica. Los resultados se presentan en la Fig. 7, donde se aprecia una reducción proporcional del GOES calculado del yacimiento a medida que aumenta el valor de γ .

DEPENDENCIA DE LA PERMEABILIDAD CON LA PRESIÓN PARA FLUJO DE PETRÓLEO

El análisis fue realizado para la etapa de flujo transitorio y flujo en estado semiestable.

FLUJO TRANSITORIO, TASA DE PETRÓLEO CONSTANTE, $Q_L = 100 \text{ BN/D}$

El análisis de presión en función del tiempo genera una línea recta en el gráfico de $(P_i - P_{wf})$ vs t , cuya pendiente, m , está directamente relacionada con k . Para el análisis del flujo transitorio a tasa constante, los resultados de la simulación indican que la pendiente del gráfico de $(P_i - P_{wf})$ vs t , es mayor cuando el valor de γ aumenta; debido a la reducción de permeabilidad en el yacimiento a medida que el mismo se depleta a tasa de flujo constante, tal como se aprecia de la Fig. 8. La permeabilidad, k , y el factor de daño, S , son calculados a partir de la pendiente de cada curva de la Fig. 8, usando la ecuación de la solución analítica. La permeabilidad inicial del yacimiento fue considerada de 0,1 md. Los resultados de los cálculos son mostrados en la Fig. 9. Se puede notar que cuando el valor de γ es mayor, la reducción de permeabilidad en el

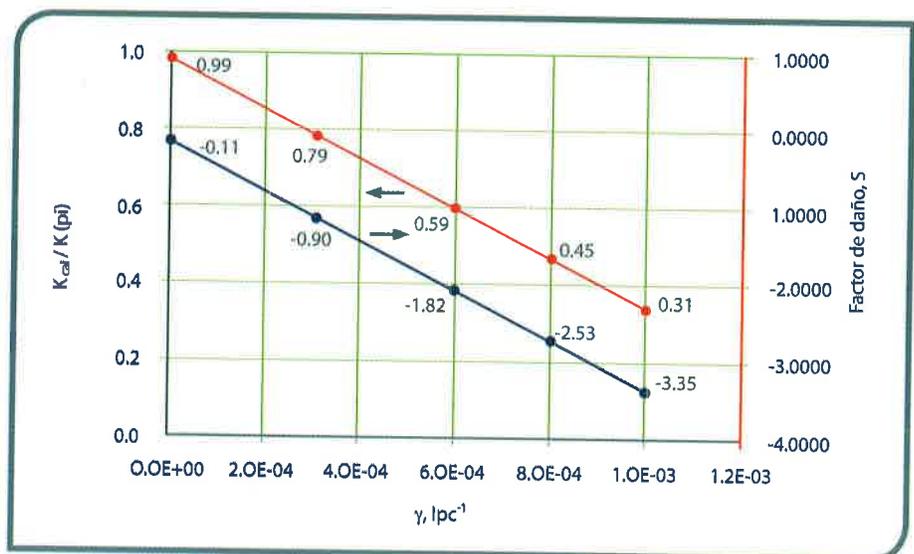


Fig. 2 Razón de la permeabilidad y factor de daño vs. γ , $q_g = 1000 \text{ MPCN/D}$

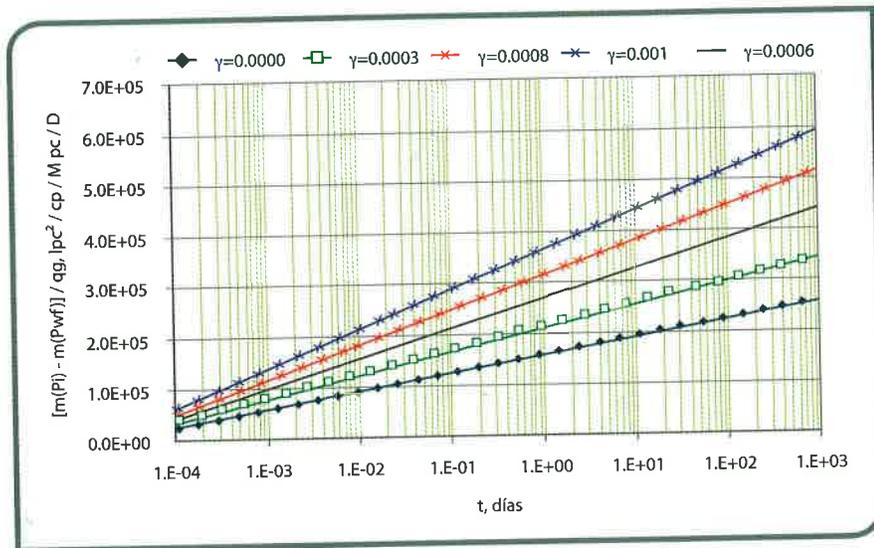


Fig. 3 Gráfico semi-log, caso de flujo de gas a $p_{wf} = 3000$ lpc

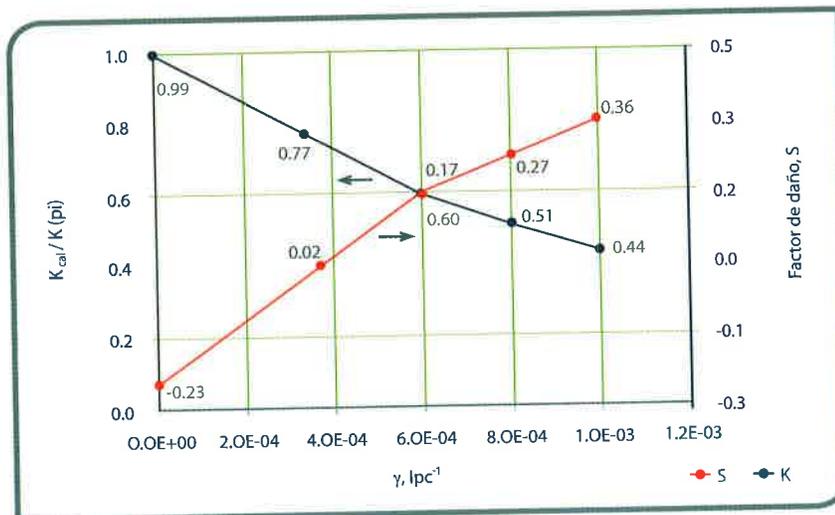


Fig. 4 Razón de la permeabilidad y factor de daño vs. γ , $p_{wf} = 3000$ lpc

yacimiento también es mayor y una reducción de 22% de permeabilidad ocurre para $\gamma=0,00015$. Para el intervalo de γ considerado el factor S varía entre 0,03 y $-0,55$.

FLUJO TRANSITORIO, PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE CONSTANTE, PWF = 3000 LPC

Para el caso de un yacimiento radial con una presión de fondo fluente constante (3000 lpc), los resultados de la simulación numérica indican que para el período de flujo transitorio también se obtienen líneas rectas de diferentes pendientes cuando γ varía entre 0,0001 – 0,0003, estos resultados pueden observarse en la Fig. 10.

A partir de cada curva obtenida en la Fig. 10, se calcula la pendiente y, posteriormente, la permeabilidad y el factor de daño de cada escenario de la simulación. Los resultados de los cálculos de permeabilidad y factor de daño indican que para γ igual a cero no se presenta reducción en

la permeabilidad ($k_{calc}/k_{pi} = 1$). Para valores más altos de γ , la permeabilidad es más baja, obteniéndose un 24% de reducción para el caso cuando $\gamma=0,0003$. El factor de daño es calculado de manera similar, como se puede apreciar en la Fig. 11. Para los valores más altos de γ , el aumento de factor de daño calculado es positivo. El valor más alto de factor de daño es 0,29 y corresponde con el valor más alto de γ , $\gamma=0,0003$.

FLUJO ESTADO SEMIESTABLE, TASA DE PETRÓLEO CONSTANTE, QL = 50 BN/D

La etapa de flujo en estado semiestable se inicia cuando se alcanzan los límites del yacimiento. Se utiliza el gráfico cartesiano de presión vs. tiempo para analizar el período semiestable y realizar los cálculos de volumen poroso y POES. De los resultados de la simulación numérica se aprecia que existe un cotejo bastante aceptable entre las soluciones

