

Nota del editor

Se concluye una nueva etapa en la realización de esta importante revista que presenta el trabajo creador de los profesionales de Petróleos de Venezuela (PDVSA) y sus empresas filiales. En esta ocasión, compete a Visión Tecnológica (VT) llevar al lector una edición especial para informar los avances en tecnologías de PDVSA en el área de construcción, rehabilitación y mantenimiento de pozos de producción en las grandes cuencas petrolíferas de Venezuela.

Desde hace mucho tiempo, PDVSA ha venido adaptando y desarrollando tecnologías que permitan la máxima creación de valor en la construcción de pozos. Un ejemplo de la tenacidad del profesional técnico y científico de esta corporación, se visualiza en las múltiples y variadas soluciones tecnológicas en el área de fluidos de perforación. El lector encontrará las variadas soluciones tecnológicas desarrolladas y su impacto en la reducción de costos y cuidado al medio ambiente. Además de ello, se diserta sobre la importancia que tiene para Venezuela la adaptación y masificación de cementos espumados, y cual ha sido el aprendizaje; del conocimiento adquirido en la erosionabilidad y comprensibilidad de revoques de fluidos de perforación y sus efectos en mantenimiento de pozos. Además de otros artículos de gran interés en la materia; también, se presenta con mucho estilo, el aspecto ambiental que puedan tener los rípios de perforación y las múltiples soluciones encontradas para su disposición en variadas formas, de modo de evitar la creación de pasivos ambientales.

El lector encontrará en este número de VT, una fuente de gran contenido técnico en mantenimiento de pozos, que invitamos le sea de gran valor para ampliar el conocimiento y facilitar las mejores prácticas en esta materia. Sus sugerencias o preguntas serán muy bien recibidas a la dirección del correo paezd@pdvsa.com. y esperamos que esta revista tenga la aceptación y el menester de informarle e instruirle en materia tecnológica, como siempre ha sido nuestro compromiso.

Daniel Páez
Editor técnico

Artículos

85

Tecnologías PDVSA en Construcción de Pozos

PDVSA Technologies in Well Construction

Jorge Robles y Doris Pestana

99

Evaluación de la Metodología Integral de Perforación en la Sección 12 1/4" de Pozos Exploratorios en el Bloque Aloctono del Norte de Monagas

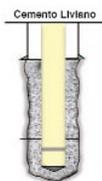


Integrated Methodology Evaluation in the 12 1/4" Drilling Section of the Exploratory Wells in the Aloctonous Block of the North of Monagas

Delcio De Santana, Gustavo Suárez, Alejandro Lagreca y Fernando Rovira

109

Adaptación y Masificación de Cemento Espumado en Venezuela: Aplicación de Curva de Aprendizaje

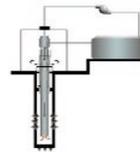


Adaptation and Massive Implementation of Foamed Cement in Venezuela: Learning Curve Application

Juan F. Soto, María Centeno, María Inmaculada García, Oliver González, Sandra Rodríguez y Edween Chirinos

121

Erosionabilidad y Compresibilidad de Revoques de Fluidos de Perforación y sus Efectos en el Logro del Aislamiento Zonal Requerido en el Pozo

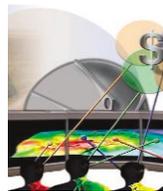


Erodability and Compresibility of Drilling Mud Cakes and their Effect in the Achievement of the Required Zonal Isolation in the Well

Rafael A. Bolívar, José G. Tovar, Vicente Ciccola, Alejandro Chacón, Carlos Sánchez y Paul Castillo

137

Oportunidades en el Uso de Datos, Información y Conocimiento para Optimizar los Procesos de Construcción y Rehabilitación de Pozo en PDVSA



Opportunities in the Use of Data, Information and Knowledge to Optimize the Processes of Well Construction and Workover of Wells in PDVSA

Angel Vivas, Javier Ramírez, Marisela Sánchez, Alejandro Lagreca, Aaron Ranson, Karen Hernández, Justo Matheus, Pedro Acuña y Delcio De Santana

149

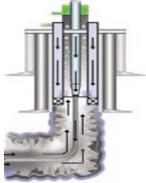
Aspectos Ambientales en Perforación



Environment Aspects in Drilling

Luis F. Sánchez, Carmen Infante, Fernando Liendo, Gisela Sánchez, Nydia León, María M. Esclapes, Asunción Martínez, Miguel González, Eddie Zorrilla, Mauro Briceno y Nicolás Morena

Noticias

157**Incremento de la Productividad de Yacimientos Aplicando la Tecnología de Perforación Bajo Balance**

Reservoir Productivity Increase Applying the Underbalanced Drilling Technology

Manuel A. Dávila, Pedro Acuña, Armando Blanco y Rossmary Villegas

Estado del arte

169**Fuentes de Fallas en la Tecnología de Cementación de Pozos**

Failure Sources in Well Cementing Technology

Rafael A. Bolívar, María Centeno, Vicente Ciccola y Wilfredo Rodríguez

191**Tecnologías Emergentes en Perforación para Formaciones Duras y Difíciles de Perforar**

Emergent Technologies in Hard to Drill Formations

Alejandro Lagreca, Yelitza Sorrentino, Gustavo Suárez, Heriberto Echezuría y Humberto Figueroa

203**Experiencias y Resultados de la Aplicación del Proceso de Inteligencia Tecnológica para Delimitar el Entorno Tecnológico del Área de Prevención de Migración de Fluidos en Cementación de Pozos Petroleros**

Experiences and results of the technological Intelligence Process Application to Define the Technological Frontiers of the Area of Fluid Migration Prevention in Oil Well Cementing

Carmen Ramírez y Sandra Rodríguez

TECNOLOGÍAS PDVSA EN CONSTRUCCIÓN DE POZOS

T
E
C
N
O
L
O
G
I
A

Jorge Robles⁽¹⁾ y Doris Pestana⁽¹⁾

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

Desde hace varios años, investigadores, ingenieros y técnicos del área de Construcción y Mantenimiento de Pozos en PDVSA Intevep, en conjunto con ingenieros de la División PDVSA E y P, han dedicado grandes esfuerzos al desarrollo, adaptación e implantación de tecnologías que conduzcan a la máxima creación de valor durante la construcción de pozos, principalmente en las áreas de fluidos de perforación, completación y rehabilitación, cementación de pozos y tratamiento y disposición de ripios. Todas estas tecnologías están disponibles comercialmente a través de licencias de manufactura y aplicación, otorgadas respectivamente a fabricantes y empresas de servicio, líderes en sus respectivas áreas. En el presente artículo se hace una revisión de dichas tecnologías, destacando sus ventajas competitivas e impacto dentro del negocio petrolero y se resaltan los esfuerzos que se realizan actualmente en nuevos desarrollos dentro de una de las áreas tecnológicas más relevantes del portafolio de Investigación y Desarrollo de PDVSA Intevep, la captación, adaptación y desarrollo de tecnologías que contribuyan a asegurar el éxito en las diferentes etapas de planificación y ejecución de la construcción y mantenimiento de pozos.

For several years, researchers, engineers and technicians of Well Construction and Maintenance area of PDVSA Intevep, and engineers from PDVSA E&P Division, have exerted great efforts for the development, adaptation and implementation of technologies to create maximum value mainly in areas such as drilling fluids, completion and workover fluids, well cementing, and drilling cuttings treatment and disposal. All these technologies are nowadays commercially available, under manufacturing and contracting licenses, granted to leader manufacturers and service companies, respectively. This paper presents a review of these technologies, showing their competitive advantages and impact on the oil business. Also, efforts currently carried out for new developments in one the most important technological areas of R&D portfolio of PDVSA Intevep are presented, namely the capture, adaptation, and development of technologies to guarantee the success in the different planning and execution stages of well construction and maintenance area.

PRINCIPALES RETOS TECNOLÓGICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN PDVSA

En el negocio de explotación de petróleo y gas, el capital destinado a la perforación de pozos representa el porcentaje más significativo del presupuesto de inversiones. Por esta razón, la optimización de los procesos relacionados con la planificación y ejecución de este tipo de operaciones, ofrece una gran oportunidad para incrementar la rentabilidad del negocio.

A menudo en el pasado, esta oportunidad ha sido interpretada como una apremiante búsqueda de nuevas maneras de reducir los costos de perforación, lo cual no necesariamente conduce a los máximos beneficios. Al medir el éxito del proceso esencialmente en términos de tiempo de perforación y costos de materiales, se pueden obviar importantes parámetros, tales como la productividad y la continuidad operativa de los pozos. Asimismo, si no se cuenta con herramientas que permitieran evaluar de manera objetiva y rigurosa los niveles de riesgo y confiabilidad, se corre el peligro de emplear materiales, equipos y procedimientos operacionales que, si bien parecen mejorar los indicadores financieros del proyecto durante la etapa de planificación y evaluación económica, al momento de la ejecución comprometen el éxito volumétrico o incluso la integridad total del activo.

En la Fig. 1 se muestra un resumen de los principales aspectos que deben ser considerados al momento de generar la estrategia que conduzca a la máxima creación de valor durante la perforación de los pozos.

Desde hace varios años, un grupo de investigadores, ingenieros y técnicos en el área de Construcción y Mantenimiento de Pozos en PDVSA Intevep ha trabajado en el desarrollo, adaptación e implantación de tecnologías que apuntalen el logro de todos estos objetivos en las operaciones de PDVSA y sus aliados estratégicos. Como resultado de este esfuerzo, se han desarrollado varias tecnologías, principalmente

en las áreas de fluidos de perforación y rehabilitación, de cementación y de tratamiento y disposición de rípios, las cuales se encuentran disponibles en sus versiones comerciales a través de licencias de manufactura y aplicación, otorgadas a fabricantes y empresas de servicio líderes en sus respectivas áreas. En las siguientes secciones se presenta un resumen de estas tecnologías, haciendo especial énfasis en sus ventajas competitivas dentro del marco del negocio petrolero venezolano.



Fig. 1. Principales aspectos a ser considerados en la creación de valor durante el proceso de perforación de pozos.

TECNOLOGÍAS DE PDVSA DISPONIBLES PARA MASIFICACIÓN

Tecnologías de fluidos de perforación, completación y rehabilitación

Más allá del hecho de que los costos asociados a fluidos de perforación representan en promedio un 12% del presupuesto total de perforación de pozos, su relevancia se acentúa debido a que las consecuencias directas de cualquier falla en su selección, formulación o aplicación pueden ocasionar grandes problemas, tales como derrumbe del hoyo, pérdida de circulación, pega diferencial, daño crítico a la formación y una gran variedad de problemas ambientales. Es por esta razón que la estrategia utilizada por PDVSA Intevep en el desarrollo de este tipo de fluidos ha estado orientada a mantener costos competitivos, pero asegurando siempre la confiabilidad y estabilidad de los sistemas, observando en todo momento los más rigurosos criterios de conservación ambiental.

BIODOIL® el aceite mineral ambiental

Los fluidos de perforación base agua han sido desde siempre considerados los menos dañinos para el ambiente, especialmente al compararse con fluidos como el Diesel o el "gasoil", los cuales por sus altos contenidos de aromáticos son muy poco biodegradables, causando serios problemas a los ecosistemas donde sean descargados. Sin embargo, el uso del agua como base para fluidos de perforación y rehabilitación no es factible en muchos casos debido, principalmente, a la incompatibilidad con formaciones lutíticas. Con este objetivo en mente, a partir del año 1996 se realizaron los estudios y ensayos que llevaron al desarrollo de BIODOIL®, un aceite mineral desaromatizado (AMD) no tóxico y biodegradable para la formulación de fluidos de perforación, completación y rehabilitación de pozos [1].

En la Tabla 1 se muestra los datos toxicológicos para este fluido y rípios de perforación, no tratados y biotratados, y su comparación con fluidos base Diesel [2].

Desde 1997, PDVSA Intevep ha mantenido una alianza comercial con la empresa VASSA, con el fin de cubrir la demanda de BIODOIL® para la preparación de fluidos de perforación y rehabilitación a nivel nacional [6].

Como parte de la evaluación ambiental durante el desarrollo de este producto, se analizaron rípios impregnados con altas concentraciones de BIODOIL®, demostrándose que no afectaba el desarrollo de las plantas. En la Fig. 2 [2,3] se muestra el resultado de la prueba de biodegradación aeróbica, obteniéndose una relación entre la Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) y la Demanda Química de Oxígeno (DQO) mayor al 60%, lo cual cumple con los requerimientos de la norma OEDC 301-D.

Hoy en día, BIODOIL® se aplica para la preparación de sistemas de fluidos base aceite y emulsiones de todas las empresas de fluidos de perforación y rehabilitación que prestan servicios en Venezuela, incluyendo en dicha aplicación otros sistemas o aditivos desarrollados por PDVSA, tales como INTEFLOW® e INTOIL®, entre otros. Durante el año 2001 se aplicaron más de 25 MTM de BIODOIL® a escala nacional y se mantuvo una participación de más del 60% del mercado de aceites no tóxicos para perforación en Sur América.

GREENOIL® el aceite amigo de ecosistemas sensibles

GREENOIL® es un aceite esterificado de origen vegetal, desarrollado como base para la formulación de fluidos de perforación base aceite. Por ser un producto no tóxico (Tabla 1) y biodegradable aeróbica (Fig. 3) y anaeróbicamente [2], su uso es especialmente recomendado en ecosistemas altamente sensibles, tales como pantanos y localizaciones costa afuera. Este fluido de perforación fue utilizado para la construcción del

Tabla 1. Datos toxicológicos para los diferentes fluidos y rípios de perforación no tratados y biotratados.

Tipo de fluido	Fluido	Ripio no tratado	Criterio de toxicidad (fluido y ripio no tratado)	Ripio biotratado	Criterio de toxicidad ripio biotratado
		CL ₅₀ ^a (mg/l)		CL ₅₀ ^a (mg/l)	
BIODOIL® (Base aceite mineral)	>100.000	>100.000	No tóxico	>100.000	No tóxico
GREENOIL® (Base aceite de palma)	60.300	>100.000	No tóxico	>100.000	No tóxico
Foamdrill™ (Fluido espumante)	94.300	>100.000	No tóxico	No aplica	No tóxico
Diesel	1.094	18.600	Tóxico	60.400	No tóxico

a: Concentración letal media después de 96 horas de exposición del bioindicador (camarón *Penaeus Vannamei*) a las diferentes muestras evaluadas. No tóxico CL₅₀ >30.000 mg/l. [3-5].

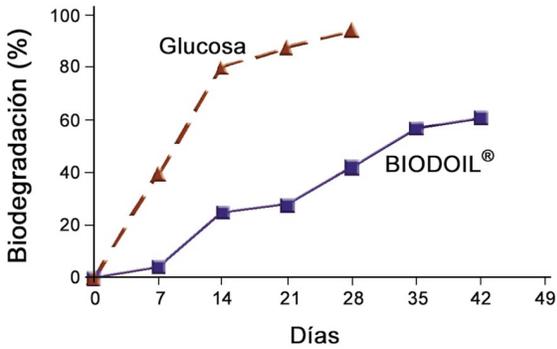


Fig. 2. Resultados de prueba de biodegradabilidad para BIODOIL® [2,3].

hoyo de 12" en un pozo del Campo El Furrial en el año 1998, con excelentes resultados. Los rípios recolectados de este pozo fueron utilizados igualmente para la prueba piloto de disposición a través de inyección somera en turberas inundadas y de arcillas blandas de la región natural del Delta del Orinoco, comprobándose la integridad de los bulbos de inyección, así como la biodegradabilidad anaeróbica de los rípios en esta zona tipo pantano.

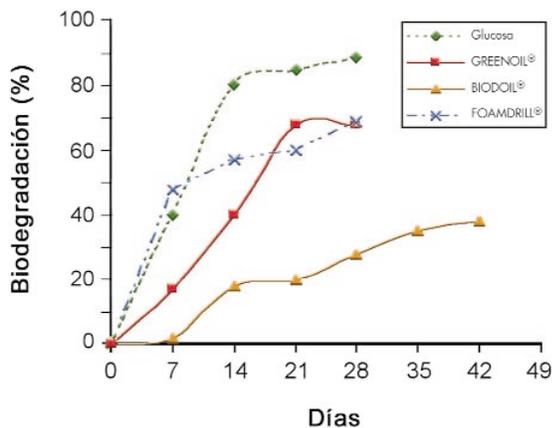


Fig. 3. Biodegradación aeróbica de diferentes fluidos a través del tiempo [3].

LITEDEN® el reductor de densidad

LITEDEN® es un agente reductor de densidad, compuesto por microesferas huecas de vidrio, desarrolladas y fabricadas por la firma 3M, con un amplio espectro de tamaño, para explotar yacimiento de baja presión. Puede ser empleado en la formulación de los fluidos de perforación y rehabilitación INTOIL®, INTEFLOW® [7], o combinarse con otros comercialmente disponibles [8], para lograr densidades entre 5,5 y 8,0 lpg. Dentro de sus ventajas competitivas con respecto a otros métodos de reducción de densidad, se encuentra que no posee limitaciones de temperatura, puede seleccionarse la resistencia de las esferas para presiones

de aplicación de hasta 10.000 lpc y a diferencia del uso de fluidos aireados, no requiere compresores ni controladores de aire.

INTEFLOW® la emulsión estable

INTEFLOW® es un fluido de perforación, completación y rehabilitación de pozos para acceso a yacimientos de baja presión. INTEFLOW® es una emulsión de aceite en agua, térmicamente estable hasta 300°F con densidades entre 7,3 y 11,0 lpg [9, 10].

Dentro de las ventajas que presenta este sistema se encuentran:

- Excelentes propiedades reológicas
- Alta estabilidad térmica
- Bajo daño a la formación
- Excelente lubricidad
- Ideal para yacimientos de baja presión
- Re-usable
- Costo competitivo
- Fácil de manejar y mantener
- Ambientalmente amigable.

A partir del éxito obtenido con este producto y gracias a sus adecuadas características físico-químicas, se han desarrollado dos versiones adicionales para expandir su intervalo de aplicación a densidades menores. Una de ellas es la tecnología de INTEFLOW® Aireado [11, 12], en la cual se incorporan burbujas de gas en la fase acuosa, a través de mezcladores estáticos, de fácil manejo y control, obteniéndose alta estabilidad térmica, alta tolerancia a la contaminación, excelente lubricidad y capacidad de acarreo de rípios. Con esta versión es posible reducir la densidad del fluido hasta 5 lpg.

La otra versión de aplicación se denomina INTEFLOW® LITEDEN® [7] y consiste en el uso de microesferas de vidrio huecas (LITEDEN®) en la fase acuosa, lo cual permite obtener densidades entre 5,7 y 7,0 lpg. Esta tecnología es una excelente alternativa para aquellos casos donde el uso de compresores o equipos de generación de nitrógeno estén limitados por razones operacionales o logísticas.

Desde 1996, se han realizado más de 200 aplicaciones con las diversas opciones de la tecnología INTEFLOW®, en la perforación, completación y rehabilitación de pozos en yacimientos de baja presión, entre 2,500 y 11,500 pies de profundidad, para crudo pesado, liviano, condensado y gas. Entre las Unidades de Explotación de PDVSA donde se ha aplicado esta tecnología con excelentes resultados se encuentran Lagunillas Lago, Lagocinco, Tía Juana, Apure, Anaco, San Tomé y Morichal [7, 8, 11, 12].

Actualmente, las empresas de Servicio Baker Hughes, PEVSA, Baroid, TBC Brinadd, MUDCO y MI Drilling cuentan con licencia y capacidad técnica para la aplicación de esta tecnología. Los materiales requeridos

para su formulación son fabricados por Clariant de Venezuela, bajo licencia de manufactura otorgada por Intevep, S. A.

FOAMDRILL™ la espuma estable

FOAMDRILL™ consiste en una formulación de espuma base agua, con densidades entre 1,2 y 4,0 lpg, diseñada para ser utilizada como fluido de perforación y rehabilitación para pozos en yacimientos de baja presión [13, 14]. Dentro de las principales virtudes de este sistema se tienen:

- Alta resistencia a la temperatura (280°F)
- Gran tolerancia a contaminantes (50 % v/v de crudo, 3 % p/v de sales monovalentes y 0,5% p/v de sales divalentes).
- Excelentes propiedades reológicas, las cuales le confieren una gran capacidad de acarreo .
- Reversibilidad química, lo cual es de suma importancia para facilitar la formación y destrucción de la espuma. Esto permite lograr un alto número de ciclos de regeneración.
- Baja toxicidad y alta biodegradabilidad (Tabla 1 y Fig. 3).

La prueba piloto de este sistema se realizó en el Campo La Paz (Unidad de Explotación Tierra Oeste), el cual se caracteriza por bajas presiones de yacimiento (2 a 3 lpg en las calizas fracturadas del Cretáceo y 3 a 4 lpg en las rocas ígneas y metamórficas altamente fracturadas del Basamento). En este campo se habían observado serios problemas de pérdidas de circulación, bajas tasas de penetración y alto daño a la formación en pozos perforados con técnicas convencionales. Con el uso de FOAMDRILL™ fue posible duplicar la tasa de perforación en las secciones de Cretáceo y Basamento, eliminando por completo los problemas de pérdidas de circulación [15].

Actualmente, PDVSA Intevep se encuentra en proceso de licenciamiento de esta tecnología, para lo cual se ha convocado a todas las empresas que prestan servicio en el ámbito nacional en el área de fluidos de perforación para operaciones bajo balance a participar en su comercialización y masificación en PDVSA.

INTECARB® el "puenteante" efectivo

Este producto, distribuido a través de dos diferentes marcas comerciales (INTECARB® y CARBINT®), es un carbonato dolomítico (CaCO_3 y MgCO_3) de distribución granulométrica controlada, para ser empleado como aditivo densificante y puenteante en fluidos de perforación, completación y rehabilitación de pozos. Se encuentra disponible en tamaños

bien definidos en intervalos discretos de 5 μm , desde 10 a 65 μm .

Para su efectiva aplicación, INTECARB® utiliza una metodología que selecciona la granulometría del material puenteante de acuerdo con las características petrofísicas de las formaciones productoras. Esto ha permitido un importante éxito volumétrico en pozos en formaciones como Naricual y El Jabillo del campo El Furrial, donde se ha obtenido hasta el doble de la producción inicial estimada.

Adicionalmente, por tratarse de un producto 100% venezolano, ha permitido la reducción de los costos por eliminación de fletes y reducción en el mantenimiento de inventarios.

INTOIL® fluido de perforación base aceite para aplicaciones APAT

INTOIL® es un sistema que puede ser empleado como fluido de perforación 100% aceite, o como emulsión de agua en aceite, estable en condiciones de altas temperaturas (hasta 400°F para 100% aceite y 350°F para la emulsión) y altas presiones. De esta manera, mantiene sus propiedades reológicas y de control de filtrado, lo cual le confiere importantes ventajas sobre otros fluidos convencionales basados en la combinación de aceite con arcillas organofílicas [16, 17]. Adicionalmente, reduce los efectos de abrasividad y erosión ocasionados por el material densificante.

Las principales áreas de aplicación son las formaciones sensibles al agua, tales como aquellas que presentan alto contenido de lutitas, o las operaciones a temperaturas superiores a 300°F.

La experiencia de aplicación ha demostrado que constituye una excelente solución a los problemas de perforabilidad en formaciones arcillosas, tales como las encontradas en Coporo-12 [17], Galileo II, Open 33-CA-106 y 107 [18]. Adicionalmente, ha permitido ahorros en tiempos de perforación, control de filtrado y daño a la formación en el Bloque III de Lagotrecó.

Dentro de las más recientes éxitos en la aplicación de este sistema, se tiene la reducción dramática en los niveles de abrasividad y erosionabilidad observados en fluidos con alto contenido de ORIMATITA®, en el pozo Motatán 62-ST.

En la actualidad, las empresas de Servicio Baker Hughes, TBC Brinadd, Baroid, INPARK Drilling Fluids y MI Drilling cuentan con licencia y capacidad técnica para la aplicación de esta tecnología. Los materiales requeridos para su formulación son comercializados por Clariant de Venezuela, bajo licencia de manufactura y comercialización otorgada por Intevep, S.A.

ORIMATITA® el peso pesado de los densificantes

La ORIMATITA® es un densificante elaborado a base de hematita para fluidos de perforación y lechadas de

cemento de alta densidad [19, 20]. Este producto tecnológico fue desarrollado en Intevep como respuesta al agotamiento de yacimientos y disminución de la calidad de la barita importada. Frente a este escenario, se vislumbró una excelente oportunidad para sustituir el uso de la barita importada y al mismo tiempo promover la participación del capital local en el sector industrial petrolero y desarrollar el potencial de exportación con la consecuente generación de divisas. Todo esto basado en unas reservas estimadas de hematita en Venezuela de cerca de 260 MMTM.

Al comienzo de la década de los 90, cuando se inició el desarrollo de este producto, el plan de explotación de PDVSA se basaba en la construcción de pozos verticales, para cuya ventana de aplicación la ORIMATITA® resultaba absolutamente adecuada desde todos los puntos de vista. Sin embargo, con el desarrollo de nuevas arquitecturas de pozos y la necesidad del uso de equipos de fondo para perforación direccional, surgieron serios problemas de abrasión y erosión que se traducían en el desgaste acelerado y la falla de los componentes claves dentro del sistema direccional. Por esta razón, a partir del año 2000, se concentra un importante esfuerzo en PDVSA Intevep para reducir los problemas de abrasión y erosión ocasionados por la ORIMATITA®, obteniéndose una formulación a finales del 2001, que combina los efectos de una definición mas adecuada de la granulometría con el uso del aditivo INTOIL® - P como reductor de abrasión. Con esta combinación se ha logrado reducir los valores de abrasividad y erosión por debajo de la observada con la barita convencional, ampliando la ventana operacional de ORIMATITA® en pozos direccionales hasta 15,8 lpg y 430 gpm. (Fig. 4).

La planta de ORIMATITA® está ubicada en Maturín y es operada por Baker Hughes Inteq, bajo licencia de manufactura y comercialización exclusiva (Fig. 5).

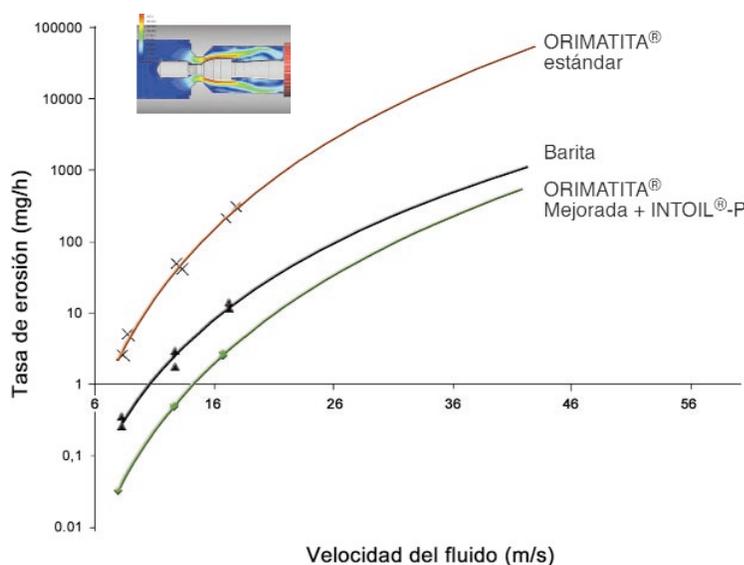


Fig. 4. Comparación de resultados de erosionabilidad a escala laboratorio para ORIMATITA® y barita.

CARBOLIG®

CARBOLIG® es un lignito naturalmente oxidado, parcialmente soluble, usado para reducir la pérdida de filtrado y deflocuar lodos base agua. Contribuye a la formación de un revoque de filtrado delgado y de baja permeabilidad, mejorando la calidad del mismo. En sistemas de lodos de perforación dispersos, actúa como un aditivo coadyuvante de la acción deflocuante del lignosulfato, siendo además un excelente emulsionante de aceite en agua. Se utiliza para el control reológico y estabilización de las propiedades de lodos de perforación base agua expuestos a altas temperaturas.

Adicionalmente, es efectivo en el tratamiento de lodos contaminados por cemento, reduciendo su pH y viscosidad. Este producto es manufacturado y comercializado por PROMIVECA, bajo licencia de manufactura y está disponible para todas las operaciones sin necesidad de licencia de aplicación.

CARBOLIG® ha sido utilizado en los servicios prestados a PDVSA por las compañías de servicio Baker Hughes Inteq, TBC Brinadd, MI Drilling Fluids, Inpark Drilling Fluids, Global Drilling y Mudco, S.A.

TECNOLOGÍAS EN CEMENTACIÓN Y AISLAMIENTO ZONAL

El logro de un aislamiento zonal efectivo y duradero en el tiempo es fundamental para obtener pozos productores de gas y petróleo eficientes. Este objetivo es alcanzado normalmente a través de las operaciones de cementación primaria, cuyo éxito depende tanto del adecuado diseño y ejecución del trabajo por personal capacitado, utilizando herramientas de planificación que simulan lo mejor posible el proceso, al considerar los parámetros físicos y químicos involucrados, así como de la utilización de cementos y aditivos de la mejor calidad y desempeño.

FORTEX®

Cementos de calidad superior

FORTEX® es la marca comercial que identifica la producción nacional, por parte de la empresa Cementos Caribe, de cementos Clase B y G de calidad controlada, que superan las especificaciones de la norma API SPEC 10A, con baja variabilidad de propiedades químicas y físicas entre lotes, (Fig. 6). Hasta el momento se han producido 58 lotes de cemento clase B, para una cantidad total aproximada de 70 MTM. Las lechadas preparadas con estos lotes y aplicadas principalmente en las zonas de Oriente y Sur del país, han presentado comportamiento reológico de baja viscosidad y adecuada suspensión de sólidos, sin problemas de desarrollo temprano de resistencia a la



Fig. 5. Planta de ORIMATITA® en Maturín. Vista exterior y detalle del molino.

compresión y adecuada respuesta a aditivos retardadores y controladores de filtrado debido, entre otros parámetros, al bajo contenido de cal libre. Esta tecnología es aplicable en la cementación de pozos petroleros y de gas, siendo la Clase B especificada para temperaturas menores a 150°F, y la clase G para temperaturas mayores a 150°F.

Entre las principales ventajas de la aplicación de esta tecnología se cuentan ahorros en costos de taladro, por reducción de tiempo de espera por la lechada, mayor facilidad de diseño y preparación de lechadas al cambiar lotes de material y mayor confiabilidad y repetibilidad al momento de estandarizar lechadas tipo por campo.

LITECEM®

LITECEM® es un aligerante basado en un polímero, capaz de atrapar gas inerte en su interior, el cual es empleado en la preparación de lechadas de cemento de baja densidad. Su uso permite disminuir la presión hidrostática de la columna de cemento en el pozo. Esta tecnología es particularmente adecuada para la construcción de pozos en yacimientos de baja presión, presentando las siguientes características:

- Posibilidad de formular lechadas de densidades entre 10,5–13,5 lpg, sin requerimiento de agua extra y con elevados valores de resistencia a la compresión: aprox. 1600 psi para lechadas de 11 lpg, las cuales son superiores a las obtenidas extendidas convencionales (formuladas con esferitas cerámicas o de vidrio).

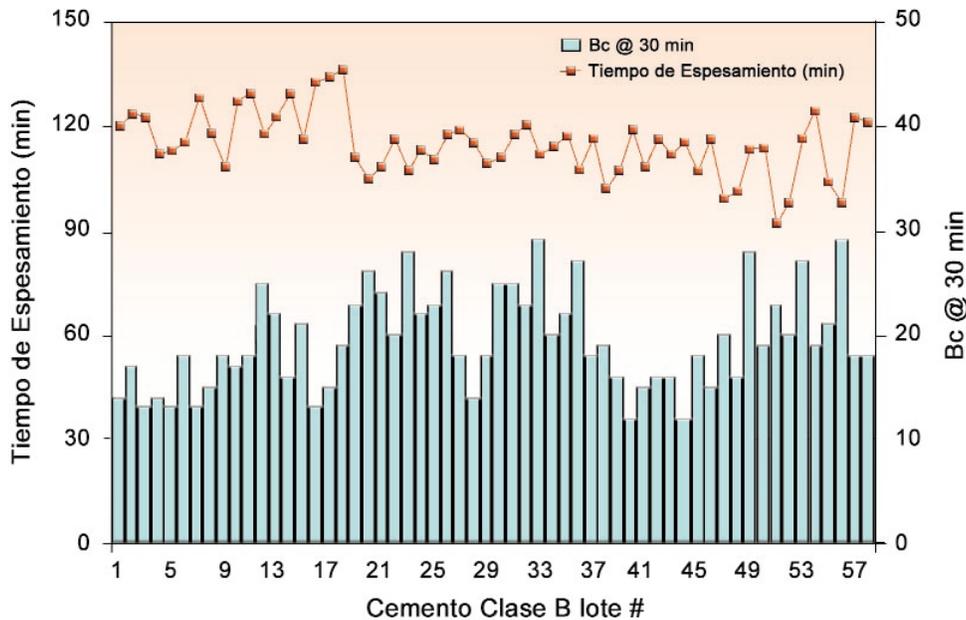


Fig. 6. Histórico del tiempo de espesamiento de los lotes de cemento petrolero FORTTEX clase B.

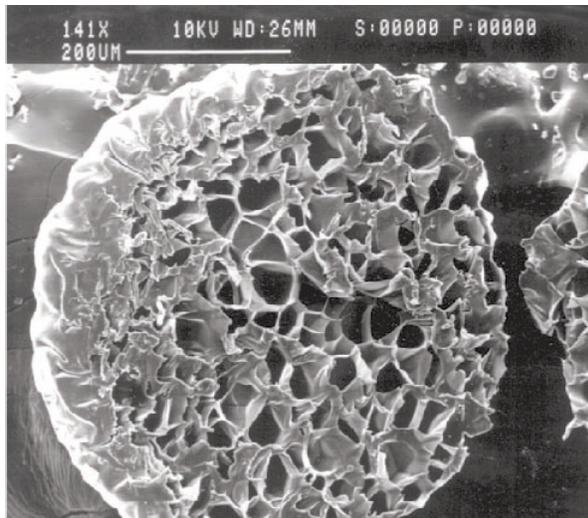


Fig. 7. Microscopía electrónica muestra de cemento fraguado de la tecnología LITECEM®.

- Ahorros de hasta 30% en comparación con las opciones comerciales.
- Diseñado para temperaturas de fondo de pozo de hasta 220°F.
- Permite la preparación de lechadas con excelente control de filtrado, < x50 mL/30 min y con propiedades tixotrópicas.
- Compatible con aditivos comerciales genéricos.

La prueba piloto de la tecnología LITECEM® (12,5 lpg) fue realizada con la compañía de servicios CPVEN, en un pozo del Laboratorio Integrado de Campo (LIC) Lagomar (1999), donde demostró un excelente desempeño y excelente calidad de cementación. La tecnología LITECEM® está en proceso de licenciamiento a las compañías de servicio de cementación que operan en Venezuela. El aditivo LITECEM® es fabri-

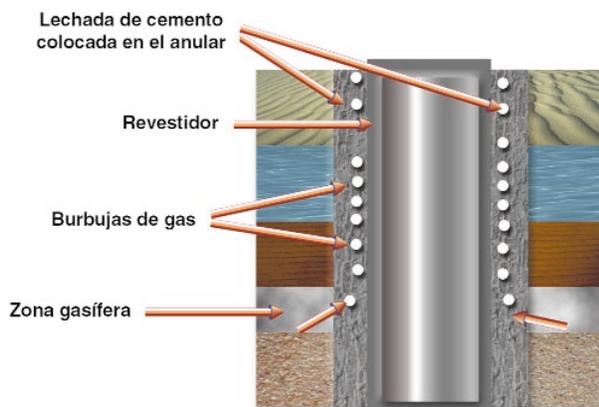


Fig. 8. La lechada de cemento una vez colocada en el anular debe poder prevenir el influjo de gas, aun durante el fraguado, evitando así la formación de canales que faciliten la migración de gas a través del anular.

cado y comercializado por la compañía FORJAS VARI-ZA (Fig. 7).

THIXOGAS®

La cementación del pozo debe garantizar el aislamiento zonal requerido para producir las arenas petrolíferas deseadas; sin embargo, problemas en este tipo de operación conllevan a la presencia de fluidos en el anular, como gas, agua y petróleo. En el aislamiento zonal de las formaciones que contienen estos fluidos se requiere que la lechada de cemento evite que estos fluyan sin control (Fig. 8).

La Tecnología THIXOGAS® consiste en la combinación del uso de una lechada extendida, basada en un compuesto tipo látex, y la metodología de aplicación, con la cual es posible prevenir la migración de fluidos durante y después de las operaciones de cementación de pozos [21-23]. Esta lechada posee propiedades tixotrópicas que impiden la pérdida de fluidos hacia las formaciones permeables. En su formulación se utiliza como base el Mowilith-Gas®, la cual es una dispersión polimérica fabricada y comercializada por Clariant de Venezuela, bajo licencia de Intevep, S. A. Con su aplicación se solucionan problemas de migración de gas y agua durante y después de la cementación primaria en pozos con temperaturas menores o iguales a 210°F. Desde 1993 ha sido aplicado en el Costanero Bolívar [24], en más de 350 pozos someros, generando ahorros calculados en MM\$ 7 para PDVSA, en comparación con otras tecnologías disponibles. Actualmente, las empresas de Servicio BJ Services, Dowell Schlumberger, Tucker, CPVEN y Halliburton cuentan con licencia y capacidad técnica para la aplicación de esta tecnología.

METODOLOGÍA APICES®

La metodología APICES® fue desarrollada por PDVSA Intevep como respuesta a la necesidad de estandarizar y sistematizar el proceso de cementación primaria, desde la planificación hasta la ejecución y evaluación del trabajo, con el principal propósito de mejorar el índice de éxito de estas operaciones en PDVSA, y está basada en estándares API y criterios derivados de las mejores prácticas actuales en el ámbito nacional e internacional en el área de cementación de pozos.

Esta metodología ha sido aplicada desde 1996 en la planificación de operaciones de cementación de revestidores y camisas intermedias y de producción en alrededor de 100 pozos ubicados en los campos Barúa, Bachaquero, Motatán, Tomoporo, Santa Barbara, Piritál, San Tomé, Ceuta, Bloque V, Bloque VI, Centro Lago, Tía Juana, Lagunillas y Punta de Mata, alcanzando un índice de éxito de hasta un 92% [25].

También ha sido utilizada en la evaluación postmortem de cementaciones, a fin de identificar las causas de las fallas y lecciones aprendidas y así emitir recomendaciones y mejoras para trabajos futuros.

Fue estructurada sobre una plataforma computacional, la cual facilita su aplicación y consta de varias secciones

definidas como pasos a seguir en el proceso de cementación de pozos:

Atributos: Datos necesarios para la definición del trabajo a realizar: Características de la formación, geometría y condiciones del hoyo y problemas durante la perforación, etc.

Planificación: Diseño de los fluidos, ensayos de laboratorio y programación de la operación de cementación.

Inspección: Evaluación de las propuestas de trabajo que envían las empresas de servicios.

Coordinación: Asociada a las responsabilidades y mecanismos de comunicación entre las personas encargadas de planificar, ejecutar y evaluar la cementación.

Ejecución y Evaluación: Control de la operación de cementación y los aspectos a ser considerados para su evaluación.

Seguimiento: Mejoramiento continuo de las operaciones de cementación, registrado en una base de datos y en la rigurosa documentación de mejores prácticas y lecciones aprendidas.

La versión APICES® 3.0 permite compartir la base de datos a través de todas las áreas operativas de PDVSA,

facilitando el trabajo de equipo, desde diferentes áreas geográficas, y apuntalando el proceso de gerencia de conocimiento dentro de la corporación. En esta última versión se han incluido dos herramientas complementarias, el módulo de centralización (CENTUBINT™) [26], para la selección óptima del tipo y patrón de colocación de los centralizadores en función de las condiciones del hoyo y el módulo de simulación de cementación (SICINT™), que permite la estimación de los perfiles de presiones durante la operación considerando el efecto de la temperatura sobre las propiedades reológicas de todos los fluidos (lodo, preflujos y cemento) involucrados en el proceso [27].

En las Figs. 9 y 10 se muestran las ventanas de selección de fluidos y de centralizadores, como ejemplos de lo práctico y amigable de la interfase de esta herramienta.

TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE RIPIOS Y EFLUENTES DE PERFORACIÓN

Uno de los retos más importantes para PDVSA es la selección, desarrollo y aplicación de las tecnologías ambientales más apropiadas para explotar su base de recursos, respetando rigurosamente los principios que garantizan el desarrollo armónico sustentable, haciendo énfasis en la protección de los ecosistemas donde se desarrollan sus actividades.

Las operaciones de construcción de pozos generan una diversidad de desechos, tales como ripios y fluidos de perforación que deben ser manejados adecuadamente para evitar daños al ambiente. Gran parte del esfuerzo en materia ambiental realizado por PDVSA Intevep se ha concentrado en garantizar que los fluidos y aditivos desarrollados internamente muestren niveles de biodegradabilidad y toxicidad que superen las exigencias de las regulaciones internacionales, tal como se ha mencionado en secciones anteriores dedicadas a fluidos específicos.

No obstante, aun cuando estos desarrollos son más amigables al ambiente, habitualmente los ripios y desechos generados requieren tratamiento previo a su disposición final. Por esta razón, Intevep también ha dedicado un importante esfuerzo en la adaptación y desarrollo de tecnologías que permitan optimizar los procesos de disposición de desechos desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental, cuyos resultados serán presentados a continuación.

INTEBIOS®

INTEBIOS® identifica al conjunto de especificaciones técnicas y controles operacionales que garantizan la aplicación efectiva de los procesos de biotratamiento para transformar los componentes saturados y aromáticos presentes en la fase aceitosa de los ripios y lodos de perforación. De esta manera, estos componentes son transformados en compuestos como el CO₂ y H₂O, que reducen el

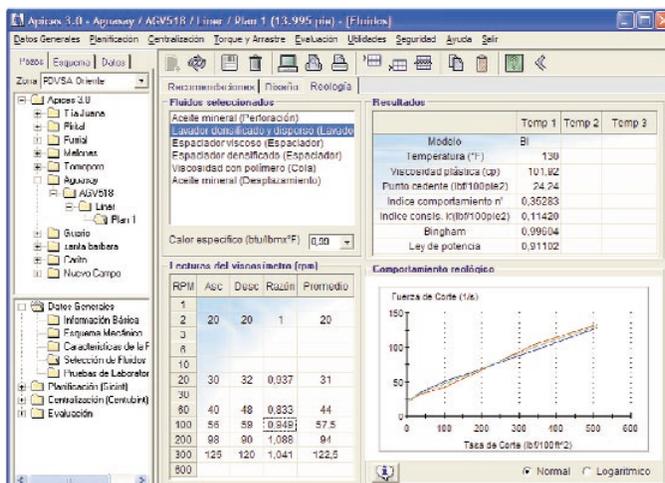
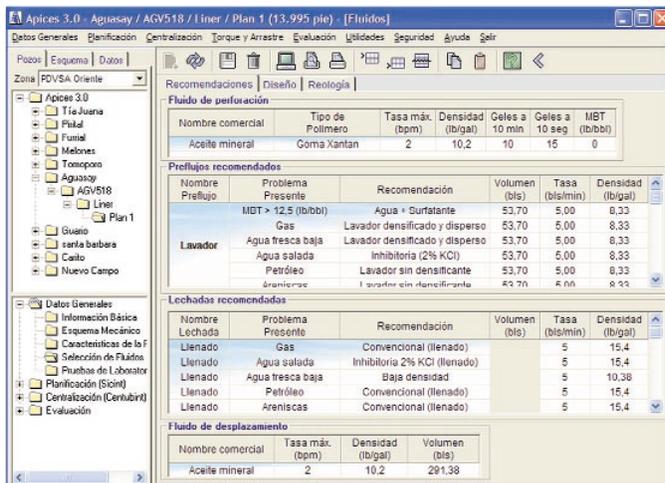


Fig. 9. Ventanas de fluidos recomendados y reología de fluidos.

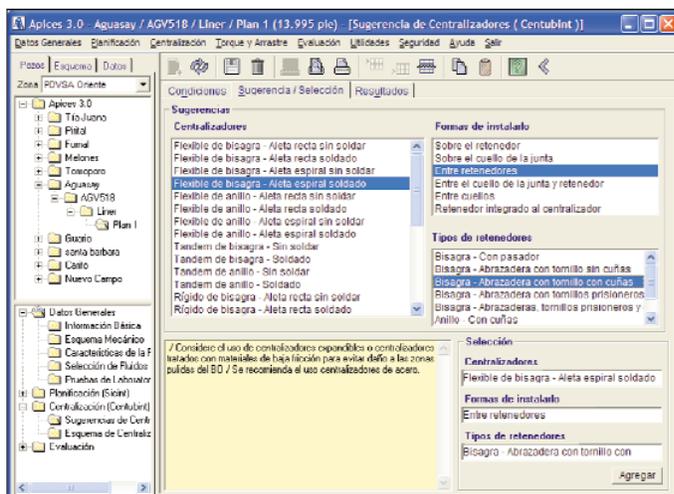
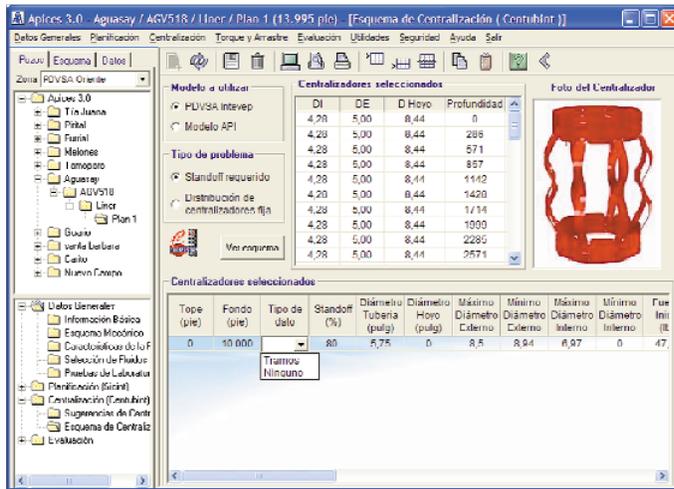


Fig. 10. Ventanas de Centralización y Módulo Experto de CENTUBINT™ en APICES® 3.0.s.

contenido de aceites y grasas hasta cumplir con los valores exigidos por la normativa ambiental. Mediante esta tecnología se estimula a los microorganismos autóctonos que se encuentran tanto en el suelo como en el desecho, por medio de la dosificación adecuada de acondicionadores de origen vegetal, que mejoran las propiedades físicas de la mezcla suelo-desecho y la calidad nutricional. Asimismo, se ajustan parámetros como humedad, pH y aireación a fin de estimular el desarrollo de los microorganismos aeróbicos que degradan los componentes orgánicos de los aceites presentes en los desechos de perforación [28-30]. Esta tecnología puede ser aplicada tanto en áreas aledañas a la perforación como en centros de acopio centralizados para su tratamiento, dependiendo de las características particulares de cada zona operacional, en lo que respecta a disponibilidad de espacio y facilidades de transporte.

INTEBIOS® requiere menores extensiones de tierra y reduce el tiempo de tratamiento con respecto a otras tecnologías de biodegradación existentes en el mercado.