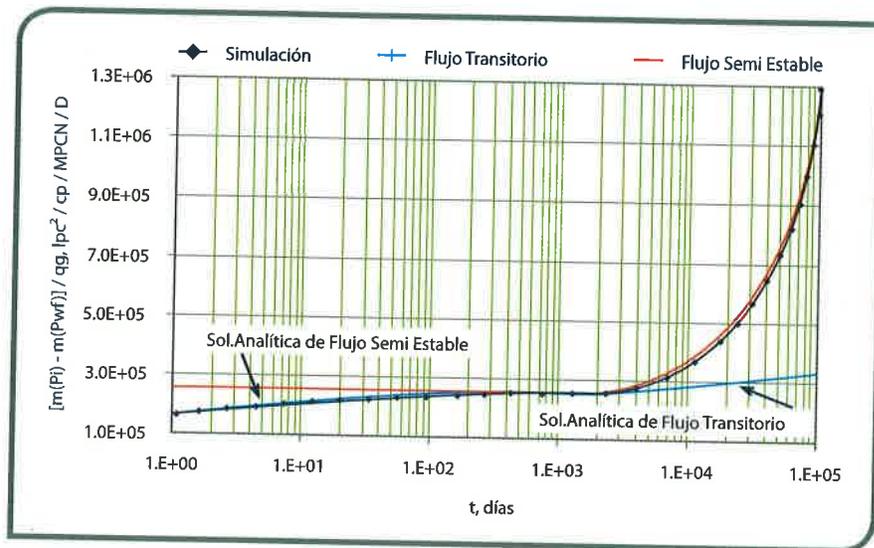


Fig. 5 Cotejo de las soluciones analítica y numérica para q_g constante

numérica y analítica para los casos con períodos de flujo en condición semiestable, tal como se muestra en la Fig. 12. De igual forma, al variar los valores de gamma los resultados indican que la pendiente de la recta obtenida es mayor y positiva a medida que gamma aumenta, mostrado en Fig. 13. De esta forma se puede concluir que para formaciones con propiedades físicas de la roca dependientes de la presión se pueden obtener a partir de las pruebas de análisis de presión resultados con diferentes pendientes. Los resultados del cálculo del POES se muestran en la Fig. 14. Los resultados de la simulación indican que cuando la dependencia de la permeabilidad de la formación con la presión es significativa, la caracterización del yacimiento a través de análisis convencional de presión genera valores de volumen poroso y POES menores que el valor real; obteniéndose una reducción hasta de 63% del POES para el caso cuando $\gamma = 0,0003$, tal como se muestra en la Fig. 14.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de flujo transitorio en yacimientos de gas y petróleo de baja permeabilidad indica que existe dependencia de la permeabilidad con la presión, lo cual influye en la caracterización de yacimiento a través de los análisis de pruebas de presión, específicamente, en los cálculos de permeabilidad y factor de daño. Para todos los casos con pwf constante, los resultados indican una línea recta para el período transitorio en todo el rango de valores gamma. Estos resultados difieren de los obtenidos en los casos de tasa constante (q_l

y q_g), para los que se obtienen líneas rectas, aunque con pendientes diferentes, lo que conlleva a un error significativo en la estimación de la permeabilidad y factor de daño. Del análisis de flujo de gas y petróleo durante el período de estado semiestable, se observó que en todos los casos considerados con q_g , q_l y pwf constante, el GOES y el POES calculados difieren del valor real. En este trabajo, se ha demostrado el nivel de error obtenido en la determinación de la permeabilidad, factor daño, GOES y POES al usar el método convencional de análisis de presión en formaciones de baja permeabilidad.

CONCLUSIONES

A partir del análisis de pruebas de presión, se evidencia la influencia de la presión en la caracterización de

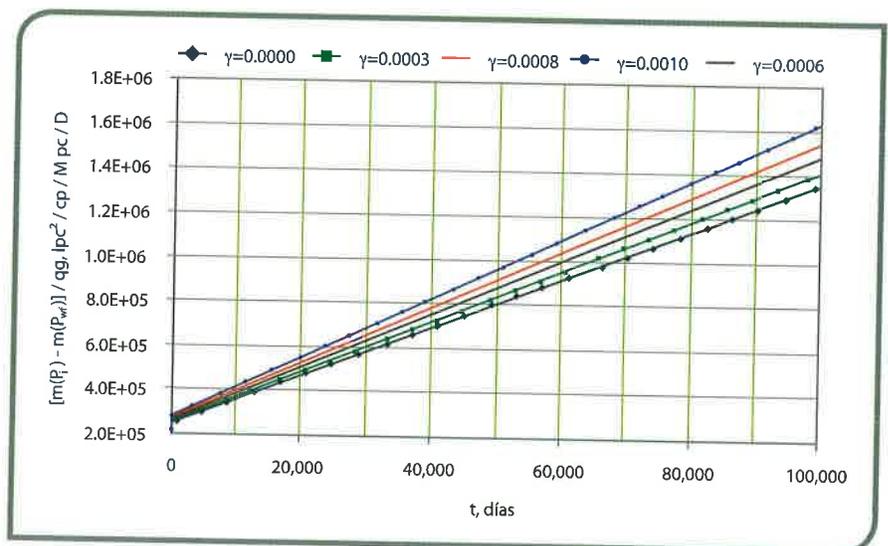


Fig. 6 Gráfico cartesiano, caso tasa constante $q_g = 200$ MPCN/D

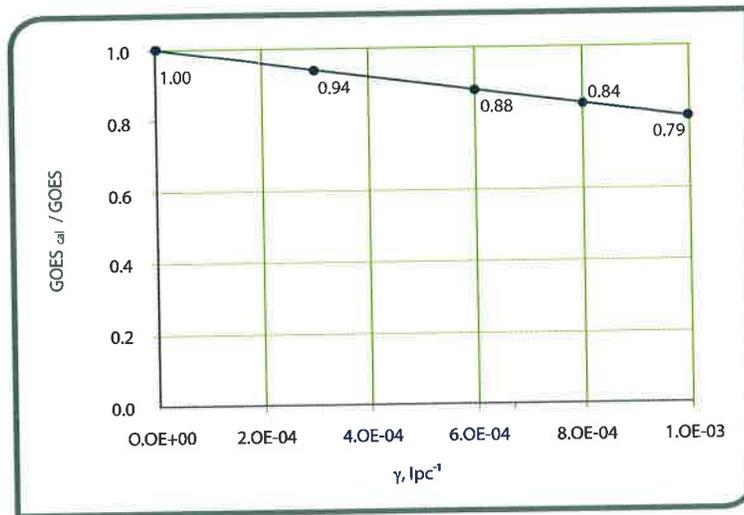


Fig. 7 Razón de GOES vs. caso $q_g = 200 \text{ MPCN/D}$

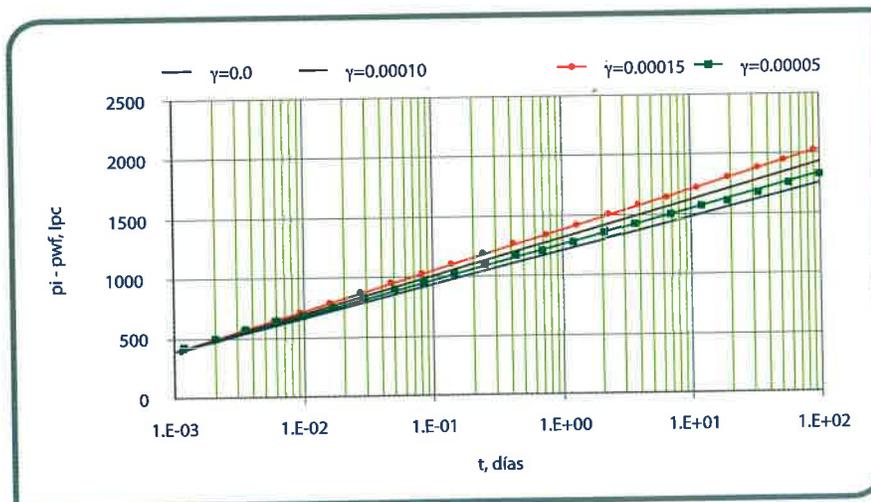


Fig. 8 Gráfico semi-log, caso flujo de petróleo a $q_g = 100 \text{ BN/D}$

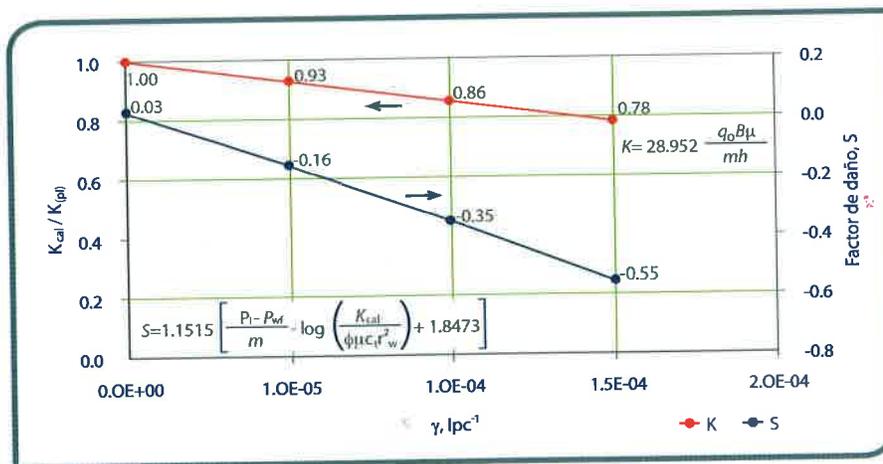


Fig. 9 Razón de la permeabilidad y factor de daño vs. γ , $q_g = 100 \text{ BN/D}$

LISTA DE SÍMBOLOS

B	= factor volumétrico de formación, BL/BN
$^{\circ}\text{API}$	= gravedad API del petróleo, grados
γ_g	= gravedad del gas, adimensional
c_r	= compresibilidad total, 1/lpc
k	= permeabilidad, md
h	= espesor del yacimiento, pies
$m(p)$	= función de pseudo presión de gas, lpc ² /cp
$m(p_i)$	= m(p) a presión inicial de yacimiento, lpc ² /cp
$m(p_{wf})$	= m(p) a presión de fondo fluyente, lpc ² /cp
m_D	= pseudo presión adimensional,
m'_D	= volumen poroso, BL
V_p	= volumen original de gas en sitio, PCN
GOES	= volumen original de petróleo en sitio, BN
POES	= presión de poro, lpc
p	= presión adimensional
p_D	= presión inicial de poro, lpc
p_f	= presión de fondo fluyente, lpc
p_{wf}	= tasa de flujo de gas, MPCN/D
q_g	= tasa de flujo de petróleo, BN/D
q_e	= radio externo de drenaje, pies
r_w	= radio del pozo, pies
T_w	= temperatura, °R
T	= tiempo, días
t	= pseudo tiempo normalizado, días
t_D	= tiempo adimensional
t_D	= factor de desviación del gas
z	= porosidad, fracción
μ	= viscosidad, cp
μ	= saturación de gas, fracción
Sg	= "gamma" modulo de permeabilidad, lpc ⁻¹
γ	= viscosidad como función de presión, cp
$\mu(p)$	= permeabilidad como función de presión, md
k(p)	= pendiente del gráfico cartesiano $m(p_i)-m(p_{wf})/q_g$ versus tiempo, lpc ² /cp/MPCN
\tilde{m}_{PSR}	= pseudo función de presión modificada considerando k(p), md ² lpc ² /cp
$m'(p)$	= Factor de daño,
S	= pendiente del gráfico,
m	= área transversal
Ac	

SUBÍNDICES

calc	= calculado
D	= adimensional
g	= gas
i	= Inicial
r	= radial

1^{ER} FORO INTERNACIONAL DE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES, MULTILATERALES Y ALTAMENTE INCLINADOS

NOTICIA

Grace Somogyi
PDVSA Intevep

Rafael Belisario
PDVSA Intevep



Durante los días 20 y 21 de abril de 2006 se realizó en el Auditorio de PDVSA Intevep el "1^{er} Foro Internacional de Perforación de Pozos Horizontales, Multilaterales y Altamente Inclínados" (Figura 1), organizado por la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos de Intevep. Este evento propició el intercambio de experiencias, logros, mejores prácticas operacionales y lecciones aprendidas durante la perforación de este tipo de pozos, entre los Distritos operacionales de PDVSA (Lagunillas, Tomoporo, San Tomé, Maracaibo, Morichal y Norte), empresas operadoras internacionales (Petrobras y Cupet), antiguos convenios de asociación (Sincor y Cerro Negro) y empresas de servicios especializadas (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes y San Antonio-Pride). En el marco del evento, se realizaron un total de 14 presentaciones técnicas relacionadas con la perforación de pozos horizontales, multilaterales y altamente inclinados.

El Comité Organizador del foro fue presidido por la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos y conformado por personal adscrito a las pericias de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos, estabilidad de hoyos, fluidos de perforación y cementación de pozos.

En este evento se dispuso de una zona de exhibición, donde las empresas de servicio participantes y PDVSA suministraron información técnica de interés a los asistentes y participantes del evento.

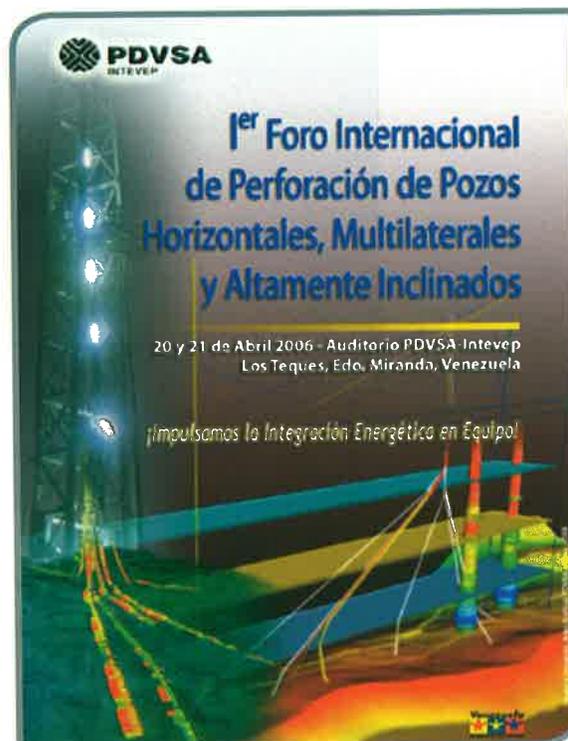


Fig.1 Afiche del 1^{er} Foro Internacional de Perforación de Pozos Horizontales, Multilaterales y Altamente Inclínado

PARTICIPANTES

El evento registró un número de 207 asistentes en representación de PDVSA, empresas internacionales, antiguos convenios de asociación y compañías de servicio especializadas. En la Tabla 1, se presentan los Distritos operacionales de PDVSA y demás empresas participantes, tanto en calidad de asistentes como de expositores. Basado en la información anterior, la Figura 2 muestra la distribución de los participantes del evento por tipo de empresa.

DINÁMICA DEL EVENTO

El programa del evento incluyó 14 presentaciones técnicas relacionadas con las experiencias de perforación de pozos horizontales, multilaterales y altamente inclinados, entre las empresas y compañías participantes. A continuación se presenta un breve resumen del desarrollo del evento, según la agenda estipulada:

Primer día (jueves 20): El ciclo de presentaciones fue aperturado por la Gerencia General de EyP Intevep, seguido por las presentaciones de los Distritos de PDVSA: Lagunillas, Tomoporo y San Tomé. Durante la tarde se presentaron las experiencias de los Distritos

Tabla 1. Empresas participantes

Tipo de Empresa	Nombre de la Empresa
Empresas Internacionales	INVAP PETROBRAS CUPET
Antiguos convenios de asociación	Petrozuata Sincor Operadora Cerro Negro
Compañías de Servicios	Baker Hughes Schlumberger Halliburton San Antonio-Pride Tenaris
Otros	Serviproject r.l
PDVSA	Distrito Tía Juana Distrito Lagunillas Distrito Norte Distrito San Tomé Distrito Morichal División Centro Sur Distrito Maracaibo Distrito Tomoporo Proyecto Magna Reserva Reserva CVP-Ingeomín CVP-Costa Afuera CVP-Magna Reserva Reserva CVP-Faja Pdvsa-Costa Afuera Afuera Intevep



Fig. 2 Distribución de participantes por tipo de empresa

Maracaibo, Morichal y Norte, de los antiguos convenios de asociación Sincor y Cerro Negro, y de la compañía de servicios Schlumberger.

Segundo día (viernes 22): Las presentaciones del segundo día se iniciaron con las exposiciones de las operadoras internacionales Petrobras y Cupet, seguidas de la compañía

de servicios Halliburton. Durante la tarde, se presentaron las experiencias de las compañías de servicios Baker Hughes Oil y San Antonio-Pride.

Finalizada la jornada, la Junta Directiva de PDVSA Intevep ofreció unas palabras a la audiencia con motivo de la realización del evento.

Seguidamente, se propició una sesión de intercambio

Tabla 2. Temas presentados por las áreas operacionales de PDVSA

Tipo de Empresa	Expositor	Título de la Presentación
Lagunillas	Hernán Díaz	Experiencia de perforación del pozo LRF-153
Tomoropo	Rafael Bermúdez Rubén Suárez Edween Chirinos	Experiencias de perforación de los pozos inclinados en las regiones 1 y 3 del área 8 Ceuta-Tomoropo y perforación direccional del pozo MOT-64X
San Tomé	Arturo Boulton	Experiencias en la construcción de pozos horizontales y multilaterales en el Distrito Social San Tomé
Maracaibo	Luis Massirrubí	Experiencia del Distrito Maracaibo en la construcción de pozos multilaterales y altamente inclinados
Morichal	Arévalo Marcano	Mejoras en las prácticas operacionales y sistemas de fluidos para perforar pozos de secciones extendidas en el Campo Carabobo
Norte	Oliver González	Experiencias y retos en perforación desviada, horizontal y multilateral. Área Norte de Monagas

de ideas y comentarios entre los participantes sobre los tópicos abordados en el marco del foro. En las tablas 2 y 3 se presentan los títulos de los trabajos presentados en el evento por sus respectivos ponentes. Durante el desarrollo del foro, se promovió una campaña de donación de fondos a beneficio de la Casa Hogar Nueva Esperanza, recinto que se encuentra ubicado en el municipio Los Salias del sector La Morita, Estado Miranda. El monto recaudado en la mencionada campaña fue destinado a cubrir necesidades detectadas en la mencionada casa hogar, recinto que se dedica a atender niños, niñas y adolescentes en situación de riesgo, abandono o maltrato infantil. Esta actividad de carácter social buscó crear y fijar un precedente en el cual eventos técnicos de este tipo organizados por la corporación incorporen acciones dirigidas a mejorar el entorno social de las comunidades.

ASPECTOS RELEVANTES DE LAS PRESENTACIONES

Durante la realización del foro se mostraron y discutieron aspectos de importancia, tales como:

- Las experiencias en la aplicación de tecnologías de geonavegación basadas en un mayor control direccional, como es el caso de las herramientas RSS (Rotary Steerable Systems) de las compañías Schlumberger y Halliburton.
- La reducción de la afectación de áreas con macollas de pozos horizontales.
- El rediseño de sartas de perforación con base en la colocación de Heavy Weights y Drill Collars en pozos de largo alcance horizontal.
- El uso de registros en tiempo real como el PWD (Pressure While Drilling) para reducir la incertidumbre geológica.
- Los estudios de estabilidad de hoyo, previos a la perforación, que han permitido optimizar tiempos y costos improductivos.