La tecnología ha sido aplicada exitosamente en el tratamiento de más de 100.000 m³ de desechos en el Sur y Oriente del país [2].

BIORIZE®

BIORIZE® consiste en una formulación basada en el uso de biomasa vegetal que permite la biodegradación de compuestos orgánicos del crudo y sus derivados presentes en ripios y lodos de perforación, suelos contaminados por derrames, lodos de fondo de tanques y suelos de fondo de fosas de perforación y producción. De esta manera, permite el tratamiento de desechos biodegradables en aquellos ecosistemas de alta sensibilidad, donde se requiere retener el contaminante evitando su lixiviación y permitiendo así una efectiva biodegradación. Adicionalmente, por ser un producto nacional, su costo de aplicación resulta altamente competitivo al ser comparado con tecnologías importadas equivalentes.

Esta tecnología se basa en el uso de diferentes partes aéreas de plantas en proporciones específicas para suministrar nutrientes y mejorar la estructuración del desecho, incrementando la porosidad y, de esta manera, el intercambio de oxígeno. Todas estas características favorecen el proceso de biodegradación de los componentes saturados y aromáticos de un crudo. BIORIZE® puede ser aplicado en conjunto con INTEBIOS®, dependiendo del tipo de desecho, ecosistema y facilidades de obtención de las biomásas vegetales. Este producto ha sido aplicado exitosamente en áreas sensibles, como en el parque Juan Manuel, La Solita, Estado Zulia, para restaurar suelos altamente meteorizados que han sido afectados por derrames de crudo (Fig. 11). En este caso particular, se recuperaron 20.000 m² de suelos, empleando el producto BIORIZE® al 12% y la tecnología

INTEBIOS®. Además de la biodegradación de los componentes saturados y aromáticos, el producto actúa como un mejorador orgánico, restaurando el equilibrio ecológico del suelo al favorecer el desarrollo de la cobertura vegetal. Una vez aplicado, el producto es mezclado por medio de maquinarias en los primeros horizontes del suelo o donde se presente la contaminación, ajustando el porcentaje de humedad del suelo a un 60% de la capacidad de campo. Quizás la aplicación más conocida de BIORIZE® fue la que se llevó a cabo en el tratamiento de las arenas petrolizadas como consecuencia del derrame del tanquero Nissos Amorgos en el Sistema de Maracaibo en 1997, el más severo que ha experimentado la industria petrolera nacional en toda su historia y que afectó la costa de Caimare Chico en el Estado Zulia. Incluso después de las intensas labores de recolección del crudo, quedó un remanente de arenas petrolizadas, las cuales fueron apiladas y tratadas con BIORIZE® al 3%, lográndose mejorar la calidad orgánica de 60.000 m³ de desechos. La mejora de las arenas



Fig. 11. Recuperación de suelos y vegetación, después de aplicada la tecnología INTEBIOS® con el producto BIORIZE®. Parque Nacional Juan Manuel. La Solita. Estado Zulia, Venezuela.

desde el punto de vista biológico permitió su disposición efectiva en áreas de dunas de Caimare Chico, estableciéndose una rápida cobertura vegetal propia del ecosistema característico de esa región.

ENDRILL™

ENDRILL™ es una tecnología para la encapsulación de los ripios de perforación base agua y base aceite que permite obtener materiales con excelentes propiedades para su uso o reciclaje en obras civiles. La encapsulación consiste en aislar física y químicamente los constituyentes indeseables del ripio en una matriz sólida de aluminosilicatos que impiden su migración al medio ambiente [31]. El proceso está basado en principios de estabilización/solidificación, mediante la mezcla de los ripios con materiales pozolánicos, para obtener encapsulados con óptimas propiedades mecánicas para ser usados en obras civiles, tales como relleno para localizaciones, sub-base para vialidades o llenantes en mezclas asfálticas [31, 32].

Esta tecnología es especialmente atractiva en áreas con niveles freáticos someros o donde no existan espacios adecuados para el tratamiento tradicional ("landfarming"), bien sea por tratarse de zonas con alto potencial agrícola o de localizaciones con espacio reducido.

El proceso de encapsulación es llevado a cabo a la salida de los equipos de control de sólidos mediante su aplicación en línea y en tiempo real con la perforación, evitando así la acumulación y la generación de pasivos ambientales. Los materiales producidos cumplen con los parámetros establecidos en lineamientos de Agencias Ambientales Internacionales y en los señalados por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARN) del país para su uso como materiales de relleno en obras civiles [33-35]. Las propiedades mecánicas superan dos a tres veces la resistencia a la compresión no confinada, indicada como adecuada en las normativas (>50 psi). Igualmente, se registran valores de soporte (CBR = 17-25%) por encima del mínimo para su uso

como relleno (>10%) [33-35].

La tecnología ENDRILL™ ha sido aplicada con gran éxito en 10 pozos en el Distrito Sur (Estados Apure y Barinas), donde los encapsulados han sido utilizados como parte del material de relleno para el piso de la localización. En estas aplicaciones se han generado ahorros entre un 40 y 60% en relación con el tratamiento tradicional de ripio, el cual requiere extensas áreas y largos tiempos de tratamiento. Por otra parte, el reciclaje de los ripios ha contribuido a minimizar las perturbaciones ambientales de los suelos por no requerirse áreas para la disposición de estos desechos y por la reducción en la extracción de materiales de relleno para la construcción de las localizaciones [2].

DESARROLLO DE NUEVOS PRODUCTOS

Como respuesta a las cada vez más exigentes necesidades de los diferentes negocios de PDVSA en el área de construcción y mantenimiento de pozos, hoy en día PDVSA Intevep continúa dedicando un importante esfuerzo en la captación, adaptación y desarrollo de tecnologías que contribuyan a asegurar el máximo valor agregado en las diferentes etapas de planificación y ejecución de este importante renglón. Dentro de las áreas tecnológicas más relevantes del portafolio de Investigación y Desarrollo de Intevep, se encuentran:

- Fluidos de baja densidad para perforación y rehabilitación en yacimientos de baja presión.
- Sistemas de fluidos y aditivos para lograr el mínimo daño en perforación y rehabilitación de pozos.
- Herramientas y sistemas para la optimización en la planificación y ejecución de operaciones bajo balance.
- Herramientas y sistemas para el diseño de arquitecturas no convencionales que se adapten a los requerimientos de yacimientos complejos.
- Metodología integrada de perforación que considera los diferentes componentes de la sarta de perforación y ensamblaje de fondo, así como su interacción con la

formación durante las etapas de diseño, planificación y ejecución de operaciones de perforación en yamien to de difícil acceso.

En todas estas actividades se combinan aspectos de optimización incremental de tecnologías existentes con aspectos novedosos de nuevos materiales, energías de corte no convencionales y nuevos procesos que se unen para ofrecer las soluciones tecnológicas que requiere la industria.

CONCLUSIONES

Si bien el porcentaje más alto de inversiones dentro del negocio de explotación de petróleo y gas se dedica a la construcción de pozos, la estrategia de optimización económica de este importante renglón debe realizarse con una visión holística, que conduce a considerar muchos aspectos, más allá de la simple reducción de costos, para centrarse de una manera más amplia en lograr el máximo valor agregado durante la construcción y vida productiva del pozo y el efecto que pueda tener en la industria nacional.

Durante el diseño, planificación y ejecución de las actividades relacionadas con la perforación, deben considerarse las interrelaciones entre un gran número de aspectos tales como costos, productividad, ambiente, mantenibilidad, confiabilidad, incertidumbre y riesgo, para así lograr el objetivo final de aumentar la rentabilidad del negocio de explotación.

PDVSA Intevep ha desarrollado una serie de productos tecnológicos especialmente en las áreas de fluidos de perforación, cementación y ambiente, que han demostrado ventajas técnicas y económicas frente a otras tecnologías convencionales y que se encuentran disponibles a escala comercial para su masificación.

Intevep dedica un importante esfuerzo para asegurar el asesoramiento y transferencia para sus diferentes productos tecnológicos, a la vez que incorpora oportunamente mejoras y nuevos productos que respondan a las necesidades de los diferentes negocios de PDVSA y sus aliados en la explotación de hidrocarburos en Venezuela.

Referencias

1. Camargo, W.; Ramos, F.; Carrasquero, J.; Arocha, J. Aplicación de Campo de Aceite de Baja Toxicidad en Pozos de Alto Riesgo. *IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación (IV SEFLU)*. Margarita, Venezuela, junio 2001.
2. Sánchez, L.; Infante, C.; Liendo, F.; Sánchez, G.; León, N.; Martínez, A.; González, M.; Zorrilla, E.; Briceño, M.; Morena, N. Aspectos Ambientales en Perforación. *Visión Tecnológica*, 10(1), 2002.
3. Sánchez, G.; León, N.; Esclapés, M.; Galindo, I.; Martínez, A.; Bruzual, J.; Siegert, I. Environmentally Safe Oil-Based Fluids For Drilling Activities. 2000. *Artículo SPE N° 52739*.
4. US Environmentally Protection Agency (USEPA). Methods for Measuring the Acute Toxicity of Effluents to Freshwater and Marine Organisms. 1985. *EPA/600/4-85/013*.
5. Rand, G. M.; Petrocelli, S. R. *Fundamentals of Aquatic Toxicology*. Hemisphere Publishing Corporation, Washington, p. 666, 1985.
6. Gómez, O.; Silva, A. Vassa: Un Ejemplo Venezolano de Penetración Tecnológica en Sudamérica y El Caribe. *Visión Tecnológica*, 9(2):195-200, 2002.
7. Arco, M.; Blanco, J.; Márquez, R.; Garavito, S.; Tovar, J. G.; Farías, A.; Capo, J. Field Application of Glass Bubbles as a Density-Reducing Agent. Dallas, Texas: Octubre 2000. *Artículo SPE N° 62899*.
8. Blanco, J.; Ramírez, F.; Mata, F.; Ojeda, A.; Atencio, B. *Field Application of Glass Bubbles as a Density Reducing Agent in an Oil Base Drilling Fluid for Marginal/Low-Permeability/Low-Pressure Reservoirs*. 199X. *Artículo SPE N° 75508*.
9. Blanco, J.; Quintero, L. An Oil-In-Water Well Servicing Fluid Used In Oil Well Drilling Comprises A Mineral Oil or Biodegradable Oil Emulsion Stabilised With A Mixture Of E.G An Anionic Alkali Metasulphonate And A Non-Ionic Ethoxylated Alkyl Phenol Surfactant. *US Patent No. 5.783.525*, 1998.
10. Quintero, L.; Blanco, J.; Guimerans, R.; Rojas, E. Formulation, Stability, And Formation Damage Of Gasoil In Water Emulsions Used As Drilling And Completion Fluids. 1997. *Artículo SPE N° 37290*.
11. Di Lorenzo, M.; Pazos, D.; Capriles, D.; Mariño, J.; Sánchez, G.; Márquez, R. *Formulación de emulsiones aireadas como fluidos de perforación de baja densidad*. IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación (IV SEFLU). Margarita, Venezuela, junio 2001.
12. Ford, M.; Bellorín, L.; Colina, R.; Romero, J.; Poleo, E.; Chavarría, C.; Navas, F.; Blanco, J. Aplicación de campo de emulsiones aireadas como fluido de rehabilitación y/o completación de pozos. *IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación (IV SEFLU)*. Margarita, Venezuela, junio 2001.
13. Rojas, Y.; Kakadjian, S.; Aponte, A.; Márquez, R.; Sánchez, G. Stability and Rheological Behavior of Aqueous Foams for Underbalanced Drilling. 2001. *Artículo SPE N° 64999*.

14. Rojas, Y.; Alida, A. Foamed Drilling and Workover Fluid with High Resistance to Oil Contamination. Solicitud de patente US N°09/941508.
15. Rojas, Y.; Vieira, P.; Borrell, M.; Blanco, J.; Ford, M.; Nieto, L.; López, G.; Atencio, B. Field Application of Near Balanced Drilling Using Aqueous Foams in Western Venezuela. 2002. *Artículo SPE N° 74449*.
16. Hernández, M. I.; Mas, M.; Gabay, R.; Quintero, L.; Díaz, C.; Bejarano, L. Thermally Stable Drilling Fluid. *US Patent No. 5,883,054*, 1999.
17. Mas, M.; Tapin, T.; Márquez, R.; Gabay, R.; Negrín, Z. *A New High-Temperature Oil-Based Drilling Fluid*. 1999. *Artículo SPE N° 53941*.
18. Osorio, J.; Vallejo, C.; Díaz, C. Experiencias en la aplicación de CarbocoreSM sin humectante + INTOIL®. *IX Congreso Colombiano del Petróleo ACIPET*. Bogotá, Colombia, octubre 2001.
19. Rodríguez, Z.; Quiroga, F.; García, F. Orimatita™: The Venezuelan Weighting Agent for Drilling Muds, *Visión Tecnológica*, 4(2):99-104, 1997.
20. Tovar, J. G., Rodríguez, Z.; Quiroga, F.; Greaves, R.; Meléndez, H.; Arocha, J. *Orimatita® An Improved Hematita for Drilling Fluids*. 1999. *Artículo SPE N° 53939*.
21. Rodríguez, W. Cement Slurry. *US Patent No. 5,679,731*, 1997.
22. Rodríguez, W.; Soto, J. *Thixogas™*: Tecnología para evitar migración de gas en cementación, *Visión Tecnológica*, 3(15):5-8, 1996.
23. Rodríguez, W.; Soto, J. *Tecnología Thixogas™ una solución para cementación de zonas de gas superficial*. *INGEPET*, 2-16, Lima 1996.
24. Ramírez, F. Uso del látex nacional como aditivo anti-migratorio en la cementación de pozos con gas superficial en el Lago de Maracaibo. X Congreso Latinoamericano de Perforación (COLAPER), pp. 546-560, octubre 1996.
25. García, M. I.; Gambino, F.; Pestana, D.; Rodríguez, W. APICES™ un sistema para cementación de pozos. Aplicaciones de Campo. XI Congreso Latinoamericano de Perforación (COLAPER), 1998.
26. Blanco, A.; Ciccola, V.; Limongi, E. Casing Centralization in Horizontal and Highly Inclined Wellbores. *IADC/SPE 59138*, 2000.
27. Centeno, A. Modelaje numérico integrado velocidad-temperatura para cementación de pozos. Tesis presentada en la Universidad del Zulia. Venezuela, Maracaibo, septiembre, 1999.
28. Infante, C. INTEBIOS® Biodegradation Technology for Treating Organic Wastes from Oil Industry Operations. *Visión Tecnológica*, 7(1):5-10, 1999.
29. Infante, C.; Romero, A.; Arrocha, A. In-Situ Biotreatment of Pits from Puerto La Cruz Refinery. *Fifth Int. In-Situ and On-Site Bioremediation*, 6: 204-208, 1999.
30. Infante, C. Biorrestauración de áreas impactadas por crudo por medio de INTEBIOS® y BIORIZE®. *Interciencia*, 26(0):504-507, 2001.
31. Environmental Protection Agency (EPA). Stabilization/Solidification of CERCLA and RCRA Wastes. Physical Tests, Chemical Testing

Procedures, Technology Screening, and Field Activities. EPA/625/6-89/022, 1989.

32. Jones, L. W. Interference Mechanisms in Waste Stabilization/Solidification Process. *Journal of Hazardous Material* (24):83-88, 1990.
33. US Army Corps of Engineers. Engineering and Design Treatability Studies For Solidification/Stabilization of Contaminated Material. Technical Letter N° 1110- 1-158. Washington, Febrero, 1999.
34. Disposición de orden técnico administrativo para el uso de la Tecnología de Estabilización/Solidificación, acorde al Decreto 2.635, Artículo 48 y 54. 10 de octubre, 2000.
35. U.S Environmental Protection Agency (USEPA). Stabilization/Solidification of CERCLA and RCRA Wastes. Physical Tests, Chemical Testing Procedures, Technology Screening, and Field Activities. EPA/625/6-89/022. Mayo, 1989.



Jorge Robles. *Ingeniero mecánico, Universidad del Zulia, 1990; maestría en ingeniería petrolera, University of Texas at Austin, 1996. Comenzó su trabajo en la industria petrolera en 1989 y hasta 1994, se desempeñó como ingeniero de producción en actividades de investigación y desarrollo (I y D) y asistencia técnica a las filiales operadoras en el área de levantamiento artificial (LA). Elaboró la primera versión del programa corporativo de diseño con análisis nodal para bombeo de cavidades progresivas (BCPI®). Realizó la selección y diseño de métodos de levantamiento para Ictea-Misoa (Shell) y para el proyecto PRISMA. Como líder del proyecto I y D de LA para crudos pesados, coordinó y participó en la evaluación de equipos para manejo de gas en sistemas BES y en el desarrollo de herramientas selección y diagnóstico para sistemas BCP, lo cual contribuyó a la exitosa aplicación de estas tecnologías en diversos campos de Occidente y Oriente de Venezuela. Fue líder del Proyecto de Evaluación de Productividad de Pozos en el Campo Zuata, donde coordinó un grupo multidisciplinario de trabajo en las áreas de yacimiento, daño a la formación, completación y petrofísica. Durante su asignación de trabajo en Petrozuata como Supervisor del Grupo de Ingeniería de Producción, coordinó actividades de optimización de un campo con 140 pozos activos y 120.000 bpd de crudo extra pesado. Fue miembro del comité guía del "PCP SPE Workshop" en los años 2001 y 2002. En 2001, fue designado como gerente encargado del Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos de PDVSA-Intevep y fue titulado en marzo de 2002. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.*



Doris Pestana. *Licenciada en química, Universidad Simón Bolívar (USB), 1985; doctorado en química, University of California, Davis, 1991, EE.UU.; post-doctorado Research Associate, University of Pennsylvania, 1991-1994. Ingresó a Intevep en 1994 en el Departamento de Producción como profesional en el área de cementación de pozos. Durante el período 1995-2000 ha liderado proyectos de dotación de infraestructura de laboratorios, de investigación básica orientada en perforación de pozos, de servicios técnicos a terceros y de investigación y desarrollo en cementación de pozos. Fue responsable del Laboratorio de*

Cementación, 1995-2001. Participó en proyectos de asistencia técnica con énfasis en la evaluación de la calidad de servicios y procesos de cementación de pozos. Trabajó en el desarrollo de parámetros de control de calidad de aditivos y de cementos petroleros nacionales, en softwares y metodologías asociadas a mejorar la planificación y seguimiento de las operaciones de cementación y en metodologías de evaluación de lavadores y de lechadas antimigratorias. Fue miembro del Sub-Comité SC10 en Cementación de Pozos del API desde 1998, responsable de la custodia técnico-comercial de los productos tecnológicos en construcción y mantenimiento de pozos durante el período 2001-junio 2002. Se desempeñó como jefe de proyecto de tecnologías en construcción de pozos para maximizar productividad. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.

EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA INTEGRAL DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN 12 1/4" DE POZOS EXPLORATORIOS EN EL BLOQUE ALÓCTONO DEL NORTE DE MONAGAS

Delcio de Santana⁽¹⁾, Gustavo Suárez,
Alejandro Lagreca⁽¹⁾ y Fernando Rovira⁽¹⁾*

* PDVSA Intevep

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

La constante búsqueda de hidrocarburos ha propiciado en todo el mundo la exploración y explotación en yacimientos a mayor profundidad y con mayor complejidad geológica. En este sentido, PDVSA ha incursionando desde hace algunos años en la exploración, delineación y producción en localizaciones de alta complejidad estructural. Muestra de ello son los trabajos que se realizan en las zonas de Piritál, El Carito, Santa Bárbara y, más recientemente, en el prospecto de Macal, en el Norte de Monagas, Venezuela. Para alcanzar las arenas productoras en algunos de estos campos se hace necesaria la perforación del "bloque alóctono". Este bloque es un conjunto de formaciones con características de dureza, abrasividad y heterogeneidad litológica que lo han convertido en un obstáculo de envergadura para la perforación eficiente del área.

En este contexto, la búsqueda de tecnologías que permitan incrementar la perforabilidad del bloque alóctono y/o en un contexto más general, formaciones geológicas de difícil perforación, ha motivado el desarrollo del concepto Metodología Integral de Perforación. Este es un proceso que persigue lograr mejoras incrementales en el desempeño de la perforación de pozos al integrar el análisis de todos los elementos que interactúan en el sistema de perforación: formación, mechas, ensamblajes de fondo (BHA del inglés "bottom hole assembly") y parámetros operacionales. Esta solución integral tiene el objetivo de optimar en el ámbito de sistema, las tasas de penetración (ROP) y vida útil de equipos, en contraste con el esquema tradicional que considera la optimización de cada elemento por separado.

En el siguiente trabajo se describe la metodología y su implementación en dos pozos exploratorios del Distrito Punta de Mata (Norte de Monagas).



La perforación a través del Bloque Alóctono Cretácico del Norte de Monagas ha sido identificada como uno de los mayores obstáculos en la perforación de pozos en los campos Piritál, Santa Bárbara y, más recientemente, en los prospectos Macal. El Bloque Alóctono es una estructura geológica compleja de 8000 a 12000' de espesor, caracterizada por la presencia de un conjunto de formaciones altamente abrasivas y heterogéneas, entre las cuales se encuentran Chimana-El Cantil y Barranquín, las cuales fueron abordadas en este estudio. La perforación a través de este bloque (usualmente en el hoyo 12 1/4") ha representado más del 50% del tiempo empleado en pozos exploratorios de referencia. Por consiguiente, una revisión de las prácticas operacionales, así como la aplicación de nuevos procedimientos y tecnologías de perforación, tienen alta incidencia en los futuros desarrollos de las unidades operacionales del Norte de Monagas. El siguiente trabajo describe y evalúa la aplicación de una metodología integrada de perforación, orientada hacia la búsqueda del incremento del rendimiento de la perforación del hoyo 12 1/4", en dos pozos exploratorios profundos en el Campo Macal. La metodología abarca una amplia gama de actividades, tales como selección de mechas, diseño y análisis dinámico de sartas, monitoreo y control de vibraciones en tiempo real, post-análisis de parámetros operacionales y evaluación continua de procesos. Como resultado, de la aplicación de esta metodología, específicamente en la Formación Barranquín, se observó un incremento del 30% en las horas efectivas de operación de las mechas tricónicas empleadas y se obtuvo un 35% de incremento en las tasas de penetración promedio, al ser comparadas con las tasas obtenidas en pozos vecinos de referencia. El proceso aplicado puede ser extrapolado a otros pozos, por lo que representa una nueva forma de mejorar las prácticas operacionales convencionales y el rendimiento global de la perforación en pozos profundos.

Drilling through the Northern Monagas Allochthonous Cretaceous Block has been targeted as one of the most important obstacles to overcome while drilling wells in some Eastern Venezuela fields such as Piritál, Santa Barbara and most recently, Macal. The Allochthonous Cretaceous Block is a complex geological structure (8000 - 12000 feet thickness) characterized by several heterogeneous and abrasive formations such as Chimana-El Cantil and Barranquin, which were studied in this paper. Drilling performance through this block (usually along the 12 1/4" hole) has been affected by low rates of penetration and frequent trips caused by bits and tools wearing and downhole tools failures. This 12 1/4" section represented more than 50% of the offset exploratory wells drilling time. Therefore, a review of conventional operational practices as well as the application of new drilling procedures or technologies have an impact on future developments in Northern Monagas operational units. In this paper, the application of an integrated drilling methodology oriented towards the improvement of drilling performance in the 12 1/4" section of two deep exploratory wells in the Macal Field is described and evaluated. The methodology covers a wide range of activities such as bit selection, drillstring design and dynamics analysis, real-time vibration monitoring and control, operational parameters post analysis and continuous process evaluation. The application of this methodology allowed in the Barranquin Formation, an increase in the effective drilling operation hours of roller-cone bits by 30%. Also, a 35% increase in the average rate of penetration was attained when compared with offset wells. The implemented process can be extrapolated to other wells. Consequently, it represents a new approach for improving conventional operational practices and by so, the overall drilling performance in deep wells.

METODOLOGÍA INTEGRAL DE PERFORACIÓN

La Metodología Integral de Perforación evoluciona de conceptos semejantes [1, 2] aplicados en otros lugares en el mundo. Esta metodología pretende visualizar de manera

Fase de diseño

En esta fase se analizan todos los factores mecánicos que pueden afectar el desempeño de los equipos de perforación y, sobre esta base, se emiten las recomendaciones a nivel

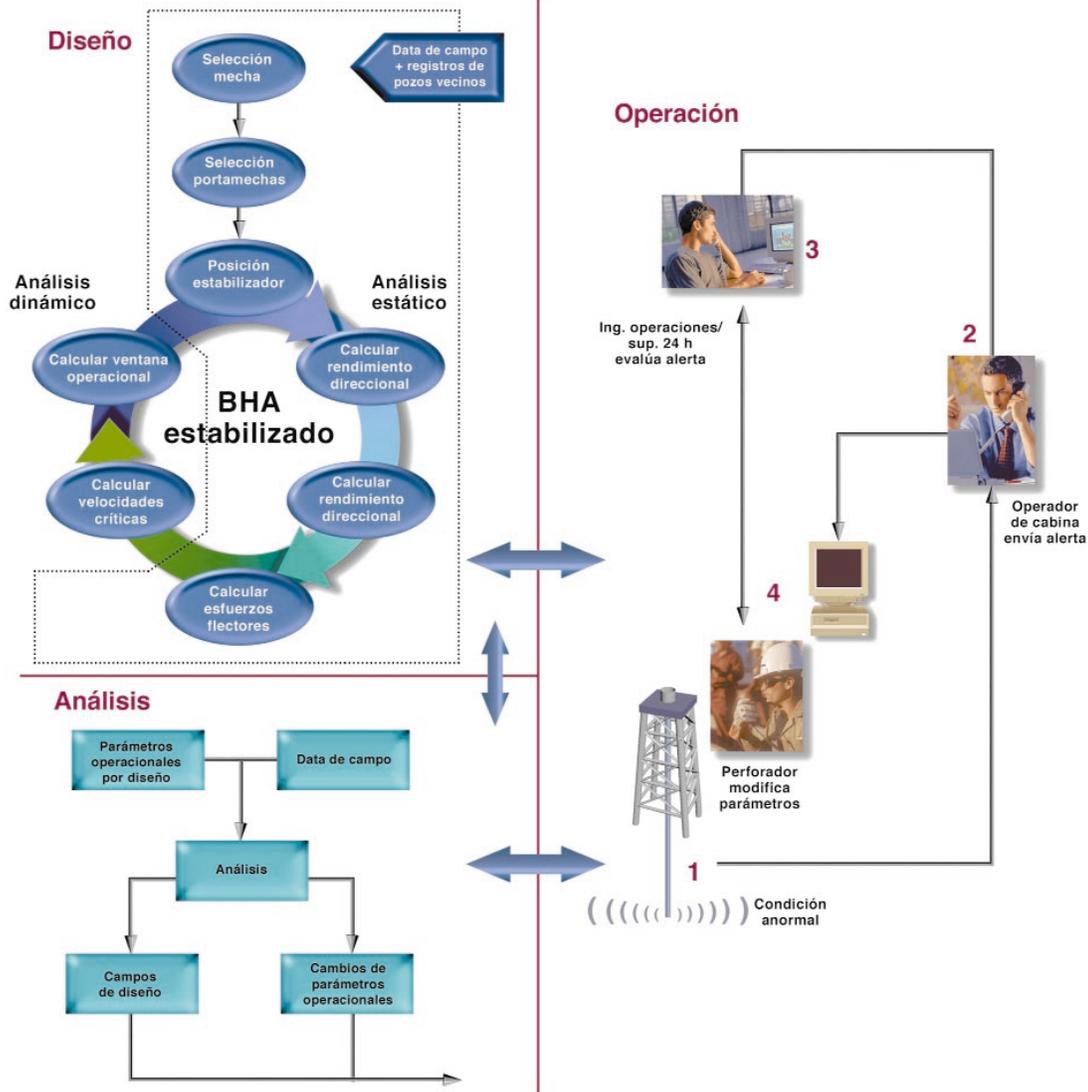


Fig. 1. Visión esquemática de la Metodología Integral de Perforación.

global el sistema de perforación (formación, mecha, BHA y parámetros), de forma tal que se pueda optimizar la perforación de pozos a través de un proceso que integre los elementos antes señalados. El esquema propuesto e implementado [3] se muestra en la Fig 1.

Fases

La metodología es aplicada atendiendo a tres fases en que se puede dividir el proceso de perforación: diseño, operación y análisis.

del diseño estructural que permitan utilizarlos eficientemente. Comprende el análisis de la formación (selección de mechas), análisis estático de BHA [4, 5] y análisis dinámico de BHA (selección de parámetros operacionales).

Fase de operación

La operación del sistema de perforación usualmente suele presentar algunas divergencias respecto a los comportamientos esperados en la fase de diseño. Por ello, se hace necesaria la instrumentación del taladro con

equipos que permitan visualizar dichas divergencias para tomar acciones correctivas. Sobre este respecto, la aplicación de la Metodología Integral de Perforación sugiere el uso de sensores capaces de detectar algunas de estas discrepancias durante la perforación.

En este sentido, la medición de vibraciones en la sarta, bien sea a nivel superficial o de fondo de hoyo, constituye un buen ejemplo de lo citado. Esto se debe a que este tipo de medición brinda un indicativo en tiempo real de cuáles son las disfunciones dinámicas experimentadas por la sarta [6-8]. Más aún, la medición y procesamiento in situ de este tipo de datos, dependiendo del sistema comercial disponible, puede permitir determinar las acciones necesarias para atenuar los niveles de vibración en la sarta. Con esto se minimizan los riesgos operacionales y se evidencian las posibles divergencias entre los parámetros operacionales sugeridos y la realidad, permitiendo así ajustar los modelos usados. O bien aquellos que dan origen a desestabilización del sistema Roca-Mecha-BHA.

Fase de análisis

La fase de análisis involucra el estudio de la data obtenida en campo (condición de salida de mechas, RPM, peso sobre la mecha (WOB del inglés "weight on bit"), torque, frecuencias de vibración de la sarta, entre otros), con el objeto de comparar los resultados obtenidos con aquellos esperados de la fase de diseño. Este tipo de comparación está basado en estudios previos en la industria [9, 10] y busca entre otras cosas, calibrar los simuladores de manera tal de optimar el uso de las simulaciones al incrementar su confiabilidad. De igual modo, mediante este tipo de análisis se logran identificar los principales eventos operacionales que redundaron en mayores costos operacionales y que, por ende, deben ser revisados.

IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA INTEGRAL DE PERFORACIÓN

Como prueba piloto para la Metodología Integral de Perforación, se escogieron de común acuerdo con las Mesas de Trabajo del Distrito Punta de Mata, los pozos estudiados, ubicados en el Norte de Monagas (Fig. 2).

La característica exploratoria de estos pozos permitiría, entre otras cosas, verificar la utilidad de la implementación de la Metodología al evaluar su potencial de reducir costos de perforación. De esta manera, se procedió a ejecutar cada una de las fases descritas anteriormente, en función de la información disponible y aplicable a estos pozos.

Diseño

Criterio de selección de mechas (matriz de selección)

La selección de mechas en los pozos previamente perforados en los campos Pirital y Santa Bárbara del Distrito Punta de Mata, se ha fundamentado en las estadísticas disponibles. En este sentido, basándose en la columna estratigráfica prevista (Fig. 3), según correlaciones con pozos de referencia y la interpretación de la sísmica del área, se determinan cuáles han sido las mechas con mejor desempeño en pozos vecinos que han perforado formaciones similares.

Durante la planificación de los pozos estudiados, se comenzó a sistematizar el procedimiento actual mediante lo que se denominó matriz de selección de mechas. Esta matriz se realizó con la finalidad de evaluar las propuestas técnicas que presentaron las diversas compañías proveedoras de mechas.

A estas compañías se les entregaron los registros eléctricos de pozos considerados como referencia para los pozos que se iban a perforar (rayos gamma, sísmico o DT, descripción litológica, entre otros) para realizar el análisis respectivo



Fig. 2. Ubicación geográfica de los pozos estudiados.

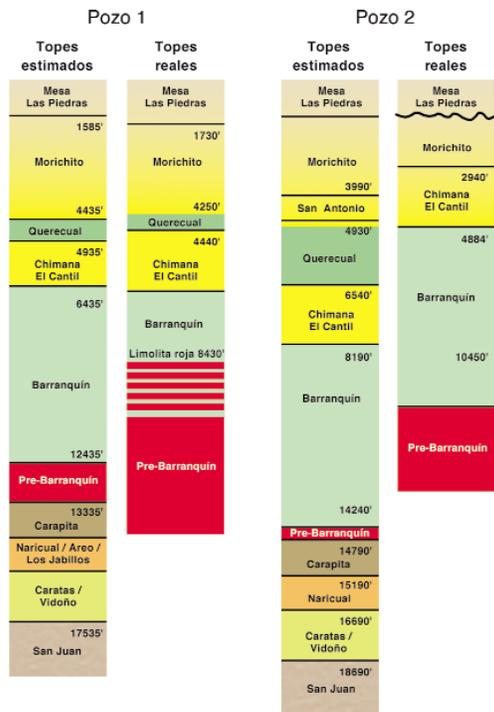


Fig. 3. Columnas estratigráficas estimadas y reales de los pozos estudiados (datos al 20/12/01).

de resistencia a la compresión no confinada (UCS) y litología, mediante sus modelos computacionales. Esto se hizo con el objeto de diseñar propuestas que se adaptaran a las necesidades de las formaciones que se preveían perforar.

Posteriormente, se procedió a aplicar la matriz de selección de mechas (Fig. 4) para clasificar las propuestas de mechas hechas por los proveedores. En este sentido, aquella compañía que obtuvo la mayor puntuación en la matriz, por formación, resultó seleccionada para perforar el intervalo analizado.

En términos específicos, la matriz de selección de mechas consiste en un programa realizado en una hoja de cálculo, que ayuda a evaluar y jerarquizar cada propuesta técnica de mechas, sistematizando y unificando los criterios aplicados para tal fin. Esto se hace mediante la relación conjunta ingeniero de perforación/programa, con un determinado nivel de referencia en varios tópicos entre los cuales se encuentran: análisis de la actuación probable de la mecha, características de la misma, soporte técnico con que cuenta la empresa, análisis de confiabilidad y lecciones aprendidas. Estos tópicos a su vez son subdivididos y permiten realizar un análisis más exhaustivo de cada uno de los aspectos relacionados con la perforación de las formaciones a atravesar, así como comparar entre las diversas propuestas presentadas para finalizar con la selección de una compañía por intervalo, según las mechas propuestas (en el Manual para Evaluación de Propuestas Técnicas de Mechas, disponible en la b/d RIPPET de PDVSA, se puede obtener mayor información sobre este particular).

Diseño estático del BHA

Según el plan de perforación de cada uno de los pozos, se evaluó el comportamiento estático esperado de cada uno de los BHA, por fase y por pozo. Para ello, siguiendo la metodología, se evaluaron los requerimientos de peso sobre la mecha de cada uno de los BHA típico de la fase, y en función de ello se determinó el número de portamechas necesarios para cada sarta. En ambos pozos, para el caso de los

Proyecto: _____
Formación: Morichito (17.5")

Orden de importancia para los criterios
3 Mayor
2 Media
1 Menor
0 Ninguna

CRITERIOS - MATRIZ DE EVALUACIÓN

Altern. Matriz de análisis	Ponderar: 1 a 10 Puntaje	Criterios					TOTAL
		E	D	C	B	A	
Proveedor 1	116,0	3	3	5	4	5	116,0
Proveedor 2	114,5	3	4	5	4	4	114,5
...	95,5	3	3	4	2	4	95,5
...	88,0	3	3	4	3	3	88,0
...	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
...	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Proveedor n	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Evaluación:
5 = Excelente / 4 = Muy buena / 3 = Buena / 2 = Normal / 1 = Deficiente

Fig. 4. Matriz de selección de mechas.

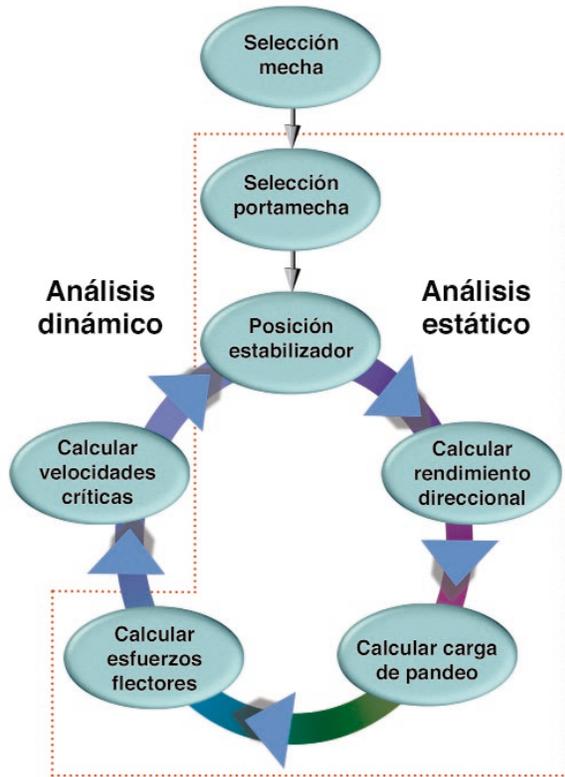
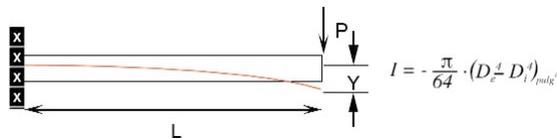


Fig. 5. Fases de diseño estático del BHA.

BHA de la sección 17 1/2" y 12 1/4", se diseñó sobre la premisa de poseer un PSM máximo aplicable alrededor de 65 klb.

En cuanto al criterio de estabilización, debido a las características del pozo, predominó la necesidad de mantener la verticalidad, por lo cual se decidió usar sargas pendulares. En el caso del pozo 1 cuyos buzamientos esperados se ubicaron cerca de 15°, se decidió usar sargas con estabilización a 60 y 90° de la mecha y portamechas de 8" de diámetro, en la sección de 12 1/4". En el caso de MCA-2X se planteó modificar la configuración a la de una sarga con estabi-



$$Y = - \frac{P \cdot L^2}{3 \cdot E \cdot I}$$

lización 30-60° con portamechas de 9 1/4" de diámetro como medio de rigidizar el sistema. De hecho, para justificar este cambio se utilizó el criterio de viga empotrada, suponiendo que el estabilizador proporciona un empotramiento en su punto de aplicación. Bajo este criterio, se comparó el desplazamiento obtenido al aplicar una carga P, lateral, sobre

la mecha, para cada una de los modelos de sarga planteado

$$I = - \frac{\pi}{64} \cdot (D_e^4 - D_i^4)_{\text{pulg}^4}$$

donde:

P:

Carga aplicada (lb)

L: Distancia desde el empotramiento al punto de aplicación de la carga (pulg)

Y: Deflexión (pulg)

E: Módulo de elasticidad del acero (3x10⁷ lpc).

I: Momento de inercia de la barra

Tomado como ejemplo los BHA de la fase 12 1/4" de ambos pozos, se pudo visualizar que la configuración con estabilización 30-60° y portamechas de 9 1/4" proporciona una mayor rigidez que redonda en menores desplazamientos laterales de la mecha, al ser comparada con la alternativa de estabilización 60-90° y portamechas de 8" (Tabla 1). De igual manera, los diferentes espesores de portamechas en un BHA de estabilización 30-60°, reportan una marcada diferencia en pesos sobre la mecha máximos, antes de pandearse sinusoidalmente (Fig. 6), lo cual limita el máximo Peso Sobre Muestra (PSM) que operacionalmente puede transmitir cada modelo de sarga y favorece el uso de DC de 9 1/4" sobre los DC de 8".

Diseño dinámico de BHA (ventanas operacionales)

Para el diseño dinámico, se partió de los BHA que presentaron mejores características desde el punto de vista estático, en función del análisis anterior. Estos BHA fueron revisados en conjunto con el personal de operaciones, a fin de evaluar la factibilidad de su uso, haciendo otras consideraciones tales como hidráulica, capacidad de ejecutar operaciones de pesca, disponibilidad en campo, etc. De este proceso, se depuró el menú de opciones de BHA y se seleccionaron aquellos que presentarían mejor rendimiento estático y tuviesen factibilidad de uso. Posteriormente, se les realizaron las corridas dinámicas para diversos factores de excitación usando los simuladores dinámicos disponibles (Landmark WellPlan, Módulo Critical Speed, Release 1998 y PDVSA Intevep SARPER V2.0). Estas simulaciones fue-

Tabla 1. Desplazamientos laterales estáticos de la mecha, para diferentes configuraciones de BHA en la fase 12 1/4", asumiendo fuerza lateral puntual de 1000 lb.

Estabilización	DC D _E = 8" D _I = 3"	DC D _E = 9" D _I = 3"	% de diferencia
60-90°	4,73"	2,62"	-44%
30-60°	0,59"	0,33"	-44%
% de diferencia	-87%	-87%	---

ron repetidas para cada modelo de BHA usado en las fases de 17 1/2 y 12 1/4". Asimismo, aun si un modelo no fue modificado para más de una corrida, los BHA se volvieron a simular cada vez que perforaran más de 1000 pies, de manera de tomar en cuenta los efectos originados por los cambios en trayectoria del pozo.

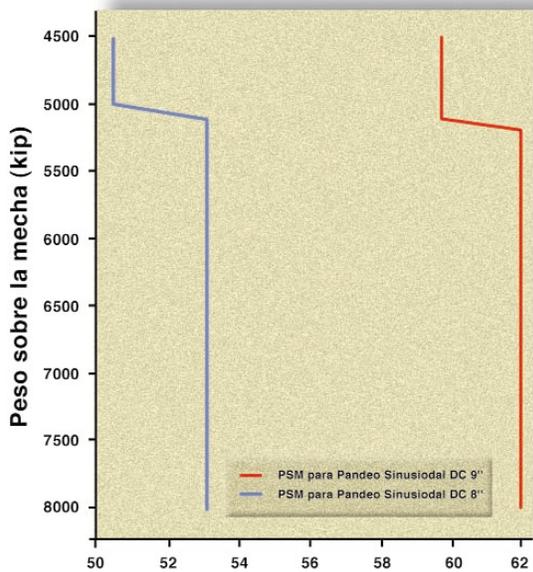


Fig. 6. Comparación de las cargas máximas antes de pandeo sinusoidal para hoyo 12 1/4, 1° inclinación, usando BHA estabilización 30-60', con DC de 8" y 9".

Debe indicarse que las simulaciones dinámicas de BHA dependen del factor de excitación considerado (número de veces que la sarta es excitada por rotación de la misma). En vista de ello, se decidió simular los BHA para los factores de excitación más comunes, según lo reportado en la literatura [11].

Para facilitar el entendimiento de esta información por parte del personal operador del taladro, se ideó una metodología para condensar la información dinámica relativa a velocidades críticas de rotación, bajo diversos factores de excitación, en una sola ventana operacional.

A continuación, se muestra a manera de ejemplo, una de estas ventanas operacionales genéricas generadas para uno de los BHA de la fase 12 1/4" del pozo 1 (parte inferior de la Fig. 7). En este tipo de representación se denotan en verde los parámetros operacionales en los que no se esperan situaciones dinámicas desfavorables, y en rojo, las condiciones operacionales adversas. Igualmente, en la parte superior de la gráfica se muestran los esfuerzos laterales calculados para diferentes factores de excitación, como referencia.

En vista que el entorno de la sarta de perforación es cambiante durante la operación, los parámetros operacionales "seguros", según las simulaciones (enfoque meramente de diseño), fueron recalculados y compartidos periódicamente con el personal de taladro. Esto se hizo con el fin de mantener los parámetros de operación dentro de sus intervalos óptimos desde el punto de vista dinámico.

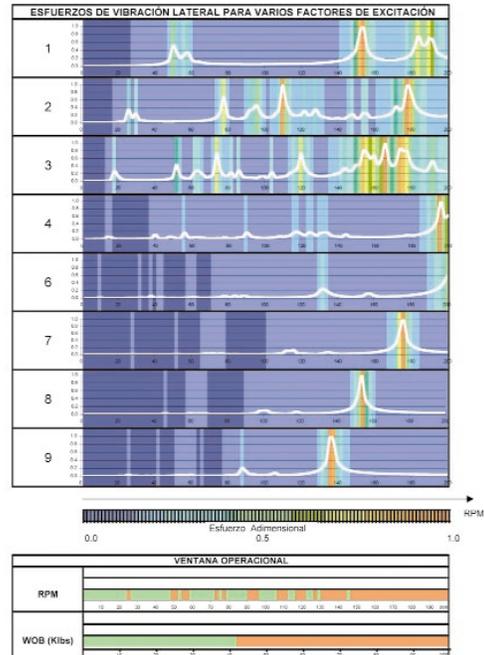


Fig. 7. Ventana operacional genérica para BHA 12 1/4" del pozo 1.

Operación

Durante la etapa operativa, la Metodología Integral de Perforación se centró en darle continuidad a las acciones tomadas durante la etapa de diseño y, paralelamente, monitorear el comportamiento dinámico de las sargas de perforación empleadas, mediante el uso de sensores superficiales de medición de vibraciones. Para que se cumplieren los objetivos planteados, se ejecutó una serie de actividades que permitieron aumentar la probabilidad de éxito de la iniciativa

Adiestramiento del recurso humano

Con el objeto de concientizar al personal operacional de PDVSA, y empresas de servicio, se procedió a dictar talleres informativos, en los cuales se brindó entrenamiento básico sobre fundamentos de dinámica de sargas. Asimismo, se involucró a las empresas contratistas que brindaron el servicio de detección de vibraciones, para que explicaran las características y funcionalidades de sus equipos. Estos talleres fueron ejecutados antes y durante la puesta en funcionamiento de los equipos de detección.

Adicionalmente y de común acuerdo con las mesas de trabajo de los pozos mencionados, se acordó utilizar la fase de 17 1/2" de los mismos para permitir al personal de PDVSA y compañías contratistas, familiarizarse con los equipos y empezar a usarlos. Posteriormente, a partir de la fase 12 1/4", se comenzó a usar comúnmente los sensores y se emitió desde las mesas de trabajo, el lineamiento de promover el uso de estos sensores por parte de los operadores de las compañías proveedoras de mechas. En este sentido y

a partir de tal momento, por entrevistas en campo se ha podido constatar que en efecto varios de los operadores de mechas han usado los sensores de vibraciones para el control de parámetros sobre sus mechas obteniendo, según su apreciación cualitativa, "resultados ampliamente satisfactorios". Referentes al 2002.

Sistemas de medición de vibraciones de la sarta

En su concepción más general, los sistemas de medición de vibraciones en la sarta de perforación se utilizaron para evaluar en tiempo real las variaciones periódicas de peso sobre la mecha, RPM, torque, aceleraciones angulares y/u otras variables, a alta frecuencia, con el objeto de determinar la forma en que la sarta vibra y, de detectarse alguna condición dinámica desfavorable, emitir la alarma correspondiente. Esto le permitiría al perforador tomar acciones correctivas, con el fin de preservar la vida útil de la mecha y/o otros equipos de fondo, así como mantener o incluso incrementar la tasa de penetración existente.

Para el caso particular de los pozos estudiados, luego de un sondeo comercial se contrataron dos sistemas de medición superficial de vibraciones similares de proveedores diferentes.

Evaluación

Análisis univariable

Como metodología de análisis, se graficaron los diferentes factores que se estimaron afectaron la perforación, específicamente la tasa de penetración, peso sobre la mecha, RPM, torque, calibradores, rayos gamma, sónicos o DT, porcentaje de arcilla, inclinación del hoyo, tendencia a la vibración y caudal de inyección.

Este tipo de análisis permitió evidenciar relaciones entre parámetros operacionales y respuestas del sistema, tales como:

- Sobredimensionamiento del calibrador, que incide sobre la tendencia a la desviación del pozo
- Altos niveles de vibración, correlacionado con desgaste

acelerado de dientes externos de mechas tricónicas y reducciones en tasas de penetración

- Operación sobre velocidades críticas visualizadas en el diseño, relacionadas con sobredimensionamiento de hoyo y reducciones de tasas de penetración.

Debe destacarse que este tipo de análisis tuvo un mayor componente cualitativo y su mayor importancia estuvo en orientar los eventos a ser estudiados y determinar las acciones correctivas que podrían tener mayor incidencia sobre el desempeño general del pozo.

Análisis espectral de parámetros operacionales

Usando la información registrada a alta frecuencia por los diferentes sistemas de medición de vibraciones, se procedió a hacer el análisis espectral de las señales de torque, carga en el gancho, velocidad rotacional (RPM) y aceleración angular de la sarta, registradas durante algunas de las corridas de mechas empleadas en el pozo.

Este análisis fue ejecutado en la totalidad de la fase 17 1/2" de ambos pozos y en un 25% de la fase 12 1/4" de los mismos. En futuros estudios, se complementarán los resultados obtenidos con lo que se derive de evaluar el 75% restante de la fase 12 1/4" de ambos pozos.

El análisis fue hecho en tres intervalos del total de tiempo de operación de cada una de estas mechas. El objeto fue determinar los factores de excitación predominantes durante dichas corridas, a fin de conocer, con certeza, cuáles son los factores de excitación que deberían ser utilizados para las simulaciones futuras en el área, mediante los programas disponibles.

El procedimiento seguido fue tomar conjuntos de datos a diferentes momentos, y proceder a aplicarles la transformada rápida de Fourier ("fast Fourier transform" o FFT) para determinar las frecuencias típicas que caracterizaron las señales en dichos intervalos (Fig. 8).

Debe destacarse que, por lo general, debido al limitado período de tiempo en que cada señal fue analizada (p. ej, una muestra de 512 datos obtenidos de una frecuencia de muestreo de 20 Hz equivale únicamente a 25,6 s), se pudo estimar que la RPM fue constante. Esta velocidad rotacional fue denominada RPMc. Bajo esta

premisas, para convertir frecuencias típicas en factores de excitación se usó la siguiente fórmula:

$$\text{donde: } f_c = \frac{v \cdot \text{RPM}_c}{60}$$

f_c : Factor de excitación, adimensional

v : Frecuencia típica, Hz

RPMc : RPM constante a la que fue tomada la muestra, rev/min.

Una vez obtenidos los espectros, los mismos fueron comparados con los factores de excitación típicos reportados por la literatura [11]. Esto permitió conocer cuales fueron los principales eventos físicos que excitaron la sarta de perforación y que deberían ser controlados para reducir los niveles de vibración del sistema.

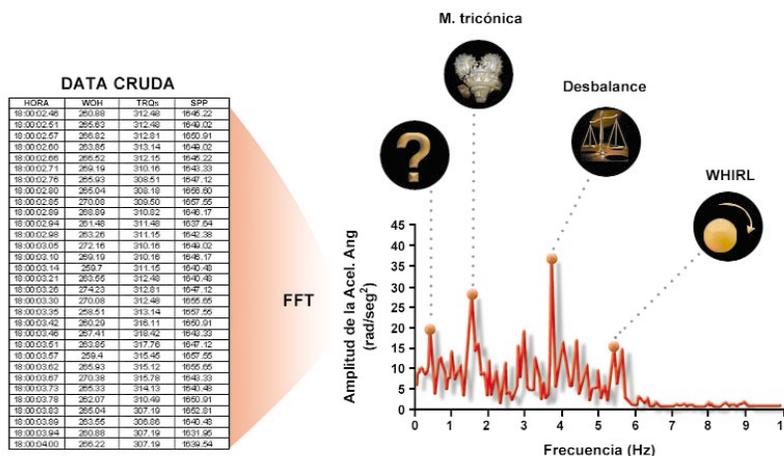


Fig. 8. Esquema del análisis espectral de parámetros operacionales.

Como referencia, del análisis de los espectros obtenidos en los BHA de la fase 12 1/4" en el pozo 2, se pudo apreciar que las disfunciones que mayor incidencia tuvieron en la excitación de las sartas fueron la caminata sincrónica o "whirl" de la sarta y/o mecha, lo cual también fue ratificado por el estado predominante de salida de las mechas tanto del pozo 2 como del pozo 1. Esto se manifestó en el amplio daño en los dientes laterales evidenciado en el astillamiento o pérdida total de los mismos (Fig. 9). Este tipo de observación constituye información de gran utilidad para simulaciones

tras que en la configuración 2 se hizo lo propio con las mechas usados únicamente en el pozo 2.

Adicionalmente, cuantificando estadísticamente el estado de salida de las mechas usadas, en particular la característica de desgaste de sus cortadores, se pudo evidenciar como las mejoras en el diseño del BHA y el control dinámico de los parámetros de operación sugeridas por la metodología, contribuyeron a reducir el desgaste de los equipos, por efecto de operar una sarta más rígida con menor posibilidad de vibrar lateralmente. Esto quedó en evidencia al

verificar que el estado de salida de las mechas usando la configuración 1 en el hoyo 12 1/4", presentaron 12% mayor desgaste en sus insertos externos respecto a sus homólogos usando la configuración 2 (estabilización 30-60').

Para ejemplificar lo anterior, se detalla en la Fig. 9 la condición de desgaste de dos mechas SMITH de la serie 15GF, operadas en la parte superior de la formación Barranquín a profundidades similares (6983' para la mecha #11 del pozo 1 y 6880' para la mecha #13 del pozo 2). La mecha #11 fue corrida con un BHA pendular con estabilización 60-90' (configuración 1) y muestra un severo deterioro de los insertos

de la hilera externa. Este tipo de desgaste es característico de una mecha que estuvo expuesta a altas cargas de impacto laterales, lo que muy probablemente motivó el desprendimiento desde su base, de los insertos con mayor exposición a dichas cargas (Fig. 9, izquierda).

En contraste, la mecha #13 del pozo 2, fue operada con un BHA pendular de estabilización 30-60', y las ventajas de esta configuración son apreciables en el tipo de desgaste experimentado por la estructura de corte, el cual fue mucho más uniforme que el de la mecha referida anterior-



Fig. 9. Comparación del desgaste de la estructura de corte de dos mechas SMITH serie 15 GF.

dinámicas futuras que deban ser hechas en pozos del área circundante.

RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA INTEGRAL

Si bien la metodología se introdujo en los pozos estudiados y, en menor escala, en otro pozo del área, los cambios de diseño que sugirió el análisis estático del BHA relativos a la rigidización de la sarta, únicamente fueron adoptados en el pozo 2. Tal y como se mencionó, estos cambios involucraron en la fase 12 1/4" el cambio de una configuración convencional (configuración 1) caracterizada por una estabilización 60'-90' y el uso de portamechas de diámetro externo = 8", a otra configuración (configuración 2) de estabilización 30'-60' y portamechas de diámetro externo = 9 1/4". Para ambas configuraciones, los portamechas contaron con conexión tipo 6 5/8 REG (No se reportó mayores diferencias entre los tiempos de conexión empleados por ambos tipos de configuración).

Considerando que las características litológicas de las Formaciones Chimana-El Cantil y Barranquín fueron similares en los tres pozos, se compararon los rendimientos obtenidos por cada una de las configuraciones de BHA. Como resultado, se observaron incrementos en tasa de penetración y vida útil de las mechas al usar la configuración 2, sugerida por el análisis estático de la metodología (Fig. 10). Nótese que dentro de la configuración 1 se incluyen los promedios de horas efectivas y tasa de penetración de las mechas empleadas en la fase 12 1/4" en el pozo 1 y otro pozo, mien-

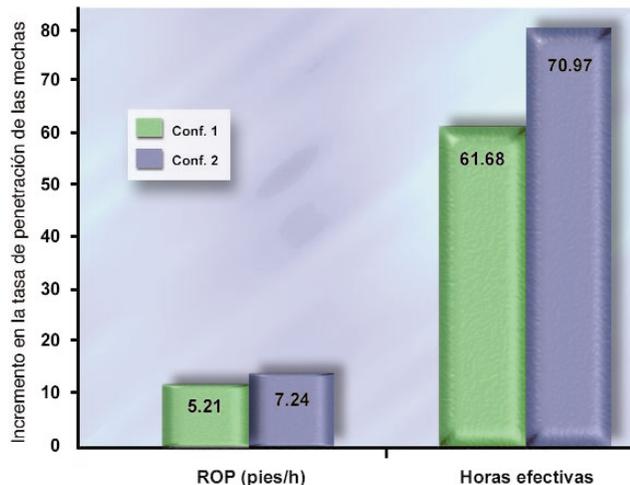


Fig. 10. Aumento en ROP y vida útil de mechas por cambio de configuración de BHA.

mente. En este caso, se infiere que la mecha # 13 operó con menores desplazamientos laterales que los experimentados por su homóloga. Asimismo, se puede observar que como consecuencia directa del cambio de estabilización, existe una prolongación de la vida útil de la mecha acoplada a la sarta más rígida, lo cual en este caso representó un aumento del 50% de las horas efectivas de la mecha # 13, respecto a la 11 (de 53 h en la mecha #11 vs. 80 h en la mecha # 13).

Limitaciones

De la experiencia recabada se pudieron identificar factores operacionales y humanos que limitan el uso apropiado de esta metodología de trabajo. A continuación, se describen los mismos:

Diseño

- La selección apropiada de mechas será directamente proporcional a la calidad de la información usada en la planificación del pozo. Por ello, en pozos exploratorios donde la incertidumbre del modelo geológico sea alta, la eficiencia de la selección de mechas se verá reducida. De allí que sea necesario invertir suficiente esfuerzo en recabar la mejor información disponible (geológica, estadística, etc.).
- Las simulaciones dinámicas de BHA son bastante sensibles a la trayectoria del pozo estudiado. En este sentido, las simulaciones dinámicas efectuadas en la etapa de diseño deben ser corregidas con frecuencia durante la perforación (aprox, cada 1000'), a fin de garantizar la obtención de información apropiada. Del mismo modo, cambios significativos en la configuración de los portamechas (DC) o de su estabilización, requiere volver a correr las simulaciones respectivas
- Para lograr simulaciones dinámicas con resultados de mayor precisión, los factores de excitación deben ser conocidos o al menos inferidos, con base en perforaciones en áreas vecinas bajo condiciones operacionales semejantes (formación, tipo de mecha, trayectoria y parámetros operacionales).

Operación

- El hecho de haber sido instalado un sistema de medición de vibraciones en la sarta no garantiza que se le dé el uso apropiado. Para que el sistema funcione apropiadamente debe existir:
 - Cercana y fluida comunicación entre operador de mechas, supervisor de 24 horas y operador del servicio de detección de vibraciones.
 - Entendimiento por parte de los involucrados del tipo de información que se genera.
 - Se debe entender que el control de parámetros operacionales para reducir vibraciones no necesariamente implica menores tasas de penetración. De hecho, la data recolectada ha mostrado que aquellas mechas que fueron sometidas a menores niveles de vibración soportaron mayor tiempo en fondo de

hoyo, con tasas de penetración iguales o ligeramente superiores a aquellas mechas que fueron operadas bajo niveles altos de vibración.

Evaluación

- La industria debe hacer un esfuerzo por promover el desarrollo de plataformas que permitan procesar en tiempo real (TR), el elevado nivel de datos generados en la perforación. Sin adelantos en este sentido, la toma de decisiones basada en información en TR, seguirá siendo extremadamente limitada y se estaría perdiendo la oportunidad de valorizar esta información en operaciones más seguras y eficientes.

CONCLUSIONES

- La aplicación total de la Metodología Integrada de Perforación en el pozo 2, permitió ayudar a obtener incrementos de hasta 35% en ROP y vida útil de mechas tricónicas, en la Formación Barranquín, respecto a pozos vecinos en los cuales no fue aplicada por completo.
- Para la implementación efectiva de la metodología durante la fase de masificación, se hace necesario el adiestramiento del personal en los conceptos básicos de criterios para la selección de mechas, dinámica de sargas y control de parámetros operacionales.
- Los factores de excitación predominantes en los pozos estudiados, Formación Barranquín, se ubican en el intervalo de 1 a 10, siendo predominantes los factores 1-4 y 8-10. Estos factores se corresponden con los efectos de desbalance de la sarta, "backward and forward whirl", efecto de corte de mecha tricónica y en menor grado, otros efectos no determinados. No obstante, la naturaleza dinámica del sistema hace que estos factores varíen significativamente en intervalos muy cortos, en la medida que la perforación progresa. Por este hecho, se tiene la convicción que el rol de las herramientas de simulación dinámica debe migrar hacia la integración con datos en tiempo real, a fin de aportar información más valiosa y oportuna.

RECOMENDACIONES

- En el caso de que en un futuro surjan diseños de pozos verticales en el área que tengan planificado usar herramientas MWD, se recomienda añadir a los mismos módulos de medición de vibraciones en fondo de hoyo, como medio de validar la información de vibraciones obtenida en superficie.
- Se recomienda aumentar los pesos sobre la mecha aplicados en esta área, rigidizando para tal fin la configuración actual de los BHA, a fin que se pueda transmitir más PSM, sin el riesgo de desviar el pozo. Este tipo de incrementos de peso se podría lograr usando portamechas de mayor espesor de pared, más puntos de estabilización, o bien, usando herramientas de control de verticalidad y/o rigidización de la sarta de perforación.

Referencias

1. Horbeek, J. H.; Birch, W. Successful Reduction of North Sea Drillstring Failures. *1995 Offshore European Conf.*, Aberdeen, 5-8 de sept., 1995. Artículo SPE/IADC N° 30348.
2. Kriesels, P. C.; et al. Cost Savings Through an Integrated Approach to Drillstring Vibrational Control. *1999 Middle East Drilling Technology Conf.*; Abu Dhabi, 8-10 de nov., 1999. Artículo SPE/IADC N° 57555.
3. De Santana, D.; Álvarez B.; Lagreca, A.; Rovira, F.; Suárez, G. *Conceptualización e introducción de la metodología integrada de perforación en los pozos exploratorios MCA-1X y MCA-2X*. Documento Técnico N° INT-9070, 2001. PDVSA Intevep, Los Teques, 2001.
4. Lubinski. *A Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings*. 1950.
5. Paslay and Dawson. *Drill Pipe Buckling in Inclined Holes*. 1982.
6. Rey-Fabret, I. F.; Mabile, M.C., Oudin, N. Detecting Whirling Behaviour of the Drill String From Surface Measurements. *1997 SPE Annual Technical Conf. and Exhibition*, San Antonio, Texas; 5-8 octubre 1997. Artículo SPE N° 38587.
7. Gomel, M.; Mabile, C. M.; Perreau, P. J.; Rey-Fabret, I. F. Early Detection of Drill String Vibrations Based Solely on Surface Measurements. *1999 Offshore Mediterranean Conf.*; Ravenna, Italia, 24-26 de mar., 1999. Artículo OMC N° 048/06.
8. Fear, M.; Abbassian, F. Experience in the Detection and Suppression of Torsional Vibration From Mud Logging Data. *1994 European Conf.*, Londres; 25-27 de oct., de 1994. Artículo SPE N° 28908.
9. Xu, H.; Fear, M.; Whelehan, O. How to Organise Mud Logging Data for Modelling Rate of Penetration. *1995 Asia Pacific Oil & Gas Conf.*; Kuala Lumpur, 20-22 de mar., 1995. Artículo SPE N° 29252.
10. Fear, M. J. How to Improve Rate of Penetration In Field Operations. *1996 IADC/SPE Drilling Conf.*; New Orleans, 12-15 de mar., 1996. Artículo IADC/SPE N° 35107.
11. Besaisow, A.; Payne, M. A Study of Excitation Mechanisms and Resonances Inducing Bottomhole-Assembly Vibrations. Society of Petroleum Engineers, 1988. *Artículo SPE N° 15560*.



Delcio De Santana G. Ingeniero mecánico, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1998; maestría en Gerencia y Finanzas, Universidad de Bath, Reino Unido, 2000. A lo largo de su carrera fue pasante en las áreas de cementación y rehabilitación de pozos en la firma Dowell Schlumberger (1996) y en perforación en Lagoven, S. A., ex filial de PDVSA (1997). Durante 1999 se desempeñó como ingeniero de proyectos en el área de flexibilidad mecánica de tuberías en la empresa Inelectra. En el año 2000 ingresó a Intevep en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos. Participó en proyectos relacionados con la optimización de la perforabilidad en yacimientos de difícil acceso, desarrolló metodologías de análisis e interpretación de datos en los sistemas de perforación. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Gustavo Suárez. Ingeniero mecánico, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, 2001. Realizó su trabajo de grado en Intevep en el año 2000 en mecánica de perforación, en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos. Allí, realizó el análisis del efecto de la variación del diferencial de presión en la tasa de penetración en rocas duras. Desde el año 2001 hasta el presente, se desempeña como especialista en el área de mechas de perforación. Participa en proyectos a escala nacional en la fase de ingeniería de detalle, en la selección de mechas de perforación, evaluación de nuevas tecnologías de mechas, tanto convencionales como innovadoras. Trabajó en la elaboración de la matriz de selección de mechas, que actualmente se utiliza en algunas zonas del país, y que se espera sea incorporada este año a escala corporativa. En 2001 participó como enlace Intevep-CSIRO e Intevep-Terratek, para la consolidación de convenios con estas dos compañías en el área de perforación.



Alejandro Lagreca. Ingeniero mecánico, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1985; especialización en ingeniería de la empresa (USB), Caracas, 1993; maestría en ingeniería mecánica, Universidad de Tulsa, Tulsa, 1997. Desde 1993 trabajó en Intevep en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos, en el área de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos. Participó en diversos proyectos multidisciplinarios de PDVSA y de Terceros (Faja). Realizó trabajos de investigación en el área de mecánica de perforación enfocados principalmente a la optimización, desarrollo e implementación de procesos y metodologías en perforación con 11 trabajos publicados a nivel nacional e internacional. Desde el año 2001 condujo proyectos de inteligencia tecnológica, investigación y desarrollo e investigación estratégica en tecnologías de perforación que optiman el acceso a formaciones duras y difíciles de perforar. Fue líder del proyecto para el desarrollo de tecnologías que permiten optimar arquitectura y asegurar integridad mecánica en la construcción de pozos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Fernando Rovira. Ingeniero civil, Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional (UNEPFAN), Caracas, 2000; técnico superior universitario en materiales, mención Metalurgia, Instituto Universitario de Tecnología Región Capital (IUT-RC), Caracas, 1989. Ingresó en ese mismo año al Departamento de Materiales Metálicos, Gerencia de Tecnología de Materiales de PDVSA Intevep, en el área de ensayos no destructivos y posteriormente en comportamiento mecánico, en donde cumplió funciones hasta el año 2000. Luego, pasó al Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos, en el área investigación y desarrollo para implantación de nuevas tecnologías que permitan optimar los procesos de perforación existentes en formaciones difíciles de perforar. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.

ADAPTACIÓN Y MASIFICACIÓN DE CEMENTO ESPUMADO EN VENEZUELA: APLICACIÓN DE CURVA DE APRENDIZAJE

Juan F. Soto*, María Centeno⁽¹⁾, María Inmaculada García⁽¹⁾, Oliver González*, Sandra Rodríguez* y Edween Chirinos**

* PDVSA Intevep

** PDVSA Occidente

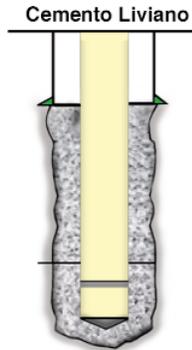
(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

La tecnología de cemento espumado ha surgido como una alternativa para la construcción de pozos en yacimientos de baja presión, debido a que se pueden obtener lechadas con densidades menores de 10,5 lpg, y buenas propiedades [1-6]. Consiste en la preparación y el método de manejo y bombeo de una lechada de cemento base, a la que se incorpora nitrógeno encapsulado suficiente para aligerar la densidad. La lechada espumada consta de dos fases; una líquida, compuesta por la lechada base más surfactantes/estabilizadores y una fase gaseosa.

En la Tabla 1 se enumeran las características resaltantes de las operaciones que se llevan a cabo con cemento espumado, en términos de ventajas y desventajas, comparada con la cementación normal.

En la Fig. 1 se muestra la distribución de los equipos necesarios para una operación de cementación con espuma:

- Camión bomba: Unidad básica, que integra los procesos de mezcla y bombeo de la lechada base de cemento. Debe estar equipado con sensores para registrar la densidad de la lechada y el caudal de bombeo; lo cual va a ser el indicador base para los otros equipos de bombeo asociados.
- Unidad de bombeo de aditivos líquidos en línea: Suministra en forma proporcional el flujo de surfactantes y estabilizadores, de acuerdo con la señal de caudal de bombeo del camión bomba.
- Unidad de bombeo de nitrógeno líquido: El nitrógeno líquido almacenado en un tanque criogénico se bombea, luego se hace pasar por un calentador para gasificarlo a la presión de la línea. La tasa de bombeo de nitrógeno se fija para obtener una calidad (% de gas en la espuma) con respecto a la tasa de bombeo de la lechada.
- Unidad generadora de espuma: Donde convergen los flujos de lechada más surfactantes y la corriente de nitrógeno. La mezcla pasa a través de una válvula



Una necesidad de creciente interés en muchos campos venezolanos es el poder cementar zonas con bajos gradientes de fractura, donde se requieran largas columnas de cemento o altamente fracturadas, con problemas de pérdidas de circulación. Adicionalmente, existen implicaciones de diseño; tanto económicas como técnicas, que se deben evaluar. De allí que se haya considerado la tecnología de cemento espumado como una solución viable. Por un lado, se logran alcanzar lechadas de baja densidad con buenas propiedades mecánicas y, por otro, se alcanzan altos rendimientos en volumen de lechada que implica ahorros en costos. La experiencia ganada en el proceso de adaptación de la tecnología; desde las pruebas piloto hasta aplicaciones en occidente y oriente de Venezuela, todas acompañadas con una buena planificación, ha facilitado la identificación de candidatos idóneos y su masificación hacia áreas críticas como Lagomar y La Paz en el Occidente del país. Este artículo describe las etapas de la curva de aprendizaje de esta tecnología en PDVSA: desde la captación hasta su masificación con resultados de campo. En el proceso, se aplicó Inteligencia Tecnológica para identificar y encontrar las respuestas pertinentes a la madurez de la tecnología, empresas y expertos en la misma, así como la identificación de las experiencias de campo exitosa y sus aspectos críticos, que permitieron, posteriormente, capturar, adaptar y transferir la tecnología. Estas experiencias han demostrado que la tecnología de cemento espumado es una opción técnica y económica tanto para zonas fracturadas o de baja presión, como para las cementaciones que requieren grandes volúmenes de cemento.

A need growing in interest in many Venezuelan oil fields is the cementing of low-fracturing gradient zones, which require long cement or highly fractured columns with circulation loss problems. Additionally, both economic and technical design implications have to be evaluated. Therefore, foam cementing technology was considered a viable solution. On one hand, low-density slurries with proper mechanical properties are obtained, and on the other hand, high slurry volume yields are achieved, which implies cost savings. Experience achieved in the adapting process, from pilot plants to applications in West and East Venezuela, together with a proper planning, has eased the identification of ideal candidates and its massification to critical areas such as Lagomar and La Paz, in West Venezuela. This paper describes learning curve stages of this technology in PDVSA, from capture to massification of field results. In the process, Technology Intelligence (TI) was applied to identify responses concerning maturity of the technology, companies, and experts of technology, as well as the identification of successful field experiences and critical aspects, that allowed afterwards to capture, adapt and transfer the technology. These experiences have demonstrated that foam cementing technology is an economic and technical option both for fractured or low-pressure zones, and for cementing requiring large volumes of cement.

Tabla 1. Sumario de ventajas y desventajas del cemento espumado respecto a la cementación tradicional.

	Lechada	Cemento fraguado	Operación
Ventajas	Se obtiene baja densidad	Relativamente alta resistencia compresiva	Bajo costo de lechada por pocos aditivos
	Resistencia a la dilución/contaminación	Alta K a Q alto	Mejor desplazamiento
	Expansible/compresible - mantiene presión	Dúctil y resistente a esfuerzos cíclicos	Propiedades antimigratorias
	Buen control de pérdida de fluido	Buen aislamiento térmico	
Desventajas	Densidad depende de la presión		Equipos y personal adicional
	Viscosidad es alta cuando Q es alta	Posible fractura en los patrones de flujo	Gas confinado a alta presión en superficie
	Incertidumbre en las propiedades de la espuma en fondo de pozo	Incertidumbre en las propiedades a fondo de pozo	Complicado para diseño/ ejecución
	Dificultad para caracterizar las propiedades.		Posibilidad de retorno de la espuma a la superficie

estranguladora ("choke"), en donde por la descompresión, se forma la espuma. Un punto importante es la elección del diámetro de la válvula estranguladora, que debe asegurar un diferencial de presión a lo largo del bombeo que permita la generación de una espuma estable. Para el cálculo de la restricción se usa la ecuación de Szilas.

- Sensores de presión de línea, colocados a la salida de la bomba de lechada, equipo de inyección de nitrógeno y antes y después del generador de espuma.
- Sensores de densidad de lechada, a la salida del camión bomba y de lechada espumada, a la salida del generador de espuma.
- Sensores de temperatura en el evaporador, cuya lectura indica las condiciones de expansión del nitrógeno.

El punto importante es destacar operacionalmente las siguientes áreas de atención:

- Siendo un fluido que contiene gas presurizado, se debe tener cuidado en su manejo. El volumen de gas y, por consiguiente, de lechada espumada, a fondo de pozo, está estabilizado a la presión que define un volumen de gas y su densidad de diseño. Si es llevado a superficie, con presión atmosférica, puede aumentar exponencialmente. El aumento de volumen en el mismo espacio no confinado, puede provocar irrupciones violentas, que dependiendo de las condiciones, puede ser difícil de controlar.
- La logística de campo debe ser muy cuidadosa, especialmente hacia las conexiones con los equipos, necesidad de espacio para equipos adicionales y previsiones de seguridad.
- Se tienen diversas opciones de diseño; por lo que se debe conocer cuáles parámetros son los adecuados para la planificación.

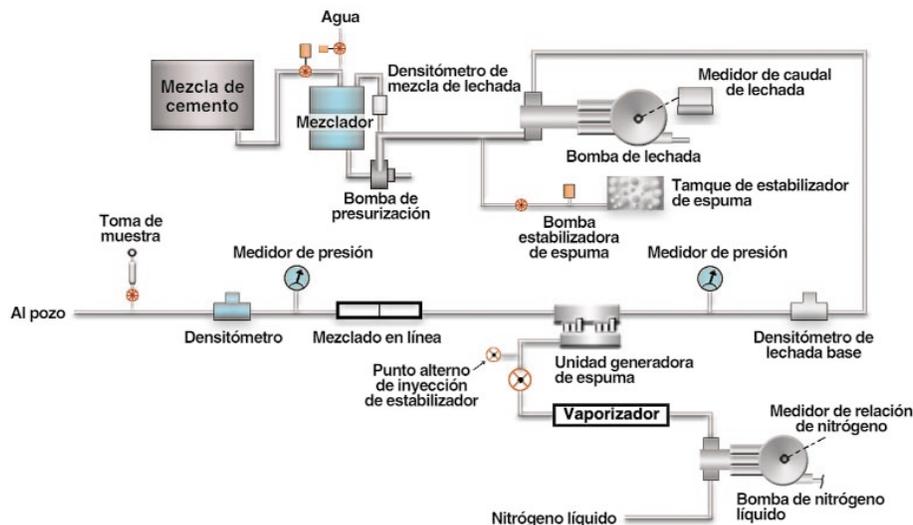


Fig. 1. Esquema de distribución de equipos para una cementación espumada.

- Aunque se requiere equipos adicionales, que encarecen el costo de la cementación, el costo se hace competitivo, si se manejan grandes volúmenes de lechada.

Para lograr una operación exitosa con lechada espumada estable, de proporción adecuada y manejable, se requiere:

- Planificación: Conocimiento del ambiente de cementación, datos del pozo y taladro, capacidad de simulación de operaciones, equipos y procedimientos de laboratorio y disponibilidad de equipos de bombeo y control de operación. Medidas de seguridad.
- Ejecución: Logística de equipos, capacidad de registro y control en tiempo real y planes de contingencia en manejo de retornos. Manejo de contingencias, seguridad e higiene en el trabajo.
- Evaluación: Tipo de registro, métodos de interpretación
- Los antecedentes de casos registrados, a la par del potencial de aplicación en casos de los campos venezolanos, motivaron una estrategia de introducción de la tecnología en Venezuela.

El objetivo de este trabajo es mostrar todas las etapas cumplidas corporativamente, para introducir la tecnología y presentar opciones de cemento espumado para la planificación, ejecución y evaluación de operación de cementación en los campos que lo ameriten.

ANTECEDENTES

De la revisión de antecedentes en el uso de la tecnología de cementos espumados, se identificaron escenarios potenciales de uso en campos venezolanos; en los que se necesitan afrontar los siguientes ambientes de cementación:

- Revestidores intermedios o de producción en campos agotados o de baja presión de fractura.
- Revestidores superficiales de 13-3/8" asentados a profundidades desde 4000 hasta 7000 pies, cubriendo zonas someras de gas a baja presión de poro.
- Revestidores de 9-5/8" (hoyos de 12-1/4") asentados desde 5000 hasta 16000 pies, de volúmenes apreciables, con zonas de baja presión intermedias que cubrir.
- Zonas con problemas potenciales de pérdida de circulación, a perforarse con fluidos de baja densidad; sea por bajos gradientes de presión o presencia de microfracturas.
- Lechadas de llenado de alto rendimiento y propiedades mecánicas que aseguren integridad; así como lechadas de baja densidad de cola.

Estos ambientes cubren el espectro de uso de la tecnología de cemento espumado [7, 8].

Siendo una operación no tradicional, surge entonces la necesidad de una estrategia coherente para la correcta introducción de la tecnología en los campos venezolanos; que implique etapas de planificación, simulación, entrenamiento, pruebas piloto y extensión.

Para el inicio de este proceso se sumaron los siguientes aspectos:

- Disponibilidad de equipos y asesores en el área (Halliburton).

- Estrategia conjunta de trabajo; en donde participaron personal asesor y operativo de la compañía de servicio (Halliburton), PDVSA Intevep y PDVSA EPM-Occidente.
- Operatividad del Banco de Pruebas de Fluidos y Cementación del Centro Experimental de Producción (CEPRO de PDVSA Intevep), para simulación a escala real.
- Un campo candidato, con aplicación potencial en secuencia operativa, Lagomar, Distrito Occidente de PDVSA-EPM.

Escenario nacional e internacional

En la fase inicial del proceso de Inteligencia Tecnológica (IT) se realiza un inventario de la información explícita nacional e internacional, para lo cual se utilizan herramientas como el análisis cuantitativo de la información (análisis bibliométrico) y análisis cualitativo de la información. Los resultados de este análisis preliminar permitieron delimitar el escenario tecnológico nacional e internacional en cuanto al uso y aplicación de la tecnología de cementos espumados; lo cual representa un insumo al proceso de conformación de las redes de conocimiento en el área y posibles planes de adiestramiento para disminuir la brecha tecnológica.

En el escenario nacional, se identificaron 3 publicaciones técnicas previas sobre aplicaciones pioneras de cemento espumado, de la empresa Maraven-Shell en los campos Mara, Lanudos y Tía Juana (1983-1984). Se reporta en éstos, dificultades de manejo de la operación, sin referencia a éxito o recomendaciones para la extensión del uso.

En el escenario internacional, se estudió un universo de 130 documentos, en los que el 26% corresponde a documentos de patentes y el resto a publicaciones.

La tecnología se inició en la década de los años 80 con una relativa continuidad en la década de los noventa. Resalta los EE.UU. como el país donde más se han protegido las invenciones en el área, con un 60%.

El liderazgo tecnológico en el área lo ostentan las empresas de servicio como Halliburton, Schlumberger y BJ Services, las cuales tienen el 52% de la información publicada. Específicamente, Halliburton se destaca como el líder tecnológico en el área en los últimos años y los principales autores y coautores con mayor volumen de publicaciones corresponden a esta empresa.

En el ámbito mundial, las experiencias de aplicación de la tecnología demuestran el grado de madurez en su desarrollo y uso. Por ejemplo, para sustituir empaques con gravas y desviadores de flujos de producción a través de forzamiento.

La revisión de la literatura técnica revela una serie de ventajas de aplicación de la tecnología de cemento espumado, lo cual justifica su uso y masificación en Venezuela para resolver problemáticas como bajas presiones, migración de gas, pérdidas de circulación, ambientes de altos esfuerzos, etc.

como la presencia de gas en la lechada afectan la señal. En este caso, el resultado del registro fue comprobado físicamente, al tomar muestras de cemento fraguado en el anular y en los tomamuestras en línea.

En la Fig. 3 se muestra la data cruda del registro CAST-V, donde se observa las lecturas de impedancia en los nueve sectores y su promedio. Un patrón oscilante de la señal es característico de sólidos en el anular; mientras que un patrón estable identificaría líquido, aun cuando el valor de impedancia es bajo, si se compara con la señal característica de cementos de mayor densidad, y es semejante a los valores de un fluido de perforación. Este patrón indica la presencia de cemento uniforme a lo largo del espacio anular [10]. Adicionalmente, las muestras de cemento espumado recogidas en línea se examinaron para medir su densidad, porosidad y resistencia a la compresión; a la vez que comprobaron las medidas obtenidas con el registro.

- Se validaron los procesos de control de calidad en tiempo real con los resultados de la cementación: control de flujo de cemento, nitrógeno y surfactantes; comparación de densidad medida en superficie con la correspondiente a fondo de pozo.
- Se corroboró la capacidad de los equipos disponibles para el mezclado, inyección de surfactantes, bombeo de espuma, medición y control de operación.
- Se comprobaron físicamente los resultados de la toma de registros de cemento espumado.

CAMPO LAGOMAR

Logrados los objetivos de las pruebas a escala, se ejecutó la primera operación de campo, en un pozo del campo Lagomar, en el Lago de Maracaibo. Este campo maduro,

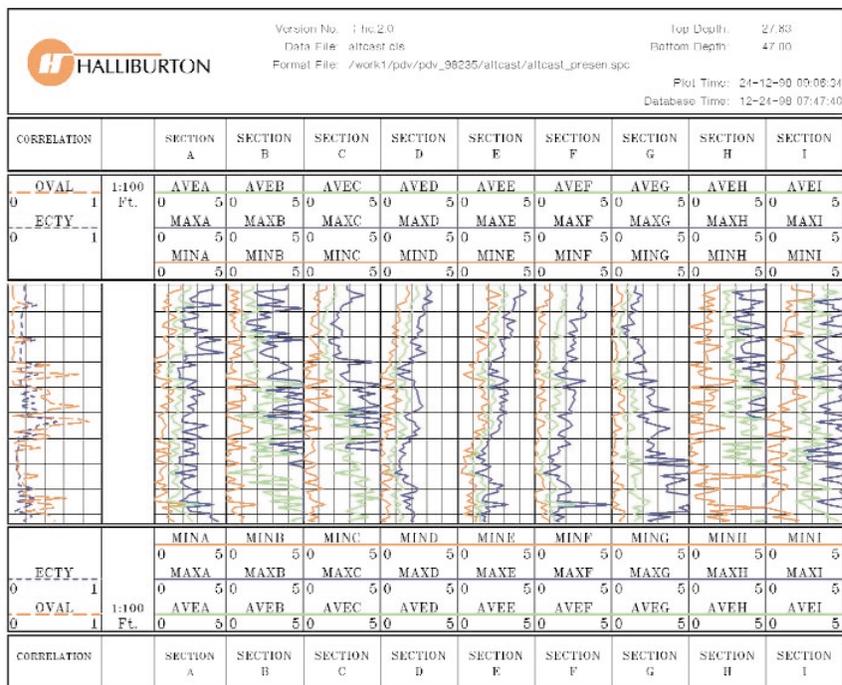


Fig. 3. Registro de cementación celda anular CEPRO CAST-V.

El espacio anular cementado fue seccionado transversalmente y se tomaron muestras del cemento fraguado; para pruebas de densidad, porosidad y permeabilidad. Lo mismo se realizó con las muestras de los cilindros en línea. Los logros obtenidos se resumen de la siguiente manera:

- Se demostraron los procesos de planificación, operación y evaluación a condiciones específicas, sin riesgos operacionales.
- Se compartió el proceso de transferencia de tecnología entre compañía de servicio y usuario.
- Sirvió como plataforma de entrenamiento para operadores y supervisores, tanto de la empresa de servicio como de PDVSA.
- Se probó el manejo adecuado de fluido energizado (presión, una variable en la calidad de la lechada).

con poca presión de formación, presenta el reto de cementar a baja densidad largos revestidores intermedios, con lechadas en las que se necesitan buenas propiedades mecánicas.

Se realizó el diseño de la lechada base y espumada, evaluándola en laboratorio. A partir de allí, se realizó la simulación del proceso, estableciéndose los topes, volúmenes y densidades finales.

Como un ensayo de la tecnología, se decidió en primer caso cementar el revestidor de producción a 6855 pies, la lechada espumada cubriría parte el espacio anular descubierto. Se planteó utilizar el método de tasa de nitrógeno constante (densidad de espuma variable) por ser el más sencillo y seguro operacionalmente. Las características del ambiente de cementación y datos de diseño se resumen en la Fig. 4.

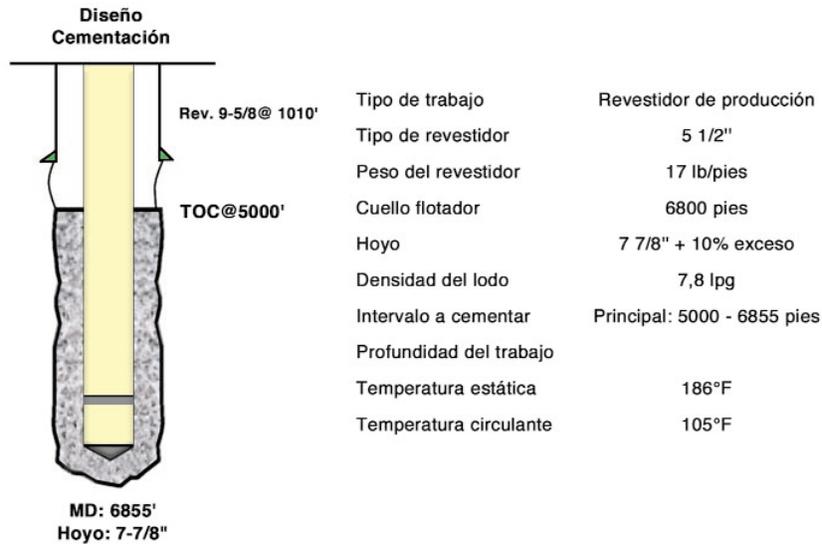


Fig. 4. Diseño de cementación del pozo estudiado.

Se utilizó una lechada base de cemento H + 0,4% retardador + 2,25% surfactantes a 16,2 lpg, la cual fue llevada hasta una densidad promedio de 8,1 lpg en superficie; lo que representa una densidad teórica en el pozo entre 12,5 lpg en el fondo y 11,7 lpg en el tope; sometido a temperatura y presión. Se inyectó en forma constante un flujo de nitrógeno de 410 SCF/bbl y a una tasa promedio de lechada de 3 BPM.

Se bombearon 80 barriles de lechada espumada, a partir de 50 barriles de lechada base.

Los mecanismos de control de la operación se basaron en la medición de los caudales de lechada, surfactantes y nitrógeno, densidad de lechada base, densidad de espuma en superficie y temperatura y presión de línea. Previamente, se realizó un gráfico de la densidad en superficie en función de la temperatura y presión, a caudales constantes, y su correspondiente densidad equivalente de circulación (ECD del inglés "equivalent circulation density") a fondo de pozo. De la comparación de los valores leídos de densidad de espuma y el teórico, se ajustaron los flujos de lechada o nitrógeno. Los resultados mostraron excelente concordancia entre la densidad de diseño de la lechada espumada medida y calculada a partir de los datos de tasas de flujo. El volumen de desplazamiento real se correspondió con el calculado y la evaluación por registro mostró excelentes resultados, el tope de cemento se ubicó a 4950 pies, siendo el teórico 5000'.

En la Fig. 5 se muestra la grafica de las densidades medidas durante el trabajo. Se identifica la densidad de la lechada, densidad teórica, densidad medida, densidad medida ajustada a 100°F y densidad medida ajustada a T, P y caudales registrados punto a punto.

Como puede observarse, en las condiciones de trabajo, se consiguió una buena correspondencia con los valores de diseño.

Los resultados obtenidos permiten concluir para este trabajo que:

- Se logró el aislamiento zonal posterior a la cementación, corroborado por el registro.
- Se demostró la validez de las prácticas y recomendaciones derivadas de las pruebas del CEPRO en campo, para condiciones de inyección de N₂ constante.
- Se determinó que la calidad del diseño y la operación dependen de la calidad de los datos disponibles.
- Se estableció que el equipo y personal (líder operacional) son claves en la ejecución del trabajo.

CAMPO CARITO

Un pozo, perteneciente al Distrito Punta de Mata, de PDVSA-EPM Oriente, presentó canalización e

influjo, posterior a la cementación del revestidor de 13-3/8", lo que representa una falla mayor. De acuerdo con estos resultados, se estudió la posibilidad de eliminar el problema en los pozos posteriores atacando puntos importantes varios: centralización, diseño adecuado de preflujos, movimiento de tubería y lechadas livianas antimigratorias.

Como resultado del análisis, se escogió la cementación con espuma para un pozo, dentro de las presentadas en la Fig.6. Tanto las referencias de trabajos similares como las experiencias del CEPRO y Lagomar respaldaron la viabilidad de la aplicación. Adicionalmente, los costos del cemento espumado representaron un 29% menor a la cementación con lechadas alivianadas y de un 10% menor a la cementación en doble etapa.

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

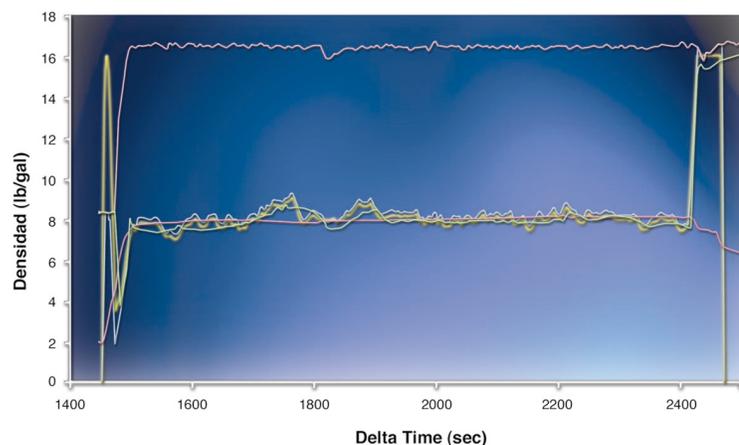


Fig. 5. Gráfica de densidad medida y teórica.

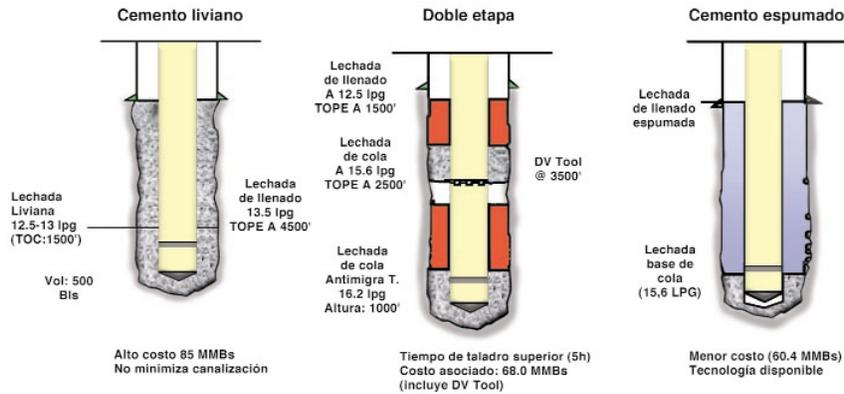


Fig. 6. Alternativas de diseño evaluadas.

En la Fig. 7 se muestra el diseño de cementación planificado, el cual consistió de 500 pies de lechada de cola sin espumar (75 barriles) a 15,6 lpg y 380 bls de lechada base (15,6 lpg) espumada hasta 12,5 lpg (volumen final de 485 bbl a fondo de pozo). Para conseguir un perfil de densidades constante, se diseñó un plan de inyección de nitrógeno progresivo que se inició con 82 pies cúbicos estándar por barril de lechada base, aumentándose progresivamente hasta llegar a 329 pies cúbicos por barril para los últimos barriles.

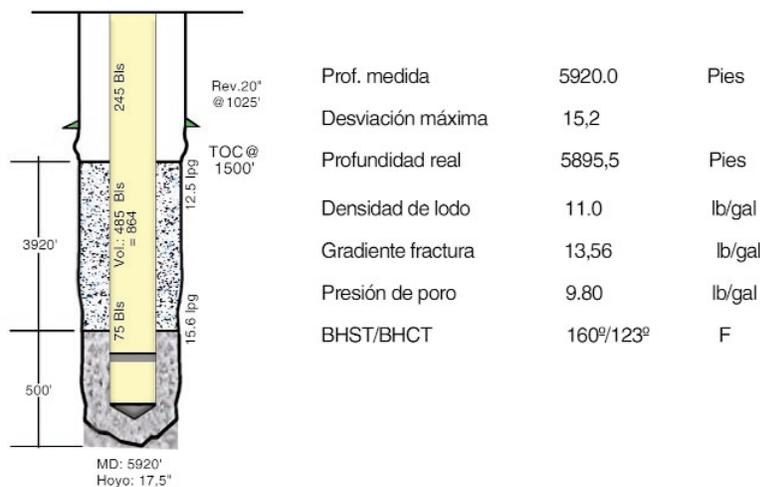


Fig. 7. Diseño de cementación planificada.

EJECUCIÓN DEL TRABAJO

La operación de bombeo de cemento espumado se realizó según lo planificado; sin embargo, durante el desplazamiento; luego de bombear 658 bls de lodo, retornó espuma a superficie, lo que afectó el diseño planificado del trabajo.

Al no obtenerse la altura de columna estimada, la densidad de la columna de cemento resultó de menor densidad en el espacio anular. El anular del pozo fue posteriormente cerrado y se continuó el desplazamiento sin levantar presión. El tapón de desplazamiento fue asentado. Para contener y presurizar la columna de cemento, se realizó un "cap job" con 500 sacos de cemento. Esto permitió comprimir la lechada en el espacio anular, lo cual se hace para aumentar la densidad de la misma. Se estimó un volumen de 50 bbl de lechada espumada que salió del pozo.