Tabla 3. Temas presentados por los antiguos convenios de asociación, empresas internacionales y compañías de servicio

Tipo de Empresa	Expositor	Título de la Presentación
Petrobras	Joao Carlos Ribeiro Plácido	Experiencia de pozos multilaterales en Brasil
Cupet	Julio Jiménez	La perforación dirigida en Cuba
Sincor	Juan Peralta	Optimización de recobro en yacimientos de arenas delgadas mediante el uso de técnicas avanzadas de perforación y geonavegación de pozos
Cerro Negro	Luani Alfonso	Programa de perforación Macolla 8
Schlumberger	Jesús Lamas Ríos	Optimización de perforación con nuevas tecnologías
Halliburton	Jorge Velez	Tecnología de pozos multilaterales. Una alternativa innovadora para el desarrollo de yacimientos
Baker Hughes	Wilfredo Honores	Experiencia de Baker Hughes en la perforación horizontal
San Antonio-Pride	Carmelo Ciccirella	Experiencia en pozos profundos del Distrito Norte de PDVSA

- El análisis de factores de fricción, vibraciones de sarta y optimización de hidráulica, continúan siendo aspectos trascendentales para una perforación exitosa en pozos horizontales, multilaterales y altamente inclinados.
- El aumento de la productividad con la perforación de pozos multilaterales tipo "alas de gaviota" y "herradura".
- La construcción de ventanas operacionales para la corrida de fluidos que han reducido los tiempos perdidos a consecuencia de pegas de tubería y pérdidas de circulación.

COMENTARIOS Y OPINIONES DE LOS ASISTENTES

A fin de evaluar la calidad técnica y la organización del evento en general, el Comité Organizador distribuyó una encuesta entre los asistentes. A continuación se resumen los aspectos más importantes extraídos de un total de 110 encuestas recibidas:

Pregunta Nº 1: ¿Considera usted que este evento debería ser periódico, es decir, que sea realizado cada uno o dos años?

Sí (Sin indicar lapso de tiempo) = 42 personas.

No = 0 personas.

Sí + Cada año = 32 personas.

Sí + Cada 2 años = 36 personas.

Pregunta Nº 2: ¿Estaría usted dispuesto a colaborar como integrante del comité técnico y organizador de este evento?

Sí = 79 personas.

No = 16 personas.

No Respondió = 15 personas.

Pregunta Nº 3: Proponga una localidad para el próximo Foro Internacional de Perforación de Pozos Horizontales, Multilaterales y Altamente Inclinados.

Margarita = 33 personas.

Maracaibo = 18 personas.

Puerto La Cruz = 14 personas.

Maturín = 7 personas.

Intevep = 7 personas.

San Tomé = 6 personas.

Otras localidades que recibieron de 1 a 5 votos = Caracas (La Tahona, La Campiña), Distritos Operacionales (Anaco, Barinas, CIED Tamare, El Menito, Maturín, Morichal, Tía Juana), Brasil, Buenos Aires, Cuba y Francia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La realización del 1er Foro Internacional de Perforación de pozos Horizontales, Multilaterales y Altamente Inclinados

produjo un espacio propicio para intercambiar experiencias de perforación de este tipo de pozos entre los distintos Distritos operacionales de PDVSA, antiguos convenios de asociación, operadoras internacionales y compañías de servicio. La participación masiva de personas vinculadas a esta área del negocio petrolero refleja la necesidad e importancia de compartir ideas y lecciones aprendidas, que pudiesen ser aplicadas en diversas áreas para mitigar los problemas que actualmente se presentan durante la perforación de pozos, teniendo como norte la reducción de tiempos y costos operacionales.

Como recomendaciones del 1er Foro de Perforación de Pozos Horizontales, Multilaterales y Altamente Inclinados se indican las siguientes:

- Repetir el evento cada 2 años, tomando en cuenta un año para la planificación y promoción del evento y recopilación de resúmenes de trabajos.
- Realizar el próximo foro en una locación adscrita a alguna área operacional de PDVSA, basado en la receptividad expresada por el personal de los distintos Distritos en formar parte del comité técnico y organizador.
- Arbitrar el evento de manera que las presentaciones sean aprobadas por un Comité Técnico que certifique el contenido de las mismas.
- Incluir un área específica para la presentación de pósters, la cual debe ser igualmente arbitrada por el Comité Organizador.
- Evaluar la posibilidad de conformar mesas de trabajo sobre tópicos de especial interés para los participantes del foro, basado en los resultados de encuestas distribuidas entre los asistentes finalizadas las primeras ponencias.
- Considerar la extensión del tiempo de realización del foro de 2 a 3 días de ponencias, incluyendo el espacio para la discusión de las presentaciones y resultados de las mesas de trabajo.

PATENTES

Se presenta una breve descripción de las patentes otorgadas a PDVSA Intevep en los años 2003, 2004 y 2005.

2005

Número de la Patente: US 6,919,381

Título: Proceso para preparar soluciones con aditivos y surfactantes

Inventores: Gustavo Núñez; Clara Mata; Carolina Blanco

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 19 de julio de 2005

Resumen:

Proceso para preparar una solución de aditivo líquido en una base líquida en la cual el aditivo líquido tiende a transformarse en gel cuando se mezcla con la base líquida a temperaturas menores a la temperatura de gelificación TG. Este proceso incluye los siguientes pasos: proporcionar una corriente de la base líquida a una temperatura TC mayor a la temperatura ambiente y menor a la temperatura de gelificación TG; alimentar la corriente con un mezclador que posea una entrada que imparta energía a la corriente; y añadir el aditivo líquido a la corriente aguas abajo de la entrada, donde el aditivo líquido se mezcle con la base líquida y la energía inhibe la gelificación del aditivo líquido.

Número de la Patente: US 6,903,138

Título: Fabricación de emulsiones bimodales estables utilizando mezcla dinámica

Inventores: Gustavo Núñez; Clara Mata; Carolina Blanco; Manuel Chirinos; Gerardo Sánchez; Tulio Colmenares; Hercilio Rivas; Félix Silva

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 7 de junio de 2005

Resumen:

Proceso para preparar emulsiones bimodales de hidrocarburo viscoso en agua, que incluye: proporcionar una corriente a temperatura ambiente, suministrando un aditivo líquido que tienda a transformarse en gel cuando se mezcle con agua a temperaturas menores a la temperatura de gelificación TG; calentar la corriente para suministrar una corriente recalentada a una temperatura TC mayor a la temperatura ambiente y menor a la temperatura de gelificación TG; alimentar la corriente recalentada con un mezclador que posea una entrada en la cual el aditivo líquido ofrezca una solución sustancialmente homogénea de aditivo en agua. La solución se divide y luego se usa para realizar dos diferentes emulsiones del tamaño de una gota que se mezclan para formar la emulsión bimodal.

Número de la Patente: US 6,855,247

Título: Sistema catalítico para hidroconversión de nafta

Inventores: Jorge Tejada; Nelson Martínez; Leonardo Escalante; José Larrauri

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 15 de febrero de 2005

Resumen:

Catalizador de hidroconversión para hidrodesulfurizar materia prima mientras se preserva el número de octano de la materia prima. Esta invención incluye un soporte que posee una mezcla de zeolita y alúmina, la zeolita tiene una relación Si/Al entre 1 y aproximadamente 20, y una fase activa en el apoyo e incluye un primer metal seleccionado del grupo 6 de la tabla periódica de los elementos, un segundo metal seleccionado del grupo conformado por el grupo 8, 9 y 10 de la tabla periódica de los elementos y un tercer elemento seleccionado del grupo 15. Asimismo, se divulga un proceso de hidroconversión.

Número de la Patente: US 6,677,387

Título: Preparación de emulsiones estables utilizando mezcladores dinámicos o estáticos

Inventores: Mariano Gurfinkel; Franzo Marrufo; Manuel Chirinos; Félix Silva; Gustavo Padrón; Gustavo Núñez; Clara Mata; Carolina Blanco

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 13 de enero de 2004

Resumen:

Proceso para preparar una emulsión de hidrocarburo en agua, comprende los siguientes pasos: proporcionar un aditivo líquido que tienda a transformarse en gel cuando se mezcle con agua a temperaturas menores a la temperatura de gelificación TG; suministrar una corriente de agua a una temperatura TC menor a la temperatura de gelificación TG; alimentar la corriente con un mezclador que posea una entrada que imparta energía a la corriente; añadir el aditivo líquido a la corriente aguas abajo de la entrada, donde el aditivo líquido se mezcle con la corriente y la energía inhiba la gelificación del aditivo líquido y proporcione una solución sustancialmente homogénea del aditivo líquido en el agua; y mezclar con hidrocarburo en un mezclador para formar una emulsión de hidrocarburo en agua. De conformidad con la invención, se pueden formar y combinar diferentes emulsiones para obtener una emulsión combinada que posea las propiedades deseadas.

Número de la Patente: US 6,676,828

Título: Esquema del proceso para tratar de manera secuencial diesel y gasóleo al vacío

Inventores: Roberto Galiasso; Eusebio Palmisano; Gerardo Arreaza; Manuel Quenza; Sandra Ramnarine.

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 13 de enero de 2004

Resumen:

Proceso para tratar gasóleo al vacío y diesel, incluye los pasos siguientes: proporcionar una corriente de reacción que contenga gasóleo al vacío, Diesel y componentes que contengan sulfuro; proporcionar gas despojados de fracciones livianas; suministrar una corriente de remoción; y mezclar la corriente de reacción, el gas despojados de fracciones livianas y la corriente de remoción en una zona despojada de fracciones livianas y de remoción para obtener una fase gaseosa que contenga los componentes que contienen sulfuro. La corriente de remoción comprende al menos una de Diesel, gasóleo al vacío liviano y sus mezclas, producidas en el proceso o añadidos mediante fuentes externas.