El registro CAST-V tomado se muestra en las Figs. 8 y 9. Tal como se indica en la interpretación del registro en el CEPRO, las señales de

impedancia oscilantes señalan cemento a lo largo del intervalo señalado; con indicaciones de cemento de alta impedancia sin espumar correspondiente al "cap job" (Fig. 8) e indicación de cemento de cola mezclado con espumado en el fondo (Fig. 9).

Los resultados de la operación se resumen de la siguiente manera:

- A pesar de no cumplirse el perfil de densidad final deseado, no se presentó influjo luego de la cementación, principal objetivo del trabajo.
- El registro tomado indicó un cubrimiento de cemento uniforme a lo largo del hoyo, aunque los valores de impedancia indican una densidad baja, estimada en el orden de 10 a 12 lpg.
 - Se debe tener un control estricto por parte de la compañía de servicio de la válvula de choque a la salida de la línea de retorno, incluso para trabajos en los que no se requiera cementar hasta superficie.
 - La densidad de la lechada base debe ser mezclada a un peso superior (0,1-0,2 lpg) para considerar el efecto posterior de los surfactantes inyectados en línea.
 - Los medidores de flujo en línea deben ser calibrados adecuadamente para los intervalos operacionales.
 - Al realizar el cálculo del diámetro del "choke", a las condiciones límites de la operación, no se consiguieron valores operacionalmente viables con la ecuación revisada de Szilas. Por tanto, se eligió el diámetro según correlaciones de

Halliburton; aunque las condiciones de DP ideales no se consiguen para toda la operación, esto debido al amplio margen de tasa de nitrógeno necesario. Es necesario revisar el método de cálculo.

Se obtuvo aislamiento zonal posterior a la cementación, corroborado por el registro y la ausencia de flujo anular.

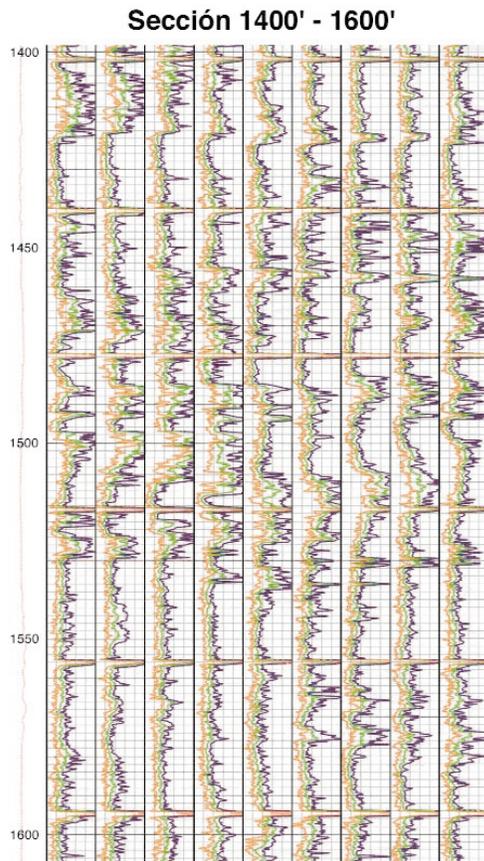


Fig. 8. Registro de cementación del pozo ensayado de 1400' a 1600'.

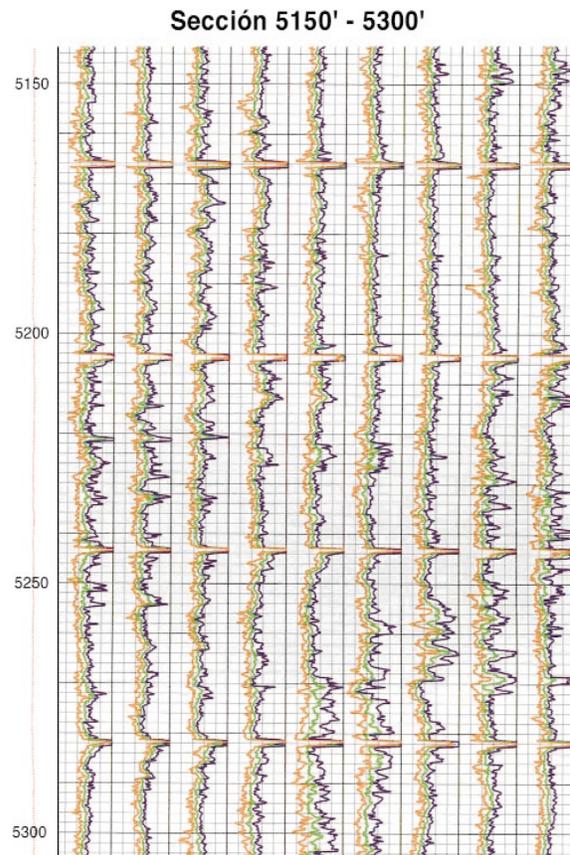


Fig. 9. Registro de cementación del pozo ensayado de 5150' a 5300'.

CAMPO LA PAZ

En el campo La Paz, del Lago de Maracaibo, se presenta el problema de fracturas a lo largo de la zona productiva, por lo que se perfora con fluido aireado, con la consecuencia de que el cemento tenga que aislar eficientemente la zona con propiedades de baja densidad, tixotropía, control de fluidos y resistencia mecánica.

En el pozo seleccionado se cementaron, por primera vez, dos revestidores consecutivamente en un pozo (Fig. 10). Las características de las operaciones fueron:

El diseño del trabajo contempló el tope en superficie; por lo que se planificaron las medidas para el control operacional y contingencia en caso de retorno de espuma a superficie.

Para esta ocasión, se contó con un registro de operación en tiempo real, con el cual se pudo estimar la ECD a fondo de pozo, según la densidad medida en superficie a las condiciones reales de bombeo. Esto permitió regular las condiciones de inyección de nitrógeno para mantener la densidad de la espuma en el fondo dentro de lo planificado.

La operación se completó al asentar tapón con 1700 psi.

Para controlar el nivel final de la lechada espumada y asegurar la densidad del tope se operó estrangulando la salida con una válvula "choke" de 1/2".

Al finalizar el desplazamiento se realizó un "cap job" por anular 20"x13 3/8" con 20 bls de lechada de 15,6 lpg para comprimir espuma y se mantuvo cerrado 4 h.

Revestidor 9-5/8"

El volumen necesario permitió operar con lechada premezclada, lo que facilita un mejor control de la densidad.

En este caso, se espumó tanto el cemento como el espaciador, debido a la baja presión del yacimiento.

En la Fig. 11 se resume las características de diseño para esta sección.

El control de la operación fue más complicado que en experiencias anteriores; ya que se manejaron 3 etapas y dos fluidos. Se requiere equipo automatizado para un mayor control de la operación.

El método por etapas permite tener un mayor control de la densidad del cemento espumado.

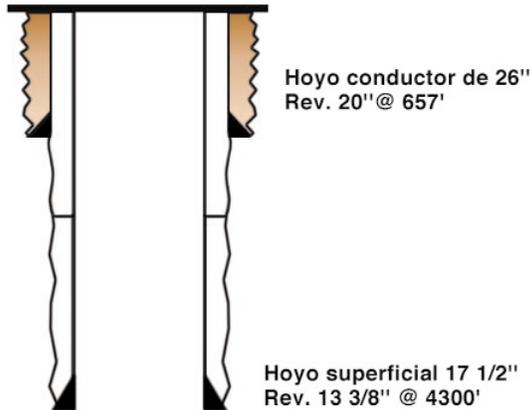
Como en la operación anterior, se diseñó el trabajo para aplicar contrapresión, a fin de evitar el retorno de espuma en superficie.

Se consiguió rentabilidad por volumen, ya que permitió ahorros de 48% comparados al uso de cementos especiales de baja densidad por alto rendimiento de la lechada.

LECCIONES APRENDIDAS

La operación de cementación con la tecnología de cemento espumado se planifica y ejecuta según los pasos a continuación:

Revestidor 13-3/8"
ESQUEMA

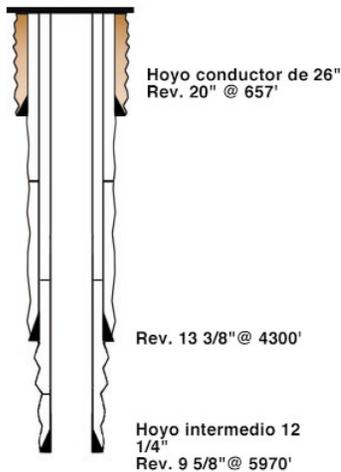


Características

- Lechada base 15,6 lpg
- 537 bbl lechada espumada de 13 lpg
- Método por etapas: 3
 - Etapa 1: 157 bbl @ 113 SCFB
 - Etapa 2: 36 bbl @ 175 SCFB
 - Etapa 3: 149 bbl @ 275 SCFB
- Uso sistema manual de Inyección
- Calidad de espuma 18-20%
- Diseño: Cemento clase "B" + 0,2% Halad-344 + 0,3% Diacel LWL + 2% (bwow) Zonesealant

Fig. 10. Esquema de operación cementación del pozo seleccionado en el campo La Paz Rev. 13-3/8".

ESQUEMA



Características

- Lechada base 12,5 lpg
- 78 bbl lechada espumada de 7,5 lpg
- Método por etapas: 3
 - Etapa 1: 32 bbl espaciador a 535 SCFB
 - Etapa 2: 36 bbl cemento a 587 SCFB
 - Etapa 3: 36 bbl cemento a 728 SCFB
- Inyección manual de N₂
- Calidad de Espuma 45-50%
- Diseño: Cemento clase "H" + 18lbs/sc Ppzmix A+ 18,5% Silicalite + 0,35% Diacel LWL +2% (bwow) Zonesealant

Fig. 11. Esquema de operación cementación P-203 Rev. 9-5/8".

- Determinación de los datos y antecedentes del pozo: Geometría del hoyo, datos de caliper, propiedades del fluido de perforación (reología, densidad, tipo), historia de perforación, presiones de poro y fractura, configuración de BOP, válvulas estranguladores, líneas de matar el pozo, etc.
- Disponibilidad de materiales y equipos: tipo de cemento y aditivos, herramientas por etapas, cabezales, personal de experiencia, espacio para los equipos en la localización.
- Análisis del tipo de trabajo o profundidad del tope de cemento: En este punto hay que analizar la cementación dependiendo de si ésta va a llegar hasta o cerca de superficie, o si es más profunda. Se han de tomar en

cuenta tanto la densidad como la longitud máxima permisible para las lechadas. Una vez estimados estos valores, se debe decidir entre las opciones de cementación con lechadas extendidas, lechadas de baja densidad de alta resistencia, cementación en doble etapa y cementación espumada.

- De ser seleccionada la opción de cemento espumado, se escoge el método adecuado para su aplicación: Tasa de nitrógeno constante, densidad constante o por etapas.
- Pruebas de laboratorio y simulación de operación: Incluye realizar ensayos con la lechada base, lechada con surfactantes y lechada espumada. La simulación debe atender a la escogencia de las condiciones de bombeo, volúmenes y tasas de circulación adecuadas y las propiedades a fondo de pozo de la lechada espumada.

- Montaje y calibración de equipos: Se debe establecer un esquema de distribución de equipos y cumplirlo, especialmente en la posición de las líneas, colocación de sensores y unidades auxiliares. La calibración de los diversos sensores y sistemas de control de operación es muy importante.
- Ejecución: Los pasos claves son la verificación del programa de bombeo y el registro y control en sitio.
 1. La medición y control de las tasas de bombeo y las propiedades de la espuma entrando al pozo son los parámetros de control de calidad del proceso.
 2. Estimación de ECD a fondo de pozo de acuerdo con los valores de densidad en superficie, presión y temperatura de línea y presión y temperatura finales, como método de control de flujos de lechada, nitrógeno y surfactantes.
 3. Se debe establecer claramente la acción adecuada en caso de desvío apreciable de los parámetros obtenidos del plan de bombeo; tanto correcciones de los valores como medidas de seguridad.
 4. En caso de ocurrir retorno no esperado a superficie, se debe activar el plan de contingencia establecido, el cual debe incluir control del pozo y medidas de contención de espuma efluente.
- Evaluación: Dadas las características de baja densidad y presencia de gas en la lechada, la corrida e interpretación de registros sínicos y ultrasónicos tiene diferencias que deben tomarse en cuenta. La compañía de servicio de registro debe estar en capacidad de calibrar e interpretar adecuadamente en estas condiciones.

Un producto de este proceso es una metodología de planificación, ejecución y evaluación de operaciones de cementación espumada, que se editó como informe y hoja de trabajo para toma de decisiones y verificación, disponible para PDVSA. Esta hoja comprende 3 módulos:

- Datos y cálculos básicos, para definir la necesidad o no de cemento espumado
- Análisis de opciones de trabajo: manual o automático, densidad constante o nitrógeno constante y datos de diseño necesarios para cada caso
- Lista de verificación, que compendia los pasos a ejecutar, equipos, pruebas de laboratorio, disposición de equipos y evaluación del bombeo.

ESTRATEGIA DE EXTENSIÓN

Con las experiencias descritas, resultados obtenidos y las lecciones aprendidas de las primeras aplicaciones, se considera haber alcanzado la madurez suficiente para extender la tecnología de cementación espumada a los campos que lo necesiten. En esta etapa, es necesario incentivar la opción de espuma entre las propuestas de cada proyecto, desde su etapa conceptual.

Debido el trabajo realizado con las mesas de construcción de pozos en los diferentes distritos, se ha podido incluir la cementación espumada como opción en los siguientes casos:

- Cementación de revestidores de 13-3/8" y 9-5/8" del área Norte de Monagas, en los campos El Tejero, Santa

Bárbara, Muscar, Capiricual y Macal. Todos estos casos implican grandes volúmenes de lechadas; con previsiones de lechadas de llenado antimigratorias en los revestidores de 13-3/8" y lechadas de baja densidad para cubrir zonas microfracturadas en Capiricual.

- Cementación de revestidores intermedios y de producción en los campos La Paz, Lagomar y Motatán.
- Cementación de revestidores intermedios y producción en pozos de gas de Anaco y Santa Rosa, en donde se necesitan lechadas antimigratorias de baja densidad.

Esto proporciona un marco para el uso de la cementación espumada, abierta ya a otros campos y otras compañías de servicio.

CONCLUSIONES

- El caso de la introducción de la tecnología de cementación con espuma en los campos venezolanos representa un ejemplo de acción coordinada; en donde se cumplieron exitosamente las etapas necesarias para la captación de la información, así como el saber hacer, necesarias para cumplir con los requerimientos operacionales.
- La secuencia de trabajo seguida ha permitido disponer, como opción una tecnología válida, una vía para resolver problemas en forma eficiente:
 - Estudio de antecedentes y literatura disponible
 - Estudio de casos de posibles aplicaciones
 - Negociación con compañía de servicio para aplicaciones tempranas
 - Entrenamiento de usuarios y operadores
 - Elección de candidatos
 - Pruebas a escala piloto
 - Cementaciones de bajo riesgo
 - Cementaciones de riesgo medio
 - Extensión (campos, compañías) de aplicaciones.

Referencias

1. Peskunonicz, J.; Bour, D. Foam Cement Solves Cementing Problems in Alberta, Canada. *38th Ann. CIM Petrol Soc Tech Mtg*, Calgary, Canadá, 1989.
2. Stiles, A. Successful Cementing in Areas Prone to Shallow Saltwater Flows in Deep-Water Gulf of Mexico, OTC 8305, *Proc. SPE 29th OTC*, Houston, 1997.
3. Pickett, S.; Cole, S. Foamed Cementing Technique for Liners Yields Costs-Effective Results. *SPE Permian Basin O&G Rec. Conf.*, TX, 1994. Artículo SPE N° 27679.
4. Junior, H. Foam-Cementation Planning Criteria, Petrobras, *3rd ARPEL Latin Amer Petrol Cong.*, Brasil 1992.
5. Piot, B.; Ferrierre, R.; Fraboulet, B. A Unique Experience with Foamed Cement. *SPE Petrol Conf.*, Londres, 1994. Artículo SPE N° 28820.

6. Benge, G.; McDermond, J. Langlinais, J.; Griffith; J. Foamed Cement Job Successful in Deep HTHP Offshore Well. *Oil & Gas Journal*, 94(11), 1996.
7. Biezen, E.; Ravi, K. Designing Effective Zonal Isolation for HPHT a Low Temperature Wells. *SPE/IADC Middle East Drilling Tech. Conf.*, Abu Dhabi, 1999. Artículo SPE/IADC N° 57583.
8. Pappas, J.; Creel, P.; Crook, R. Problem Identification and Solution Method for Water Flow Problems. *SPE Permian Basin Oil & Gas Rec. Conf.*, Midland, TX, 1996. Artículo SPE N° 35249.
9. Pardey, R.; McPherson, I.; Centeno, A.; Ramírez, C.; Casares, J.; Ochoa, A.; Velázquez, A.; Evaluación de cemento espumado a escala real y aplicación en pozo; *Resumen de trabajos del XII Congreso Latinoamericano de Perforación (COLAPER)*, México, octubre 2000.
10. Frisch, G.; Graham, W.; Griffith. J. Assessment of Foamed-Cement Slurries Using Conventional Cement-Evaluating Logs and Improved Interpretation Methods. *Rocky Mountain Regional Mtg*, mayo 1999. Artículo SPE N° 55649.



Juan F. Soto. Técnico superior universitario (TSU) en procesos químicos, Instituto Universitario de Tecnología - Región Capital (IUTRC), 1980. Ese mismo año comenzó a trabajar en Intevep en el área de fluidos de perforación y cementación, actualmente parte del departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos. Sus áreas de trabajo han abarcado la investigación orientada y soporte técnico en control de calidad de cemento y aditivos, fabricación y control de producción de cemento petrolero nacional, desarrollo/adaptación de tecnologías en cementación de pozos (lodo cementante, cemento espumado, aditivos antimigratorios, centralización, etc.), análisis microestructural de cemento, elaboración de metodología de evaluación de calidad de servicio y asesoría en cementación de pozos de alto riesgo. En el presente, está asignado a las áreas operacionales de Oriente de Venezuela, en función de asesoría técnica para cementación de pozos exploratorios y de desarrollo.



María Centeno. Licenciada en química, Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas, 1992; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia, 2000. Ingresó a Intevep en el año 1993 en el Departamento de Exploración y Producción donde se desempeñó como profesional en el área de cementación de pozos. Participó en el desarrollo y adaptación de cementos de baja densidad y cemento espumado para yacimientos de baja presión, en el desarrollo de un software que simula el proceso de cementación y considera el perfil de temperatura en las propiedades reológicas de los fluidos como parte de la nueva versión de la herramienta de planificación APICES 3.0. Ha trabajado en proyectos multidisciplinarios de asesoría técnica en planificación de pozos con tecnologías como bajo balance, horizontales y multilaterales, así como en actividades de investigación y desarrollo en el área de construcción de pozos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



María Inmaculada García. Licenciada en química, UCV, Caracas, 1991; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia, 2000. Ingresó en 1991 a Intevep en el Departamento de Exploración y Producción donde participó actividades de investigación en el área de cementación de pozos relacionadas con el desarrollo de productos, control de calidad y diseño de lechadas. En 2000 se desempeñó como jefe de proyecto, donde participó en la planificación y desarrollo de estrategias en cementación de pozos para las diferentes áreas operacionales. Luego se desempeñó en actividades de asesoría técnica en la división de PDVSA Occidente. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Oliver González. Ingeniero de petróleo, UCV, 1996. Comenzó su trabajo en PDVSA como ingeniero de cementación en las áreas de Punta de Mata y Maturín. Posteriormente, se desempeñó como ingeniero de planificación y seguimiento de pozos en Santa Bárbara y en los proyectos exploratorios Macal y Capiricual. Actualmente, cursa estudios de postgrado en mecánica de rocas en la Universidad de Texas A&M.



Sandra Rodríguez. Ingeniero de computación, Universidad Simón Bolívar, Caracas, 1989; especialización en Gerencia Integral de Mercado, Universidad Metropolitana, Caracas, 1994. Ingresó a PDVSA Intevep en 1989 en el Departamento de Análisis Ambiental, Gerencia de Planificación, donde se desempeñó como analista de planificación. Trabajó en actividades de desarrollo de indicadores de I y D, con participación en el proyecto Battelle. En 1995 se integró al equipo de analistas de información del Centro de Información Técnica (CIT) de Intevep. Participó en estudios de Inteligencia Tecnológica (IT) de las áreas de refinación, energías alternas y exploración y producción. A partir de 1999 comenzó a trabajar como punto focal del CIT en la Gerencia de Exploración y Producción (E y P), donde se diseñó una estrategia para capitalizar el proceso de IT. Fue parte del equipo de enlace con el Ministerio de Ciencia y Tecnología donde se suministró una metodología de Prospectiva Tecnológica, con base en la evaluación de la experiencia internacional de 23 países. En el 2002 trabajó en el Departamento de Planificación y Gestión de E y P como asesor y coordinador de las actividades de IT en ese departamento. Actualmente se desempeña como analista de información en el Centro de Información Técnica (CIT).



Edween Chirinos. Ingeniero de petróleo, Universidad del Zulia, Maracaibo, 1991. Ese mismo año ingresó a CPVEN, en el laboratorio de cementación, donde se desempeñó como especialista en diseño de lechadas no convencionales. Luego fue jefe del Departamento de Ingeniería, donde trabajó en la evaluación de tecnologías de cementos livianos para el aislamiento zonal efectivo en yacimientos depletados. En el año 2000 ingresó a PDVSA-Occidente, en la Gerencia de Especialidades Tecnológicas como ingeniero de cementación para las áreas de La Paz y Lagomar. Ha participado en la incorporación de tecnologías

novedosas de cementación, tales como: tapones perforables para pérdida de circulación, lechadas ultralivianas y cementos espumados con resultados exitosos.

EROSIONABILIDAD Y COMPRESIBILIDAD DE REVOQUES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SUS EFECTOS EN EL LOGRO DEL AISLAMIENTO ZONAL REQUERIDO EN EL POZO

Rafael A. Bolívar⁽¹⁾, José G. Tovar^{**},
Vicente Ciccola*, Alejandro Chacón^{***},
Carlos Rodríguez^{***} y Paul Castillo⁽¹⁾

*PDVSA Intevep

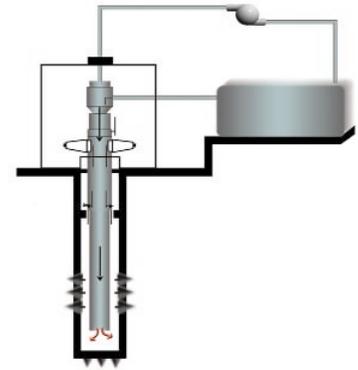
**PDVSA EPM

***Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

El éxito en la construcción de un pozo petrolero depende de la buena planificación y ejecución de los trabajos involucrados en el proceso. Entre los eventos que más repercuten en la vida útil del pozo está, la intervención del fluido de perforación y la posterior cementación que persigue, entre otras funciones, asegurar el aislamiento zonal [1].

Los fluidos de perforación son pieza fundamental en la producción y remoción de los recortes de la formación o ripios, productos del proceso de perforación [2]. La filtración de la fase líquida del lodo hacia las zonas permeables de la formación durante el proceso de perforación crea una capa de sólidos, contenidos en lodo, sobre la superficie de la formación, conocido como revoque [3]. El revoque tiene funciones claras durante la etapa de perforación, como la de disminuir la diferencia de presión en la cara de la formación, actuando como un sello que aísla la presión de la formación de la presión provocada por el fluido de perforación durante la etapa de construcción del hoyo. Esta diferencia de presión es la que se establece entre la originada por la columna de lodo que soporta la formación y la presión de poro de esta última [3]. Mantener al mínimo esta diferencia de presión permite el menor intercambio de fluidos entre el lodo y la formación, y viceversa. El mínimo intercambio de fluidos entre el pozo y la formación es deseable tanto en la perforación convencional, conocida como perforación sobrebalance como en condiciones en balance por razones fundamentales, para el control de pozo y evitar daño a la formación. Concluida la etapa de perforación se requiere remover el revoque para así asegurar el objetivo central perseguido por la cementación primaria, el aislamiento zonal [1]. La cementación primaria representa aproximadamente el 8% del total del costo de la construcción del pozo. Sin



El concepto de erosionabilidad del lodo gelificado ha sido planteado en la literatura como una condición necesaria para lograr la limpieza de hoyo que permita una cementación apropiada del revestidor en la construcción del pozo. Esto se logra usualmente mediante dos acciones: acondicionar el hoyo a la mayor tasa de bombeo posible y, posteriormente, bombear un lavador químico delante de la lechada de cemento. Este hecho plantea la necesidad de conocer como la naturaleza química del fluido de perforación influye sobre la facilidad de remoción mecánica y/o química del revoque producido, previo al proceso de cementación. El presente trabajo propone una relación entre erosionabilidad y compresibilidad del revoque del lodo de perforación y la aplicación de una celda de prueba para realizar dichas medidas. La relación entre la erosionabilidad y compresibilidad se pretende establecer como la facilidad de erosionar el revoque formado por un lodo dado relativo a la compresibilidad del mismo, que es una propiedad ligada a su formulación. Con este fin se presentan tales relaciones para tres lodos ampliamente usados en construcción de pozos. Estos fluidos de perforación son: PHPA, lignosulfonatos y lodo base aceite con polímero. Esta relación permite una comparación relativa de la dificultad de remoción de los revoques formados por estos fluidos de perforación ampliamente usados en la industria petrolera. Adicionalmente, se estudia la erosionabilidad química lograda sobre estos revoques con los lavadores usados convencionalmente antes de cementar. Este análisis permite establecer tanto la efectividad de la erosión mecánica sobre el revoque, realizada durante el acondicionamiento del hoyo previo a la cementación, como la correspondiente erosión química realizada por efecto de los lavadores comúnmente bombeados delante de las lechadas de cemento. Así, este estudio ofrece una comparación de las erosionabilidades mecánicas y químicas de los revoques de los lodos convencionalmente usados en la industria de perforación. Dicha comparación permite establecer con antelación la mayor o menor dificultad de remoción de los revoques y, por lo tanto, el grado de riesgo que pueda presentar un lodo dado frente al logro de un buen aislamiento zonal.

Erosionability of gelled mud has been outlined in the literature as a necessary condition to achieve the hole cleaning to allow an appropriate liner cementing job in the construction of the well. Two stocks usually achieve this: by conditioning the well at the biggest possible pumping rate, and afterwards, by pumping a chemical washer before the cement slurry. This fact poses a need to know how the chemical nature of the perforation fluid influences on the easiness of mechanical removal and/or chemical of the mud cake produced, previous to the cementing process. The present work proposes a relationship between erodability and compressibility for drilling mud cake, and the application of a test cell to achieve these measures. The relationship between the erodability and compressibility is established as the easiness of erode the cake formed by a given mud relative its compressibility, that is a property related to its formulation. Thereby, such relationships are presented for three broadly used muds in well construction. These perforation fluids are: PHPA, lignosulfonatos, and oil mud with polymer. This relationship allows a relative comparison of the removal difficulty for mud cakes formed by these broadly used perforation fluids in the petroleum industry. Additionally the chemical erodability achieved on these mud cakes is studied through conventionally used washers. This analysis allows to establish whether the effectiveness of the mud cake mechanical erosion, as the corresponding chemical erosion carried out by effect of the washers commonly pumped before the cementing job. Thus, this study offers a comparison between the mechanical and chemical erodabilities for conventionally used muds in the perforation industry. This comparison allows to establish the biggest or smaller difficulty in mud cake removal in advance, and therefore the grade of risk that may present a given mud in the achievement of a good zonal isolation.

embargo, la necesidad de realizar trabajos de cementaciones remediales, reacondicionamiento o rehabilitación del pozo a razón de estas fallas, incrementarían ese valor significativamente llegando hasta un 20% del costo del pozo [4]. Por ello, se debe hacer énfasis en realizar exitosamente la cementación primaria, evitando cualquier cementación remedial o secundaria. En este contexto, es de señalar que el nivel de falla de la tecnología de cementación actual esta alrededor del 15% [5]. Adicionalmente, se estima que el 25% de los pozos petroleros presentan presión de gas en el anular detrás del revestidor [6]. Dado el nivel de falla de la tecnología de aislamiento zonal y su potencial impacto en la economía de pozo, se plantea la necesidad de revisar detalladamente los procesos, los materiales y las herramientas usadas en cementación [7].

Así, en el presente trabajo se propone una relación entre la erosionabilidad del revoque, propiedades que interesan desde el punto de vista de cementación y su compresibilidad, propiedad del revoque ligada a las características químicas del lodo que lo produce. Igualmente, se pretende también evaluar la eficiencia de lavadores químicos como removedores convencionales de estos revokes. Todo esto con el objetivo de optimizar la interfase de operación entre el fluido de perforación y el cemento, partiendo del hecho de que un mejor entendimiento del proceso de remoción del revoque permitirá mejorar el nivel de éxito de la cementación primaria. Así, se determinan las relaciones entre compresibilidad del revoque y erosionabilidad para tres lodos muy usados en perforación, PHPA, lignosulfonato y base aceite con polímero (BACP). Asimismo, se determina la cantidad de revoque removido por los lavadores convencionalmente usados en hoyo perforados con estos lodos antes del proceso de cementación.

PROCESOS DE FILTRACIÓN A NIVEL DE POZO

En el pozo ocurren dos tipos de filtración, estática y dinámica, dependiendo básicamente de la acción o no de la bomba que hace circular el lodo. Para poder evaluar las propiedades de un revoque formado a partir de un fluido de perforación se hizo necesario simular en el laboratorio, las dos situaciones de filtrado que ocurren durante la perforación de un pozo (Fig. 1). Con este fin, en el presente trabajo se usa una celda (Fig. 2), que permite obtener los pesos de los revokes formados en condiciones estáticas, esto es sin accionar el agitador de la misma. Una vez conocidas las características del revoque en condiciones estáticas se procede a determinar la pérdida de peso del revoque por acción del agitador. A través de estas pruebas se pudo determinar la influencia que tiene la tasa de corte, energía necesaria de remoción y la formulación del lodo con su erosionabilidad química y mecánica. Además, se estableció una relación entre esta última con el índice de compresibilidad respectivo en cada caso.

La validez de la correspondencia que se plantea entre los procesos de filtrado que ocurren en el

pozo, en operaciones de acondicionamiento de hoyo antes de cementar, y los producidos en la celda, se comprueba a través de la comparación de las potencias por unidad de superficie de revoque en ambos casos. La comparación de estas potencias para varios pozos se ilustra en la Tabla 1. En la misma se destacan las características geométricas descritas por la profundidad y los diámetros de tubería y hoyo, las condiciones de circulación y los intervalos calculados de potencia por unidad de superficie. Estos valores varían entre 0,001 hasta 7,41 hp/pie², bajo simulaciones hechas utilizando tres lodos distintos; PHPA con 2,5 y 5,0 lb/bbl de bentonita, lignosulfonato con 20lb/bbl de bentonita, y BACP con la finalidad de abarcar un intervalo de reologías relativamente grande. Por otro lado, el intervalo operativo de potencias que se disponen en la celda va desde 0,072 a 0,523 hp/pie² [8]. A pesar de que la celda no cubre por completo el intervalo de potencias predicho para la operación en todos los pozos, se pueden establecer restricciones de uso basadas en buenas prácticas de cementación que recomiendan espacios anulares mayores a 0,75 pulgadas [1]. Así, el estudio no aplicaría para el caso del pozo SBC-90, cuyo anular es 0,625 pulgadas y, con ello, el intervalo de potencias en estos pozos resultaría entre 0,007 y 0,536 hp/pie², que coincide bastante bien con aquel obtenido para la celda en cuestión.

El procedimiento seguido para el cálculo de la potencia sobre el revoque está basado en la simulación de las condiciones operativas del fluido durante el acondicionamiento del hoyo. Aunque las fuerzas de fricción en el sistema pueden ser difíciles de describir matemáticamente, las leyes físicas del movimiento (conservación de masa, energía y momento) fueron utilizadas estimando modelos reológicos de ley de potencia para los lodos tratados en este estudio [7].

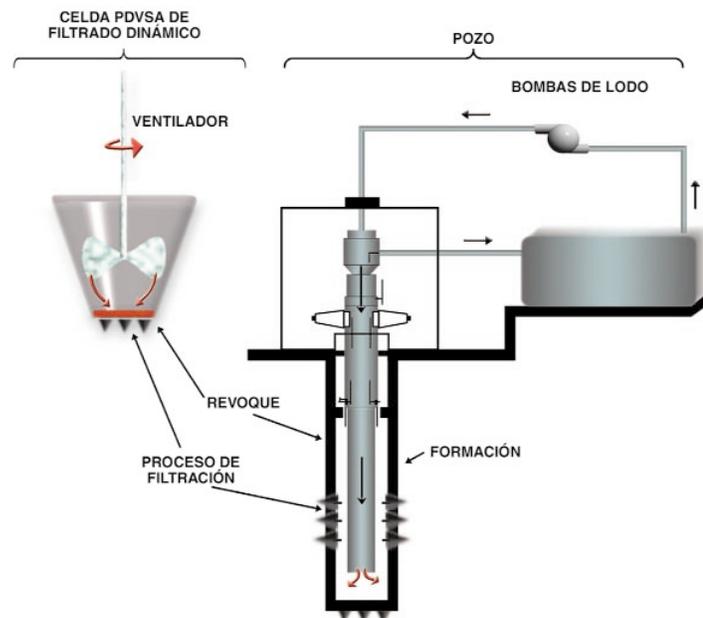


Fig. 1. Simulación de los procesos de filtración que ocurren durante la perforación mediante celda de laboratorio. Filtración estática y dinámica.

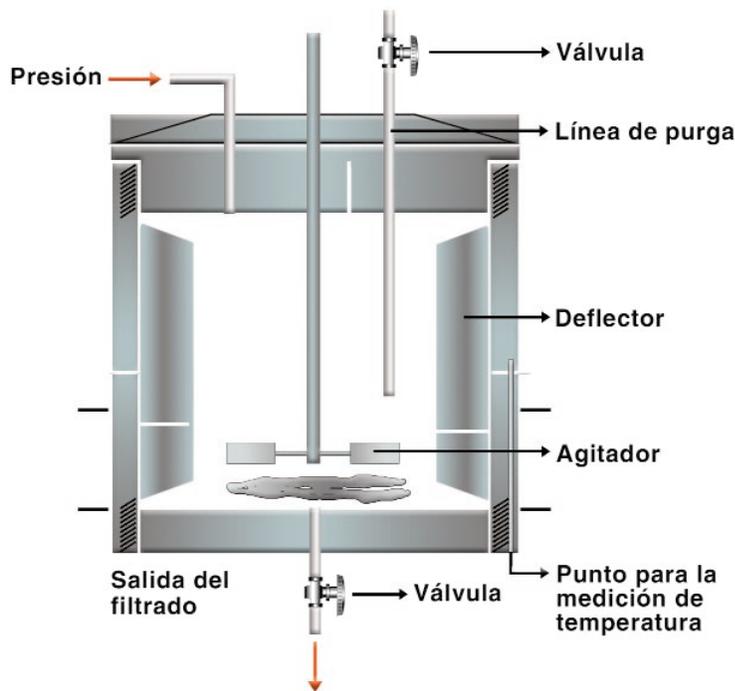


Fig. 2. Celda PDVSA de filtrado dinámico para evaluación de preflujo [7].

$$Q = \frac{A \cdot \Delta P}{\mu \cdot (R_c + R_m)} \quad (1)$$

La ecuación (1) se puede organizar a conveniencia de los parámetros conocidos de acuerdo con Outmmans [13] de la siguiente manera:

$$\frac{t}{V} = a \cdot V_f + b \quad (2)$$

donde:

$$a = \frac{\mu \cdot r \cdot c}{A^2 \cdot \Delta P} \quad b = \frac{\mu \cdot R_m}{A \cdot \Delta P} \quad (3)$$

Así, un gráfico de t/V vs. V_f , gráfico del flujo volumétrico inverso del filtrado vs. volumen de filtrado, se podrán obtener de la pendiente, "a", y del corte con la ordenada, "b", los valores de r y R_m . Para obtener estos gráficos se requiere determinar previamente los gráficos de flujo másico de filtrado vs. tiempo para cada formulación de lodo. Una vez conocido los valores de r se pueden determinar los índices de compresibilidad de los revoques, dado que se conoce que este último

Tabla 1. Cálculo de la potencia por unidad de superficie (Hp/pie²) utilizada durante el acondicionamiento del hoyo previo cementación.

Pozo	Diámetro hoyo (pulg)	Diámetro revestidor (pulg)	Profundidad (pies)	Condiciones acondicionamiento del hoyo (BPM)	Intervalo depotencia/Superficie del hoyo, (HP/ pie2)	Anular (pulg)
MUC-95*	12 - 1/4	9-5/8	15328	7	0,0740 @ 0,2701	2,875
SBC-119*	12 - 1/4	9-5/8	15419	8	0,0678 @ 0,3710	2,875
SBC-90**	6-1/8	5-1/2	17140	5	0,0712 @ 7,4174	0,625
SBC- 129*	8,8	5-1/2	17075	4	0,0153 @ 0,0235	3,3
PIC-13**	8-1/2	7	17705	5	0,0074 @ 0,2701	1,5
PIC-16**	8-3/8	7	17999	3	0,0041 @ 0,0878	1,375
PIC-20**	6-1/8	4-1/2	18050	4	0,0079 @ 0,3276	1,625
PIC-23**	6,7	5-1/2	17139	4	0,0121 @ 0,5366	1,2

COMPRESIBILIDAD DEL REVOQUE

Es posible caracterizar los revoques formados a partir de los filtrados obtenidos de fluidos de perforación en función del tiempo y de sus pesos secos. El revoque es formado por un proceso de filtración hacia la formación, originando una torta de los sólidos contenidos en el fluido de perforación frente a la cara de la formación. Este proceso de filtración de acuerdo con la literatura [3, 9, 10] puede describirse mediante la ecuación (1), la cual parte de la ley de Darcy [11] y posteriores desarrollos de Ruth [3, 9, 12].

parámetro se puede relacionar con el primero, resistencia específica y el diferencial de presión, ΔP , mediante la siguiente expresión [3]:

$$r = r_0 \cdot \Delta P^s \quad \ln(r) = \ln(r_0) + s \cdot \ln(\Delta P) \quad (4)$$

De esta forma, se determinan, en el presente trabajo, los índices de compresibilidad, s para los revoques formados por fluidos de perforación PHPA, lignosulfonato y BACP.

EROSIÓN MECÁNICA VS. ÍNDICE DE COMPRESIBILIDAD DEL REVOQUE

La importancia de este punto radica en la obtención de una relación entre la erosionabilidad mecánica del revoque con el índice de compresibilidad estático. Usando la celda mostrada en la Fig. 2 se pueden obtener los pesos de los revoques formados en condiciones estáticas, esto es sin accionar el ventilador de la misma. Una vez conocido el peso de revoque en condiciones estáticas y determinado el índice de compresibilidad para cada revoque se procede a determinar la pérdida de peso del revoque por acción de la agitación del ventilador. La acción del ventilador simula el acondicionamiento del pozo antes de cementar: a mayor velocidad rotacional del ventilador, mayor caudal de la bomba durante el acondicionamiento de hoyo previo a la cementación.

Dependiendo del valor de índice de compresibilidad los revoques pueden clasificarse [3] en:

Clasificación	Índice compresibilidad, s
Incompresible	0,0
Ligeramente compresible	0,00 a 0,25
Moderadamente compresible	0,25 a 0,60
Compresible	0,60 a 1,00
Muy compresible	>1,00

Los diferentes revoques estudiados en el presente trabajo son clasificados con base en estos criterios [3].

Una vez obtenido el porcentaje de remoción mecánica vs. tasa de corte para una dada formulación de cada uno de los fluidos de perforación estudiados en el presente trabajo, se puede obtener la relación existente entre remoción mecánica y el índice de compresibilidad.

PARTE EXPERIMENTAL

Para el desarrollo de las pruebas en cuestión se prepararon tres formulaciones distintas de dos tipos de fluidos de perforación base agua y un fluido base aceite. Las distintas formulaciones empleadas en los lodos base corresponden a concentraciones de bentonita distintas en cada lodo. Esto con el fin de obtener diferencias reológicas que permitan el establecimiento de relaciones y tendencias entre las propiedades evaluadas para cada sistema. En el caso del fluido base aceite, las distintas

formulaciones se obtuvieron por variación de la concentración de polímero.

En la Tabla 2 se detallan los componentes y cantidades de los aditivos utilizados para la formulación y preparación de cada uno de los fluidos de perforación estudiados, PHPA, lignosulfonato y BACP.

Luego de preparados los fluidos de perforación, se caracterizaron según los ensayos establecidos para cada uno de los lodos antes y después del envejecimiento bajo normas API [15, 16].

Para determinar la compresibilidad y la erosionabilidad del revoque se usó la celda PDVSA de filtrado dinámico para evaluación de preflujo [7, 17] (Fig. 2). Esta celda ha sido diseñada por PDVSA Intevep y construida en acero inoxidable de dimensiones similares a las utilizadas en los equipos estándar para determinar la pérdida de filtrado de fluidos de perforación a alta presión y alta temperatura, según las normas API [18, 19]. Los distintos revoques se obtuvieron a 120°F y los diferenciales de presión utilizados fueron 150, 250, y 500 lpc. Se usa aproximadamente un volumen de 150 ml de fluido de perforación para la obtención de los diferentes revoques.

Para cada una de las formulaciones de los lodos estudiados se determinó su compresibilidad de acuerdo con el método descrito previamente [3, 9, 12]. Así, para obtener la compresibilidad de los revoques se determina la tasa de filtrado estático de las tres formulaciones de cada uno de los

Tabla 2. Formulación, régimen de agitación y tiempo de mezclado para los fluidos de perforación: PHPA, lignosulfonato y BACP.

Fluido de perforación (Densidad, LPG)	Orden	Aditivo	Concentraciones	RPM	Tiempo de agitación (min.)
PHPA (12)	1	Bentonita	2,5/5/7 g (lbs/bbl)	400	30
	2	PHPA.	1 g (1 lbs/bbl)	600	10
	3	XCD.	0,5 g (0,5 lbs/bbl)	11.000	10
	4	PoliPac UL.	2 g (2 lbs/bbl)	11.000	10
	5	Barita	194,5 g (194.5 lbs/bbl)	11.000	30
	--	KOH	pH 9 – 11	11.000	5
	--	Agua	301 cc	--	--
Lignosulfonato (9,5 lpg.)	1	Bentonita	15/20/25 g (lbs/bbl)	400	30
	2	Pac-L	2 g (2 lbs/bbl)	11.000	10
	3	Lignosulfonato	2 g (0,5 lbs/bbl)	11.000	10
	4	Lignito	1 g (2 lbs/bbl)	11.000	10
	5	Barita	51 g (51lbs/bbl)	11.000	30
	6	NaOH	PH 10-11	11.000	5
	--	Agua destilada	331 cc	--	--
BACP(12 lpg)	1	Aceite mineral*	286 cc	--	--
	2	Polímero (estireno butadieno)	3/ 4,5/ 7 g (lbs/bbl)	300	360
	3	Modificador reológico	2.7 g (2,7 lbs/bbl)	11.000	10
	4	Arcilla organofílica	8,3 g (8,3 lbs/bbl)	11.000	30
	5	Cal hidratada	2 g (2 lbs/bbl)	11.000	10
	6	Humectante	3 g (3 lbs/bbl)	11.000	10
	7	Densificante (barita)	269 g (269 lbs/bbl)	11.000	3

*Aceite mineral Vassa [14].

fluidos a tres presiones distintas (Fig. 3) para el caso del fluido de perforación PHPA, gráficos A, B y C. Posteriormente, mediante el gráfico t/V vs. V_f se determina la resistencia específica del revoque, tal como se discutió anteriormente. Estos gráficos para el caso del lodo PHPA se muestran en la Fig. 4, y los resultados obtenidos de éstos para los valores de r se presentan en la Tabla 3. Es de hacer notar que las rectas de flujo inverso de filtrado vs. volumen de filtrado se ajustan por mínimos cuadrados, obteniéndose en todos los casos estudiados valores de R^2 mayores que 0,8. Luego, con base en la ecuación (4) y mediante el gráfico mostrado en la Fig. 5, se determina el índice de compresibilidad [3] para cada revoque obtenido con las diferentes formulaciones de fluido de perforación PHPA (Tabla 4).

Luego se determina la erosionabilidad del revoque formado en condiciones estáticas. Así, se obtienen los valores de

masa de sólidos secos, W_c a 250 lpc y 120°F a 300, 600, 900, 1200 y 1500 rpm, respectivamente. Estos valores de W_c permitirán calcular el porcentaje de erosionabilidad producido por el ventilador de la celda a las diferentes velocidades de agitación señaladas. En la Tabla 5 se dan los valores de los revoques secos para las distintas concentraciones de bentonita en los fluidos de perforación evaluados, junto con los revoques erosionados luego de aplicarles distintos niveles de energía de remoción. El peso del revoque reportado a una velocidad de agitación de 0 rpm es el peso del revoque formado estáticamente, y es él tomado como revoque sin erosionar. El porcentaje se calcula usando la siguiente expresión:

$$\% \text{ Remoción} = \frac{W_{C \text{ inicial}} - W_{C \text{ final}}}{W_{C \text{ inicial}}} \cdot 100\% \quad (5)$$

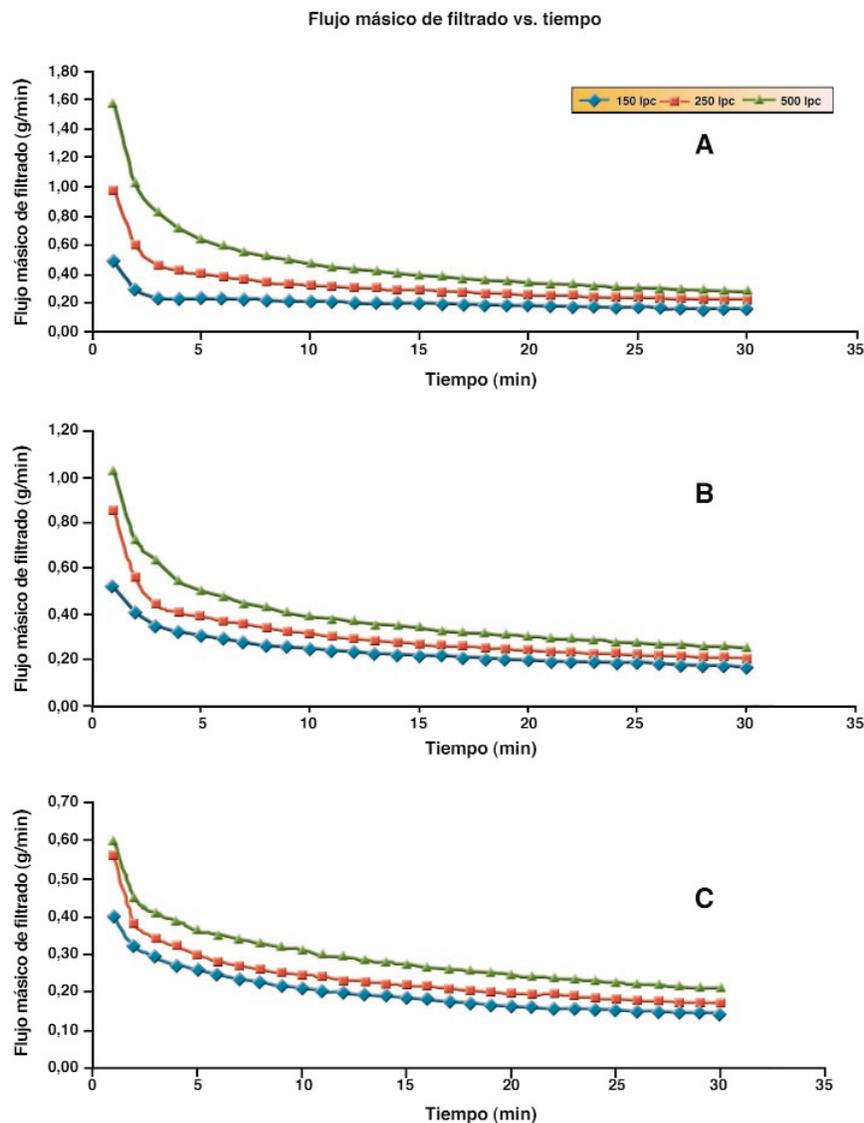


Fig. 3. Flujo másico de filtrado versus tiempo para tres formulaciones de fluido de perforación PHPA a diferentes presiones (150, 250 y 500 lpc) y tres concentraciones de bentonita de 2,5; 5,0 y 7,0 lb/ bbl, gráficos A, B y C, respectivamente.

Flujo inverso de filtrado vs. volumen de filtrado

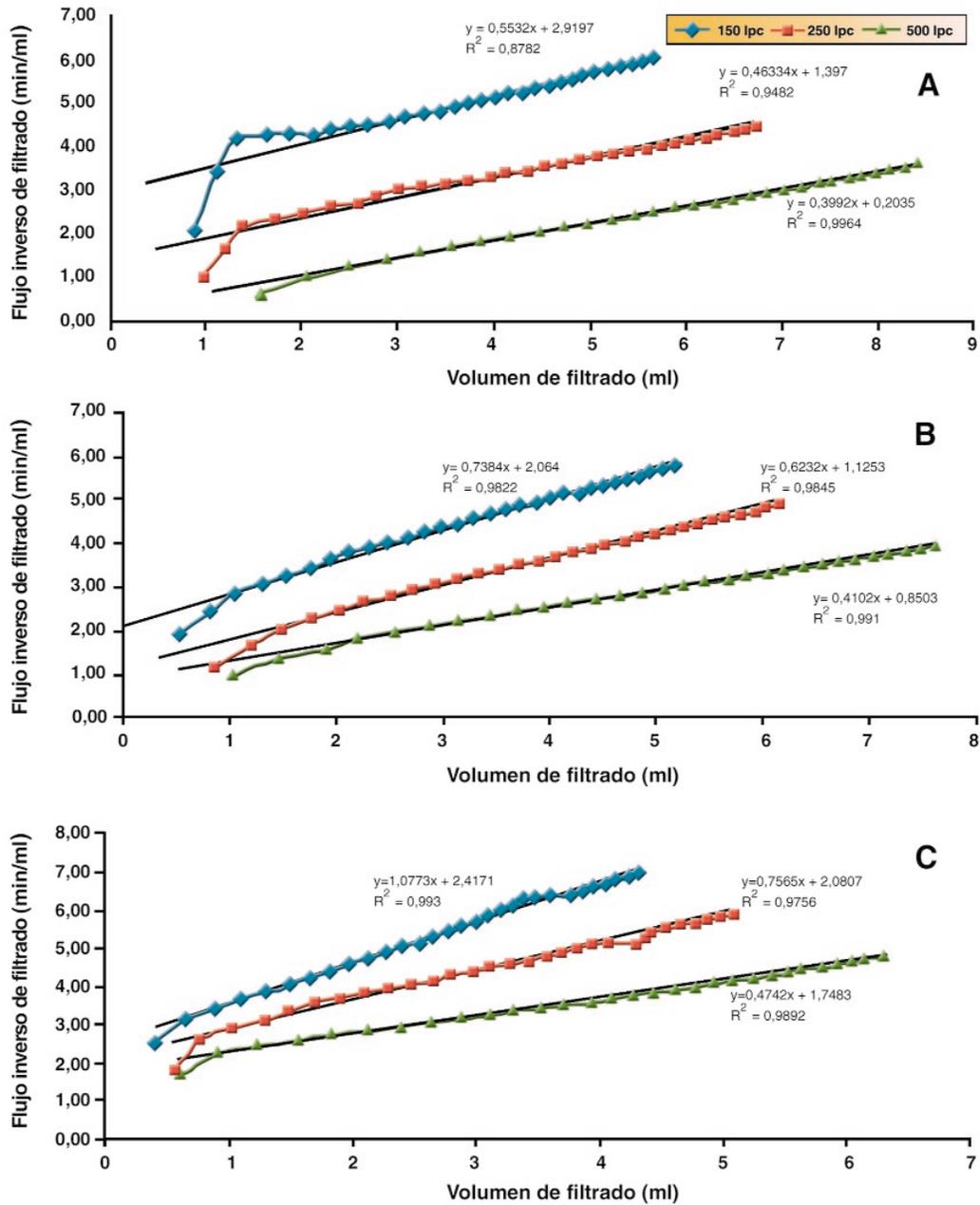


Fig. 4. Flujo volumétrico inverso de filtrado vs. volumen de filtrado para tres formulaciones de fluido de perforación PHPA a diferentes presiones (150, 250 y 500 lpc) y tres formulaciones de fluido PHPA con concentraciones de bentonita de 2,5; 5,0 y 7,0 lb/ bbl, gráficos A, B y C, respectivamente.

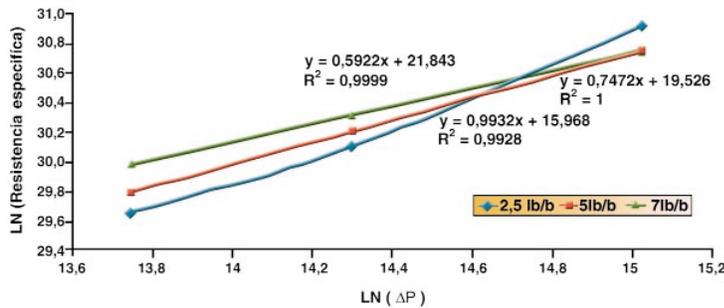


Fig. 5. LN (r) vs. LN (DP) determinación de la compresibilidad del revoque para los fluidos de perforación PHPA con diferentes concentraciones de bentonitas.

En la Fig. 6 se grafica el porcentaje de remoción en función de la velocidad de agitación sobre la superficie del revoque para las distintas concentraciones de bentonita para el fluido de perforación PHPA. Una vez determinados los índices de compresibilidad para los diferentes revoques obtenidos con las diferentes formulaciones de lodo PHPA (Tabla 4) y los porcentajes de remoción mecánica (Tabla 5), se realiza (construye) el gráfico de erosionabilidad mecánica vs. índice de compresibilidad para este fluido de perforación (Fig. 7).

Los nueve diferentes revoques estudiados en el presente trabajo son sometidos a la acción de lavadores químicos comúnmente usados en la industria petrolera. Así, los revoques tanto de los lodos PHPA, lignosulfonatos como BACP son obtenidos en condiciones dinámicas en la celda experimental a 300 rpm y 120°F.

Tabla 3. Masa de revoque y resistencia específica (r), para el lodo PHPA con diferentes contenidos de bentonita.

Dif. de presión (ΔPa)	Viscosidad μ (Pa*s)	FILTRADO ESTÁTICO. 2,5lb/bbl DE BENTONITA					Resist. Esp. R (m/kg)
		Área filtrado A (m ²)	Sólidos c (Kg/m ³)	Pendiente a (s/m ⁶)	Corte b (s/m ³)		
932.861	0,026	0,0023758	1.780,14	3,33E+13	1,97E+08	7,577E+12	
1.622.336	0,026	0,0023758	1.634,15	2,76E+13	8,48E+07	1,191E+13	
3.346.026	0,026	0,0023758	1.302,38	2,40E+13	1,22E+07	2,672E+13	
FILTRADO ESTÁTICO. 5lb/bbl DE BENTONITA							
932.861	0,032	0,0023758	1.668,62	4,43E+13	1,24E+08	8,738E+12	
1.622.336	0,032	0,0023758	1.627,66	3,74E+13	6,76E+07	1,314E+13	
3.346.026	0,032	0,0023758	1.280,84	2,46E+13	5,10E+07	2,268E+13	
FILTRADO ESTÁTICO. 7lb/bbl DE BENTONITA							
932.861	0,037	0,0023758	1.747,7	6,46E+13	1,45E+08	1,053E+13	
1.622.336	0,037	0,0023758	1.546,2	4,54E+13	1,25E+08	1,453E+13	
3.346.026	0,037	0,0023758	1.295,5	2,85E+13	1,05E+08	2,242E+13	

Tabla 4. Valores de índices de compresibilidad para los revoques obtenidos con fluidos de perforación PHPA.

Concentración de bentonita (lb/bbl)	Índice de Compresibilidad	Clasificación [3]
2,5	0,99	Compresible
5	0,74	Compresible
7	0,59	Moderadamente compresible

Se incorpora el lavador, aproximadamente 150 ml, y se incrementa la agitación a 600 rpm de forma de estimular la remoción manteniendo un DP de 250 lpc. Se determina volumen y masa de filtrado vs. tiempo, y entonces se detiene la agitación.

Posteriormente, los revoques obtenidos con lodos base agua se secan por espacio de 8 horas en un horno a 65°C para obtener su peso seco y se determina el porcentaje de pérdida de peso del revoque por acción del lavador. En el caso de los revoques obtenidos de los fluidos BACP se lavan con pentano (dos porciones de 50 ml cada una) para eliminar el aceite mineral y posteriormente se seca a 60°C por 24 horas.

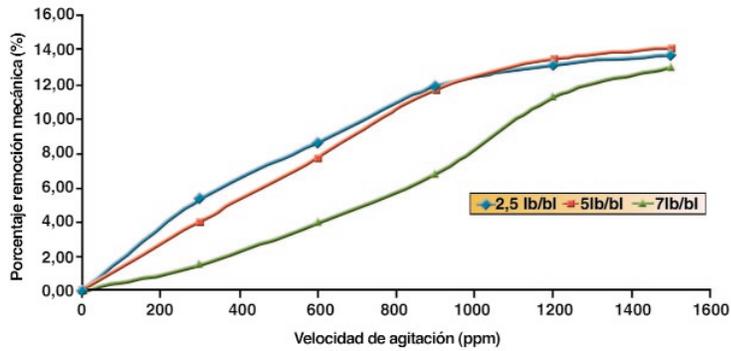


Fig. 6. Porcentaje de erosión para los revoque formados con diferentes formulaciones de fluido de perforación PHPA como función de la velocidad de agitación.

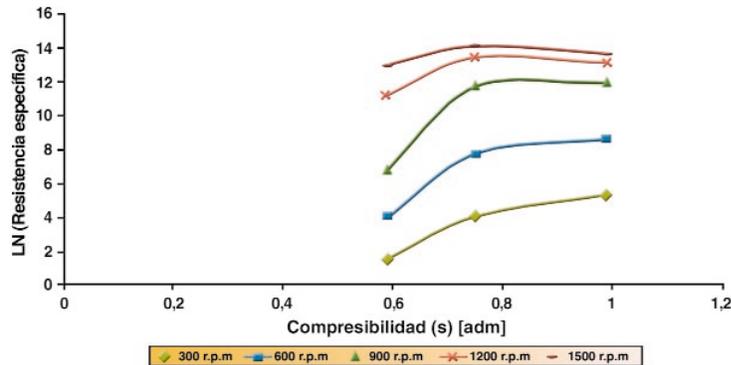


Fig. 7. Relación entre la erosionabilidad mecánica y la compresibilidad estática para los revoques formados por el fluido de perforación PHPA.

Tabla 5. Pesos secos de los revoques antes y después de la erosión, porcentaje de remoción para los revoques PHPA.

Concentración de bentonita	2,5 lb/bbl		5 lb/bbl		7 lb/bbl	
	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)
Tasa de corte correspondiente a las siguientes rpm						
0	10,72	0	9,18	0	7,87	0
300	10,15	5,32	8,81	4,03	7,75	1,52
600	9,8	8,58	8,47	7,73	7,56	3,94
900	9,45	11,85	8,11	11,66	7,34	6,73
1200	9,32	13,06	7,95	13,40	6,99	11,18
1500	9,26	13,62	7,89	14,05	6,85	12,96

REVOQUES FORMADOS CON FLUIDO DE PERFORACIÓN PHPA

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección experimental se obtiene la Fig. 3, flujo másico de filtrado vs. tiempo, para tres formulaciones de fluido de perforación PHPA a diferentes presiones (150, 250 y 500 lpc). A partir de esta información, es posible obtener los flujos volumétricos inversos de filtrado vs. volumen de filtrado para las distintas formulaciones de lodos PHPA estudiadas. De la pendiente e intercepta de las rectas que aproximan las diferentes curvas mostradas en la Fig. 4 se obtienen los valores de resistencia específica, r , para cada formulación y presión. Mediante estos datos y la ecuación (4) se obtiene la gráfica mostrada en la Fig. 5 y de la pendiente de la misma se logran los valores de la compresibilidad de los distintos revoque obtenidos para cada una de las tres formulaciones estudiadas de lodo PHPA (Tabla 4). En la gráfica de flujo inverso de filtrado vs. volumen de filtrado (Fig. 4), particularmente en el gráfico A, se nota desviación de la recta que se espera de la ecuación (2) a filtrados bajos. Este hecho podría ser debido a que en etapas tempranas no se ha formado el revoque. La formación de revoque parece ocurrir en minutos. Esta desviación inicial de la linealidad de la ecuación (2) parece decrecer a mayor presión, tal como se puede observar en la Fig. 4-A. En otras palabras, el revoque se formaría más rápido a mayor gradiente de presión. Sin embargo, esta desviación se hace menos evidente al pasar de las gráficas 4A a 4C, al aumentar la concentración de bentonita de 2,5 a 7 lb/bbl, ya que esta última actúa como controlador de filtrado.

Los porcentajes de erosión para los revoques PHPA vs. velocidad de agitación se muestra en la Fig. 6. De esta información se desprende que a tasa de corte alta (la correspondiente a la máxima velocidad de agitación, 1600 rpm) el porcentaje de remoción del revoque se hace menos dependiente de la formulación química del mismo. Este hecho se puede relacionar con una buena práctica recomendada en el acondicionamiento del hoyo previo a cementación: "Acondicionar el mismo a la mayor tasa de bombeo posible".

Con esta información es posible establecer la relación entre erosionabilidad mecánica del revoque y su compresibilidad, tal como se presenta en la Fig. 7. Esta gráfica ofrece una relación entre la remoción mecánica del revoque durante el proceso de acondicionamiento del hoyo y su compresibilidad. El hecho de que a agitaciones altas (1500 rpm) la erosionabilidad mecánica para este revoque se hace prácticamente independiente de la compresibilidad del mismo, refleja en cierta forma, lo señalado anteriormente en cuanto a las buenas prácticas de acondicionar el hoyo a la mayor tasa de bombeo posible.

REVOQUES FORMADOS CON FLUIDO DE PERFORACIÓN LIGNOSULFONATO

Siguiendo el mismo procedimiento empleado en el caso de lodo PHPA, se calculan los índices de compresibilidad para cada formulación de lodo lignosulfonato estudiada (Tabla 6).

Tabla 6. Valores de índices de compresibilidad para los revoques obtenidos con lodo lignosulfonato.

Concentración de bentonita (lb/bbl)	Índice de Compresibilidad	Clasificación [3]
15	1,14	Muy compresible
20	1,12	Muy compresible
25	1,00	Compresible

En la Tabla 7 se dan los porcentajes de remoción mecánica para los revoques obtenidos con este fluido con los cuales se obtiene la gráfica de % de remoción del revoque vs. velocidad de agitación (rpm) (Fig. 8). En la Fig. 9 se representa el gráfico de erosionabilidad mecánica vs. índice de compresibilidad para este caso.

Tabla 7. Pesos secos de los revoques antes y después de la erosión, porcentaje de remoción para los revoques formados por lignosulfonato.

Concentración de bentonita Tasa de corte correspondiente a las siguientes rpm	15 lb/bbl		20 lb/bbl		25 lb/bbl	
	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)
0	2,20	0	2,39	0	2,54	0
300	2,11	4,1	2,35	1,67	2,51	1,18
600	2,01	8,63	2,28	4,6	2,48	2,36
900	1,84	16,36	2,11	11,72	2,32	8,66
1200	1,76	19,95	1,98	17,15	2,15	15,35
1500	1,68	23,75	1,87	21,76	2,05	19,45

La comparación de las erosionabilidades mecánicas vs. los índices de compresibilidad para los revoques obtenidos con fluidos lignosulfonatos (Fig. 10) y PHPA (Fig. 8) permite concluir:

- Los revoques de lignosulfonatos son más erosionables a altas tasa de corte (la correspondiente a la velocidad de agitación alta, 1500 rpm) que los correspondientes de PHPA en las mismas condiciones, aproximadamente 24 y 14%, respectivamente. Igualmente, a alta tasa de corte la dependencia de erosionabilidad con la compresibilidad del revoque se hace menor para el PHPA que para el correspondiente de lignosulfonato.

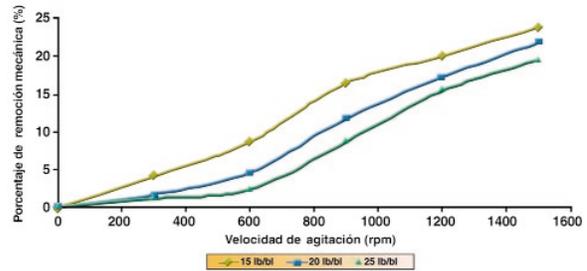


Fig. 8. Porcentaje de remoción para el fluido de perforación lignosulfonato, como función de la velocidad de agitación para distintas concentraciones de bentonita.

- A baja tasa de corte (la correspondiente a la velocidad de agitación baja, 300 rpm) la erosionabilidad de ambos revoques (lignosulfonato y PHPA) depende aproximadamente igual del índice de compresibilidad. Así, el cambio en el porcentaje de erosionabilidad mecánica, para ambos tipos de revoques, va de 3,3 a 3,8% entre los índices de compresibilidades extremos para cada revoque.
- De acuerdo con la literatura [3] es deseable que un revoque sea compresible (índices de compresibilidad >0,6), debido a la reducción de la estructura permeable a medida que se incrementa la presión (3). Esto afecta la cantidad de sólidos que constituye el revoque, ya que la pérdida de fluido se reduce con un revoque más delgado. Desde este punto de vista, el revoque formado con lodo lignosulfonato presenta mejores características que el correspondiente de PHPA.
- Es de hacer notar que en ambos tipos de revoques a mayores concentraciones de bentonita menor es el índice de compresibilidad, resultado contrario a otro previamente reportado en la literatura [3].

REVOQUE FORMADO CON FLUIDO DE PERFORACIÓN BACP

Siguiendo el mismo procedimiento empleado en los casos de lodos PHPA y lignosulfonato, se obtiene el índice de compresibilidad del revoque para cada formulación estudiada del fluido BACP (Tabla 8).

Tabla 8. Valores y clasificación de los índices de compresibilidad de los revoques formados por el fluido BACP, con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero.

Concentración de polímero (lb/bbl)	Índice de Compresibilidad "s"	Clasificación [3]
3	1,00	Compresible
5	0,77	Compresible
7	0,60	Moderadamente compresible

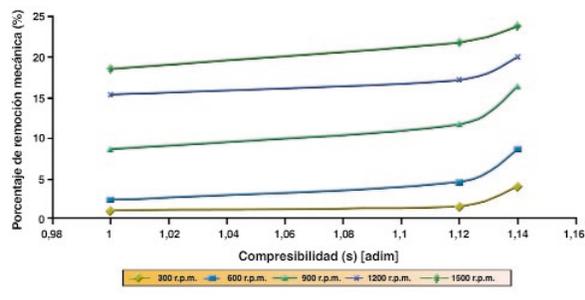


Fig. 9. Relación entre la erosionabilidad mecánica y la compresibilidad para los revoques obtenidos con fluidos de perforación lignosulfonato.

Los índices de compresibilidad, (0,60-1,00), obtenidos con este tipo de revoque, indican que se trata de revoques que van de moderadamente compresible a compresibles [3]. En otras palabras, su intervalo de compresibilidad son similares aquellos obtenidos con los correspondientes a los lodos PHPA.

En la Tabla 9 se dan los porcentajes de remoción mecánica para los revoques obtenidos con este fluido, luego se obtiene la gráfica de % de remoción del revoque versus velocidad de agitación (rpm) (Fig. 10). En la Fig. 11 se representa el gráfico de erosionabilidad mecánica vs. índice de compresibilidad para este caso.

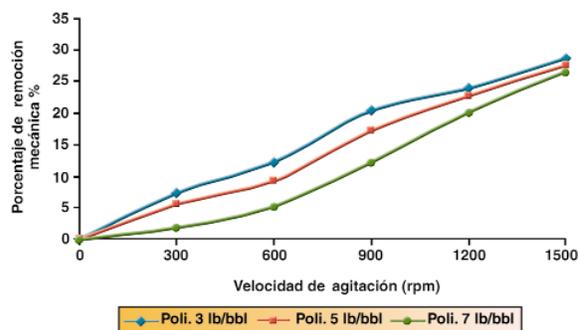


Fig. 10. Porcentaje de remoción mecánica del fluido BACP con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero en función de la velocidad de agitación @ 185° F y 250 lpc.

PHPA. Así, la máxima erosionabilidad obtenida para estos revoques son de 27-29%, 19-24% y 13-14% obtenidos con fluidos BACP, lignosulfonato y PHPA, respectivamente, tal como se representa en la Fig. 12. Esto igualmente permite predecir que en las mismas condiciones, revoques de fluidos BACP serán más fáciles de remover que los correspondientes a lignosulfonatos y PHPA durante el acondicionamiento del hoyo.

EROSIÓN QUÍMICA POR ACCIÓN DE LAVADORES SOBRE LOS REVOQUES ESTUDIADOS

Los revoques de los fluidos estudiados, PHPA, lignosulfonato y BACP, obtenidos con diferentes formulaciones, son sometidos a la acción de los lavadores químicos usados convencionalmente antes de cementar.

En el caso de los lodos PHPA se usó como lavador químico tanto una solución de HCl al 2% como una al 5%. Una solución de HCl permite transformar la bentonita sódica o cálcica en bentonita protonada con la consecuente disminución de los tamaños de partícula [8] (Fig. 13). En consecuencia, el revoque se hace más permeable, no controlando la pérdida de filtrado hacia la formación.

En la Fig. 14 se resumen la acción de soluciones de HCl al 2 y 5% sobre los distintos revoques formados con fluidos de perforación PHPA.

En la Fig. 15 se presenta la gráfica de flujo másico de filtrado en función del tiempo y como la acción del lavador químico cambia la condición estacionaria lograda con la formación del revoque PHPA. Es de hacer notar que la pérdida del control del filtrado, para un mismo tipo de revoque, por acción del lavador depende de la formulación del mismo. Al parecer la recuperación del filtrado después de la acción del lavador (HCl al 5%) para el caso del PHPA se da en el siguiente orden: revoque (5lb/bbl) > (7lb/bbl) > (2,5lb/bbl) (Fig. 15). Esto parece coincidir con la estimación de los cambios en porosidad sufridos por los revoques PHPA por acción del lavador (HCl al 5%). Así, se estima en 2,3; 4,2 y 4 veces mayor para los revoque PHPA con 2,5; 5 y 7 lb/bbl. En el caso de los lodos lignosulfonatos, el lavador comúnmente empleado en la industria es un detergente conocido

Tabla 9. Pesos secos de los revoques formados por el fluido de perforación BACP, antes y después de la erosión, con su respectivo porcentaje de remoción.

Concentración de polímero Tasa de corte correspondiente a las siguientes rpm	3 lb/bbl		5 lb/bbl		7 lb/bbl	
	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)	Peso final (g)	Rem. (%)
0	10,05	0	8,65	0	5,75	0
300	9,32	7,30	8,15	5,71	5,64	1,91
600	8,82	12,27	7,83	9,41	5,45	5,22
900	8	20,40	7,15	17,27	5,05	12,17
1200	7,64	23,98	6,67	22,82	4,59	20,17
1500	7,17	28,69	6,26	27,60	4,22	26,66

De esta gráfica se puede concluir que:

- A alta tasa de corte, correspondiente a la elevada velocidad de agitación más alta (1500rpm) la erosionabilidad de los revoques formados con lodo BACP similarmente a los casos anteriores (Figs. 7 y 9) se hace menos dependiente del índice de compresibilidad a bajas tasa de cortes.
- La comparación de las gráficas de las Figs. 7, 9 y 11 permite concluir que los revoques de los diferentes tipos de lodos estudiados presentan mayor erosionabilidad mecánica en el siguiente orden: BACP > lignosulfonato >

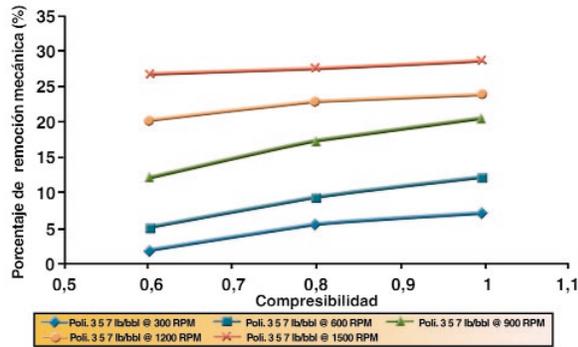


Fig. 11. Relación entre la erosionabilidad mecánica y la compresibilidad para los revoques obtenidos con fluido de perforación BACP.

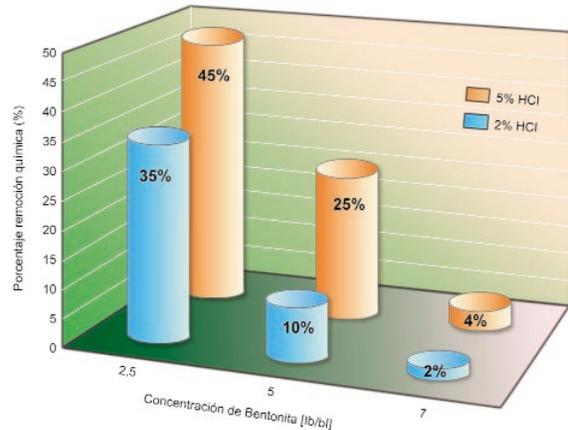


Fig. 14. Porcentaje de remoción química efectuada por soluciones de HCl, al 2 y 5%, sobre los diferentes revoques formados con fluidos PHPA.

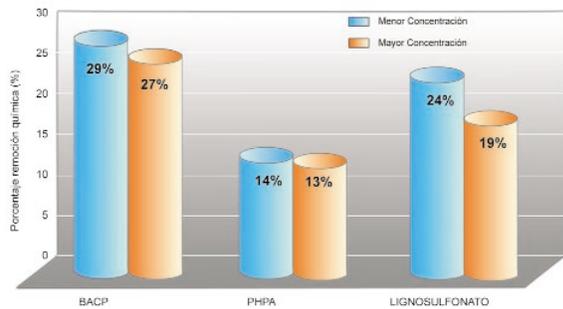


Fig. 12. Porcentaje de remoción mecánica para distintos revoques formados por los fluidos BACP, PHPA y lignosulfonato, erosionados a una velocidad de agitación igual a 1500 rpm.

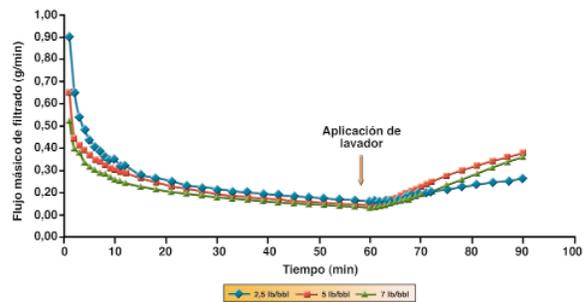


Fig. 15. Flujo de filtrado a 250 lpc, 300 rpm, y posterior remoción a 600 rpm aplicando una solución de HCl al 5% v/v como lavador químico.

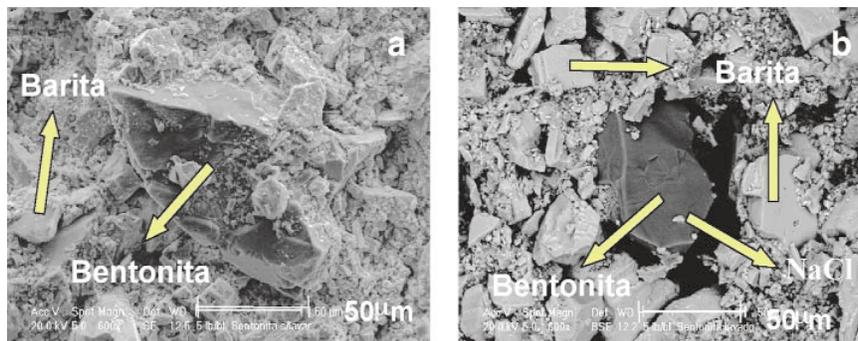


Fig. 13. Micrografía de los revoques del fluido de perforación PHPA (5 lb/bl de bentonita), antes (a) y después (b) de la acción del lavador químico (HCl al 2%). La mayor cantidad de zona oscuras en la micrografía mostrada en b es indicativa de mayor porosidad. Porosidad estimada: (a) 7,2, (b) 30,2 [8]. El revoque después de la acción del lavador químico es aproximadamente 4 veces más poroso.

con "Sea Wash". En la Fig. 16 se presentan los porcentajes de remoción química logrados sobre revoques obtenidos con fluidos lignosulfonatos por acción de este lavador.

Por otro lado, para los revoques formados con lodos BACP se usaron tres formulaciones diferentes de lavadores (Tabla 10). El primer lavador se formuló con base en una mezcla de tres tipos de surfactantes. El segundo está cons-

tituido por mezcla de "gasoil", querosén y aceite mineral. El tercero es una mezcla de "gasoil", querosén, xileno y un surfactante. En las Figs. 17 a 19 se muestran los resultados obtenidos con estos lavadores sobre los revoques BACP. La composición del revoque se podría esperar fuese igual a la composición de los sólidos contenidos en el fluido de perforación. Así, de acuerdo con la Tabla 2, los revoque BACP estaría constituidos como se señala en la Tabla 11. El constituyente mayoritario de los revoques BACP es barita. Sin embargo, el polímero juega un papel importante en el cambio de su índice de compresibilidad. Mayor contenido de polímero en el revoque hace que este sea menos compresible en otras palabras más duro. Esto sugiere que el polímero actúa dentro del revoque como aglutinador. El efecto de los lavadores consiste principalmente en disolver el polímero para causar la erosión química (Figs. 17-19). Este hecho se puede evidenciar ya que todos los lavadores probados en el

Tabla 10. Formulación de los lavadores usados en la erosión química de los revoques obtenidos con fluido de perforación BACP [20].

Lavador	Aditivos	Concentración	Descripción
1	Agua	93,97 % v/v	[20]
	Surfactante A	2,9 % v/v	No iónico, HLB* alto
	Surfactante B	2,5 % v/v	Aniónico
2	Surfactante C	0,63 % v/v	No iónico, HLB* bajo
	Gasoil	50 % v/v	[20]
	Kerosén	45 % v/v	[20]
3	Aceite Mineral	5 % v/v	[14]
	Gasoil	30 %	[20]
	Kerosén	60 % v/v	[20]
	Xileno	9 % v/v	[20]
	Surfactante	1 % v/v	No iónico, hlb bajo

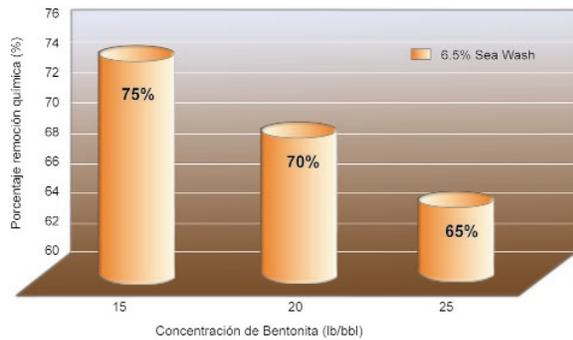


Fig. 16. Porcentajes de remoción química obtenidos por el lavador con base en el detergente "Sea Wash" sobre revoques formados con fluidos de perforación lignosulfonato.

presente estudio el porcentaje de erosión química crece con el contenido del polímero en el revoque (Figs. 17-19). El espectro de infrarrojo del revoque BACP refleja que esta constituido principalmente por barita y arcilla (Fig. 20), ya que comparación con los espectros de cada uno

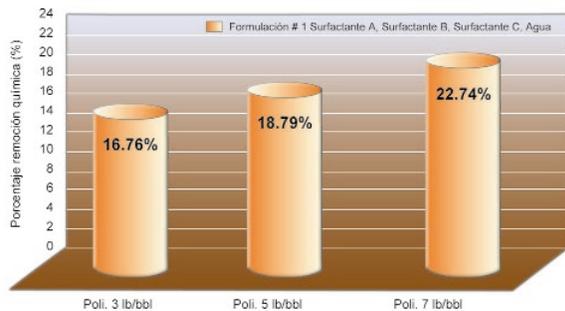


Fig. 17. Porcentaje de remoción química de los revoque formados por el fluido BACP con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero en presencia del lavador 1.

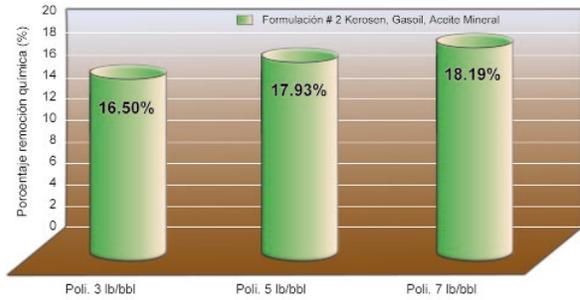


Fig. 18. Porcentaje de remoción química de los revoques formados por el fluido BACP con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero en presencia del lavador 2.

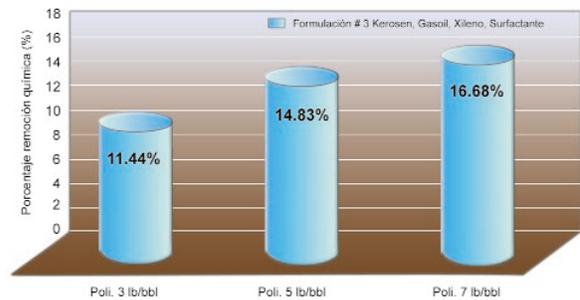


Fig. 19. Porcentaje de remoción química de los revoques formados por el fluido BACP con 3, 5 y 7 lb/bbl de polímero en presencia del lavador 3.

de sus constituyentes así lo evidencia. Por otra parte, el espectro infrarrojo del revoque después de haber sido sometido a la acción del lavador 3 muestra que básicamente es el mismo espectro. Lo que sugiere que el lavador disuelve parte del polímero permitiendo erosionar el revoque pero conservando el resto como una masa bastante homogénea en composición.

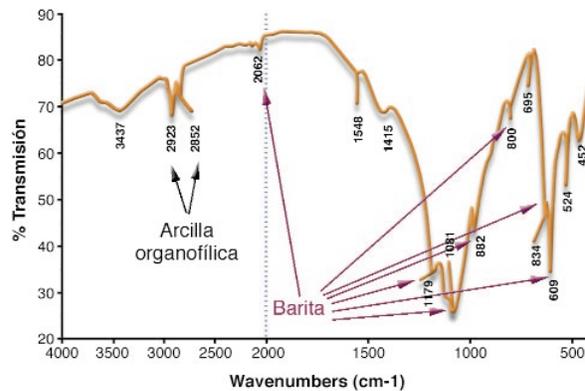


Fig. 20. Espectro infrarrojo del revoque formado por el fluido BACP de 7 lb/bbl de polímero.

Tabla 11. Composición esperada de los distintos revoques de fluido de perforación BACP.

Revoque	Polímero (%)	Arcilla (%)	Cal hidratada (%)	Barita (%)	Índice de compresibilidad (s)
BACP-7	2,44	2,90	0,70	93,96	Moderadamente compresible, (0,60)
BACP-5	1,59	2,92	0,70	94,79	Compresible, (0,77)
BACP-3	1,06	2,94	0,71	95,29	Compresible, (1,00)

En la Fig. 21 se resume el porcentaje de remoción química para los distintos revoques formados por los fluidos de perforación PHPA, lignosulfonato y BACP por acción de lavadores comúnmente usados en operaciones de cementación de pozos.

El hecho que el porcentaje de erosión química dependa para un mismo lavador del índice de compresibilidad

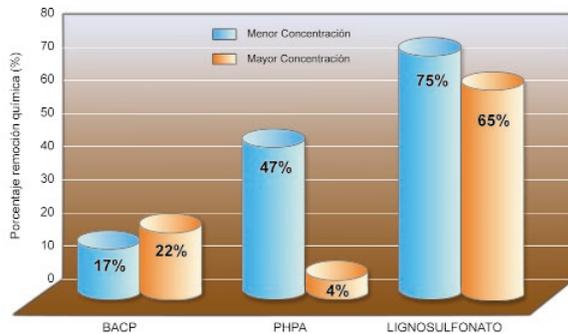


Fig. 21 Porcentaje de remoción química para distintos revoques formados por los fluidos BACP, PHPA y LIGNOSULFONATO por acción de lavadores que resultaron más apropiados para cada uno de ellos.

en todos revoque estudiados, en otras palabras de la formulación de fluido de perforación, indica claramente la necesidad de formular el lavador químico de acuerdo con

las características del revoque en cuestión. Usualmente en campo se ajusta la reología de los lavadores a las condiciones particulares del trabajo; sin embargo, no se hace muy a menudo, considerando la formulación de lodo. En la Tabla 12 se presentan los porcentajes de revoque remanente después de erosionarlos mecánicamente (acondicionamiento de hoyo previo a la cementación) y químicamente por acción de lavador que se bombea delante de la lechada de cemento.

Es de hacer notar que el revoque remanente en tres tipos de lodos muy usados en la industria petrolera va de 1 a 85%. Este hecho plantea que se está dejando un material entre el

cemento y la formación que eventualmente podría constituirse en un micro canal en el anular que podría comprometer el aislamiento zonal de pozo. Se considera micro canal, ya que su espesor puede ser del orden del revoque, unos cuantos milímetros. El material que constituye este revoque remanente en los casos estudiados será barita, arcilla organofílica, PHPA, lignosulfonato, etc. Muy posiblemente los constituyentes inorgánicos representaran menor riesgo que los orgánicos, por ejemplo con el tiempo los polímeros o la misma arcilla organofílica podría descomponerse térmicamente para originar el micro canal señalado anteriormente. Esto último podría explicar los problemas de migración de gas que ocurren a largo plazo [6].

Debe señalarse que se espera que el filtrado de cemento tenga un efecto químico que permita degradar parte de revoque remanente; sin embargo, este efecto no ha sido estudiado. El desplazamiento de la lechada de cemento podrá arrastrar parte de este revoque permanente hacia superficie, tope de cemento, en el caso de un revestidor o hacia el colgador en el caso de un revestidor colgante. Alternativamente, el peor caso lo constituye la canalización de la lechada de cemento en el anular a través del lodo gelificado.

Las buenas prácticas de cementación recomienda el uso de raspadores y movimiento de tubería durante el acondicionamiento y cementación de pozos. Sin duda este estudio evidencia la importancia de esas prácticas en el logro de una buena cementación del pozo [21].

Cuando se perfora formaciones permeables, se usa partículas de tamaños específicos para controlar el filtrado de la

Tabla 12. Porcentaje de revoque remanente después de erosionarlo mecánica y químicamente.

Acción	PHPA		BACP		LIGNOSULFONATO	
	Peor caso	Mejor caso	Peor caso	Mejor caso	Peor caso	Mejor caso
Mecánica (Acondicionamiento del hoyo)	13	14	27	29	19	24
Queda antes del lavador	87	86	73	71	81	76
Química	2*	35*	17	22	65	75
Queda antes de cementar	85	51	56	49	16	1

fase líquida del lodo hacia los intersticios de la roca. El tamaño y la concentración de estas partículas se diseña basado en el tamaño de poros y gargantas de las rocas a ser cortadas [22]. Para este fin, se usan sales tales como NaCl, CaCO₃, combinaciones de barita con CaCO₃. Estos materiales se ha llamado materiales puenteantes [23]. En el caso del presente trabajo la formación es simulada por un papel de filtro cuyo poro puede esperarse sea mucho más pequeños que los poros y garganta de la formación real, por lo que en los lodos utilizados en este estudio no se consideró necesario el uso de tales sustancias.

CONCLUSIONES

La metodología discutida en el presente trabajo permite relacionar la erosionabilidad del revoque y su índice de compresibilidad, obteniéndose así una relación entre una propiedad que interesa desde el punto de vista de cementación y una desde el punto de vista de fluidos de perforación. Esta relación permite ofrecer una comparación relativa entre las dificultades que puedan presentar diferentes lodos durante el acondicionamiento de hoyo previo a la cementación. Así, se puede concluir que los fluidos PHPA presentan mayor dificultad en el acondicionamiento del hoyo previo a la cementación que los correspondientes lignosulfonatos y BACP. Sin embargo, combinación de las erosiones mecánica y química permitirán establecer cuanto revoque se puede remover antes de cementar.

Se evalúan tres tipos de lavadores químicos para la eliminación de los revoques formados con los fluidos de perforación estudiados, dos base agua (PHPA y lignosulfonato) y uno base aceite con polímero (BACP). Se discuten los mecanismos por los cuales actúa cada lavador sobre los revoques en cuestión. El hecho de que el porcentaje de erosión química dependa para un mismo lavador del índice de compresibilidad en todos revoque estudiados, en otras palabras de la formulación de fluido de perforación, indica claramente la necesidad de formular el lavador químico de acuerdo con las características del revoque en cuestión. Usualmente en campo se ajusta la reología de los lavadores a las condiciones particulares del trabajo; sin embargo, no considerando por lo general la formulación de lodo.

La celda PDVSA de filtrado dinámico constituye una herramienta muy conveniente para el estudio de los revoques de fluidos de perforación y para la evaluación de los lavadores usados en los trabajos de cementación de pozos. Se evidencia la capacidad de la celda para simular condiciones de fondo de pozo, lo que permite afirmar que revoques que no puedan erosionarse química y mecánicamente en la celda en cuestión muy probablemente no se podrán erosionar en el pozo.

NOMENCLATURA

A	Área de filtrado [L ²]
BPM	Barriles por minuto [L ³ / t]
C	Coefficiente de consolidación [L ² /t]

DT	Diámetro de la celda [L]
DP	Caída de presión [M/L.t ²]
HRS	Horas [t]
Hp/ pie ²	Potencia en caballos fuerzas por pie ² [M/t ³]
L	Longitud [L]
Lb/ bbl	Libras / barril
LPG	Libras por galón [M/L ³]
Lpc	Libras por pulgada cuadrada
P	Presión [M/L.t ²]
PULG	Pulgadas [L]
Q	Flujo volumétrico [L ³ /t]
r	Resistencia específica promedio [L/M]
r0	Resistencia específica del revoque a s = 0 [L ² .t ² /M ²]
Rm	Resistencia del medio filtrante [1/L]
Rc	Resistencia del revoque [1/L]
s	Índice de compresibilidad [adimensional]
t	Tiempo [t]
V _f	Volumen de filtrado [L ³]
We	Masa de sólidos secos por unidad de área [M/L ²]
μ	Viscosidad [M/L.t]

Referencias

1. Ravi, K. Y.; Moran, L. Primary Cementing. En: Petroleum Well Construction, Capítulo 8, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 1998, 215-250.
2. Economides, M. J.; Watters, L. T.; Dunn-Norman, S. Introduction To Drilling And Well Completions. En: Petroleum Well Construction, Capítulo 1. John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 1998, 1-15.
3. Tovar, J.; Martínez, A.; Bockh, A.; Ford, M. Mud Cake Compressibility and Mobility of Fluid Loss Evaluation. III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conf. (LACPEC), Buenos Aires, Argentina 27-29 de abril, 1994. Artículo SPE N° 26980.
4. Sabins, F. IV Seminario de Cementación de Pozos (IV CEMPO). Intevep, Los Teques, Venezuela, julio 1996.
5. Newman, K.; Wojtanowicz, A.; Gahan, B. C. Cement Pulsation Improves Gas Well Cementing. World Oil, 89-94, julio 2001.
6. Watters, L.T.; Beirute, R. Formation-Fluid Migration After Cementing En: Petroleum Well Construction, Capítulo 9, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 1998, 251-270.
7. Bolívar, R. A.; Tovar, J. G.; Rodríguez, C.; Castillo, P.; Ciccola, V. Erosionabilidad y compresibilidad de revoques de fluidos de perforación y sus efectos en la cementación de pozo. IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación (IV SEFLU), Porlamar 5 al 8 de junio 2001.

8. Rodríguez, C. Evaluación de la compresibilidad y erosionabilidad de revoques de fluidos de perforación previa a la cementación. Trabajo especial de grado para obtener el título de ingeniero químico, Universidad Central de Venezuela, Caracas, marzo 2001.
9. Grace, H. P. Resistance and compressibility of filter cakes. *Chemical Engineering Progress*, 49(6), 303-318, 1953.
10. Tiller, F. M. y Copper, H. R. The Role of Porosity In Filtration: IV Constant Pressure Filtration. *AIChE Journal*, 6(4), diciembre, 1960.
11. Hardy, M.; Lockhart, T. Water Control, En: *Petroleum Well Construction*, Capítulo 20, John Wiley & Sons, Chichester 1998, 571-591.
12. Tiller, F. M. Tutorial: Interpretation of Filtration Data. *Journal Chemical Engineering*, 3, (2):1-10, 1990.
13. Outmans, H. D. Mechanics of Static and Dynamic Filtration in The Borehole. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Septiembre 1963, 236-244.
14. Gómez, O.; Silva, A. Vassa: Un ejemplo venezolano de penetración tecnológica en sudamérica y el Caribe. *Visión Tecnológica*, 9(2):2002.
15. American Petroleum Institute (API). Recommended Practice Standard Procedures For Field Testing Water-Based Drilling Fluids, API Specification 13B-1 (RP 13B-1), 2da Edición, Septiembre 1997.
16. American Petroleum Institute API. Recommended Practice Standard Procedures For Laboratory Testing Drilling Fluids, API Specification 13-I, 5ª. Edición junio, 1995.
17. Bolívar, R. A.; Tovar, J. G.; Rodríguez, C. D; Castillo, P.; Ciccola, V.; Chacón, A. Erosionabilidades mecánicas y químicas de los revoques de los lodos convencionalmente usados en la industria de perforación. Enfoque integral Perforación-Cementación. INGEPET 2002, International Seminar, Lima, Perú, Noviembre 2002.
18. American Petroleum Institute (API). Recommended Practice Standard Procedures For Field Testing Water-Based Drilling Fluids, API Specification 13B-1 (RP 13B-1), 1ST Edition, Junio 1, 1990, Supplement 1, Mayo 1, 1993.
19. American Petroleum Institute (API). Recommended Practice Standard Procedures For Field Testing Oil-Based Drilling Fluids, API Specification 13B-2 (RP 13B-2), 2nd Edition, diciembre 1, 1991, Supplement 1, Mayo 1, 1993.
20. Chacón, A. Revoques de fluidos de perforación y su influencia en el proceso de cementación de pozos. Trabajo Especial de Grado para obtener el título De Ingeniero De Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, Caracas, abril 2002.
21. Buisine, P.; Bissonnette. Cementing Equipment and Casing Hardware, En: *Well Cementing*, Capítulo 10, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 10-1 Al 10-53.
22. Tovar, J.; Guimerans, R.; Camargo, W. Control de filtrado en zonas productoras de interés con el uso de sólidos y su efecto en la productividad de pozos. XII

Congreso Latinoamericano de Perforación (COLAPER 2000), México septiembre 2000.