2003

Número de la Patente: US 6,656,348

Título: Procedimiento de hidroprocesamiento

Inventores: Gustavo Dassori; Nancy Fernández; Rosa Arteca; Carlos Castillo

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 2 de diciembre de 2003

Resumen:

Proceso de hidroprocesamiento de una corriente de hidrocarburos con una velocidad conocida del flujo de gas que contiene hidrógeno y un volumen de catalizador. El invento incluye los siguientes pasos: proporcionar una corriente de hidrocarburos; alimentar la corriente de hidrocarburo y una primera parte del gas con contenido de hidrógeno, mediante corrientes en la misma dirección, hacia una zona de hidroprocesamiento que contiene una parte del catalizador con el fin de brindar un primer producto del hidrocarburo; proveer una zona adicional de hidroprocesamiento con un residuo del catalizador; alimentar el primer producto del hidrocarburo paralelamente con un residuo del gas hidrogenado hacia la zona adicional de hidroprocesamiento para conseguir un producto final del hidrocarburo que posea una característica final mejorada en comparación a la inicial. La primera parte del gas hidrogenado representa entre 30 y aproximadamente 80% vol. del caudal conocido de ese gas, y la primera porción del catalizador se encuentra entre 30 y aproximadamente 70 % peso del volumen del catalizador.

Número de la Patente: US 6,649,042

Título: Proceso de hidroprocesamiento

Inventores: Gustavo Dassori; Nancy Fernández; Rosa Arteca; Carlos Castillo

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 18 de Noviembre de 2003

Resumen:

Proceso de hidroprocesamiento de cargas de hidrocarburos que comprende: proporcionar una corriente de hidrocarburo con características iniciales; agregar gas con contenido de hidrógeno; alimentar la corriente de hidrocarburo y el gas que contiene hidrógeno en paralelo hacia una primera zona de hidroprocesamiento para obtener un primer producto del hidrocarburo; suministrar variadas zonas adicionales de hidroprocesamiento incluyendo una zona final y una zona corriente arriba; alimentar el primer producto del hidrocarburo, mediante corrientes en la misma dirección, con gas reciclado hacia la zona corriente arriba para obtener un producto intermedio; y alimentar el producto intermedio del hidrocarburo en paralelo con un segundo gas que contenga hidrógeno hacia la zona final para obtener un producto final con característica final mejorada en comparación con la inicial.

Número de la Patente: US 6,636,842

Título: Sistema y método para controlar un proceso industrial

Inventores: Alexander Zambrano; Manuel Vázquez; Hugo Aponte; Alexis Suárez; José Fernández

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 21 de Octubre de 2003

Resumen:

Método para controlar un proceso industrial que incluye los pasos siguientes: tener una base de conocimientos que comprenda una representación bidimensional de las condiciones operacionales para el proceso; obtener los datos de tiempo real del proceso industrial para una pluralidad de variables del proceso; seleccionar características relevantes de los datos de tiempo real; obtener una clasificación de las condiciones operacionales de las características, transformar la clasificación de las condiciones operacionales en un punto y representar el punto en dicha base de conocimiento.

Número de la Patente: US 6,607,036

Título: Método para calentar una formación subterránea, particularmente para calentar los fluidos de un yacimiento en una zona cercana a la perforación del pozo

Inventores: Aaron Ranson; Luis Genolet; Douglas Espín; Juan Carlos Chávez

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 19 de Agosto de 2003

Resumen:

Método para calentar una formación subterránea, incluye los pasos siguientes: posicionar un pozo en una formación subterránea; disponer de un material transformador de la energía en el yacimiento; y exponer el material a la energía, con lo cual el material genera calor.

Número de la Patente: US 6,579,832

Título: Método para tratar un fluido de perforación usando nanopartículas

Inventores: María Jiménez; Luis Genolet; Juan Carlos Chávez

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 17 de Junio de 2003

Resumen:

Método para tratar un fluido de perforación. Este método incluye los pasos siguientes: obtener un fluido de perforación; inyectar un aditivo al fluido de perforación en forma de nanopartículas superparamagnéticas; mezclar el aditivo del fluido de perforación con el fluido de perforación tratado; y exponer el fluido de perforación tratado a un campo magnético a fin de recuperar las nanopartículas superparamagnéticas.

Número de la Patente: US 6,579,572

Título: Sistema basado en agua para modificar la humectabilidad de medios porosos

Inventores: Douglas Espín; Aaron Ranson, Juan Carlos Chávez; Mariela Araujo; Yani Araujo; Luis Genolet

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 17 de Junio de 2003

Resumen:

Método para alterar la humectabilidad de un yacimiento, comprende las siguientes fases: proveer un fluido basado en agua que contenga un sistema de revestimiento para alterar la humectabilidad; e inyectar el fluido dentro de un yacimiento con ese sistema de revestimiento.

Número de la Patente: US 6,554,070

Título: Método y composición para sellar un espacio anular entre un hoyo y una tubería de revestimiento

Inventores: Luis Genolet; Juan Carlos Chávez, Douglas Espín; María Jiménez

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 29 de Abril de 2003

Resumen:

Método para sellar un espacio anular entre un hoyo y una tubería de revestimiento que comprende los pasos: proveer un sistema de sellado en forma de fluido que contenga un material particulado y un agente aglutinante; colocar el sistema de sellado en forma de fluido en el espacio anular donde el material particulado se adhiere a las paredes del hoyo y a la tubería de revestimiento; y curar ese sistema de sellado en forma de fluido a fin de formar un sello sólido dentro del espacio anular

Número de la Patente: US 6,547,532

Título: Válvula de succión anular

Inventores: José Rafael González; Maurice Urbina; Luis Casique

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 15 de Abril de 2003

Resumen:

Válvula de succión anular que comprende: un miembro substancialmente tubular con una entrada a una superficie interna que define el paso de fluido de la válvula; una boquilla dispuesta en la entrada y espaciada de la superficie interna a fin de definir un pasaje anular entre esa superficie interna y la boquilla. Esta boquilla define además el pasaje de fluido interior con una entrada de boquilla hacia el pasaje interior de flujo; una entrada para permitir el paso de potencia hacia el pasaje anular entre la boquilla y el miembro tubular.

Número de la Patente: US 6,513,592

Título: Método para consolidar formaciones arenosas utilizando nanopartículas

Inventores: Douglas Espín; Juan Carlos Chávez; Aaron Ranson

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 4 de Febrero de 2003

Resumen:

Método para consolidar una formación no consolidada, incluye los pasos siguientes: proporcionar un pozo perforado en una formación no consolidada; un fluido de consolidación en la forma de una suspensión de nanopartículas, así como colocar ese fluido de consolidación a través del pozo y dentro de la formación no consolidada con el fin de insertar las nanopartículas entre los granos de dicha formación. De esta manera la formación se consolida con el tiempo.



Número de la Patente: 6,511,041

Título: Inserto de una válvula planar divergente

Inventor: Juan Faustinelli

Fecha en la cual fue otorgada la patente: 28 de Junio de 2003

Resumen:

Válvula de producción por presión artificial de gas que comprende un elemento de la válvula con una pared interna que define el paso del flujo y tiene un eje longitudinal, ese elemento de válvula tiene una extremidad de entrada plana y una extremidad de salida, la pared interna diverge de la extremidad de entrada con la de salida para que el paso de flujo pueda incrementarse en el área de la sección transversal desde la primera hasta la segunda.

- Hercilio Rivas** Licenciado en Química egresado de la Universidad Central de Venezuela en 1967, Doctor en Físico Química, mención Fenómenos Interfaciales, del Queen Elizabeth College de la Universidad de Londres (1.982). Profesor Universitario. Investigador de PDVSA Intevep (1982). Asignación en PDVUK (1.987). Investigador invitado por un año (1997-1998) en el Departamento de Ingeniería de Petróleo, de la Universidad de Texas en Austin, Estados Unidos de América. Coautor de 20 patentes de invención, de 50 artículos publicados en revistas científicas internacionales, de 60 presentaciones en Congresos Científicos Nacionales e Internacionales. Orden Mérito al Trabajo en su Primera Clase en 1998. Premio Nacional de Ciencias (1.999). Premio al Desarrollo Tecnológico de la Corporación Andina de Fomento (2000). Premio a la Innovación Tecnológica de PDVSA Intevep (2001). Director Gerente Bitúmenes Orinoco (BITOR) (Febrero 2003 – Octubre 2003). Asesor a la Presidencia de PDVSA Intevep (Noviembre 2003-Noviembre 2004), Jubilado de Petróleos de Venezuela, S.A. desde Noviembre de 2004. Director del Instituto de Estudios Energéticos IEE (desde Julio de 2005). Presidente de PDVSA Intevep(2005-2008), Director de PDVSA desde 2008
- Xiomara Gutiérrez** Lic. en Química de la Universidad Central de Venezuela (1987) y Ph.D. en química de la Universidad Central de Venezuela (1992). Investigador en PDVSA-INTEVEP desde el periodo (1991-2005). Pericia principal: Formulación de emulsiones y dinámica de sistemas dispersos. Durante 8 años (1991-1999) trabajo en el proyecto sobre formulación de nuevas generaciones de Orimulsión®. Coautora de tres patentes en el área. En el periodo (1998-2002) coordinador técnico-científico de las actividades de formulación y formación de microemulsiones de agua en diesel para ser usadas como combustible en motores diesel y disminuir las emisiones contaminantes, del proyecto "Incorporación de agua en combustible diesel". Dos patentes en proceso. Actualmente, líder técnico-científico de los proyectos sobre: "Potenciales usos de emulsiones en el área de producción, transporte y manejo de crudos pesados y extrapesados", "Combustibles Microemulsionados de bajas emisiones contaminantes" y "Industrialización del Tofa para insumos del sector petrolero", perteneciente a un convenio entre CVG y PDVSA.
- Yani Carolina Araujo** Licenciado en Física, Universidad Central de Venezuela, 1987. Doctorado en Física con Mención Honorífica Universidad Central de Venezuela, 1999. Ingresó a Intevep en 1991. Especialista de la Gerencia General de Exploración y Producción en el área de Interacciones Roca Fluido desde 1996. Es miembro del Comité Editorial Técnico de Intevep y del Comité Académico del Programa Educativo Petrolero. Ha sido Responsable de los laboratorios Roca-Fluido y Jefe de Proyectos Técnicos y de Gerencia del Conocimiento. Asimismo, fue Gerente Técnico (E) de Esquemas de Exploración y Planificación. Laboró en la empresa hasta el año 2007.
- Carlos Álvarez** Técnico Superior Universitario en Estructuras, CUM, 1985; Ingeniero Mecánico, Universidad del Zulia, 1989; MBA, Universidad Católica Andrés Bello, 1992. Inició sus labores como Ingeniero de Plantas en el Departamento de Plantas Piloto de Intevep, en 1989. Trabajó en el diseño, modificación y construcción de plantas piloto de refinación y conversión profunda de crudos pesados: Hidrotratamiento, HDH, Coquificación Retardada, Combustión y FCC. Ingresó a Exploración y Producción en 1997 y se inició en el área de simulación de yacimientos de procesos de recuperación mejorada: térmicos y químicos.