23. Guzmán, J. Pore Size and Geometry Determination Method for Drilling and Completion Fluid Design. IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación (IV SEFLU), Porlamar, 5 al 8 de junio 2001.



Rafael A. Bolívar. *Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela, 1972; maestría en química, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), 1975; doctorado en fisico-química orgánica, Oxford University, Inglaterra, 1979. Trabajó como investigador asociado en el IVIC, 1979-1983. En 1983 ingresó a Intevep en la Unidad de Petroquímica de la División de Refinación y Petroquímica. Se ha desempeñado en las áreas de síntesis y caracterización espectroscópica de compuestos orgánicos, investigación y estudios de fenómenos en fisico-química orgánica, en problemas técnicos de la industria química y petroquímica, en la gestión de proyectos de asistencia técnica a la petroquímica nacional, mejoramiento de crudos pesados usando metano, valorización de corrientes de refinería, producción de éteres antidetonantes para gasolinas. Fue gerente del Departamento de Química del Petróleo, 1990-1994 y por seis meses trabajó con el grupo de asfalto del Departamento de Productos del Petróleo. Fue transferido al Departamento de Producción como especialista del grupo de cementación de pozos. Estuvo asignado al Centro Tecnológico de Halliburton en Duncan, OK, durante 1996. Se desempeñó como tutor de la pericia de cementación de pozos. Fue editor asociado de la revista Acta Científica Venezolana, 1995-2001 y fue el editor técnico de Visión Tecnológica. Trabajó como especialista en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos de Intevep. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.*



José G. Tovar. *Ingeniero de petróleo, Universidad de Oriente (UDO), Venezuela 1977; maestría en ingeniería de petróleo, Universidad de tula, Oklahoma, EE.UU., 1991. Entre 1977 y 1980 trabajó en Corpoven, S.A., ex-filial de PDVSA, como supervisor de taladros de perforación y actividades de reparación de pozos. Más tarde se desempeñó como ingeniero de perforación y fue líder del laboratorio de lodos y cemento en la misma compañía hasta 1983. En el periodo de 1980-1983 fue profesor de la cátedra de perforación de pozos de la UDO. En 1983 comenzó a trabajar en Intevep en el Departamento de Producción como jefe de proyectos. Entre 1988 y 1990 trabajó como asistente de investigación en la Universidad de Tulsa, Oklahoma. Entre 1991 y 1996 se desempeñó en PDVSA Intevep como líder de perforación no convencional. En 1997 es designado asesor de perforación en PDVSA Sur, Barinas. En 1999 se desempeñó como líder de la Comunidad del Conocimiento de Fluidos de Perforación, Reparación de Pozos y Control de Sólidos, en el Centro de Excelencia de Tecnología de Perforación, en PDVSA-EPM, Caracas. Actualmente se desempeña como Asesor Mayor en la Gerencia Formación de Capital Nacional.*



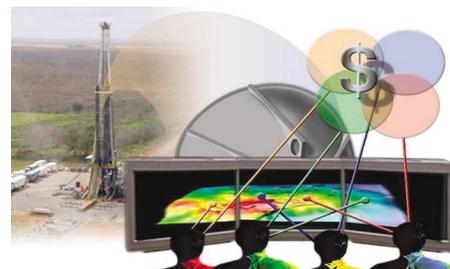
Vicente Ciccola. *Ingeniero mecánico, Universidad Central de Venezuela (UCV), Venezuela 1999. Desde 2000 trabaja en PDVSA Intevep en el área de cementación de pozos, en el desarrollo de modelos matemáticos y simuladores para los procesos de construcción de pozos. Actualmente, realiza estudios en maestría de ingeniería mecánica, UCV.*

Carlos Rodríguez. Ingeniero químico, Universidad Central de Venezuela, 2001. Realizó su tesis en PDVSA Intevep. Ese mismo año trabajó bajo contrato en la empresa MI-Drilling Fluids como ingeniero de fluidos de perforación. Se ha desempeñado en áreas de tratamiento de aguas y asfalto. Actualmente, ocupa el cargo de ingeniero residente de Inspección de La Troncal #2, carretera Cagua - La Villa - San Juan.



Paul Castillo. Técnico Superior Universitario (TSU) en procesos químicos, Instituto Universitario de Tecnología, Región Capital (IUTRC), 1982; ingeniero civil, mención estructura Universidad Santa María, 1991; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia, 1997. Ingresó a Intevep en 1983 como técnico principal. Participó en estudios experimentales y escalamiento de la tecnología ORIMULSION®. Fue jefe de laboratorio de fenómenos interfaciales. Trabajó en determinación de propiedades interfaciales de sistemas dispersos crudo/agua en presencia de aditivos, formulación, formación y rompimiento de emulsiones. En 1996 se desempeñó como profesional mayor en cementación y realizó varias asignaciones de trabajo en las áreas operativas de PDVSA. En 1998 fue jefe de proyecto de investigación básica orientada de perforación y rehabilitación de pozo. Coordinó en el año 1999 el Centro Experimental de Producción (CEPRO) de Intevep. Se desempeñó como jefe de proyecto de asistencia de técnica de perforación y mantenimiento de pozo en el Oriente del país. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.

OPORTUNIDADES EN EL USO DE DATOS, INFORMACIÓN Y CONOCIMIENTO PARA OPTIMIZAR LOS PROCESOS DE CONSTRUCCIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS EN PDVSA



Angel Vivas⁽¹⁾, Javier Ramírez, Marisela Sánchez⁽¹⁾, Alejandro Lagreca⁽¹⁾, Aaron Ranson⁽¹⁾, Karen Hernández⁽¹⁾, Justo Matheus⁽¹⁾, Pedro Acuña* y Delcio De Santana⁽¹⁾*

* PDVSA Intevep
(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

Las operaciones de construcción y mantenimiento de pozos constituyen un porcentaje significativo del presupuesto de explotación en las unidades de Exploración y Producción (E y P). La problemática de los costos de estas inversiones es más compleja (con mayor riesgo) cuanto menor es la cantidad de información que se dispone durante el proceso de planificación de pozos, o cuando es muy alta la incertidumbre que se tiene de la información disponible, sea porque corresponde a valores poco representativos, los cuales fueron tomados hace mucho tiempo, o simplemente porque no existe información, como en el caso de construcción de pozos exploratorios y delineadores.

En la fase de planificación, la definición del Plan de Perforación es un proceso de optimización donde se toman decisiones tendientes a minimizar los costos debido a captura de información específica para la localización a construir, y se maximiza el uso de información disponible de localizaciones cercanas (i.e. modelos estratigráficos, geomecánicos, registros, documentación de problemas, ventanas de peso de lodos). Este concepto se muestra esquemáticamente en la Fig. 1, donde se presenta un punto óptimo para lograr una relación información/costo adecuada, que se debe apoyar en una evaluación de riesgos y el valor que tiene la información disponible acorde con los criterios del equipo de trabajo en la mesa de construcción. Este análisis se debería aplicar al conjunto de pozos necesarios, según un plan de explotación, y no a un solo pozo, ya que es necesario visualizar las necesidades de información en las diferentes fases de desarrollo del activo.

En la fase de ejecución, las oportunidades en el uso de los datos durante la perforación se encuentran en

La disponibilidad de nuevas tecnologías y estándares de medición en las actividades de construcción de pozos, así como una infraestructura creciente en comunicaciones y de almacenamiento de datos, están cada vez más vinculadas en el contexto de los procesos de perforación y rehabilitación de pozos. Este nuevo escenario de captura y registro de datos abre nuevas oportunidades para la toma de decisiones, a través de la utilización a tiempo tanto de la información disponible como de las pericias técnicas que requieren integrarse para una decisión acertada. Una tendencia mundial y en continuo crecimiento es el desarrollo de aplicaciones que utilizan toda la información disponible para optimizar los procesos de construcción de pozos a diferentes escalas. Existen 3 orientaciones diferenciadas, a saber: i) mejora de los procesos de decisión de operaciones en contexto local en el taladro, ii) mejora de procesos de planificación y evaluación de alternativas (arquitectura del pozo, esquema mecánico, elementos de completación) y iii) toma de decisiones en ambientes de oficina, integrando los ambientes de visualización de pozos, con los modelos de yacimiento, sísmica y geología. La experiencia de empresas clase mundial refleja la necesidad de integración de tecnologías, procesos de trabajo y pericias del personal para apalancar la toma de decisiones. En el caso de PDVSA, la estrategia establecida es por un lado la creación de una infraestructura de tecnología de información que apoye las operaciones de perforación, incluyendo elementos claves de Gerencia de Conocimiento (captura, inventario de conocimiento, disponibilidad en una red y, por la otra, la creación de una infraestructura de apoyo a equipos de trabajo colaborativos y de alto desempeño.

New technologies and measuring standards are available in well construction activities. This data gathering accompanied by infrastructure for telecommunications and data storage, opens new opportunities to the decision making process, using data in a "just in time" basis. This is not an evident opportunity, mainly because it requires the usage of the data itself, integrated to the expertise in analyzing it by multidisciplinary teams to achieve the right decision at the right moment. A worldwide growing tendency is in application development to optimize well construction process in 3 ways, namely: i) improving planning process and risk assessment, ii) improving operation performance at the rig (not just safety systems and emergency alarms), and iii) decision making at office while drilling, integrating expertise from geoscientists, drilling engineers in a visualization environment, that allows to visualize the well in geological models during the construction process. A common approach in operator companies is to present data to multidisciplinary teams that evaluate, consolidate, compare to planned situation, decide and update models upon gathered information, to support operations at the rig. PDVSA's strategy at this moment includes the creation of an Information Technology infrastructure to register drilling operations, at rig and at the office, to use it for risk assessment while planning future wells. The process to use and integrate this information is still in definition, and consider a platform to support collaboration of multidisciplinary teams in order to: record and deliver plans, documents Who is Who, workflows, and enables Knowledge Management (use and availability of lessons learned and best practices) to the team, to document and support final decisions and process, and allow collaborative design where final decisions could be defined during operations according to real well conditions.

apoyar la toma de decisiones justo a tiempo, bajo un concepto de un plan de construcción de pozo flexible y dinámico, que acepta cambios de acuerdo con la información capturada (el objetivo es lograr una correcta evaluación de la integridad del hoyo, intervalos de parámetros operacionales, cambio de peso de lodos, cambio de trayectoria, puntos de asentamiento, etc.); todo esto orientado a maximizar los tiempos operativos, la vida de los equipos, la tasa de penetración, la reducción de los tiempos improductivos y el óptimo uso de los materiales, siempre y cuando la integridad del pozo sea garantizada. Esto sólo puede ocurrir a partir de una evaluación constante (diaria al menos) de los eventos que pueden presentarse durante la perforación, estableciendo un plan adecuado para la mitigación o eliminación de los mismos. Para ello, una infraestructura de uso (o gestión) del conocimiento, donde se tenga acceso a experiencias previas y lecciones aprendidas debe estar disponible para los equipos de la mesa de construcción de pozos.

Finalmente, ya sea en la fase de planificación o de ejecución, existe un nuevo paradigma en el que el equipo de construcción, además de ser responsable de la integridad y correcta construcción de un pozo, participa de manera activa en la definición del plan de explotación del activo, apoyando en la definición y ubicación de pozos productores, inyectores, y observadores. Este es el caso del programa de Visualización, Conceptualización, Definición (VCD), en el que se establece, en conjunto con los equipos de geociencias, los requerimientos funcionales que debe satisfacer el plan de construcción de pozos, desde las etapas de visión y conceptualización, para finalmente confluir en la definición de un plan que abarca objetivos comunes a los equipos de yacimientos y perforación, y sobre los que se elaboran los planes específicos ya con metas concretas. En el caso de perforación, estas metas corresponden a mejorar la predicción de costos y los tiempos de perforación y rehabilitación de pozos, reducir los costos, minimizar los riesgos e impacto ambiental, y mantenerse cerca de los estándares clase mundial en cuanto a costos y utilización de tecnologías.



Fig. 1. Modelo teórico de optimización de costos en la construcción de pozos, considerando información/riesgo.

ARQUITECTURA DE APLICACIONES DE AUTOMATIZACIÓN

El fin último de incorporar elementos de automatización en un proceso es el de mejorar la eficiencia de las operaciones, por la vía de una construcción incremental de soluciones de automatización que permitan ir gradualmente aportando mejoras a distintos niveles, que van desde la instrumentación y control, hasta la optimización y la gestión de un proceso.

Para esbozar las oportunidades existentes y comprender como pueden implantarse estas soluciones, resulta conveniente la presentación de una serie de definiciones que introduzcan la terminología utilizada en los sistemas de control [1] y que pudieran ser de utilidad para el área de construcción y mantenimiento de pozos. Algunas definiciones de interés son:

- Variables medidas: Conjunto de variables que son sensadas directamente por instrumentos en el proceso.
- Variables controladas: Conjunto de variables que deben mantenerse alrededor de puntos de referencia específicos. Las mismas pueden ser medidas o inferidas a través de otras mediciones indirectas.
- Variables manipuladas: Variables sobre las que se interviene para obtener la respuesta adecuada en las variables controladas del sistema.
- Perturbaciones: Señal que tiende a afectar adversamente la variable controlada. Si la perturbación se genera dentro del sistema, se le denomina interna, si se genera fuera del sistema se considera externa y constituye una entrada observable o no-observable.
- Tiempo real del proceso: Tiempo mínimo en el que ocurren cambios en el proceso.
- Frecuencia de muestreo: Tiempo de adquisición de información en las variables medidas o mejor dicho en los sensores desconectados al proceso. Está estrictamente ligada al tiempo de cambio del proceso, y debe ser igual a la mitad del tiempo real especificado del proceso (Teorema de Shannon-Nyquist [2]).
- Evento: Situación observable que sugiere un cambio en las condiciones del proceso.
- Modelo: Un modelo es una representación matemática o heurística de un sistema físico que satisface el comportamiento real dentro de un nivel de incertidumbre acotado. Existen categorías para la clasificación de modelos a partir de su definición o comportamiento, entre las que tienen especial interés:

Modelos estáticos y dinámicos, cuando representan las condiciones de un sistema en estado estacionario, o cuando además de los valores representen la respuesta temporal del sistema. Los modelos estáticos son los utilizados durante la planificación, y definen valores extremos para valores de interés como la ventana de lodos de perforación, caudales máximos y mínimos, presiones e hidráulica del sistema.

Adaptativos, cuando pueden ser retroalimentados por el sistema físico que representan y se ajustan para las diferentes regiones de operación.

Formales, cuando están fundamentados en ecuaciones físicas que gobiernan su comportamiento, o empíricos cuando se crean a partir de un enfoque no formal del sistema que representan. Los modelos empíricos son de gran utilidad en problemas de alta complejidad física, cuando se desconocen las interacciones de sus componentes, o cuando la solución computacional asociada requiere tiempos de ejecución mayores al tiempo real del sistema. En esta categoría se encuentran las soluciones derivadas de la aplicación de técnicas de Inteligencia Artificial como lógica difusa, redes neuronales, de teorías de identificación de sistemas dinámicos.

- Niveles de automatización: Comúnmente, un plan de automatización se representa a partir de una pirámide denominada pirámide de aplicaciones de automatización, donde se indican los niveles:
 1. Instrumentación: se refiere a equipos y sensores de superficie y de subsuelo que permiten tener mediciones y "sentidos" para determinar el estado del proceso.
 2. Monitoreo y control básico: se refiere a elementos de visualización de las mediciones provenientes de los sensores y componentes de control (PLC, lazos de control), que permiten regular parámetros del proceso alrededor de puntos de operación deseados ("setpoints").
 3. Control avanzado: se refiere a aplicaciones que definen los puntos de operación deseados, donde su definición requiere la evaluación del proceso utilizando algoritmos avanzados, conocimiento de especialistas, o definición de las trayectorias de operación deseables para el proceso.
 4. Optimización: aplicaciones que permiten mejorar los márgenes de la operación () de manera de maximizar (o minimizar) una función objetivo del proceso, que puede corresponder a un óptimo técnico, operacional o de costos.
 5. Gestión: aplicaciones al nivel de gestión que permiten decidir la mejor solución para un proceso optimizado, donde son determinantes las reglas de negocio en términos de productividad, maximización de ganancias, reducción de tiempos no productivos, o el alcance de estándares clase mundial para un proceso dado.

En concepto, la pirámide (Fig. 2) representa una estructura de dependencia de componentes por capas, de manera tal que para poder tener funcionalidad a un nivel se requiere la operatividad de las capas inferiores. En diagramas detallados, se presentan a cada uno de los niveles los componentes de automatización (sean estos sensores, equipos o aplicaciones) y se hacen explícitas las dependencias entre cada uno de ellos.

USO DE DATOS EN MEJORA DE PROCESOS DE PLANIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Durante la fase de planificación el equipo de la mesa de construcción define a partir del análisis de la

información histórica en los informes post mortem de los pozos vecinos, el plan de construcción del pozo en la nueva localización. La estructuración del plan debe incluir los problemas operacionales encontrados en las localidades anteriores, de manera de diseñar el nuevo pozo con mecanismos que permitan evitar los problemas reportados, y la definición o adaptación de los modelos mas adecuados para:

- Modelo del yacimiento: Características de la formación, arena objetivo, ubicación de topes de formaciones, bloques de acuífero, domos de sal, zonas agotadas, zonas de alta presión.
- Modelo geomecánico: Determinación de los gradientes de presión de poro, fractura, campos de esfuerzos en sitio y propiedades mecánicas de la roca. El modelo geomecánico permite tener una versión 3D de las propiedades de la roca alrededor del hoyo con un margen alto de incertidumbre. Se utilizan modelos de estabilidad de hoyo que deben ajustarse con información de los vecinos, donde es crucial identificar parámetros de la integridad de hoyo y de los mecanismos de falla de la roca para mejorar su capacidad predictiva. En general, estos modelos no consideran el comportamiento post-falla de la roca y, además, idealizan el comportamiento reológico de las rocas, simplificando las condiciones de borde y la heterogeneidad del medio.
- Hidráulica de perforación: Permite estimar las presiones que se generan y los caudales a utilizar para alcanzar las condiciones seguras de perforación, con lo cual se podrá determinar si la operación es factible, cuál densidad de fluido emplear, seleccionar la capacidad de los equipos de inyección (bombas), de los equipos de control (preventores, "choke manifold"), de los equipos de control de sólidos, tipo de herramientas de fondo para medición (pulso o electromagnética) y asegurar que el caudal equivalente a través de las herramientas de fondo esté dentro de los límites para su funcionamiento apropiado. Adicionalmente, la hidráulica permite establecer la ventana de variación de los parámetros operacionales, estimar el influjo durante la perfora-



Fig. 2. Pirámide con la estructuración por niveles para aplicaciones de automatización.

ción y dimensionar y diseñar los componentes de los equipos. Se utilizan modelos cuyas incertidumbres pueden ser inferiores al 10% (aceptable generalmente para operaciones convencionales, pero no para perforación bajo balance o pozos extendidos).

- Características del lodo: Tipo de fluido, propiedades físico-químicas, densificantes, aditivos.
- Diseño de la sarta: Utilizar la información del desempeño previo de sartas similares en pozos vecinos y simular el sistema para estimar escenarios de contingencia y prevenir fallas de tubulares, baja disponibilidad hidráulica en fondo, vibraciones de la sarta, uso ineficiente de la mecha de perforación.
- Parámetros operacionales: Selección de intervalos de parámetros operacionales (rpm, peso sobre la mecha, caudal de inyección), de manera de mejorar el rendimiento operacional de equipos básicos tales como mechas, turbinas, motores de fondo. Bajo esta perspectiva, la planificación hidráulica, de velocidades rotacionales críticas y de cargas máximas aplicables a la mecha son sumamente importantes para la ejecución de una perforación eficiente.
- Puntos de asentamiento de revestidores: Determinación de las profundidades de asentamiento de los revestidores, considerando presiones de poro y gradiente de fractura, la presencia de acuíferos o de zonas depletadas, la presencia de formaciones no consolidadas, etc.
- Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie
- Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas

Entre los retos y oportunidades más importantes en construcción y mantenimiento de pozos se encuentra:

- Establecer una estrategia de auditoría de la información documentada. Para ello hay que desarrollar un mecanismo de validación a través de conocimiento experto de los problemas, los signos indicadores de su ocurrencia y las consecuencias que pueden presentarse. El inconveniente para la implantación de este tipo de soluciones es doble. Por una parte, está la calidad de los datos disponibles en los registros de reporte diario de perforación, y por otra, la disponibilidad de conocimiento experto de una manera que pueda ser automatizable. Hasta ahora, las soluciones comerciales disponibles recurren a la revisión por expertos de los registros disponibles, para llevar una base de datos consolidada en una herramienta propia, que no se adapta a la plataforma disponible en PDVSA de planificación y diseño de pozos.
- Integración de los elementos en un modelo común, donde pueda visualizarse sobre una misma plataforma todos los modelos que requiere cada especialista.
- Incorporación de elementos de análisis de incertidumbre para mejorar la predicción de costos y tiempos, severidad, y éxito de cada alternativa.

USO DE DATOS EN LA MEJORA DE LOS PROCESOS DE DECISIÓN DE OPERACIONES EN CONTEXTO LOCAL EN EL TALADRO

Existen diversas áreas críticas en las operaciones de perforación de pozos que tienen incidencia directa en la eficiencia operacional, las cuales deben ser evaluadas con la información disponible. Sin embargo, no siempre se cuenta con toda la data o la interpretación adecuada para facilitar esta decisión. Un hecho común en control de procesos es que no se dispone de los sensores adecuados y confiables en la fase de instrumentación del proceso, lo que limita la evaluación y diagnóstico de una situación o evento dado durante el proceso de perforación.

La medida de la eficiencia operacional depende del nivel de la pirámide a que se hace referencia. Por ejemplo, en el ámbito de la gestión, la eficiencia operacional se mide en tiempos y costos de perforación, sin embargo al nivel del control, un indicativo de la eficiencia operacional está en la reducción de la variabilidad del proceso alrededor de los puntos de ajuste deseados para la operación. En este sentido, el fin último de la automatización de los procesos de perforación (tope de la pirámide en la Fig. 2) es la disminución de tiempos no productivos (TNP) y a nivel tope en la optimización de la tasa de penetración (TDP). Sin embargo, esto sólo puede ser posible cuando se dispone de aplicaciones al nivel de control avanzado, así como todas las correspondientes de soporte en niveles inferiores.

Son aplicaciones claves en el área de construcción y mantenimiento de pozos:

Evaluación hidráulica en tiempo real

Los problemas operacionales asociados con la hidráulica de perforación incluyen principalmente deficiencias en la limpieza del hoyo, la ocurrencia de influjos, pérdidas de circulación y suabeo o surgencia durante los viajes. El acarreo inapropiado de ripios por deficiencia en las velocidades de los fluidos puede conducir a problemas de pegas de tubería por empaquetamiento, lo que ocasionaría la pérdida de tiempo por operaciones de liberación o pesca y, eventualmente, a la pérdida de herramientas en el fondo del hoyo con las subsecuentes operaciones de desvío del hoyo. De manera similar, si la densidad equivalente de circulación no es mantenida dentro de los límites de los gradientes de poro, colapso o fractura, se presentarán problemas de influjos, arrastres, derrumbes o pérdidas de circulación.

La estimación de la ocurrencia de problemas asociados a la hidráulica de perforación requiere el conocimiento de parámetros tanto relacionados con la formación (presión de formación, gradiente geotérmico, resistencia al colapso y a la fractura), como con las operaciones (trayectoria del hoyo, propiedades reológicas y caudales de fluidos inyectados, tasa de penetración, velocidad de movimiento de tubulares). Como se mencionó en la sección anterior, durante la etapa de planificación se utilizan de modelos simplificados para simular comportamiento dinámico de los fluidos, pero los mismos

conducen a predicciones aproximadas, por lo que se hace necesario el seguimiento y ajuste mediante mediciones en tiempo real durante las operaciones; estas mediciones permiten ajustar los modelos y entender el comportamiento del sistema para apoyar el diagnóstico y la toma de decisiones ante la presencia de problemas asociados a la hidráulica de perforación. A la medición convencional de caudales, presiones y propiedades reológicas en superficie, debe unírsele la medición de presiones, temperatura y orientación del hoyo en el fondo mediante herramientas MWD y LWD; estas últimas mediciones son de importancia capital en operaciones especiales de perforación profunda, direccional o bajo balance.

Actualmente, las mediciones en tiempo real para evaluación hidráulica se están realizando principalmente en la perforación extendida [3] para la cual el margen de seguridad entre los gradientes de presión y fractura es bastante limitado y en operaciones bajo balance, donde conocer y controlar la presión de fondo con precisión es importante (Fig. 3). Debido a la complejidad de la predicción de la hidráulica en operaciones bajo balance, en la actualidad PDVSA realiza la aplicación continua de la medición en tiempo real con herramientas de fondo especiales (MWD, LWD,

PWD, TWD) y evaluación con modelos aproximados, lo cual se facilita mediante el uso de los mapas hidráulicos para la aplicación de correcciones sin recurrir a costosos procedimientos de ensayo y error.

Las oportunidades en el diagnóstico de problemas de hidráulica en tiempo real se ubican en el nivel de diagnóstico-control avanzado y en el de optimización del proceso de perforación. Adicionalmente, es necesario identificar, desarrollar o adaptar aplicaciones en el área control avanzado, regulatorio y monitoreo para el diagnóstico de problemas en:

Pérdidas de circulación [4]: Las pérdidas de circulación se definen como la inyección no intencional del fluido de perforación o cementación desde el hoyo hacia las formaciones del subsuelo. Las pérdidas de circulación se producen cuando se atraviesan formaciones de permeabilidad muy alta o se encuentra una formación con fracturas, o éstas son creadas debido a una presión de fondo excesiva.

Detección: Esta condición se detecta en superficie cuando el caudal de salida del anular es inferior al caudal bombeado dentro del hoyo.

Causas:

- Incremento de la presión anular durante la operación normal de circulación durante la perforación.

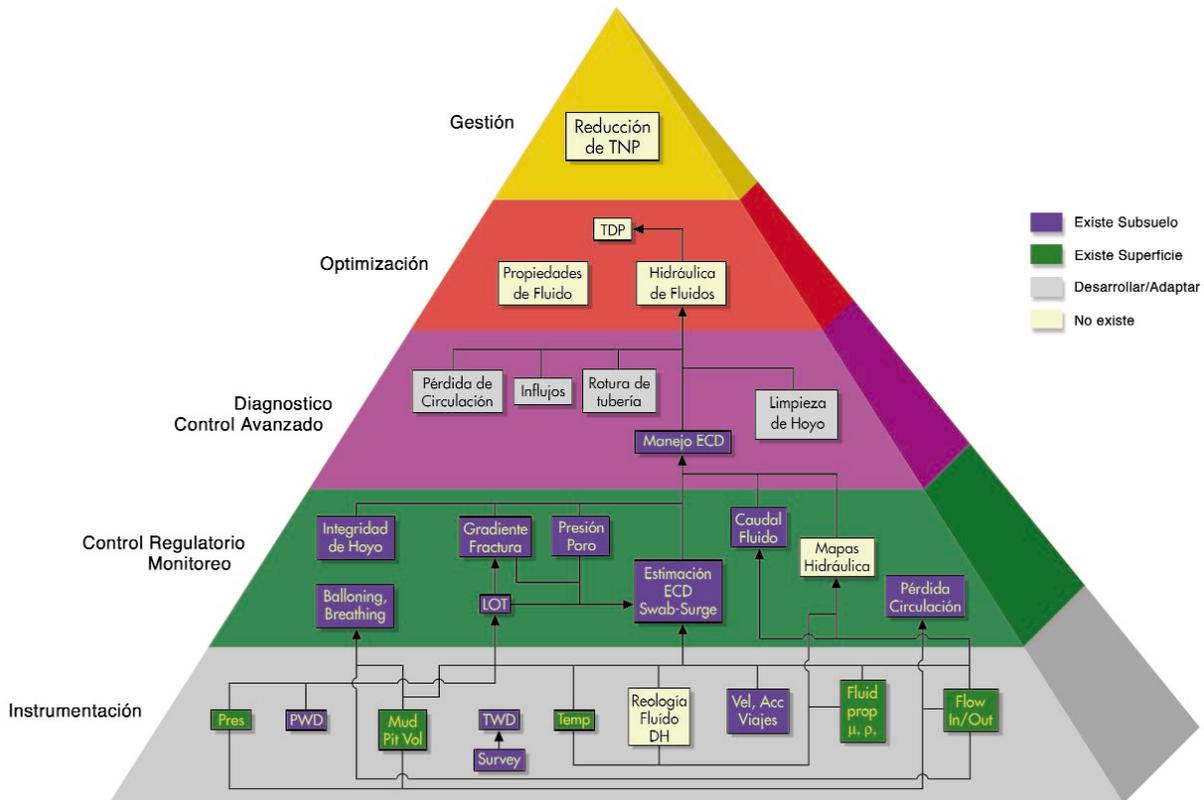


Fig. 3. Aplicaciones para evaluación hidráulica en tiempo real.

- Presiones de pozo positivas transientes desarrolladas durante movimiento hacia abajo de tubulares (sarta de perforación, revestidores, camisas).
- Incremento de presión debido a operaciones de circulación a través de la línea de choque durante operaciones de control de pozo.

Consecuencias:

- Reducción de la presión de fondo del hoyo después de la pérdida de circulación al disminuir la columna de fluido
- Mantenimiento poco efectivo de la presión de fondo requerida durante las operaciones de control de pozo.
- Incremento de los costos por pérdida de fluidos.
- Incremento del tiempo de perforación, por la necesidad de resolver el problema.

Influjos y control de pozos: El influjo se define como el flujo de los fluidos de formación dentro del hoyo en presencia del fluido de perforación. La falla en las operaciones de control da como resultado un influjo incontrolado denominado reventón.

Detección: Esta condición se detecta en superficie cuando el caudal de salida del anular es mayor que el caudal bombeado dentro del hoyo. Las operaciones de control de pozo permiten detectar el influjo, cerrar el pozo en superficie, circular el pozo bajo presión para remover el influjo e incrementar la densidad del lodo, mover la sarta con el hoyo presurizado y dirigir el flujo lejos del personal del taladro y los equipos.

Causas:

- Disminución de la presión anular durante la operación normal de circulación durante la perforación.
- Entrada a una formación de mayor presión que la perforada previamente
- Presiones de pozo transientes negativas desarrolladas durante movimiento hacia arriba de tubulares (sarta de perforación, revestidores, camisas).
- Reducción de presión de fondo debido a la disminución de la columna hidrostática durante problemas de pérdidas de circulación.

Consecuencias:

- Incremento de presión de fondo debido a operaciones de circulación a través de la línea de choque durante el control de pozo.
- Incremento de la presión del anular del hoyo después del influjo después de cerrar el anular.
- Seguridad operacional (incendios), pérdida de vidas, pérdida de equipos, etc.

Evaluación de integridad de hoyo

Los problemas de estabilidad de hoyo se manifiestan a través del derrumbamiento de las paredes del pozo o disminución de su diámetro, dependiendo del mecanismo de falla de la roca, lo que conduce a pegas de tubería, empacamiento y, eventualmente, a la pérdida total de la integridad de hoyo. La inestabilidad se produce cuando los esfuerzos inducidos alrededor de hoyo superan la resistencia de la roca y ésta se deforma excesivamente o falla.

La predicción de la ocurrencia de problemas de inestabilidad de hoyo requiere el conocimiento de parámetros de la formación, tales como presión de poro, campo de esfuerzos en sitio y propiedades mecánicas de las rocas, estimados durante la construcción del modelo geomecánico. La geometría del hoyo (orientación espacial respecto a los esfuerzos en sitio), la densidad equivalente de circulación, factores operacionales, tales como vibraciones (cargas cíclicas), presiones de suabeo y surgencia, y la interacción química de los fluidos de perforación y las rocas (en el caso de las lutitas) determinan la respuesta de la masa rocosa alrededor del hoyo. Como se presentó durante la descripción de los modelos geomecánicos en la fase de planificación, el modelaje resulta en una versión simplificada del comportamiento de la roca donde no está representado el componente post falla, que debe revisarse a través de mediciones en tiempo real, durante la fase de ejecución, lo cual permite ajustar los modelos y entender el comportamiento del sistema para apoyar el diagnóstico y la toma de decisiones ante problemas de estabilidad de hoyo. Las mediciones en tiempo real permiten realizar una caracterización en sitio del medio a través de MWD, LWD, y PWD, y una buena evaluación de la hidráulica del sistema. Adicionalmente, la detección de eventos debidos al fracturamiento hidráulico de la roca durante la perforación o cuando ocurren eventos de "ballooning" o pérdida y ganancia de barriles por infiltración de fluidos en la formación, da información directa de los esfuerzos en sitio y, en consecuencia, permite ajustar y calibrar los modelos construidos y tener una mejor predicción del comportamiento futuro de la roca.

A pesar de que durante la planificación se dispone de información para usar modelos predictivos de pesos de lodo seguros, las compañías reconocen que la utilización de estabilidad de hoyo en tiempo real es incipiente y que, en general, lo que se practica es el manejo de las presiones de fondo en tiempo real durante la perforación, tomando en consideración los límites dados por la presión de poro y gradiente de fractura (que pueden ser actualizados en tiempo real).

Las oportunidades de desarrollo o adaptación de aplicaciones en el área de evaluación de inestabilidad de hoyo se representan en la Fig. 4.

Para la interpretación, diagnóstico y mitigación de los problemas de estabilidad de hoyo es necesario tener una visión integrada de los aspectos geomecánicos, fisico-químicos y también los operacionales de manera que la hidráulica, limpieza de hoyo, vibraciones y prácticas operacionales sean entendidas en un contexto integral para apoyar la detección de eventos y la toma de decisiones en tiempo real. Este conjunto de aplicaciones se ubica en el nivel control avanzado en la Fig. 4. Evaluación de la dinámica de la sarta y la tasa de penetración.

Pegas de tuberías

Es una situación no intencional para la cual la sarta de tubulares está imposibilitada de moverse axial o tangencialmente dentro del hoyo.

Causas:

- Alta diferencia de presión entre el hoyo y la formación, la cual conduce a la pega diferencial
- Deficiencia de limpieza del hoyo
- Derrumbes.

Vibraciones de la sarta de perforación

Las vibraciones mecánicas en la sarta son disfunciones dinámicas del sistema de perforación, caracterizadas por imponer cargas cíclicas sobre los tubulares y herramientas en fondo de pozo. La forma en la se manifiestan en una operación varían de acuerdo con el tipo particular de vibración experimentado (lateral, torsional o axial), manifestando generalmente variaciones cíclicas y/o abruptas en los parámetros operacionales (peso sobre la mecha, torque, rpm, presión de bombeo, aceleraciones angulares y axiales de la sarta, etc.). Asimismo, los altos niveles de vibración pueden generar un bajo rendimiento operacional (Fig. 5).

Existen múltiples causas para que se presenten niveles severos de vibraciones en la sarta de perforación tales como los cambios en las características de la formación a atravesar y la interacción roca-mecha, desbalances de

masa, desalineamiento geométrico y/o flexión de la tubería de perforación, cambios en las dimensiones del hoyo (interacción sarta-hoyo), pulsos de presión en el caudal de inyección, modificaciones en la densidad del fluido de perforación (interacción formación-presión anular), entre otros. Como consecuencia, se pueden presentar fallas de los componentes de la sarta y erosión de revestidores, desgaste prematuro de mechas de perforación, fallas en componentes de MWD/LWD u otros componentes de fondo, fallas en el "top drive" u otras herramientas de superficie, deterioro de las condiciones del hoyo (ovalización, ensanchamiento e inestabilidad de hoyo [5]) y, en general, anomalías operacionales, cuyo denominador común es el incremento del tiempo improductivo y los costos de perforación. Si bien en el pasado se han usado diversos mecanismos para reducir la incidencia de las vibraciones sobre las operaciones de perforación (simulaciones dinámicas, amortiguadores, etc.), en el presente se reconoce la importancia de complementar el proceso, con información dinámica del proceso, en tiempo real. Actualmente, este tipo de información se puede obtener en la superficie o en el fondo de pozo y, generalmente, consiste en el registro a alta frecuencia (>20Hz), de los paráme-

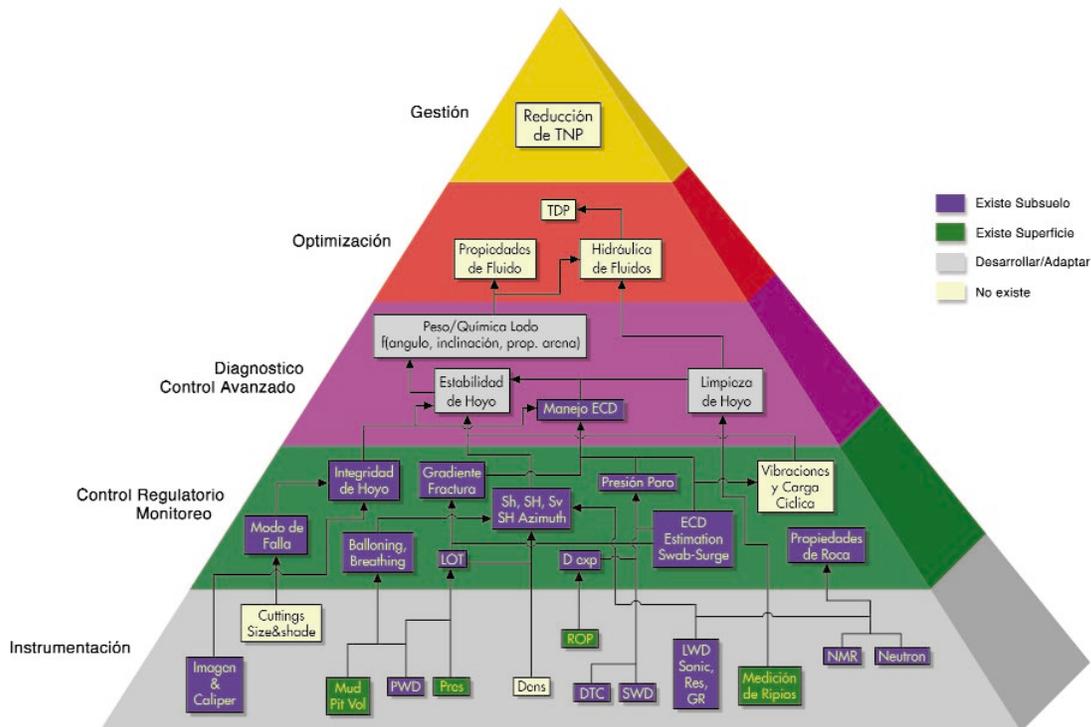


Fig. 4. Aplicaciones para evaluación de estabilidad de hoyo.

tros operacionales descritos. Adicionalmente, la mayoría de los sistemas de medición disponibles comercialmente, se complementa con modelos dinámicos que procesan la información recopilada en TR y generan algún tipo de información que ayuda a la toma de decisiones oportunas, en lo que respecta a variación de parámetros operacionales controlables. La complejidad de estos modelos de interpretación dinámica de la sarta es diversa y abarca desde sistemas limitados a la detección de un único tipo de vibración, hasta sistemas capaces de discernir entre los diversos tipos de vibración y, en función de ello, recomendar medidas de atenuación o eliminación del fenómeno.

Existen múltiples oportunidades de aprovechar el uso de los sistemas de detección y control de vibraciones mecánicas en la sarta en tiempo real. En tal sentido, si bien es conocido que la ocurrencia de vibraciones es inevitable, su control temprano puede ayudar a mejorar la eficiencia del proceso de construcción de pozos y, como tal, reducir los costos operacionales, especialmente en operaciones críticas, tales como la perforación de pozos profundos en formaciones duras.

Optimización de la tasa de penetración

En la constante búsqueda de mecanismos y procesos para reducir los costos de construcción de pozos, la

maximización de la tasa de penetración ha sido siempre una meta perseguida por los ejecutores de las operaciones de perforación. En tal sentido, el esfuerzo hecho en la búsqueda de modelos y metodologías para lograr tal fin es amplia y considera múltiples enfoques [6-8].

La mayoría de los modelos considerados se basan en la interpretación y uso de información post-mortem de pozos vecinos para la predicción del desempeño en pozos a ser perforados en la misma área. No obstante, las limitaciones en cuanto a la disponibilidad de información de referencia ha impulsado la creación de modelos que consideren información recabada en tiempo real, para la determinación de la forma en la que una formación geológica responde al proceso de perforación. Este tipo de modelaje permite estimar los mejores parámetros operacionales que deberían ser utilizados durante el segmento siguiente de perforación.

Ejemplos de estos sistemas pueden ser vistos en desarrollos como los de la empresa Noble Engineering Inc., que comprenden un método para la construcción y adaptación de la prueba de "drill-off", a través del uso de técnicas de identificación en línea de procesos y de estimación de rendimiento, utilizando algoritmos matemáticos. Esta aplicación permite determinar el peso sobre la mecha adecuado, mediante la medición de parámetros y la identificación y ajuste en línea del modelo en cuestión.

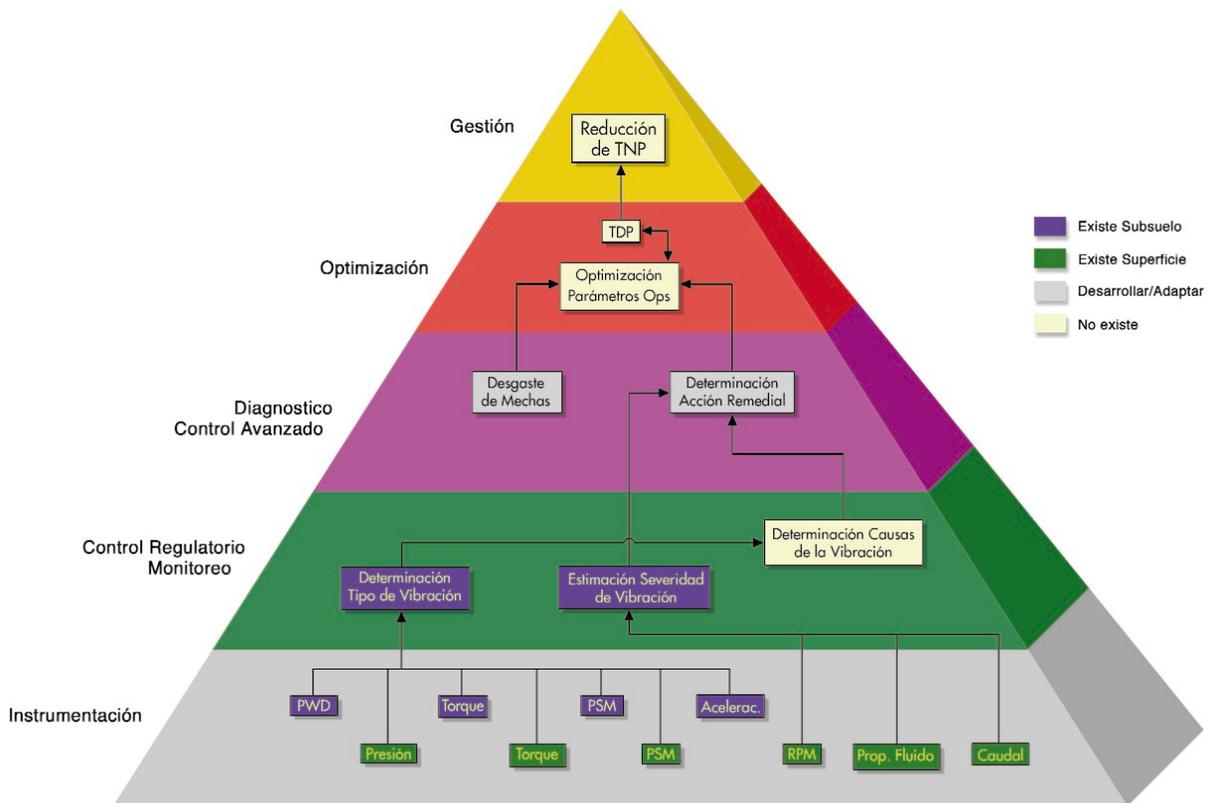


Fig. 5. Aplicaciones para evaluación de dinámica de sartas.

En forma análoga, otras iniciativas, tales como el monitoreo de la energía específica en tiempo real [9], han logrado identificar ineficiencias en el proceso de perforación, lo cual permite entre otros aspectos, modificar los parámetros operacionales en la búsqueda de incrementar la eficiencia operacional.

En tal sentido, las oportunidades de aprovechar el uso de sistemas de optimización de tasa de penetración en tiempo real son inmensas. Esta aseveración cobra mayor importancia si se considera la aplicabilidad de estos sistemas/modelos en la perforación de formaciones duras y de alta heterogeneidad, en donde la tasa de penetración es un factor crítico y los parámetros operacionales óptimos deben ser reajustados continuamente.

Elaboración de planes de mitigación de riesgos

Adicional a la existencia de aplicaciones de evaluación en línea, el proceso de trabajo en el taladro se puede apoyar sólidamente en un plan vivo de descripción de los eventos que pueden ocurrir en los segmentos a ser perforados, y el establecimiento de un plan de mitigación ante estas posibles eventualidades. Esta idea no es novedosa [10], pero requiere ser fortalecida en los procesos convencionales de trabajo de la mesa de construcción de pozos durante la fase de ejecución (Fig. 6). La incorporación del conocimiento explícito a partir de la generación de árboles de decisión en planes de mitigación de riesgo puede solventar problemas y asegurar el uso adecuado del conocimiento, cuando las situaciones problema se presenten. La determinación de los eventos más probables a ocurrir en los segmentos próximos de perforación se obtiene de la revisión de la información histórica disponible. Experiencias en este sentido ya son prácticas estándares en otras empresas operadoras y deben incorporarse en los procesos de captura de mejores prácticas y lecciones aprendidas disponibles para la mesa de construcción de pozos.

USO DE LOS DATOS EN AMBIENTES DE OFICINA INTEGRADOS EN SALAS DE VISUALIZACIÓN DE POZOS EN LOS MODELOS DE YACIMIENTO, SÍSMICA Y GEOLOGÍA

Existen soluciones comerciales disponibles que permiten la visualización de las trayectorias de perforación en los modelos geológicos, en salas de visualización de yacimientos. Estas tecnologías facilitan las decisiones referentes a la navegación hacia la arena objetivo y la actualización de los modelos de yacimientos. Las tecnologías disponibles no operan de manera automática, y se requiere el apoyo de geólogos y expertos para los ajustes de los topes de arenas en los modelos de yacimientos. En este tipo de ambientes, la capacidad de integrar aplicaciones de distintos proveedores es clave y, en este sentido, la aplicación o evaluación de estándares como WITSML [11] son oportunidades para la integración de herramientas y mantener la heterogeneidad en el acceso de tecnologías de distintas empresas de servicio de perforación.