- Jefe de Proyecto "LIC AGA Lagocinco" desde el 2000, concluyendo en el 2002 con la realización de la primera prueba de ese tipo en Venezuela. Asignado en 2002 al Rogaland Research en Noruega para estudiar los procesos de Recuperación Mejorada en el Mar del Norte. Desde el 2004 se desempeña en el Departamento EPEE de Intevep, como especialista en Recuperación Mejorada, asesorando e impartiendo cursos relacionados con la especialidad.
- Carlos A. Carrero Durante su carrera ha realizado investigación en el laboratorio de polímeros en la síntesis y medición de las propiedades de los Hidrogeles. Realizó su pasantía con el grupo de polímeros de la Universidad Simón Bolívar (2003) enfocada en la síntesis, mezclas, medición de propiedades mecánicas y reológicas, análisis térmicos y caracterización de materiales poliméricos. En el 2004, comenzó a investigar y desarrollar su trabajo especial de grado en el área de Nanotecnología, específicamente en la síntesis, caracterización y propiedades catalíticas de nanopartículas metálicas suspendidas en solución o soportadas sobre sólidos inorgánicos. Obtuvo su título de Licenciado en Química en la Universidad de los Andes (2005). Actualmente labora en PDVSA Intevep realizando investigación relacionada con procesos de hidroconversión catalítica, emulsiones, nanocatálisis, catálisis ultrasdispersa y caracterización de fases catalíticas empleando técnicas como Microscopía Electrónica de Transmisión, Difracción de Rayos X, Espectroscopia Fotoelectrónica de Rayos X, entre otras.
- (t) Eduardo Casanova Agrónomo, Universidad Central de Venezuela, 1972; Master of Science, Iowa State University, EE.UU., 1977; PhD, Iowa State University, 1979; post doctorado, North Carolina State University, EE.UU., 1983-1984. Se ha especializado en las áreas de ciencia del suelo, fertilización, fertilizantes, nutrición mineral de plantas. Desde 1972 es profesor de la Universidad Central de Venezuela, Facultad de Agronomía, Instituto de Edafología. Es profesor titular jubilado activo en docencia e investigación desde 1998. Fue director del Instituto de Edafología, Facultad de Agronomía, UCV (1979-1981 y 1984-1987). Además fue Coordinador General de investigaciones de la Facultad de Agronomía, UCV (1987-1990) y Coordinador de Postgrado en Ciencia del Suelo, Facultad de Agronomía, UCV (1984-1987). Fue asesor de PDVSA Palmaven, Gerencia de Tecnología. Ha presentado numerosos trabajos en congresos nacionales e internacionales, así como también ha dictado charlas y conferencias en reuniones nacionales a agricultores, técnicos agrícolas, agrónomos y científicos de suelo. Ha divulgado trabajos en revistas científicas nacionales e internacionales y asimismo ha publicado libros, artículos en libros, monografías y libros editados como autor principal o coautor.
- Susana Martínez Lic. en Química, Universidad Central de Venezuela 1997. Dra. En Química de la misma universidad, realizó parte de su tesis Doctoral en el área de nanopartículas catalíticas en la Universidad Central de Venezuela y en el Laboratoire de Chimie de Coordination Toulouse-Francia entre los años 1999-2001. Ocupó el cargo de Investigador por 4 años en el proyecto de la agenda petróleo dedicado a la síntesis, caracterización y pruebas catalíticas de nanopartículas de metales de transición, al mismo tiempo se desempeñó como profesor instructor en los laboratorios de química orgánica. Desde el año 2003 es parte de la plantilla de profesionales de PDVSA Intevep desempeñándose como profesional de soporte en el área de desarrollo de nanocatalizadores para la conversión de residuales de vacío. En el año 2006 PDVSA Intevep le otorgó el reconocimiento Autor Joven del año por su destacada producción editorial y en el año 2007 recibió los premios a la creación e innovación en su primer y tercer lugar.

- Juan Carlos De Jesús Licenciado en Química, Universidad Simón Bolívar, 1984. Se desempeñó como responsable técnico en proyectos de química analítica en la USB e ingreso a Intevep en 1989 en el laboratorio de análisis de superficies, dónde se ha desarrollado como especialista asociado al campo de ciencia de superficies. Su área de competencia técnica se ha centrado principalmente en actividades de Investigación y Desarrollo, participando en la caracterización fisicoquímica de novedosos sistemas emulsionados desarrollados en Intevep para la promoción catalítica en crudos pesados y residuales de reacciones de hidrotratamiento y craqueo catalítico con vapor de agua. Desde el año 2002 ha participado intensamente en el área de gasificación térmica de residuales empleando fuentes renovables, donde se ha mantenido como el representante técnico por Intevep dentro de un convenio internacional que involucra centros de investigación en España y Suiza. Actualmente, es también el coordinador del área de caracterización de catalizadores de la Gerencia Técnica de Refinación.
- David E. Goncalves de S Ingeniero Mecánico, Universidad Simón Bolívar, 2000. MSc. en Ingeniería Mecánica mención Rotodinámica y Vibraciones, Universidad Simón Bolívar, 2003. Se desempeñó como ayudante académico en el Laboratorio de Dinámica de Máquinas de la Universidad Simón Bolívar, 2001 - 2003. Ingresó a INTEVEP S.A. en 2003, en la sección de Banco Motores del Departamento de Calidad de Productos. Ha participado en proyectos de investigación y desarrollo, y en servicios técnicos especializados en el área de lubricantes para motores de combustión interna. Actualmente, se desempeña como coordinador de las pruebas en Banco Motores y de campo del proyecto interno "Incorporación de Agua en Combustible Diesel, Nuevas Formulaciones".
- Migdalia Carrasquero Ingeniero industrial, Universidad José María Vargas(UJMV), Venezuela, 1998; Técnico superior en química, Instituto universitario de tecnología Alonso Gamero(IUTAG), Venezuela, 1991. En ese año ingresa a INTEVEP, S.A, en el departamento de producción, ha participado en proyectos de investigación y asistencia técnica en el área de tratamiento de crudo e investigación de formulación de emulsiones. Actualmente, se desempeña como investigadora en dichas áreas, jefe del sub-proyecto I&D de fenómenos interfaciales y realiza estudios de post-grado de ingeniería Industrial y productividad en la Universidad Católica Andrés Bello (UCAB), Venezuela.
- Luis R Marcano C Técnico superior universitario en procesos químicos, egresado del Instituto Universitario de Tecnología - Región Capital Dr. Federico Rivero Palacio, 1986. Ingresó a INTEVEP, S.A en 1987 en la Sección de Manejo de Crudos del Departamento de Producción donde participa en proyectos de tratamiento de crudos pesados y extrapesados, así como en el desarrollo del combustible Orimulsión®. Actualmente líder técnico - científico en el diseño y escalamiento de los productos obtenidos en el desarrollo de los proyectos: "Potencial uso de la tecnología de emulsiones en área de producción, tratamiento y manejo de crudos" y "Combustible alternativo de bajas emisiones Agua incorporada en Diesel"
- Juan Carlos Oropeza M Técnico Industrial Instituto Licenciado Aranda, 1984, Estudios de TSU en Informática , I.U.T. Isaac Newton, 1992-1994, ingreso a INTEVEP S.A., 1988, en la Sección de Banco Motores del Departamento de Calidad de Productos del Petróleo. He participado en Proyectos de Investigación y Desarrollo, así como de Servicios Técnicos Especializados (STE) en las áreas de Lubricantes y Combustibles Automotores. Actualmente, pertenezco al equipo de trabajo "Proyecto Interno Incorporación de Agua en Combustible Diesel, Nuevas

Formulaciones” y en el Proyecto “Adecuación de Calidad de Gasolina al Mercado Interno”. Adicionalmente, soy responsable de los laboratorios de Banco Motores y .Chasis Dinamométrico.

Fedymar Pereira

Ingeniero Químico de la Universidad Central de Venezuela, 2003. Ingresó en Intevep en el año 2004, en la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos, como profesional en el área de Cementación de pozos. Actualmente, participa en proyectos de desarrollo de sistemas cementantes de baja densidad para aplicaciones en yacimientos agotados y con bajo gradiente de fractura, así como en el área de acondicionamiento de hoyos previo a la cementación primaria.

José Gregorio Tovar

Ingeniero de Petróleo, Universidad de Oriente, 1977. Master en Ingeniería de Petróleo, mención Perforación de Pozos, Universidad de Tulsa, Oklahoma, EEUU, 1991. Se inició en CVP como Supervisor de taladros, Ingeniero de perforación y reparación de pozos. En 1980, fue Supervisor del laboratorio de fluidos de perforación. Fue profesor de las cátedras Perforación de Pozos y Laboratorio de Fluidos de Perforación en la Universidad de Oriente, y presidente de la seccional del Colegio de ingenieros en Anaco. En 1983 es transferido a Intevep como Jefe de Proyectos de Perforación de Pozos. Se desempeñó como Asistente de Investigación en la Universidad de Tulsa Oklahoma, EE UU. Al regresar de EEUU, es designado como investigador de construcción de pozos no convencionales en Intevep. En 1997, es nombrado Asesor de Construcción de Pozos en la División Occidente, en La Salina, Cabimas. Y en 1998, es designado Asesor de Construcción de Pozos en el Distrito Barinas. En 1999, es designado como Gerente de la Comunidad del Conocimiento de Fluidos de Perforación en PDVSA E y P. También es profesor de postgrado en la escuela de Química de la Universidad Central de Venezuela, en la cátedra de Tecnología de Partículas Aplicadas a la Perforación de Pozos. Obtuvo el premio 1999 del INGEPET, Perú. En 2003, es designado Consultor Mayor en la Gerencia de Formación de Capital Nacional en La Campiña, Caracas. y luego, es designado, el mismo año, Gerente de Relaciones con el Entorno del Proyecto Mariscal Sucre (Shell, Mitsubishi y PDVSA). En 2004, es designado Gerente de Perforación de Costa Afuera. En 2005, es designado Gerente de Desarrollo Sustentable en PDVSA CVP Costa Afuera, y simultáneamente se desempeña como Coordinador en el Estado Sucre de la Misión Ribas. Actualmente es Gerente Técnico de Perforación de PDVSA CVP con sede en Puerto La Cruz. Es presidente de Fundaseflu, y de la Sociedad Venezolana de Especialistas de Fluidos. Es miembro de la SPE, SVIP y Sociedad de Ingenieros y Geólogos de Canadá.

Manuel Mas

Licenciado en Química de la Universidad Simón Bolívar y Máster en Bioquímica del Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC). En 1982 se inició como Profesional Asociado a la Investigación en el IVIC. Luego, en 1990, ingresa como Profesional de investigación en el área de fertilizantes del Departamento de Petroquímica en PDVSA Intevep. Posteriormente, en 1995 es designado Especialista en el área de polímeros en solución, dispersión y geles del Departamento de Productos del Petróleo en Intevep. Desde el año 2001 se desempeña como Especialista en el área fluidos de perforación del Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos en Intevep.

María Luisa Ventresca Di Filippo

Ingeniero Químico del Instituto Universitario Politécnico de Barquisimeto, 1982. M. Sc. en Ingeniería Química de La Universidad de Los Andes con especialidad en Físicoquímica de Emulsiones y Fenómenos Interfaciales, 1986. 18 años de experiencia en INTEVEP, trabajando en proyectos de: Recuperación Mejorada, Control de Agua, Orimulsión y Daños a la Formación y Estimulación de Pozos. En ésta última área



se desempeña como Tutor de Pericia y Especialista, tanto en Asistencia Técnica como en Investigación. Ha dirigido un proyecto de Investigación y Desarrollo en el área de Identificación de Mecanismos y Métodos de Remoción de Daños a La Formación así como proyectos de Asistencia Técnica. Posee 2 patentes en el área de Orimulsión y 2 formulaciones clasificadas como secretos comerciales en el área de Estimulación de Pozos. Ganadora del primer puesto en el segundo Ingepet "Mejoras en prácticas operacionales y de explotación de crudos", celebrado en Perú, en 1996 donde se presentaron 99 trabajos. Ha dictado cursos en el área de Daños a la Formación 20 veces desde 1995 hasta el presente. Ha publicado alrededor de 60 Informes Técnicos en INTEVEP y 9 Trabajos presentados en Eventos Nacionales e Internacionales. Trabajó durante 6 meses como investigador invitado en el laboratorio de Fenómenos Interfaciales de la Universidad de Rice (Houston) bajo la dirección del Dr. Clarence Miller, en el área de emulsificación espontánea

José Luis Mogollón

Químico Universidad Central de Venezuela (1981). Doctorado (con honores) en geoquímica (1990), Universidad Central de Venezuela. Postdoctorado en la Universidad de Yale, USA (1993). Ingresó a Intevep en 1995 en el Departamento de Yacimientos. Trabajó como líder del proyecto Uso y Control del Agua para recuperación mejorada de crudo y como tutor del Grupo de Inyección de Soluciones Acuosas de Intevep. Durante 1997 y 1998 fue designado como Gerente de Tecnología para la antigua filial LAGOVEN y como Gerente de Tecnología de Yacimiento para PDVSA EYP. Asimismo trabajó como especialista en PDVSA Intevep y como profesor asociado de la Universidad Central de Venezuela. Laboró en PDVSA Intevep hasta marzo de 2004.

Omayra Zuleika Delgado González

Licenciada en Química, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1998. Doctor en Ciencias, mención Química, Universidad Central de Venezuela (UCV), 2004. En 2003 ingresó a Intevep en la Gerencia Técnica de Residuales y Pesados donde ha participado en el desarrollo de Catalizadores emulsionados para Conversión Profunda de Cargas Pesadas y Residuales. Actualmente integra parte del equipo de Catálisis que labora para las tecnologías HDHPLUS® y AQUACONVERSION®

Ricardo Sardella Palma

Ingeniero Químico, Universidad de Carabobo, 2001. En 2001 ingresó a Intevep en la Gerencia Técnica de Residuales y Pesados donde ha participado como Ingeniero de Procesos de la Tecnología AQUACONVERSIÓN®. Actualmente es estudiante de maestría en Ingeniería Química, Universidad Central de Venezuela (UCV) y de maestría en Refinación, Ingeniería y Gas, Convenio IFP-Intevep. Lideriza el Proyecto de Optimización de la tecnología AQUACONVERSIÓN® desde el año 2006.

Ernesto Velásquez Rodríguez

Ingeniero Químico, Universidad Metropolitana (UNIMET), 2005; Realizó su trabajo especial de grado en Intevep en la Gerencia Técnica de Residuales y Pesados y colaboró con el grupo de Catálisis. Actualmente labora en otras áreas no relacionadas con la Industria Petrolera.

Oneida León

Magister Scientiarum en Geofísica. Mención Prospección, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela. Actualmente está realizando un trabajo de investigación para optar al título de Doctor en Ciencias de la Ingeniería, en la Facultad de Ingeniería de la UCV. Conocimientos en las áreas de Interacción roca-fluido, prospección geofísica, procesamiento de datos geofísicos, Procesamiento de señales de radar



Iraima Josefina Fernández

Recibe el título de Licenciada en Química en la Universidad Simón Bolívar en 1989 y obtiene el PhD en Química en University of Leeds en 1999. Ingresó a PDVSA Intevep y forma parte del grupo de polímeros del departamento de Petroquímica de esa compañía antes de salir para continuar con su postgrado. Comenzó su programa de estudios doctorales en 1995 y trabajó en problemas de investigación relacionados con síntesis, caracterización y evaluación de polímeros en solución bajo la guía del Prof. Anthony Johnson. Después de su graduación pasa a ser investigador asociado del grupo de polímeros en solución, dispersión y geles del Departamento de Producción en PDVSA Intevep hasta el año 2006 cuando deja Intevep. Recibió dos premios, el primero en 1995 por contribución especial a la empresa y el segundo en 2005 por creatividad e innovación. Ha preparado diecisiete artículos para publicaciones y/o conferencias nacionales e internacionales y fue tutor de 6 tesis de pre y postgrado.

Julio Neptali Manzanares Velásquez

Ingeniero Civil, IUPFAN 1991. Especialista en Ingeniería Estructural, UCV, 1997. Especialista en Ingeniería Estructural y sismorresistente, UCV, 2007. Candidato a Doctor en Ingeniería Estructural de la UCV. Ingresó a PDVSA Intevep en 1992, se ha desempeñado en el área de Ingeniería y Sismorresistencia, Evaluación sismorresistente de Instalaciones Existentes, Confiabilidad Estructural ante acciones sísmicas, Proyectos de Refuerzo Estructural de instalaciones industriales. Participa como Líder en Comités Técnicos de Revisión de más de 10 Normas Técnicas de PDVSA en el área de sismorresistencia. Líder de la disciplina en proyectos de Ingeniería Conceptual, Básica y Detalle, participación en Ejercicios de ingeniería de Valor (EIV) y constructibilidad. Es instructor de los Cursos "Aplicación de normas sismorresistentes de PDVSA" y "Aplicación de la Norma COVENIN 1756, Edificaciones sismorresistentes". Ha participado en la elaboración de proyectos ambientales para el tratamiento de aguas de producción mediante BIOHUMEDALES™, Centros para el manejo y tratamiento de desechos petroleros petrolizados, Rellenos de seguridad para desechos peligrosos, Inventarios de pasivos ambientales, etc. Desde el 2005 es custodio tecnológico principal de la Tecnología ENDRILL®. En el año 2006, se hizo merecedor junto a un grupo de compañeros de PDVSA Intevep del Primer Lugar del Premio a la creatividad e innovación 2006, por su participación en la innovación "Transformación de ripios de perforación en agregados para su uso como relleno y vialidad en localizaciones petroleras".