OPORTUNIDADES ADICIONALES DE INCORPORAR SOLUCIONES DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN EN CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS

Además de las oportunidades descritas muy ligadas al proceso de planificación, al de ejecución o al de evaluación, las tecnologías de información son habilitantes en otros contextos.

El primero de ellos es el acercamiento de la tecnología a la gente, donde se incluyen todas las soluciones de tecnología móvil, portabilidad de aplicaciones en equipos de mano (PDAs, por ejemplo), o las redes de comunicación inalámbrica en taladro. Son adaptaciones que se incorporarán a corto plazo y, tanto las empresas de servicio, como los desarrollos de la tecnología "middleware" (Fig. 7) tienden a confluir en la aceleración de estas adaptaciones.

El segundo de ellos surge como respuesta a la necesidad de acercar la tecnología a los procesos de trabajo, necesidad explícita para la integración de equipos multidisciplinarios en la toma de decisiones. Con el propósito de facilitar la comunicación entre los profesionales de la mesa de construcción y explotar las capacidades del equipo multidisciplinario, se considera pertinente la creación de un portal común donde se encuentre desde el correo electrónico hasta las aplicaciones especializadas en un ambiente de trabajo altamente colaborativo y ofreciendo una visión global del proceso al profesional, acorde con el rol que desempeñe (gerente, personal técnico administrativo, planificador, etc.). La implantación de este tipo de soluciones requiere la definición o revisión de los flujos de trabajo, la definición de actores, roles y la suite de aplicaciones que soporta cada fase, lo cual se integrará a la solución de tecnología de información en el portal. Este tipo de soluciones ya están disponibles comercialmente.

Finalmente, mezclando el avance en estos dos contextos, los ambientes colaborativos en tecnologías móviles facilitará la participación del personal cuando se encuentre fuera de su lugar habitual de trabajo, y facilita también la participación de personal especializado durante las distintas fases del proceso sin requerir su presencia física.

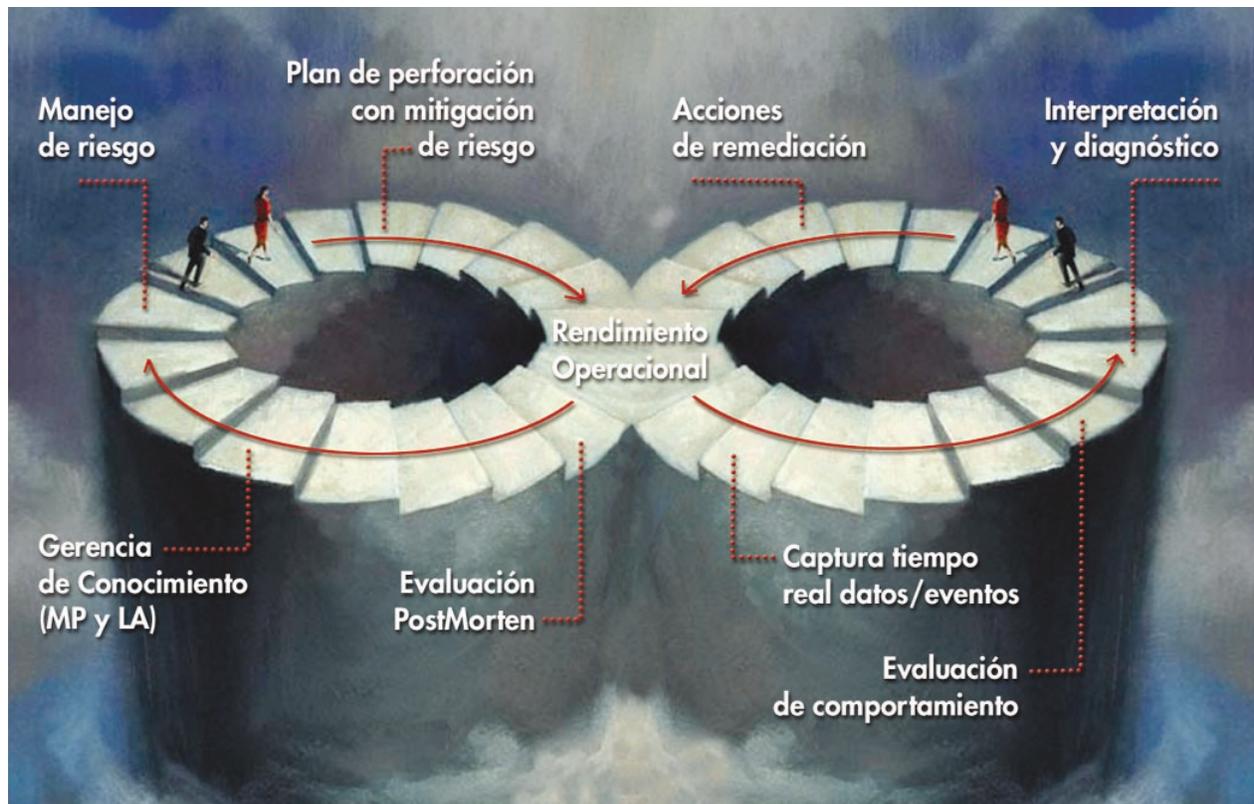


Fig. 6. Mejoras de rendimiento por uso de datos en tiempo real durante la perforación.



Fig. 7. Integración de aplicaciones en arquitectura de desarrollos "middleware".

CONCLUSIONES

El cierre de cualquier actividad de construcción o rehabilitación debe incluir la evaluación y documentación del proceso. Para ello, debe incorporarse formalmente el análisis post mortem en el ciclo de construcción de pozos como un cierre en el proceso VCD a través de la evaluación de los resultados obtenidos, asegurando la incorporación del conocimiento capturado o utilizado, por la vía de mejores prácticas y lecciones aprendidas.

Las oportunidades descritas en el área de apoyo a las operaciones de perforación, consideran la incorporación de elementos de ingeniería al proceso de perforación y la generación de competencias en el análisis de datos para generar información. Esto se dificulta por la poca disponibilidad de mediciones registradas y confiables en construcción de pozos previos. Es solo recientemente que se registran datos de parámetros operacionales del proceso de perforación, y muy poco común la incorporación de sensores, tales como el de presión de fondo (PWD), que es fundamental para la evaluación de hidráulica, estabilidad de hoyo o dinámica de sartas. A pesar de existir la competencia técnica, no se dispone de los datos para establecer un proceso sistemático de análisis de los mismos, de manera de generar el conocimiento acerca de la detección de eventos, la evaluación del comportamiento y el diagnóstico en perforación. Luce que la oportunidad en el manejo de información para PDVSA está en el planteamiento de estrategias de negociación a través del fortalecimiento de un grupo con competencias técnicas en los procesos con conocimiento de las soluciones tecnológicas disponibles comercialmente y que responden a escenarios de construcción de pozos particulares de PDVSA. Problemas estratégicos propios de PDVSA como el caso de yacimientos maduros, yacimientos estructuralmente complejos y perforación bajo balance entre otros, son muy particulares a PDVSA y requieren la profundización de los actuales desarrollos para incorporar elementos de interpretación y generación del conocimiento asociado a las tecnologías.

Cualquier esfuerzo que se haga en el desarrollo de modelos, adquisición de equipos, implantación de infraestructura, etc., adaptados para planificación y/o operaciones de perforación en PDVSA debe ser acompañado por un cambio cultural en la forma como el personal dedicado actualmente en la construcción de pozos ejecute sus labores ante esta nueva competencia que debe adoptarse, y para lo cual hay que crear mecanismos que faciliten su incorporación.

Referencias

1. Smith, C. *Automatic Process Control*. John Wiley, 1995.
2. Stearns, S.; David, R. *Signal Processing Algorithms*. Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey 07632.
3. Zamora, M.; Roy, S.; Caicedo, H.; et al. Major

Advancements in True Real-Time Hydraulics. *2000 SPE Annual Technical Conf. and Exhibition*, Dallas, Texas; 1-4 de octubre, 2000. Artículo SPE N° 62960.

4. Sandia National Laboratories. Fact Sheet: Lost Circulation Technology Program. <http://www.sandia.gov/geothermal/Programs/lct.htm>, agosto, 2002.
5. Plácido, J. C.; Santos, H. M.; Díaz, Y. Impact of Drillstring Vibration on Wellbore Instability. *2000 ETCE/OMAE200 Joint Conf. Energy for the New Millennium*, New Orleans, February 14-17. Artículo N° ETCE2000/DRILL-10094.
6. Fear, M. J. How to Improve Rate of Penetration In Field Operations. *1996 IADC/SPE Drilling Conf.*, New Orleans, 12-15 de marzo, 1996. Artículo IADC/SPE 35107.
7. Xu, H.; Fear, M.; Whelehan, O. How to Organise Mud Logging Data for Modelling Rate of Penetration. *1995 Asia Pacific Oil & Gas Conf.*, Kuala Lumpur, March 20-22. Artículo SPE N° 29252.
8. Bourgoyne Jr., A. T.; Young Jr., F. S. A Multiple Regression Approach to Optima Drilling and Abnormal Pressure Detection. *Society of Petroleum Engineers Journal*, agosto, 1974. Artículo SPE N° 4238.
9. Waughman, R.; Kenner, J.; Moore, R. Real-Time Specific Energy Monitoring Reveals Drilling Inefficiency and Enhances the Understanding of When to Pull Worn PDC Bits. *2002 IADC/SPE Drilling Conf.* Dallas, Texas, 26-28 de febrero, 2002. Artículo IADC/SPE 74520.
10. Aldred, W.; Plumb, D.; et. al. Managing Drilling Risk. *Oilfield Review*, Verano 1999.
11. WITSML Index Page. <http://www.witsml.org>, agosto, 2002.



Angel Vivas. Ingeniero de la computación, Universidad Simón Bolívar, Caracas, 1989; maestría en informática, mención inteligencia artificial en el Instituto Nacional Politécnico de Grenoble, Francia, 1993, y en el Instituto Nacional de Ciencias Aplicadas en Lyon, Francia, 1995. Ingresó a Intevep en el Departamento de Informática en el año 1989, donde se desempeñó en la Gerencia de Sistemas Técnicos Especializados. En 1995 fue transferido a la Gerencia de Tecnologías de Infraestructura en la Sección de Automatización y Medición Industrial. Durante este período participó en diversos proyectos relacionados con inteligencia artificial, principalmente desarrollos en redes neurales, lógica difusa, clasificación, análisis de datos y aprendizaje de máquinas, aplicados al control de procesos de manufactura de ORIMULSION® para estimación de calidad de productos en línea, a la evaluación de productividad de campos de producción y a la selección de candidatos para procesos de rehabilitación. En el año 2001 inició actividades con el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos como líder de actividad del proyecto de incorporación de Tiempo Real en las operaciones de Perforación. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Javier Ramírez. Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela, mención especial de grado, Caracas, 1986; doctorado en fisicoquímica de materiales, área deposiciones químicas de vapor; Universidad de Tübingen, magna cum laude, Alemania, 1992. Ese mismo año ingresó a Intevep en el Departamento de

Materiales, donde se desempeñó hasta 1996, como jefe del Proyecto en Aplicaciones de materiales cerámicos en refinación y producción, en control de erosión en líneas de producción. Entre 1996 y 2001 fue jefe de proyecto del área de construcción y mantenimiento de pozos. Ha participado en la optimización de la construcción de pozos en proyecto integrales (Proyecto Eco y PDD campo Piritál), fundamentalmente en interacción mecha de perforación-roca para formaciones duras del alóctono en el Norte de Monagas, selección y aplicaciones tecnológicas para la perforación profunda, con altas presiones y altas temperaturas, diagnóstico del desgaste mecánico de materiales de sarta de perforación, análisis de propiedades físicas de rocas aplicada a ingeniería de petróleo para la prevención de daño en formaciones duras y evaluación de estimulación y fracturamiento hidráulico para pozos profundos de alta presión y alta temperatura. Actualmente, trabaja en la Gerencia de V.C.D como superintendente de proyecto de construcción y mantenimiento de pozos, coordinando con el Centro de Excelencia de Perforación, las aplicaciones de casos de negocios tecnológicos para la División PDVSA-EPM Oriente.



Marisela Sánchez. Ingeniera de minas, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1984. Ingresó a Intevep en 1987. En el año 1991 realizó estudios de doctorado en la Universidad de Oklahoma. Se especializó en simulación numérica de flujo multifásico acoplado con la respuesta geomecánica en las vecindades del pozo. En 2000 liderizó varios proyectos en esta área. Desde el año 2001 se desempeñó como tutora de la pericia de geomecánica y es jefe del proyecto Ceuta-Tomoporo, Venezuela. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Alejandro Lagreca. Ingeniero mecánico, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1985; especialización en ingeniería de la empresa (USB), Caracas, 1993; maestría en ingeniería mecánica, Universidad de Tulsa, Tulsa, 1997. Desde 1993 trabajó en Intevep en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos, en el área de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos. Participó en diversos proyectos multidisciplinarios de PDVSA y de Terceros (Faja). Realizó trabajos de investigación en el área de mecánica de perforación enfocados principalmente a la optimización, desarrollo e implementación de procesos y metodologías en perforación con 11 trabajos publicados a nivel nacional e internacional. Desde el año 2001 condujo proyectos de inteligencia tecnológica, investigación y desarrollo e investigación estratégica en tecnologías de perforación que optimen el acceso a formaciones duras y difíciles de perforar. Fue líder del proyecto para el desarrollo de tecnologías que permitan optimar arquitectura y asegurar integridad mecánica en la construcción de pozos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Aaron Ranson López. Ingeniero electrónico, Universidad Simón Bolívar (USB), 1982; maestría en ingeniería eléctrica, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), 1986. En 1987 ingresó a Intevep, S.A. Trabajó como ingeniero de automatización y

control en el área de Exploración y Producción. Luego, pasó al Departamento de Ingeniería General. Participó en diversos proyectos de asistencia técnica a las filiales operadoras de PDVSA. Se desempeñó como tutor de pericia en el área de Inteligencia artificial. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Karen Hernández. Ingeniero electrónico, UNEFA, Maracay, 1990; maestría en Computer Science, Universidad de Tulsa, EE.UU., 1999. Ingresó a Intevep en 1992 en la Gerencia de Tecnología. Sus áreas de especialización fueron: monitoreo en tiempo real, redes neurales, lógica difusa, agentes, "knowledge discovery", "machine learning", control de procesos, robótica, reconocimiento de patrones. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Justo Matheus. Ingeniero en sistemas, Universidad de los Andes (ULA), Mérida, 1995; maestría en automatización y control de procesos, ULA, 1997. Ese mismo año ingresó a PDVSA Intevep en la Gerencia de Tecnología donde se desempeñó como profesional en el área de inteligencia artificial y automatización industrial, sus áreas de interés fueron redes neuronales, control de procesos, lógica difusa, algoritmos evolutivos, "machine learning" y "knowledge discovery". Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Pedro Acuña. Ingeniero metalúrgico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1985; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia. Se desempeñó como investigador asociado a proyectos de la Organización de Estados Americanos (OEA) y luego como docente a dedicación exclusiva en la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales, UCV. En noviembre de 1990 ingresó a la Gerencia de Producción de Intevep, S. A., en el Departamento de Perforación y Rehabilitación de Pozos. Desde entonces se dedica a la investigación, desarrollo y modelaje de la mecánica de perforación de pozos y a prestar apoyo tecnológico a las unidades de negocio de explotación de PDVSA. Actualmente, es tutor del área de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos.



Delcio De Santana G. Ingeniero mecánico, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1998; maestría en Gerencia y Finanzas, Universidad de Bath, Reino Unido, 2000. A lo largo de su carrera fue pasante en las áreas de cementación y rehabilitación de pozos en la firma Dowell Schlumberger (1996) y en perforación en Lagoven, S. A., ex filial de PDVSA (1997). Durante 1999 se desempeñó como ingeniero de proyectos en el área de flexibilidad mecánica de tuberías en la empresa Inelectra. En el año 2000 ingresó a Intevep en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos. Participó en proyectos relacionados con la optimización de la perforabilidad en yacimientos de difícil acceso, desarrollando metodologías de análisis e interpretación de datos en los sistemas de perforación. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.

ASPECTOS AMBIENTALES EN PERFORACIÓN

Luis F. Sánchez⁽¹⁾, Carmen Infante⁽¹⁾, Fernando Liendo, Gisela Sánchez⁽¹⁾, Nydia León⁽¹⁾, María M. Esclapés⁽¹⁾, Asunción Martínez⁽¹⁾, Miguel González⁽¹⁾, Eddie Zorrilla⁽¹⁾, Mauro Briceño⁽¹⁾ y Nicolás Morena**

* PDVSA Intevep
(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

Uno de los retos de las corporaciones energéticas del mundo es conocer y proteger los ecosistemas donde se desarrollan sus actividades y sobre esta base, seleccionar las tecnologías ambientales más apropiadas para explotar los recursos respetando los principios universales que deben regir el desarrollo armónico sustentable.

La industria petrolera, producto de sus actividades de exploración, producción y refinación, genera una diversidad de desechos que deben ser manejados adecuadamente para evitar daños al ambiente. Entre estas corrientes de desechos, se encuentran los rípios de perforación, los cuales son residuos conformados por una matriz compleja de suelo y materiales geológicos, impregnados con aceites u otros aditivos como sales y densificantes contenidos en los fluidos empleados en las perforaciones. En consecuencia, las características de los rípios generados van a depender de la calidad y tipos de fluidos utilizados [1-3]. Asimismo, las tecnologías que existan para el manejo ambientalmente seguro de estos desechos variarán en función no sólo de las características propias del mismo, sino también de las condiciones del área o tipo de ambiente particular donde se desarrollen las actividades de perforación [4].

Tradicionalmente, una de las bases que más ha sido utilizada en las formulaciones de fluidos de perforación es el Diesel. Sin embargo, en países con alta actividad petrolera, éste ha sido eliminado durante las prácticas de perforación debido a su alta toxicidad y problemas de salud ocupacional [3, 5]. En Venezuela, nuevas formulaciones muchos más amigables al ambiente, tales como BODOIL®, o base aceite mineral, y GREENOIL®, o base aceite de palma, han sustituido el uso del Diesel [3]. Estos fluidos de bajo



Se presentan los aspectos ambientales más resaltantes de nuevas formulaciones de fluidos de perforación de bajo impacto ambiental como el GREENOIL® (base aceite de palma), BODOIL® (base aceite mineral) y FOAMDRILL™ (espuma base agua). Igualmente, se muestran los adelantos más importantes de la tecnología de encapsulamiento para el reuso de rípios ENDRILL™ y la tecnología de biotratamiento INTEBIOS®, como aspectos relevantes orientados a satisfacer las exigencias ambientales en las actividades de perforación y rehabilitación de pozos de la Corporación.

This article presents the most relevant environmental aspects of new formulations of low environmental impact drilling fluids, such as GREENOIL® (oil palm base), BODOIL® (mineral oil base), and Foamdrill, (base water foam). It is also shown the most important advances about a technology that involves the encapsulation of drilling cuts for further use, ENDRILL™ and the technology for biotreatment INTEBIOS®, as the most important results obtained to satisfy the environmental demands, associated with the activities of perforation and rehabilitation of the Corporation oil wells.

impacto ambiental constituyen nuevas fórmulas generadas por la industria como un esfuerzo para cubrir sus necesidades en perforación y para minimizar los problemas de contaminación asociadas a estas actividades. A pesar de que estos desarrollos resultan más amigables al ambiente, los rípios o residuos generados requieren tratamiento previo ante su disposición final.

Estos residuos deben ser tratados o manejados adecuadamente a través de tecnologías ambientalmente seguras, evitando el daño a los ecosistemas (suelos, agua y biota), de acuerdo con los principios rectores de la Corporación. En este sentido, Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA) consciente de la importancia de la conservación del medio ambiente y de proyectar su imagen verde corporativa, responsablemente dedica esfuerzos importantes al desarrollo de nuevas formulaciones y aditivos de perforación, adaptadas a las nuevas exigencias ambientales. De igual manera, dedica esfuerzos al desarrollo de nuevas tecnologías para el manejo de rípios, las cuales se enmarcan dentro de las tendencias mundiales que promueven la minimización de las

fuentes de desechos, el reuso/reciclaje, el tratamiento y la disposición. En este orden de idea, este trabajo está orientado a:

- I. Mostrar los aspectos ambientales más relevantes de los nuevos fluidos y rипios de bajo impacto como el de base aceite mineral (BIODOIL®), el de base aceite de palma (GREENOIL®) y un fluido espumante conocido como sistema FOAMDRILL™.
- II. Describir las bondades de la tecnología ENDRILL™, la cual está orientada hacia el reuso de rипios perforación, que implica la transformación de los desechos en materiales de valor y reusables como rellenos en obras civiles asociadas a actividades de perforación.
- III. Presentar las ventajas de la tecnología INTEBIOS® o de biotratamiento, adaptada a las condiciones tropicales para tratar desechos de perforación.

FLUIDOS Y RIPIOS DE BAJO IMPACTO AMBIENTAL

Los adelantos ambientales de las nuevas formulaciones y rипios con aceite BIODOIL®, GREENOIL® y el Foamdrill™, están basados en que en ninguno de los casos se generan problemas de toxicidad comparado con el fluido base Diesel, el cual es calificado como tóxico (Tabla 1). Prueba de ello, son los resultados en las evaluaciones ecotoxicológicas, en las cuales se empleó un bioindicador estándar (camarón *Penaeus vannamei*), equivalente al internacionalmente empleado para evaluar este tipo de muestras [3, 6, 7]. La toxicidad se estima a través de la concentración letal media (CL₅₀-96h) para los fluidos y rипios no tratados y biotratados, base aceite mineral, aceite de palma y espumante [3, 8]. Los valores de toxicidad registrados CL₅₀-96h entre 94.000 y >100.000 mg/L, superaron el de referencia señalado por la norma de la Agencia de Protección Ambiental Americana (USEPA del inglés "US Environmental Protection Agency") (CL₅₀-96h >30.000 mg/L), lo cual permite calificar a los productos evaluados como no tóxicos [3, 9, 10]. Todos cumplen con este criterio,

desde el punto de vista de toxicidad. El bajo impacto de estos fluidos y rипios, comparado con los base Diesel (CL₅₀-96h= 1.094 mg/L), evidencia el esfuerzo por parte de PDVSA para minimizar las fuentes de contaminación asociadas a sus procesos.

Otra de las bondades de las nuevas formulaciones de fluidos de perforación es la ausencia de niveles de metales pesados en concentraciones que contaminen el ambiente. En todos los casos analizados, la concentración de metales en los lixiviados de las mezclas de suelo-riпio se ubican muy por debajo de los límites permisibles indicados por la normativa nacional para el manejo y disposición de los desechos de perforación (Decreto 2.635) (Tabla 2) [11]. Esto indica que la disposición final de estos desechos al ambiente no genera riesgos de contaminación que puedan estar asociado a las fuentes y aditivos utilizados en los fluidos [12, 13].

Otro aspecto importante que se debe resaltar es la capacidad de biodegradación de estos fluidos. Al respecto, bajo condiciones aeróbicas en el laboratorio, tanto el GREENOIL® como el FOAMDRILL™ son fácilmente biodegradados, mientras que el BIODOIL® se biodegrada moderadamente (Fig. 1). Experiencias de campo han demostrado que los rипios base aceite mineral presentan una tasa de biodegradación mucho más rápida que los base Diesel, aplicando la tecnología de biotratamiento INTEBIOS® (Fig. 2, ver Tecnologías Ambientales). Nótese que para una misma unidad de tiempo, la remoción de aceites es mayor en el biotratamiento con el aceite mineral en comparación con el Diesel (Fig. 2). En consecuencia, la concentración de A y G máxima permisible exigida por la normativa (<1%) se alcanza en menor tiempo con el aceite mineral que con el Diesel (133 vs. 283 días, respectivamente). Esto trae beneficios en el biotratamiento aplicado, debido a la reducción del tiempo de aplicación de maquinaria agrícola para alcanzar los valores de la normativa.

Este proceso se debe a que el aceite mineral está formado por parafinas lineales, ramificadas y cíclicas, mientras que el Diesel, adicionalmente a estos compuestos, también contiene fracciones aromáticas que requieren mayor tiempo para su biodegradación [12, 14].

Tabla 1. Datos toxicológicos para los diferentes fluidos y rипios de perforación no tratados y biotratados.

Tipo de fluido	Fluido	Ripio no tratado	Criterio de toxicidad (fluido y rипio no tratado)	Ripio biotratado	Criterio de toxicidad rипio biotratado
	CL50 a (mg/L)			CL50 a (mg/L)	
BIODOIL® (base aceite mineral)	>100.000	>100.000	No tóxico	>100.000	No tóxico
GREENOIL® (base aceite de palma)	60.300	>100.000	No tóxico	>100.000	No tóxico
FOAMDRILL™ (fluido espumante)	94.300	>100.000	No tóxico	No aplica	No tóxico
Diesel	1.094	18.600	Tóxico	60.400	No Tóxico

Tabla 2. Concentración de metales en lixiviados en suelos mezclados con ripios base BIDOIL®, base GREENOIL® y base FOAMDRILL™.

Tratamiento	Ba	Cd	Cr	Ni	Pb	Hg	Se	Ag
Control (suelo sin ripio)	1,02	<0,02	<0,02	<0,05	<0,05	<0,05	<0,01	<0,05
BIDOIL®	2,67	<0,01	0,08	<0,05	0,19	0,02	<0,05	<0,05
GREENOIL®	1,11	<0,01	<0,03	0,13	0,23	0,02	<0,05	<0,05
FOAMDRILL™	1,16	<0,02	<0,02	0,027	<0,05	<0,05	<0,01	<0,05
Límites del Decreto 2635	100	1	5	5	1	5	0,2	1

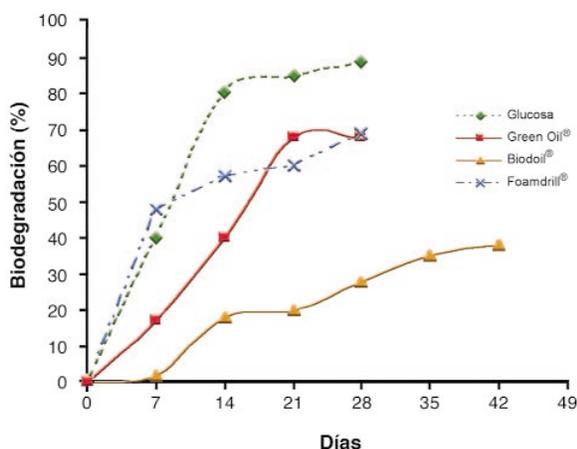


Fig. 1. Biodegradación de los diferentes fluidos a través del tiempo.

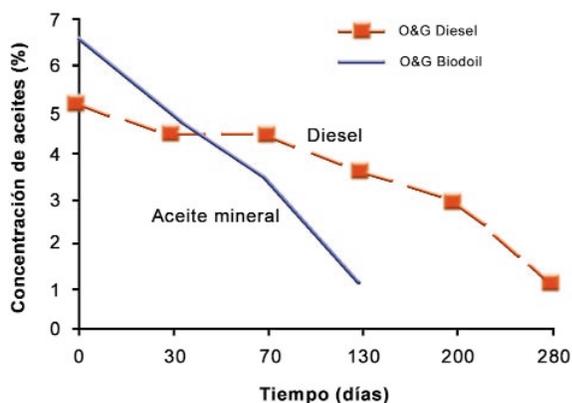


Fig. 2. Concentración de aceite y grasas en el suelo en biotratamientos aplicados a ripios base Diesel y base aceite mineral BIDOIL®.

Con respecto a los ripios base GREENOIL®, las experiencias de campo han demostrado que se biodegrada anaeróbicamente. El fluido base aceite de palma es recomendado

en las perforaciones ubicadas en ambientes sensibles, tales como pantanos, costa afuera, dado su ventaja de degradarse también en ausencia de O₂, característica que no se presenta con el aceite mineral [12].

Los ripios generados con fluidos FOAMDRILL™ de Venezuela presentan concentraciones promedio de aceites y grasas por debajo del límite permisible por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARN) de Venezuela (<1%) y otras características ambientales que les permiten ser esparcidos en el suelo en dosis hasta 900 m³/ha, acompañado sólo por la aplicación de fertilizantes químicos (principalmente nitrógeno y fósforo), que compensen el posible efecto de dilución de la fertilidad natural del suelo [11, 13, 15]. Los resultados de invernadero mostraron que las plantas pueden desarrollarse en presencia de estos desechos (Fig. 3), los cuales adicionalmente no generan problemas de salinidad ni sodicidad (C.E. < 1 mS/cm y RAS < 1), como en el caso otros ripios base agua con lignosulfonatos [11, 16].

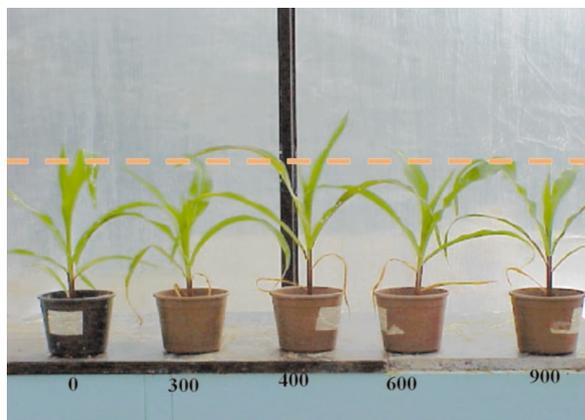


Fig. 3. Planta de maíz creciendo en suelos con ripio FOAMDRILL™.

TECNOLOGÍAS AMBIENTALES

Las nuevas tecnologías ambientales para el tratamiento y la disposición de los ripios de perforación han sido desarrolladas con base en las necesidades de la industria de

minimizar el impacto ambiental y reducir costos de tratamiento, tomando en consideración la aplicación en función de la calidad y sensibilidad de los ecosistemas donde se ubican sus actividades operacionales. Además del esfuerzo de reducir las fuentes de contaminación con el uso de los fluidos amigables al ambiente, también se desarrollan diferentes alternativas tecnológicas para el tratamiento de los rípios como ENDRILL™ e INTEBIOS®, las cuales han sido desarrolladas con el objetivo de contribuir a la eliminación de estos desechos y cumplir con las normativas ambientales.

ENDRILL™ es una tecnología para la encapsulación de los rípios de perforación base agua y base aceite, que permite obtener materiales óptimos para el uso de estos residuos en obras civiles asociadas a actividades de perforación. La encapsulación consiste en aislar física y químicamente los constituyentes indeseables del rípio en una matriz sólida de aluminosilicatos que impiden su migración al medio ambiente [16]. El proceso está basado en los principios de estabilización/solidificación aplicado a los rípios mezclados con un mínimo de materiales pozoalánicos, para obtener encapsulados con óptimas propiedades mecánicas que permiten ser usados como relleno para localizaciones, sub-base para vialidades o llenantes en mezclas asfálticas [16, 17].

La tecnología aplica en áreas operativas ubicadas en zonas inundables, con niveles freáticos superficiales y en ausencia de espacios para el tratamiento tradicional ("landfarming"). Adicionalmente, es atractiva para aquellos ambientes donde existan suelos con alto potencial agrícola y en localizaciones de espacio reducido. Asimismo, tiene alta potencialidad en pozos exploratorios ubicados en áreas sensibles, ya que elimina los riesgos ambientales involucrados y los costos asociados al transporte de rípios.

El proceso de encapsulación es llevado a cabo a la salida de los equipos de control de sólidos mediante su aplicación en línea y en tiempo real con la perforación, evitando así la acumulación y la generación de residuos. En este caso, una vez generado el rípio se le determina la concentración de aceites y grasas y la humedad en cada uno de los hoyos de perforación, para determinar el tipo y cantidad de aditivos requeridos en el proceso de encapsulación (Fig. 4A). Una vez establecida la formulación durante cada fase, se procede al mezclado del rípio con los aditivos pozoalánicos, en una tasa que depende de la cantidad de rípio generado, la capacidad del tanque mezclador y la cantidad de aditivos a aplicar (Fig. 4B). Finalmente, los encapsulados son sometidos a un curado, lo cual implica la deshidratación y el endurecimiento de los mismos, en un área adyacente al taladro y en un tiempo aproximado de 8 horas (Fig. 4C). Los encapsulados así generados se apilan hasta su reuso como cualquier material convencional para obras de tierra y el proceso culmina al finalizar la perforación.

Los encapsulados o materiales producidos cumplen con los parámetros establecidos en lineamientos de agencias ambientales internacionales y en los señalados por el MARN para su uso como materiales de relleno en obras civiles [18-20]. Así lo demuestran los resultados mecánicos, los cuales superan cerca de dos a cinco veces la resistencia a la compresión no confinada ($q_u=90-237$ psi), indicada como mínima adecuada en las normativas (>50 psi).

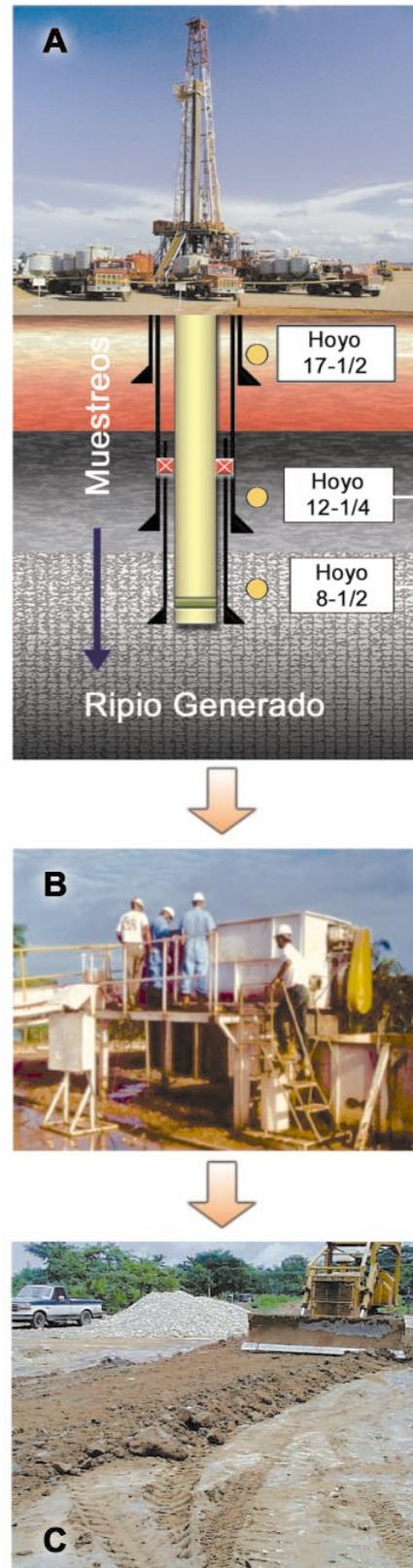


Fig. 4. (A) Muestreo de aceite y grasas en los rípios generados durante la perforación. (B) Mezclado de rípios + aditivos. (C) Crudo de los encapsulados .

Igualmente, se registran valores de soporte (CBR = 17-25%) por encima del mínimo para su uso como relleno (>10%) [18-20].

Las aplicaciones en campo han tenido un gran éxito. Prueba de ello son los resultados obtenidos en el Distrito Sur (Estados Apure y Barinas), donde la tecnología ENDRILL™ ha sido aplicada en 10 pozos, bajo el esquema de uso de los encapsulados como el señalado en la Fig. 5. Esta aplicación ha generado ahorros entre un 40 y 60% en relación con el tratamiento tradicional de ripio, el cual requiere extensas áreas y largos tiempos de tratamiento. Asimismo, el reciclaje de los ripios ha contribuido a minimizar las perturbaciones ambientales de los suelos por no

las propiedades físicas de la mezcla suelo-desecho y la calidad nutricional. Igualmente, se ajustan parámetros como humedad, pH y aireación, a fin de estimular el desarrollo de los microorganismos aeróbicos que degradan los componentes orgánicos de los aceites presentes en los desechos de perforación. [4].

Esta tecnología puede ser aplicada bajo la modalidad de composting (pilas de hasta 2,5 m de altura) en áreas aledañas a la perforación, evitando así el transporte a centros de manejo y tratamiento o en sitios de acopio centralizados, dependiendo de la distancia a la perforación. La tecnología INTEBIOS® se diferencia de otras tecnologías de biodegradación existentes en el mercado por requerir un menor

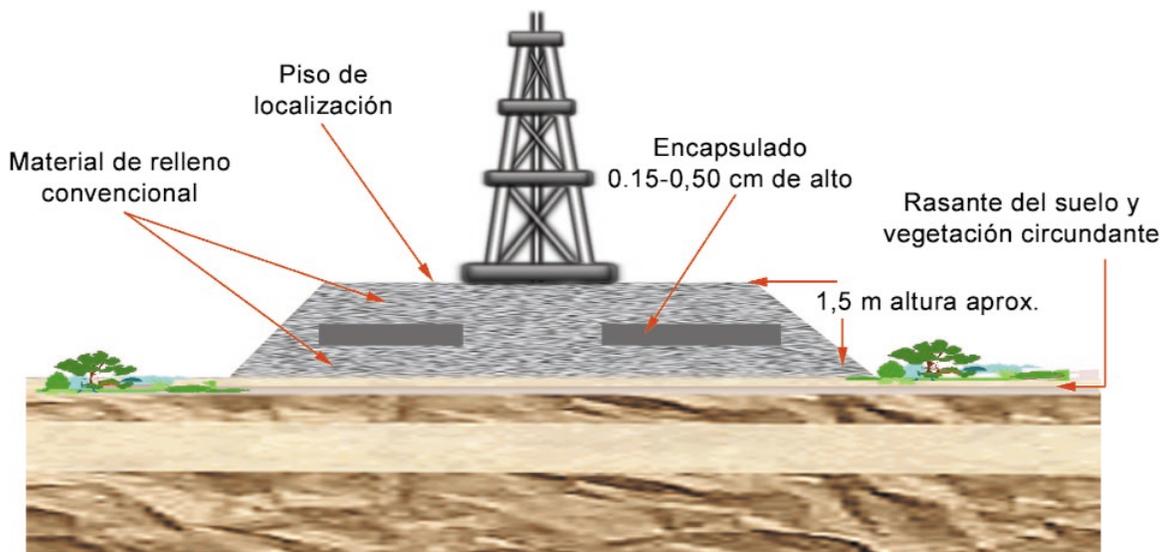


Fig. 5. Forma de uso de los encapsulados en la construcción de una localización petrolera.

requerirse áreas para la disposición de estos desechos y por la reducción en la extracción de materiales de relleno para la construcción de las localizaciones. Adicionalmente, esta sustitución de material de relleno por el uso de los encapsulados ha generado ahorros en el proceso de eliminación de estos residuos.

Todo este soporte hace de ENDRILL™ una tecnología enmarcada dentro de las tendencias mundiales que promueven el reciclaje de desechos y la minimización de corrientes residuales, en este caso, aplicada a las prácticas de construcción y mantenimiento de pozos.

INTEBIOS® se refiere a los procedimientos, dosificaciones y controles técnicos que garantizan la aplicación de procesos de biotratamiento o biorremediación para transformar los componentes saturados y aromáticos presente en la fase aceitosa de los ripios y lodos de perforación. Mediante el biotratamiento estos componentes son transformados en compuestos como el CO₂ y H₂O, reduciendo el contenido de aceites y grasas hasta cumplir con los valores exigidos por la normativa ambiental.

Básicamente esta tecnología consiste en estimular los microorganismos autóctonos que se encuentran tanto en el suelo como en el desecho, por medio de la dosificación adecuada de acondicionadores de origen vegetal, que mejoran

uso de la tierra y por tener controles técnicos que garantizan en el menor tiempo, la disminución del contaminante por acción microbiana, sin emplear la dilución o traslado a horizontes inferiores del suelo por el movimiento de contaminantes por lixiviación. La tecnología ha sido aplicada exitosamente en el tratamiento de mas de 100.000 m³ de desechos entre el área sur y Oriente del país. En la Fig. 6 se aprecia una visión del manejo de estos desechos con dicha tecnología en un pozo en el Oriente del país.

COMENTARIOS FINALES

La generación de fluidos amigables al ambiente, así como la aplicación adecuada de la tecnología ENDRILL™ para el reuso de los ripios e INTEBIOS® para el biotratamiento de compuestos orgánicos en estos desechos, permiten a la Corporación mantenerse a la vanguardia en el desarrollo y aplicación de tecnologías competitivas, que contribuyen a preservar la calidad del ambiente en las actividades operativas de la industria y cumplir con las exigencias ambientales que tienden a ser cada vez más estrictas a nivel internacional.



Fig. 6. Aspectos de los rípios biotratados a través de Intebios® y la recuperación del estrato de vegetación.

Referencias

1. Miller, R.W.; Honarvar, S.; Hunsaker, B. Effects of Drilling Fluids on Soils and Plants: I. Individual Fluid Components. *Journal of Environmental Quality*, 9(4):547-552, 1980.
2. Miller, R.W.; Pesaran, P. Effects of Drilling Fluids on Soils and Plants: II. Complete Drilling Fluid Mixtures. *Journal of Environmental Quality*. 9 (4):552-556, 1980.
3. Sánchez, G.; León, N.; Esclapés, M.; Galindo, I.; Martínez, A.; Bruzual, J.; Siegert, I. Environmentally Safe Oil-Based Fluids for Drilling Activities. 2000. *Artículo SPE N° 52739*.
4. Infante, C. Biorrestauración de áreas impactadas por crudo por medio de INTEBIOS® y BIORIZE®. *Interciencia*. 26(10):504-507, 2001.
5. Sunde, E. Drilling Fluids and Environmental Awareness. *The Fifth Northern European Drilling Conf.*; 5-6 de noviembre, 1991.
6. US Environmental Protection Agency (USEPA). Methods for Measuring the Acute Toxicity of Effluents to Freshwater and Marine Organisms. *EPA/600/4-85/013*, 1985.
7. Rand, G. M.; Petrocelli, S. R. *Fundamentals of Aquatic Toxicology*. Hemisphere Publishing Corporation. Washington, p. V+666, 1985.
8. Esclapés, M. (Ed.). *Protocolos estándares para bioensayos de toxicidad con especies acuáticas y terrestres*. Versión 2.0. Gerencia General de Tecnología de Infraestructura y Ambiente. Gerencia de Ecología y Ambiente. Intevep, PDVSA. p. viii+215; 1999.
9. US Office Federal Register National Archives and Records Administration. Protection of Environment. Oil and Gas Extraction Point Source Category: Offshore Subcategory, Onshore Subcategory; Coastal Subcategory, Agricultural and Wildlife Water Subcategory. *40 CFR Parts 425 to 699*. Ch. 1 (7-1-96 Edition), 1996.
10. US Office Federal Register National. Environmental Protection Agency. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; OMB Approval Under the paperwork Reduction Act: Technical Amendment; Final Rule. Part IV. *40 CFR Parts 9 and 435*, 2001.
11. Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARN).. Normas para el control de la recuperación de materiales peligrosos y el manejo de los desechos peligrosos. Decreto N° 2.635. *Gaceta Oficial De La República de Venezuela N° 5.212 Extraordinario*, Caracas; 1998.
12. Sánchez, F. G.; Rodríguez, A.; Martínez, A.; Esclapés, M.; Rodríguez, R.; Bruzuanese A.; Galindo, I.; Sánchez, L.F.; Pulido, R.; Zorrilla, E.; León, C. *Evaluación ambiental de fluidos formulados con aceite mineral Biodoil® y biotratamiento de los rípios de perforación*. Inf. Téc. INT-6818, PDVSA Intevep, Los Teques, 1999.
13. Sánchez, L. F.; Sánchez, G.; Esclapés, M.; Martínez, A.; Zorrilla, E. *Evaluación ambiental del ripio base Foamdrill™*. Inf. Téc. INT-8769, PDVSA Intevep, Los Teques, 2001.
14. Atlas, R.; Barth, R. *Microbial Ecology*. Third edition the Benjamin/Cummings Publishing Co., 1993.
15. Sparks, D.L. *Environmental Soil Chemistry*. Academic Press, Inc., 1995.
16. US Environmental Protection Agency (USEPA). Stabilization/Solidification of CERCLA and RCRA Wastes. Physical Tests, Chemical Testing Procedures, Technology Screening, and Field Activities. *EPA/625/6-89/022*, Cincinnati, OH 45268, 1989.
17. Jones, L. W. Interference Mechanisms in Waste Stabilization/Solidification Process. *Journal of Hazardous Material*, 24:83-88, 1990.
18. US Army Corps of Engineers. Engineering and Design Treatability Studies For Solidification/Stabilization of Contaminated Material. *Technical Letter N° 1110- 1-158*. Washington. Febrero, 1999.
19. Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARN). Disposición de orden técnico administrativo para el uso de la Tecnología de Estabilización/Solidificación, acorde al Decreto 2.635, Artículo 48 y 54. 10, *Gaceta Oficial De La República de Venezuela N° 5.212 Extraordinario*, Caracas, 2000.
20. US Environmental Protection Agency (USEPA). Stabilization/Solidification of CERCLA and RCRA Wastes. Physical Tests, Chemical Testing Procedures, Technology Screening and Field Activities. *EPA/625/6-89/022*, Cincinnati, OH 45268, 1989.



Luis F. Sánchez. Ingeniero agrónomo, Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda (UNEEM), 1992, maestría en ecología, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), 1995; doctorante en el mismo IVIC, 1997. Ingresó a Intevep en 1997, en la Gerencia de Ecología y Ambiente, donde ha desarrollado y coordinado estudios ambientales relacionados con el impacto y las técnicas de recuperación de áreas afectadas por desechos y derrames de crudos. También coordinó y llevó a cabo evaluaciones ambientales de productos y residuos de perforación generados en estas actividades. Liderizó el proyecto Tecnologías para el manejo ambientalmente seguro de operaciones en pozos y fue líder de estas actividades en la Gerencia de Ecología y Ambiente. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Carmen Infante. Bióloga, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1982; doctorado en ciencias, mención ecología, UCV, 1985. Ingresó a Intevep en 1990, en la Gerencia General de Investigaciones Ecológicas y Ambientales. Liderizó los proyectos de biodegradación de diferentes desechos petrolizados desde su fase de laboratorio, diseños y fase de campo hasta la transferencia y masificación de tecnologías y productos como INTEBIOS® y BIORIZE® para el biotratamiento de desechos orgánicos generados en las actividades de la División de Refinación, Suministro y Comercio (RSC) y la de Exploración, Producción y Mantenimiento (EPM) de PDVSA. Fue promotora y coordinadora de las líneas de investigación de desarrollo de tecnologías para recuperación de ecosistemas de manglares, sabanas y morichales impactados por derrames de crudo. Se desempeñó como especialista, y tutora del área de tratamiento y disposición de desechos del Departamento de Ecología y Ambiente. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Fernando Liendo. Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela, 1980; especialización en química ambiental, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), 1992. Ingresó a Intevep en 1981, en la Sección de Ambiente (actualmente Gerencia de Ecología y Ambiente). En el presente, se desempeña como investigador principal en las áreas de tratabilidad de efluentes líquidos y desechos sólidos de PDVSA Intevep, donde ha desarrollado el proceso de oxidación avanzada para la destrucción de compuestos orgánicos solubles, materiales adsorbentes para remoción de hidrocarburos y procesos de estabilización-solidificación (encapsulamiento) para reuso de desechos de perforación y refinación.