César Alexander Rodríguez

Ingeniero de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 1997. Master of Science: Petroleum Engineering, A&M University, 2004. Magister Scientiarum: Ingeniería de Petróleo, Universidad LUZ, 2006. Labora en Petróleos de Venezuela, S. A. desde 1996. Ha desempeñado diversos cargos en las siguientes áreas: Modelaje Estático y Dinámico de yacimientos en el Lago de Maracaibo, Caracterización y análisis del sistema roca-fluido, Análisis de presión y producción de yacimiento, Balance de Materiales, Estimación de Reservas de Petróleo y Gas, Modelos de simulación 3D, Optimización de los Planes de Explotación para Maximizar el Recobro de los Yacimientos, Monitoreo proyectos de recuperación secundaria, Base de Recursos, Presupuesto y Plan de Negocio Corporativo, Manejo de bases de datos y almacenamiento de información de pozos, tutoría de tesis. Desde 2006 se desempeña como líder del Proyecto Fases I, II y III SB/C-7 Flanco Oeste, Estudios Integrados Lagomedio.

Rafael Belisario

Ingeniero de Materiales de la Universidad Simón Bolívar, 2001. Maestría en Exploración y Producción de Hidrocarburos en el Instituto Superior de la Energía, Madrid España, 2006. Ingresó en PDVSA en 2002 en la Gerencia de Perforación del Distrito Sur San Tomé desempeñándose como Ingeniero de Perforación en



los campos de Bare y Melones. En 2004, ingresa a la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos de Intevep participando en proyectos de perforación de pozos altamente inclinados y rehabilitación de pozos con problemas de arenamiento.

Grace Somogyi

Ingeniero Químico de la Universidad Simón Bolívar, 2000. Maestría en Ingeniería Química en la Universidad Central de Venezuela, 2003. Ingresa a la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos de Intevep en 2004 desarrollándose en las especialidades de perforación y rehabilitación de pozos, metodologías para el control de arena y evaluaciones de completaciones para pozos sometidos a procesos térmicos.



PDVSA
INTEVEP

100ml

80ml

20°C

60

40

¡Ahora la renta petrolera es para el Pueblo!



PDVSA



Visión Tecnológica es una publicación de carácter tecnológico y científico en materia petrolera, petroquímica y afines, cuyo objetivo primario es difundir las innovaciones tecnológicas y científicas del personal de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera venezolana, en el ámbito nacional e internacional.

En esta revista serán publicados:

- artículos de carácter tecnológico y científico, los cuales describen un conjunto de conocimientos técnicos, producto de actividades de investigación, asistencia e ingeniería; o de la experiencia de trabajo, que permitan crear o mejorar un proceso, un producto o una técnica;
- revisiones del estado del arte en temas de carácter tecnológico;
- comunicaciones cortas relacionadas con avances y nuevas técnicas desarrolladas o empleadas en la Industria;
- alertas tecnológicas sobre tópicos de interés particular;
- notas breves, eventos tecnológicos y noticias relativas al área.

Las siguientes normas rigen la revista Visión Tecnológica y son de obligatorio cumplimiento por los autores:

Idiomas oficiales: Los idiomas aceptados son el castellano y el inglés.

Derechos de autor: El envío del trabajo por el autor y su aceptación por el Comité Editorial Técnico representan un contrato por medio del cual se transfieren los derechos del autor a la revista Visión Tecnológica.

Envío de trabajos: Se aceptarán trabajos inéditos no publicados, anterior o simultáneamente en otras revistas. Deberán ser enviados a la Secretaría del Comité Editorial, ubicada en el Centro de Información Técnica (CIT), Intevp, S. A., en Los Teques, en papel o por correo electrónico (comiteeditor@pdvsa.com). A los efectos de facilitar el proceso de producción, se sugiere utilizar para la elaboración de los trabajos, programas editores que funcionen en ambiente Windows 95, o superior, o sus similares en Macintosh.

Los textos se prepararán en formato tamaño carta, a doble espacio y con todas sus páginas numeradas. Los artículos deberán contener entre 6 y 40 cuartillas, las revisiones entre 40 y 60, las comunicaciones cortas y alertas tecnológicas entre 2 y 5, y las notas breves y noticias, un máximo de 1 cuartilla.

Los artículos y las revisiones serán arbitrados. La publicación del resto del material será potestad del Comité Editorial Técnico.

Título del trabajo: El título completo del trabajo deberá aparecer centrado y en mayúsculas, seguido del nombre del autor y el departamento u organización a la que pertenece. Aparte se colocará el título completo traducido al otro idioma.

Subdivisiones del trabajo: El autor puede subdividir su trabajo de la manera que estime conveniente. Un artículo típico consta de las siguientes partes: (i) título del trabajo; (ii) resumen; (iii) abstract; (iv) cuerpo del trabajo; (v) agradecimientos; (vi) referencias. Debe evitarse el uso de notas al pie de página.

Resumen: Es la representación abreviada del contenido de un documento. Incluye el objetivo principal, la metodología, los resultados y las conclusiones. En el caso de artículos y de las revisiones del estado del arte, su extensión debe oscilar entre 200-250 palabras, y en el caso de comunicaciones cortas, no debe contener más de 100 palabras. El resumen se incluirá tanto en español como en inglés.

Cuerpo del trabajo: Consta de i) un enunciado introductorio, el cual formula el objeto del trabajo y hace referencia a los antecedentes y al alcance; ii) el desarrollo del trabajo propiamente dicho; iii) los resultados, en los que se presenta una explicación e interpretación precisa de los hallazgos; y iv) las conclusiones, donde se describe las implicaciones de los resultados y su relación con el objetivo propuesto. Estas deben ser concisas y no constituir una repetición resumida de la discusión de los resultados. Es posible incluir, en recuadros, información adicional o de soporte, la cual complementa la información presentada en el texto central, pero independiente de éste.

Agradecimientos: Serán muy breves y sólo se incluirán aquellas contribuciones substanciales para el desarrollo del trabajo.

Referencias: Los trabajos citados deben ser de dominio público, fácilmente accesibles. Las referencias se registrarán según la norma ANSI. Se colocarán al final, y serán ordenadas según su aparición en el texto. Las llamadas se harán después de cada cita y entre corchetes. La abreviación de los títulos seguirá las normas del Chemical Abstracts Service Source Index (CASSI). A continuación, se muestran ejemplos de referencias: 1) monografía, 2) capítulo de una

monografía, 3) publicación periódica, 4) congreso, 5) patente.

1. Dart, R.K.; Stretto, R.J. Microbiological aspects of pollution control. Elsevier Scientific, Amsterdam, 1977.
2. Bluck, B.J. Introduction to sedimentology. En: Eglinton, G; Murphy, M.T.J. eds., Organic chemistry. Springer-Verlag, Nueva York, 1969, pp. 245-261.
3. Galya, L.G.; Suatonil, J.C. Rapid SARA separations by high performance liquid chromatography. J. Liq. Chrom, 3(2):229-242, 1980.
4. Abdul, M.F.S.; Eyre, T.S. Wear coatings on aluminium and its alloys. Bucklow, I.A. ed. The First Int. Conf. on Surface Engineering, 1985, June 25-28; Brighton. Cambridge: The Welding Institute; 1986; 1:203-222.
5. Arias, B. y col.. Hydrocracking catalyst. U.S. patent 4,499,202, 1986.

Ilustraciones: Se mencionarán en el texto. Las figuras se colocarán en páginas separadas, cada una debidamente identificada, y no deberán ocupar más del 50% de la extensión total del trabajo. Debe evitarse el exceso de espacios blancos en las ilustraciones.

Si se utilizan fotografías, se elaborarán en papel brillante con buen contraste en los tonos y se colocará la leyenda correspondiente por la parte posterior de la foto.

Tablas: Se incluirán igualmente en páginas separadas, con sus respectivos títulos, y se mencionarán en el texto. Cada columna tendrá un encabezamiento que incluya las unidades de medición. No se usará rayado alguno, excepto líneas horizontales para el encabezamiento.

Unidades de medida: Se empleará el Sistema Internacional de Unidades (SI), salvo en el caso de unidades de uso frecuente por la industria petrolera. Las unidades serán abreviadas solamente si las preceden cifras numéricas. Las abreviaturas no son seguidas por puntos.

Pruebas de galera: Las pruebas serán enviadas al autor para correcciones con respecto al manuscrito original (el cual no podrá ser alterado). Las pruebas corregidas deberán ser devueltas en un plazo no mayor de 5 días.

Separatas: Se entregarán 20 separatas de cada documento mayor de 6 cuartillas.



Publicación de PDVSA Intevep
Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico
Filial de Petróleos de Venezuela S.A.