Gisela Sánchez. Licenciado en biología, Universidad Central de Venezuela, 1985; maestría en microbiología, Universidad de Florida, EE.UU., 1988. Ingresó a Intevep en 1989 en la Gerencia de Ecología y Ambiente. Fue líder de proyecto e investigador principal en el área de tratamiento y disposición desechos sólidos y evaluaciones técnico-económicas para la aplicación de nuevos productos y tecnologías asociadas a perforación. Se desempeñó como Gerente del Departamento de Ecología y Ambiente de Intevep. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Nydia León. Biólogo, Universidad del Zulia (LUZ), 1987; maestría en ciencias, mención ecología microbiana, Universidad de Oklahoma, Norman, EE.UU., 1996. Ingresó a Intevep, S. A. en 1991 en el Departamento de Investigación Básica. Trabajó en el Departamento de Ecología y Ambiente, en el área

de tratamiento y disposición de desechos sólidos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



María M. Esclapés. Licenciado en biología, Universidad Central de Venezuela 1979; maestría en zoología, Universidad de Maryland, EE.UU., 1988. Coordinó proyectos de ecología y acuática y evaluaciones ambientales de la Dirección de Investigación del Ambiente del Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARN) de Venezuela. Desde su ingreso a Intevep se desempeñó como especialista en la Gerencia de Ecología y Ambiente. Fue líder en el área de ecotoxicología. Brindó apoyo a otras gerencias en las evaluaciones ambientales de la ORIMULSION® y lodos de perforación. Entre sus publicaciones se encuentra el manual de protocolos de ensayos de toxicidad con especies nativas. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Asunción Martínez. Licenciada en biología, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1990. Trabajó desde 1990 hasta 1998 en varios proyectos sobre diagnóstico y conservación ambiental en la USB, Provita y Fudena. En 1998, ingresó a Intevep en el Departamento de Ecología y Ambiente donde se desempeñó como responsable del Laboratorio de Toxicología. Participó en el desarrollo y estandarización de bioensayos de toxicidad (acuáticos y terrestres) agudos y subletales, en estudios de línea base, análisis de riesgo e impacto ambiental, en el área de toxicidad, incorporando nuevas herramientas para su aplicación en actividades de la industria petrolera que requieran estudios ambientales. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Eddie Zorrilla. Técnico superior universitario (TSU) en química, Instituto Universitario Tecnológico (IUT), región capital "Federico Rivero Palacio", Caracas, 1988. Ingresó a Intevep en el Departamento de Análisis y Evaluación, como técnico de investigación en el área de cromatografía líquida. Desde 1996 hasta el 2000 trabajó en cromatografía de gases. Allí se desarrolló en análisis de gas de refinería y gas natural, entre otros. Trabajó en la Gerencia de Ecología y Ambiente, en tratabilidad de desechos sólidos en apoyo al proyecto de Estudios ambientales de fluidos y rípios de perforación. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Mauro Briceño. Técnico superior universitario (TSU) en química, Instituto Tecnológico Isaac Newton, Estado Aragua, Venezuela, 1988. Ese mismo año ingresó a Intevep, S. A., en el Departamento de Tecnología de Materiales, Sección de Materiales no Metálicos. Participó en proyectos de desarrollo, control de calidad y asistencia técnica en el área de materiales aislantes y refractarios. Desde 1991 hasta 1998 formó parte de la Sección de Fertilizantes del Departamento de Petroquímica, donde trabajó en proyectos de investigación y asistencia técnica al Complejo Pequiven, Morón en producción de ácido fosfórico y fertilizantes complejos granulados. Desde 1998 se desempeñó en el área de Tratamiento y Disposición de Desechos Sólidos, Departamento de Ecología y Ambiente, donde participó en proyectos de biodegradación de desechos petrolizados; así como en las fases de laboratorio y campo de la Tecnología INTEBIOS®, en los procesos de encapsula-

miento de desechos de perforación e inyección de ripios de perforación en ecosistemas sensibles. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Nicolás Morena. Ingeniero mecánico, Universidad Central de Venezuela, 1984. Ingresó a Intevep en 1989, en la unidad de equipos estáticos y tuberías del Departamento de Ingeniería General, asignación en proyectos mayores en 1998. Ha participado de proyectos de ingeniería conceptual y básica de instalaciones nuevas y modificaciones de instalaciones de la industria (oxigenados, ORIMULSION®, HDH®, MDU, deshidratación y manejo de crudo en patios de tanques, entre otros).

Miguel González. Ingeniero civil, Universidad Central de Venezuela, 1987; maestría en ingeniería geotécnica, Universidad Simón Bolívar, Caracas, 1994. En el año 1989, ingresó a Intevep en la Unidad de Geotecnia del Departamento de Ingeniería General. Trabajó en el área de fundaciones, caracterización mecánica de suelos, ensayos especiales de laboratorio de suelos, mejoramiento de suelos, instrumentación geotécnica, geología de superficie, geofísica somera, geotecnia costa afuera y geotecnia ambiental. Fue custodio del Laboratorio de Investigación Geotécnica de Intevep, 2000, y líder técnico/administrativo de proyectos, 2001. Fue asignado al Asunto Clave Saneamiento de la Terraza Sureste 3 de Intevep, como coordinador del área de ingeniería, movimiento de tierra y construcción. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.

INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS APLICANDO LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Manuel A. Dávila⁽¹⁾, Pedro Acuña*,
Armando Blanco⁽¹⁾ y Rossmary Villegas⁽¹⁾

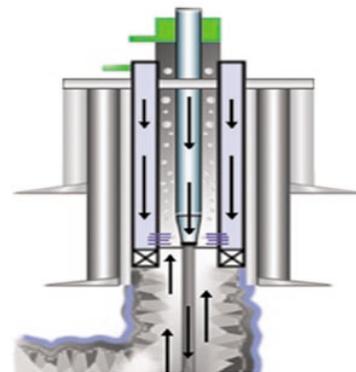
* PDVSA Intevep

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA EN PERFORACIÓN

En sus inicios, la perforación de pozos se desarrolló para la búsqueda de acuíferos, pero "lamentablemente" era común que se encontraran hidrocarburos que hacían que el pozo se abandonara y se procediera a buscar agua en otras áreas. Posteriormente, cuando los hidrocarburos pasaron a tener valor comercial, se produjo un auge en la exploración y perforación de pozos cuyo objetivo era la producción de crudo.

Al estar en explotación la mayoría de los campos someros, la búsqueda de hidrocarburos se dirigió a yacimientos de pozos profundos; así fue como en Venezuela de la perforación de pozos someros en el Lago de Maracaibo, próximos a la costa oriental, se procedió a perforar pozos en el centro del lago y en la cuenca oriental asociados a mayores profundidades. Esta perforación profunda condujo a un incremento sustancial en el costo de las operaciones, lo cual llevó a pensar, no sólo en producción de los pozos, sino en la productividad de los mismos; es decir, obtener una producción mayor por pozo con una disminución en la relación costo-beneficio. Así, nacieron tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación de pozos inclinados, horizontales y multilaterales con la finalidad de lograr incrementar el área de exposición entre el yacimiento y el hoyo productor. Casos conocidos son el incremento de producción por pozo en tres veces en el Campo La Salina al cambiar el esquema de perforación de pozos verticales a horizontales, incremento de producción de hasta dos veces mediante la utilización de pozos inclinados en El Furrrial y el incremento equivalente a dos pozos horizontales mediante la utilización de pozos multilaterales en San Tomé.



La búsqueda de mejorar la productividad del yacimiento es una constante en la industria petrolera. Específicamente en las operaciones de perforación de pozos, se introducen continuamente nuevas tecnologías. En el caso particular de la perforación bajo balance se ha convertido en una alternativa sumamente ventajosa con respecto a la perforación convencional para mejorar la productividad del yacimiento. Al perforar con un gradiente de presión a favor de la formación, se disminuyen de manera sustancial los riesgos de daños a la formación. Por otro lado, el uso de esta tecnología en yacimientos despresurizados, con baja producción, supone que el incremento de la productividad del pozo, compensaría en gran medida las inversiones realizadas en equipos. Esto se puede lograr, ya sea mediante una adaptación de equipos de bajo costo ("fit for service"), como por la implantación masiva de la tecnología en un yacimiento. En este trabajo se analizan, de manera integrada tanto los aspectos técnicos como económicos, que condicionan el uso de la perforación bajo balance como una tecnología para el mejoramiento de la productividad del yacimiento. Se considera la selección adecuada de pozos candidatos, utilizando bases de datos y pozos análogos, que permitan evaluar la adaptabilidad de la tecnología, así como estimar el incremento de producción por el uso de la misma en un caso hipotético de un yacimiento de petróleo y un caso real de uno de gas condensado. Asimismo, se hace referencia a los distintos mecanismos de daño a la formación que se pueden evitar con la perforación bajo balance. En lo económico se toma en cuenta la implicación del tipo de simulador de producción, así como el tiempo de vida útil del yacimiento en los cálculos del valor presente neto (VPN) del proyecto, considerando la aplicación de las operaciones bajo balance, tanto en la perforación del pozo, como en su rehabilitación. Se concluye que la aplicación exitosa sistemática de esta tecnología está asociada a la necesidad de conformar equipos de profesionales que cubran toda la cadena de valor de producción.

Search to improve reservoir productivity is a constant issue in oil industry. Specifically in well drilling operations, new technologies are continuously developed. As to underbalanced drilling, this technology has become a very advantageous alternative, compared to conventional drilling to increase reservoir productivity. When drilling with a pressure gradient favorable to formation, formation damage risks are considerably diminished. This will allow exploiting a reservoir without drilling too many wells, due to its high productivity. On the other hand, use of this technology in low-production pressurized reservoirs implies that increase of well productivity would greatly compensate investments performed in equipment. This can be achieved, either by adapting low cost equipment (fit for service), or by massively implanting the technology in a reservoir. In this paper, both technical and economic aspects that condition underbalanced drilling application as a technology to improve reservoir productivity are entirely analyzed. Proper selection of candidate wells are considered, using a data base and similar wells, to evaluate adaptability of the technology, as well to estimate the increase of production because of the use of the technology in a hypothetical case of an oil reservoir and a real case of a condensate gas reservoir. Also, reference is made to different formation damage mechanisms that will not be necessary to apply, if underbalanced drilling is used. Concerning the economic aspect, implication of the production simulator, as well as of the reservoir useful lifetime, on the calculations of the project net present value (NPV) is taken into account, considering application of underbalanced operations both in well drilling and well workover. Successful and systematic application of this technology is associated to the need of creating work teams of professionals from all the stages of the production chain value.

Las estimaciones teóricas de producción de los pozos no se correspondían con las obtenidas en el campo, y los esfuerzos que se realizaron para afinar los modelos de predicción de yacimientos condujeron a concluir que las operaciones de perforación modificaban la capacidad del pozo para producir. Así, nació el concepto de daño a la formación, según el cual las operaciones de perforación, completación y producción modifican la permeabilidad de la zona en las adyacencias del hoyo productor. Al entenderse este fenómeno, se comenzó a tratar de aumentar la productividad de los pozos mediante tratamientos de remoción del daño o métodos correctivos (estimulación de pozos) y mediante actividades que redujeran la invasión por filtrados y sólidos hacia la formación o métodos preventivos (diseño de fluidos "drill-in"). Es así como en Venezuela a finales de la década de los ochenta se orientaron las operaciones en pozos con la corrección y prevención del daño a la formación. Estos procedimientos, combinados con pozos de geometría compleja, llevaron a incrementar la tasa de producción de los pozos.

Como consecuencia de la explotación de los campos se redujo la presión de yacimientos a un nivel para el cual cualquier técnica de perforación conducía a una gran inversión, con pérdidas severas de circulación y el consecuente daño a la formación; se creó un problema de accesibilidad a los yacimientos. Para resolverlo, se desarrolló la tecnología para fluidos de baja densidad mediante la utilización de mezclas de líquidos y gases, con lo cual se logró continuar la explotación de campos maduros. Es así como, por ejemplo, en el área de Tía Juana, Estado Zulia, Venezuela, se pudo tener acceso a reservas mediante la utilización de perforación con espumas y mezclas bifásicas.

Como consecuencia colateral a esta perforación con bajo diferencial de presión, se obtuvieron producciones superiores a las esperadas lo cual se atribuyó a la disminución del daño a la formación. Esto condujo a diseñar operaciones de perforación (Fig. 1) para las cuales se mantenía intencionalmente la presión en el hoyo muy cerca o por debajo de la presión de formación, con lo cual se obtuvo producción durante la perforación y se eliminó sustancialmente la invasión de los fluidos y sólidos

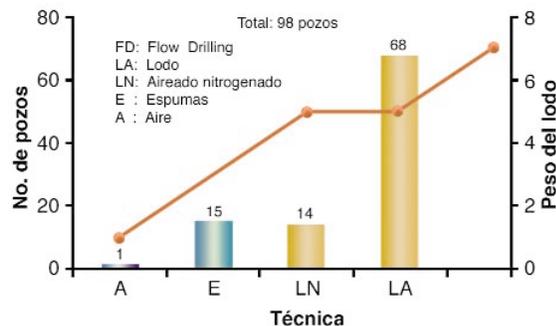


Fig. 1. Perforación cerca o bajo balance en PDVSA, 1981- 2001.

extraños hacia la formación. Así surge la perforación bajo balance (PBB) en Venezuela, la cual ha demostrado ser un método efectivo de incremento de la productividad de los pozos. La tendencia actual es utilizarla principalmente para aumentar la productividad de los pozos, más que para reducir problemas operacionales.

En la Fig. 2 se resume la evolución de la tecnología asociada con la productividad del yacimiento. A medida que los yacimientos se han ido agotando, se han incorporado nuevas tecnologías con el fin de mantener o incrementar su productividad. Con este objetivo se utilizó originalmente el fracturamiento hidráulico, posteriormente los pozos horizontales y los multilaterales. Se han logrado avances en la productividad con los pozos horizontales, alcanzando producciones promedio hasta de cuatro veces mayor que la de un pozo vertical. Sin embargo, la productividad actual de los pozos horizontales es solamente un 40% de la productividad teórica para un yacimiento (PI de los pozos horizontales es aproximadamente un 40% del PI teórico).

En la gráfica de la Fig. 3 suministrada por una operadora [1], que conformó un grupo de trabajo especializado



Fig. 2. Evolución de la tecnología en perforación [4].

para determinar los beneficios de PBB, se muestra una curva de aprendizaje con un aumento progresivo hasta de diez veces la producción de pozos perforados con un verdadero bajo balance, con respecto a la perforación convencional.

¿Será la tecnología bajo balance el siguiente paso requerido para incrementar la productividad de un yacimiento? ¿Es el diferencial de presión negativo de la perforación bajo balance, la cual significa que el pozo fluye de la formación al hoyo simultáneamente durante la perforación, razón por la cual minimiza el daño a la formación, la respuesta para aumentar la productividad?

DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE (PBB)

Aun cuando las operaciones de PBB no son nuevas, en la última década el uso de esta técnica como una alternativa a la aplicación de las tecnologías convencionales de perforación ha tomado auge cuando se deben perforar yacimientos maduros y/o con bajas presiones.

A diferencia de la perforación convencional, la PBB es una condición en la cual la presión hidrostática en el

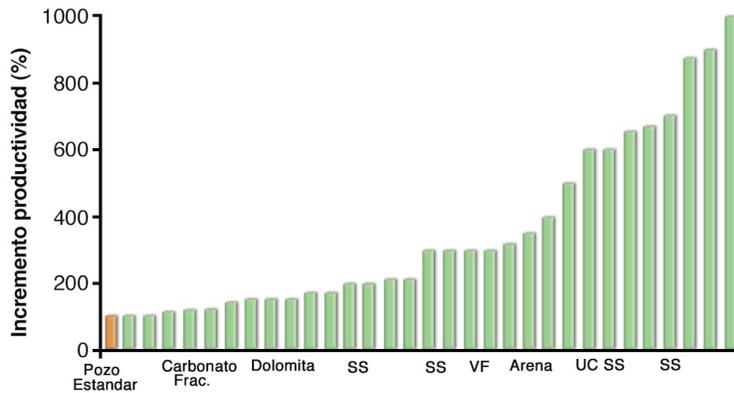


Fig. 3. Perfil de producción de pozos asociados con la PBB [4] (SS: Sandstone; VF: Very Fine; UC: Unconsolidated).

fondo del hoyo ejercida por la columna de fluido es menor que la presión de la formación que está siendo atravesada, tal como se muestra en la Fig. 4. En consecuencia, durante la aplicación de esta técnica, los fluidos de la formación pasan al espacio anular, incorporándose al fluido de perforación y siendo producidos durante la misma perforación del pozo.

Numerosos autores han destacado las bondades de la utilización de la tecnología de perforación bajo balance. Particularmente, una excelente revisión de los beneficios, técnicas de perforación bajo balance, selección de candidatos y aplicación de esta tecnología es dado por McLennan y col. [2]. Desde el punto de económico, las implicaciones de la utilización de la tecnología de PBB se ven reflejadas al considerar los incrementos de productividad.

VISIÓN ESQUEMÁTICA DE LA (PBB)

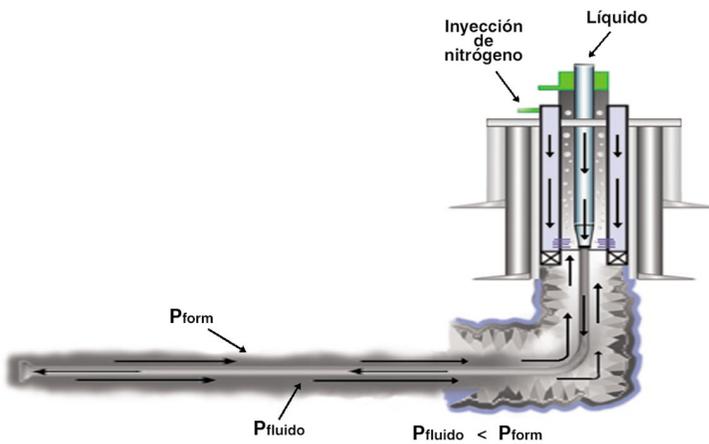


Fig. 4. Configuración mecánica de un pozo PBB.

En la Fig. 5 se muestra una visión esquemática de la PBB, en comparación con la perforación convencional. La ordenada representa las diferentes presiones asocia-

das con el fondo del pozo, en donde P_p es la presión de poros o presión de formación, P_c es la presión de colapso y P_f es la presión de fractura. La abscisa representa la evolución desde sobrebalance hacia abajo balance. También, se grafica la presión del fluido fluyendo o ECD (del inglés "equivalent circulation density"), decreciendo de izquierda a derecha.

En el lado izquierdo de la gráfica se observa la zona correspondiente a la perforación convencional, donde el diferencial de presión (entre presión de poros y presión de fluido fluyendo) puede estar en el orden de 700-1500 psi, dependiendo del tipo de formación.

En el centro de la gráfica se encuentra la perforación cerca de balance, PCB, con un diferencial de presión muy pequeño, pero

positivo, en el orden de 100-200 psi. Finalmente, la PBB, la cual es el objetivo en este artículo, se ubica en la parte derecha de la gráfica, con un diferencial de presión negativo y en el orden de 100-200 psi.

También se representa con la línea "oscura" el resultado en la productividad del pozo, la cual se incrementa de izquierda a derecha, por efecto de la disminución de la presión diferencial, tendencia universal en las operaciones de perforación convencional, en PCB y mayoritariamente con la PBB, debido principalmente a la reducción del daño a la formación.

Este diferencial de presión negativo de la PBB, significa que el pozo fluye de la formación al hoyo, simultáneamente durante la perforación. Esto conduce a una disminución sustancial del daño a la formación, así como también a una mejora en la accesibilidad al yacimiento al evitar las pérdidas de circulación e incrementar la tasa de penetración. En consecuencia, las operaciones en bajo balance pueden utilizarse para la reducción de problemas operacionales o para incrementar la producción de los pozos, siendo esta última opción la que generalmente conduce a la obtención de los mayores beneficios de la tecnología.

En la Fig. 6 se muestra un resumen de las oportunidades para incrementar el valor económico del yacimiento, al usar perforación bajo balance.

Es muy importante mencionar que la aplicación de la PBB, significa que existirá, permanentemente, un diferencial de presión negativo durante la totalidad de la perforación de la formación productora, e inclusive durante la completación. Esto hace que se requiera mayor tecnología para control de presiones, información del yacimiento, procedimientos operacionales, especialmente concebidos con este fin y equipos, tales como cabezales rotatorios, que garantizan el alcance y mantenimiento de la condición bajo balance.

En la perforación convencional, una de las principales restricciones, es no permitir que la presión del fluido

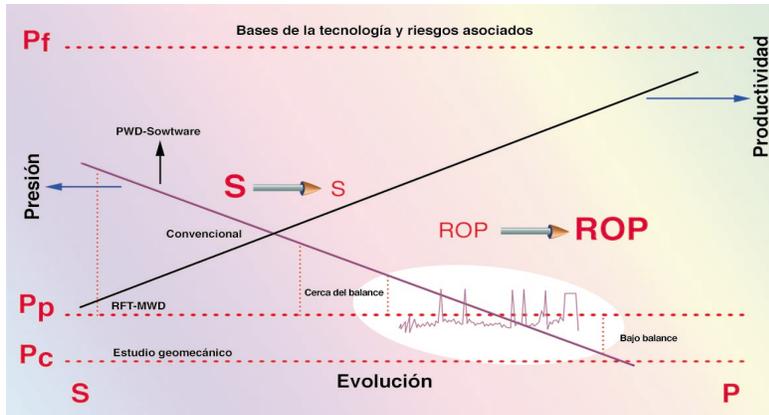


Fig. 5. Esquema de la PBB vs. perforación convencional.



Fig. 6. Razones para perforar en condiciones de bajo balance.

circulante alcance la presión de fractura en aquellas zonas o formaciones débiles con el fin de evitar pérdidas de circulación. Si bien, la naturaleza de la PBB implica alejarse de esta situación, en contrapartida, debe evitarse que la presión del fluido circulante disminuya hasta alcanzar valores cercanos a la presión de colapso, para evitar el derrumbe del hoyo o un diferencial negativo muy grande (generalmente mayor a 500 psi) que propicie un potencial reventón.

Generalmente, la ventana operacional para la perforación convencional (entre P_f y P_p o P_c) es amplia y permite una mayor flexibilidad durante las operaciones. No obstante, la ventana operacional para la perforación bajo balance es generalmente mucho menor (entre P_p y P_c), lo que exige un mayor control en las operaciones. Para ello, a diferencia de la situa-

ción convencional, en PBB se requiere información precisa sobre la presión de poros y la presión del fluido fluyendo, así como de un control estricto de la variación de esta última.

En el caso de yacimientos con baja presión, lograr diferenciales negativos para PBB hace necesario el uso de fluidos multifásicos, en donde los gases son la vía principal para reducir la densidad del fluido. Esto trae como consecuencia la necesidad de optimizar los programas de cálculo de hidráulica, de normas para limpieza del hoyo, los equipos de fondo a fin de conseguir la mayor eficiencia para fluidos gaseosos o mixtos, etc.

Finalmente, se podría mencionar que existe una barrera cultural que debe ser eliminada. El perforador experimentado y entrenado en las operaciones convencionales tiene como premisa la seguridad del pozo, utilizando un alto diferencial de presión fluido-formación. La tecnología de PBB va en dirección opuesta, por lo que se hace necesario un entrenamiento altamente especializado en PBB para realizar operaciones con un diferencial negativo de presiones.

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA PBB

En la Fig. 7 se muestran los pasos que normalmente se siguen para un estudio sobre la aplicación de perforación bajo balance. Primero, se realiza una revisión de la problemática del campo con el fin de determinar si PBB es una opción que pueda aplicarse para resolverla. Segundo, una evaluación económica preliminar para estimar si perforar bajo balance dará

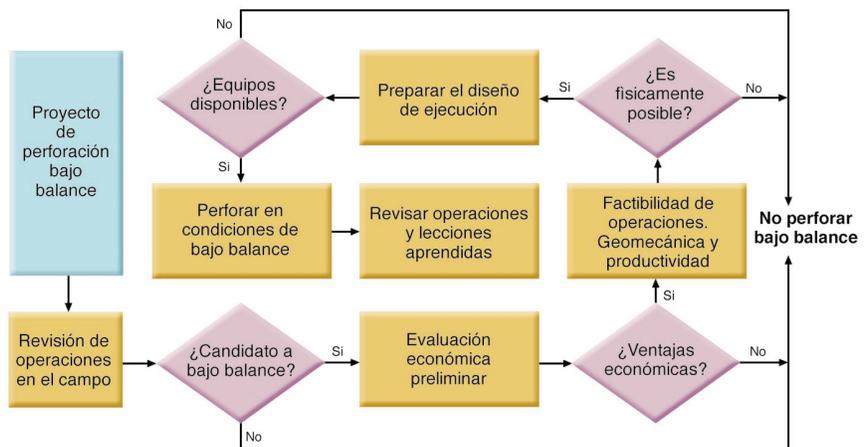


Fig. 7. Actividades para el estudio de la aplicación de operaciones en bajo balance.

beneficios económicos superiores a las operaciones convencionales; posteriormente, verificar que físicamente es posible la perforación bajo balance (es decir, realizar un estudio geomecánico para verificar si durante la perforación el hoyo se mantendrá estable) y si se obtendrá el incremento de producción, según el cual se realizó la evaluación económica preliminar y, finalmente, planificar la perforación (el cómo se va a realizar la operación). En la Fig. 8 se muestra un modelo genérico para estimar un evento futuro basado en hechos ocurridos, muy similar al proceso de selección de un buen candidato para PBB. Se analizan pozos análogos en PBB, o bases de datos con eventos en PBB, se utilizan correlaciones que expliquen los eventos ocurridos y permitan establecer una hipótesis o programa de perforación de un pozo o yacimiento con un alto potencial para ser perforado con PBB.

Específicamente, en la selección de un pozo candidato

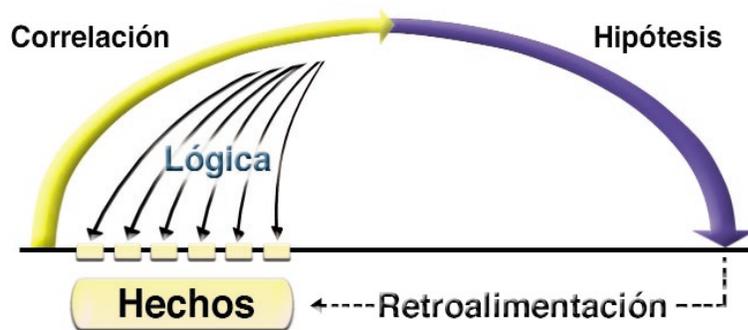


Fig. 8. Modelo genérico para la selección de candidatos en PBB.

para incremento de la productividad se hace necesario responder las siguientes preguntas:

- ¿Es un yacimiento de buena calidad?
- ¿La perforación convencional causa daño a la formación que puede ser reducido o eliminado con el uso de PBB?
- ¿La problemática operacional del campo incluye altos costos de perforación ocasionados por pérdidas de circulación o pegas diferenciales?
- ¿Las tasas de penetración son relativamente bajas?
- ¿Presenta la formación alta presión, simultáneamente con alta permeabilidad?
- ¿Es la formación susceptible a imbibición espontánea?
- ¿Es factible controlar la presión de fondo de pozo mientras se perfora?

Existen razones operacionales, fácilmente cuantificables, tales como pérdida de circulación, pega de tubería o perforación en rocas duras, que permiten seleccionar un pozo candidato para aplicar PBB. Por otro lado, es mucho más difícil elegir el pozo idóneo para aumentar productividad con el uso PBB. La reducción del daño a

la formación y el impacto de PBB sobre el incremento de la productividad son razones mucho más difíciles de cuantificar. No obstante, utilizando métodos de simulación de yacimientos es factible establecer diferenciales en producción de hidrocarburos al reducir el daño a la formación y su incidencia económica en el valor del activo-yacimiento.

PREVENCIÓN DE DAÑOS A LA FORMACIÓN ASOCIADOS CON PBB

Se entiende que la perforación bajo balance previene el daño a la formación. Sin embargo, es bastante difícil cuantificar la magnitud de los cambios esperados. Bennion [3] define el daño a la formación como: "Lo invisible", "Lo incontrolable" y "Lo incuantificable". La

reducción del daño a la formación, genera el mayor potencial impacto económico con el uso de PBB.

El daño causa una reducción de la productividad natural de crudo, gas o agua de la formación o de la inyectabilidad de gas o agua en los pozos inyectores. Este daño puede ser cuantificado por inferencia de la producción del pozo, como resultado de una prueba de presión, la cual da una indicación de la permeabilidad en los alrededores del hoyo. También, podría estimarse con un análisis de permeabilidad en núcleos.

Uno de los daños en la formación más comunes es la invasión de sólidos y filtrado dentro de los poros de la formación, durante la perforación. El daño, o reducción del área de garganta de los poros, puede ser causado por la invasión de partículas sólidas del fluido de perforación (daño mecánico) por acción de un diferencial de presión

positivo, tal como en perforación convencional o debido a la reacción de la formación y el fluido de perforación (daño químico). El filtrado del fluido de perforación puede reaccionar con los fluidos de la formación y generar escamas, emulsiones, o precipitados los cuales causan daños en la formación. Desde un punto de vista más amplio, el daño a la formación también puede estar asociado con los fluidos de completación, re-acondicionamiento y estimulación.

El tamaño y distribución de sólidos en el fluido de perforación es función del tipo de mecha, de la eficiencia de la limpieza del hoyo, de la tasa de circulación y de la eficiencia del equipo de control de sólidos. Típicamente, los sólidos de perforación pueden oscilar entre menos de 1 micrón y más de 1500 micrones. Asimismo, la distribución de los sólidos del fluido de perforación oscila entre 2 y 200 micrones. Por otro lado, los equipos de control de sólidos no son capaces de remover partículas de sólidos más pequeñas que 10 a 15 micrones. Además, debido a la atrición, las partículas suspendidas en el lodo de perforación tienden a ser cada vez más finas, facilitándose su entrada a la formación.

La estrategia común en la perforación convencional para

reducir el daño a la formación es diseñar un fluido de perforación que forme un revoque a lo largo de la pared del hoyo. El revoque está compuesto de una mezcla de sólidos, de cierto tamaño y distribución, presentes en el fluido de perforación y una serie de polímeros y aditivos reológicos, que requieren una diferencial de presión positiva para formarse en la pared de la formación. Sin embargo, aun con este revoque existe cierta invasión y daño, la cual se supone sólo está limitada a una capa delgada adyacente al hoyo. Normalmente, en formaciones de mediana permeabilidad los sólidos tienden a penetrar una profundidad aproximada de 1 centímetro. En las completaciones con tubería y cañoneo, las perforaciones se extienden más allá del daño causado por la invasión del revoque y, como consecuencia, el hoyo se comunica a través de las perforaciones con una formación que no ha sido dañada por los fluidos de perforación y el pozo produce lo esperado. De igual manera, en formaciones de muy baja permeabilidad, en donde sea necesario utilizar el fracturamiento en la formación, tampoco es crítico este daño a la formación.

Sin embargo, en completaciones de hoyo abierto, principalmente en pozos horizontales, el daño a la formación es muy importante en la reducción de la productividad. El mismo puede eliminarse aplicando una técnica apropiada de disolución de revoque. En formaciones altamente fracturadas, o formaciones con una permeabilidad muy heterogénea, o con la presencia de grandes cavidades no es posible formar el revoque, por lo tanto se requiere otras alternativas.

Por otro lado, el daño a la formación o invasión también es proporcional al diferencial positivo de presión, utilizados durante la perforación convencional, el cual muchas veces es excesivo por consideraciones de seguridad, tales como evitar arremetidas del pozo o garantizar la estabilidad del hoyo. Una alta presión diferencial puede generar una excesiva invasión y puede llegar a convertirse en una pérdida de circulación. Generalmente, una formación con una permeabilidad mayor de 750 mD y un diferencial de presión mayor que 1000 psi presenta una gran posibilidad de daño a la formación por invasión de sólidos. También, en una formación agotada, el alto diferencial de presión aplicado promueve el daño de la formación.

En situaciones, en donde el daño a la formación es causado por la invasión de sólidos o líquidos en la formación, la aplicación de PBB es una solución potencial. Cabe mencionar, que también existen otras alternativas para resolver el mismo problema, tales como el uso de técnicas convencionales de estimulación, incluyendo la acidificación, la cual intenta disolver el daño de la formación o el uso de fracturamiento, cuyo objetivo es crear fracturas que sobrepasen la región dañada y se tenga acceso a una formación sin daño.

En algunos yacimientos, en la formación cercana al hoyo se presenta una imbibición espontánea de la fase líquida del fluido de perforación, inclusive con un diferencial de presión negativo, tal como el empleado en la PBB. Este fenómeno puede causar daños a la formación y no pueden ser prevenidos con el uso de PBB, siendo malos candidatos para la aplicación de esta tecnología.

Generalmente, los yacimientos de gas húmedo pueden ser susceptibles a imbibición durante PBB. Asimismo, otro daño a la formación que puede potenciarse ampliamente al aplicar PBB de manera inadecuada, es la migración de finos.

INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD CON EL USO DE LA PBB

A lo largo de este artículo se ha insistido en los beneficios de la perforación bajo balance asociados con la productividad del yacimiento: el aumento de la producción del pozo, producción anticipada, el incremento del factor de recobro final del yacimiento. Sin embargo, la productividad generada por la aplicación de PBB es difícil de cuantificar.

La disponibilidad de pozos análogos o bases de datos permiten estimar, con un alto grado de incertidumbre, la productividad para la aplicación de la PBB en un nuevo prospecto. Esto presupone una alta calidad de la data, herramientas estadísticas asociadas e información relacionada con los mecanismos de producción de un yacimiento.

Otros métodos para estimación de la productividad involucran simulaciones de "análisis nodal" o "modelos numéricos de yacimiento" (Eclipse®) entre otros, en los cuales se debe considerar el factor de daño a la formación (S), así como las limitaciones asociadas con algoritmos.

La porosidad y la permeabilidad son los parámetros determinantes de la productividad de un hoyo perforado en una formación. La incertidumbre en las predicciones de producción se puede mejorar utilizando pruebas de pozos e histogramas de producción del campo. Sin embargo, la productividad obtenida (histograma de producción) de un yacimiento puede no coincidir con las expectativas basadas en un modelo del yacimiento e interpretaciones geofísicas de las formaciones. Una razón para esa discrepancia puede ser el daño a la formación.

Usualmente, la forma de tomar en cuenta el daño a la formación es mediante el uso del factor de daño S, el cual permite ajustar la producción de un pozo con los parámetros propios del yacimiento, de manera que el factor de daño se define como la diferencia entre el potencial teórico de producción de un yacimiento y la producción real obtenida. Un factor de daño cero ($S=0$) es un indicativo de coincidencia entre la productividad teórica y la real. Igualmente, un valor positivo del factor de daño indica la presencia de un daño a la formación y en consecuencia una productividad real menor que la teórica.

El factor de daño S incluye la influencia de las operaciones de perforación, cementación, completación y producción. Los factores que afectan la productividad cuando se compara con la teórica incluyen:

- Perforación: Invasión de fluidos y sólidos, longitud efectiva de zona productora
- Revestimiento: Invasión del cemento, presencia de revestidor
- Completación: Invasión por el fluido de completación, producción a través de perforaciones (orientación del cañoneo, densidad, fase)

- Producción: Migración de finos, asfaltenos y turbulencia de la producción.

Generalmente, se considera que la perforación y completación de un pozo están bien planificadas, si se sugiere dejar el hoyo desnudo, con lo cual se elimina la influencia del daño de la formación de las operaciones de completación y cementación. Si se desea comparar la efectividad de la perforación bajo balance con respecto a la perforación convencional, el caso base debe ser un pozo perforado sobre balance dejado a hoyo desnudo, con lo que el único daño que podemos controlar es el debido a las operaciones de perforación. Por lo tanto, en la evaluación de la aplicación bajo balance como operación para incremento de productividad debe dársele mucha importancia al factor de daño debido a las operaciones convencionales y, para que esta evaluación sea realista, al factor de daño reportado debe eliminarse cualquier efecto que no provenga del fluido de perforación y con este daño remanente realizar la evaluación económica y de productividad para determinar el real beneficio de la PBB. Si este ejercicio previo no se realiza y se utiliza el factor de daño total, se podría sobrestimar la producción esperada en PBB, lo cual iría en perjuicio de la aplicación futura de la tecnología.

Los daños a la formación son típicos en cada región o empresa y dependen de las políticas desarrolladas, especialmente en el diseño de los fluidos de perforación o en las normas de seguridad aplicadas para control de pozos, específicamente lo relacionado con los diferenciales de presión utilizados durante la perforación. Normalmente, en Venezuela en la perforación convencional se han reportados factores de daño en el orden de 10 como mínimo y un máximo de 200.

Para evaluar el incremento de la productividad es necesario estimar la disminución del factor de daño (S) con el uso de PBB, con respecto al factor de daño obtenido de la perforación convencional. Una opción es utilizar un factor de daño S igual a cero (0), cuando se usa PBB y compararlo con el factor de daño asociado con la perforación convencional.

Como ejemplos de la estimación de la variación en la productividad de pozos al disminuir el daño a la formación, a continuación se expone un caso hipotético de la perforación de un pozo horizontal en un yacimiento de petróleo negro y otro caso en un yacimiento de gas condensado sometidos tanto a perforación convencional ($S > 0$) como bajo balance ($S = 0$).

La Tabla 1 presenta las características generales de los yacimientos utilizados. El primer caso estudiado corresponde al pozo horizontal perforado bajo balance un yacimiento hipotético de petróleo negro. El segundo caso corresponde a un yacimiento real de gas condensado con treinta años de producción.

La Tabla 2 resume las características del pozo horizontal a considerar en los yacimientos estudiados.

La cuantificación del efecto de perforar convencionalmente o bajo balance se realizó a través de la introducción del factor de daño en las predicciones

Tabla 1. Características de los yacimientos estudiados.

	CASO I	CASO II
Gravedad API	22	48
Presión inicial (lpc)	2500	4560
Profundidad (pie)	4050	9700
Area promedio (pie)	2500 * 2500	p*32802
Espesor (pie)	100	150
Porosidad (%)	30	8
Permeabilidad (mD)	Kx=Ky=91; Kz=9,1	1 - 50 md

de las producciones. Un valor de $S=18$ es generalmente establecido como el daño de la formación asociado con la perforación convencional y $S=0$ para PBB. En este trabajo se presenta la sensibilidad de la producción en yacimientos de gas condensado y petróleo negro con respecto al daño de la formación, esto es tomando en consideración varios valores de daño en cada modelo.

En la Fig. 9 se muestra el comportamiento de producción diaria del pozo correspondiente al Caso I, a partir del momento de la completación del hoyo productor estimado mediante un simple análisis nodal.

Tabla 2. Características del pozo horizontal.

	CASO I	CASO II
Diámetro del hoyo (pie)	0,5	0,58
Longitud sección horizontal (pie)	1000	1000
Presión fondo fluyente (psi)	1000	1200

Para obtener una representación más realista debe utilizarse modelos dinámicos de yacimientos a fin de tomar en cuenta el efecto del drenaje del campo. La estimación de la disminución de daño a la formación requirió la

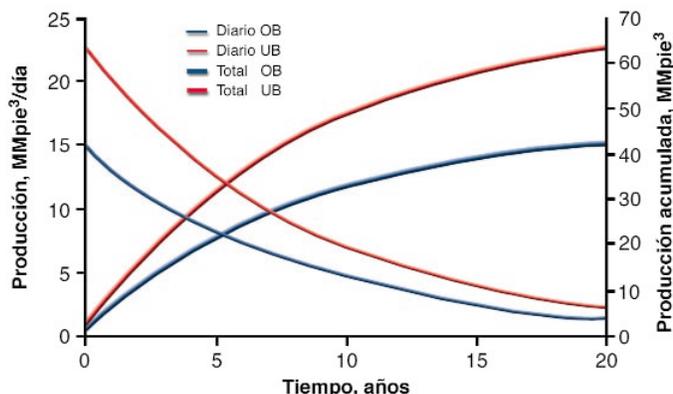


Fig. 9. Producción estimada de un pozo de petróleo negro perforado bajo balance.

construcción de modelos de yacimiento. En el Caso I se utilizó un modelo de $11 * 11 * 3$ celdas, tal como se muestra en la Fig. 10 para el caso de pozos horizontales, completándose el pozo en la capa más profunda.

La tasa de producción diaria de petróleo para el pozo horizontal a diferentes valores de daño a la formación en el Caso I se presenta en la Fig. 11.

Inicialmente el pozo produce a muy altas tasas diarias,

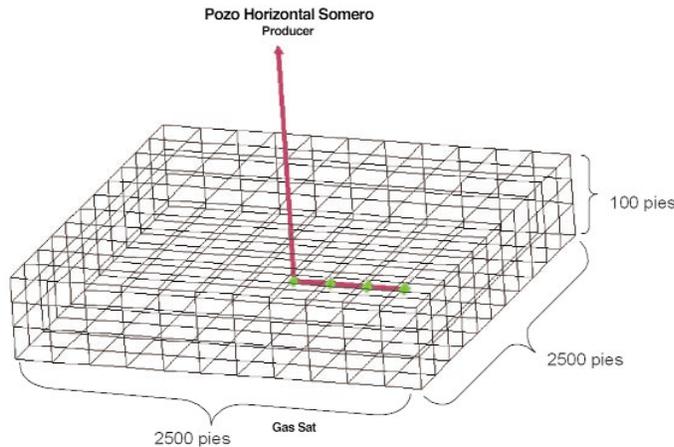


Fig. 10. Malla utilizada para la simulación del pozo horizontal Caso I.

sobre todo en el caso de un pozo con muy poco daño. No obstante, al cabo de un par de años sus producciones han caído drásticamente como consecuencia de la producción

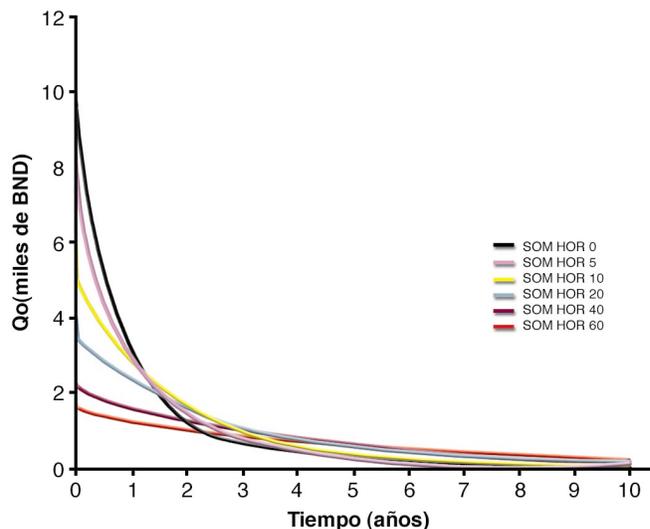


Fig. 11. Producciones para el pozo horizontal del Caso I.

conjunta de crudo y gas y, en consecuencia, de una disminución de la energía del yacimiento.

En el segundo caso estudiado se utilizó el modelo correspondiente al caso real de la simulación dinámica de gas condensado. Este modelo consta de un grupo de pozos ubicados en la parte alta de la estructura, además

en este modelo se perfora un pozo horizontal con la finalidad de drenar el área sur del yacimiento como se presenta en la Fig. 12.

Para simular el comportamiento de producción del pozo horizontal, y a los fines de optimizar los tiempos de simulación, se extrajo una sección del yacimiento correspondiente al área de drenaje del pozo.

Los resultados de tasa de producción diaria de gas para diferentes valores de daño a la formación sensibilizados en el Caso II se muestran en la Fig. 13. Los valores de daño sensibilizados fueron ($S = 0$, $S = 10$, $S = 20$, $S = 20$ y $S = 50$).

En la Fig. 13 se observa una clara disminución de la productividad del pozo a medida que aumenta el daño a la formación en las inmediaciones del mismo. Este, por ser un yacimiento agotado con zonas de baja permeabilidad, existe una tendencia estable de la producción de gas. A diferencia del Caso I, la producción disminuye desde el inicio para cualquier valor del factor de daño de la formación.

A partir del análisis de los resultados de ambos casos es claro que se puede obtener una idea precisa de las diferencias en la producción entre ambas tecnología. Asimismo, en casos complejos, como en el Caso II con movimientos de frentes de fluidos en el yacimiento, se deberían tomar en cuenta los efectos del daño a la formación sobre las producciones finales del yacimiento (y el VPN asociado, así como en la influencia de ese pozo en la vida del campo (mantenimiento de presiones, producción de agua, etc.)).

La comparación de ambos casos muestra que la utilización de modelos especializados del yacimiento permite una simulación realista de las producciones y, por ende, una valoración económica mucho más precisa.

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

El objetivo de la evaluación preliminar de la perforación bajo balance como alternativa en un campo petrolero es determinar mediante el uso de un indicador económico (estimación del valor presente neto o VPN), si la tecnología resultará económicamente beneficiosa. Para tal fin se estima el VPN de la operación convencional y el de la operación bajo balance para un lapso de tiempo. Si el VPN de la operación bajo balance es inferior al de la convencional, debe continuarse con esta última en el campo. Sin embargo, si ocurre lo contrario, debe definirse si la diferencia es atractiva para la aplicación de la tecnología y, posteriormente, proceder a realizar el análisis de factibilidad, el cual determinará si la perforación es física y operacionalmente posible.

La evaluación preliminar es una actividad netamente estadística, por lo cual debe conocerse el resultado de las operaciones convencionales realizadas en el campo. Las operaciones en condiciones de bajo balance son más costosas cuando se consideran según una tasa diaria

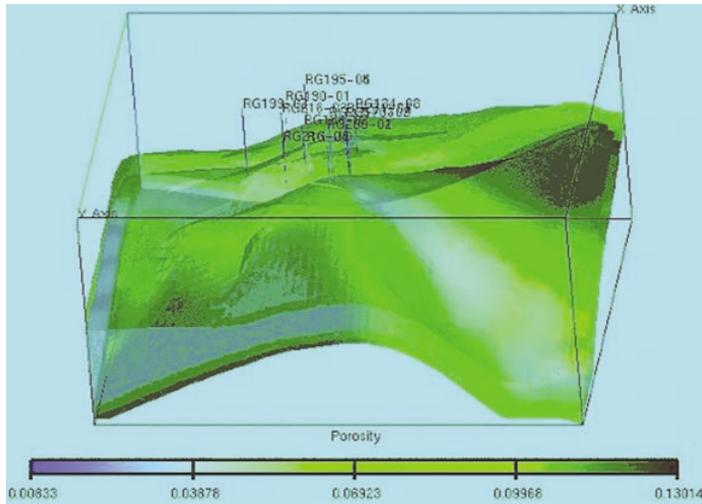


Fig. 12. Modelo de simulación del yacimiento de gas condensado. Caso II.

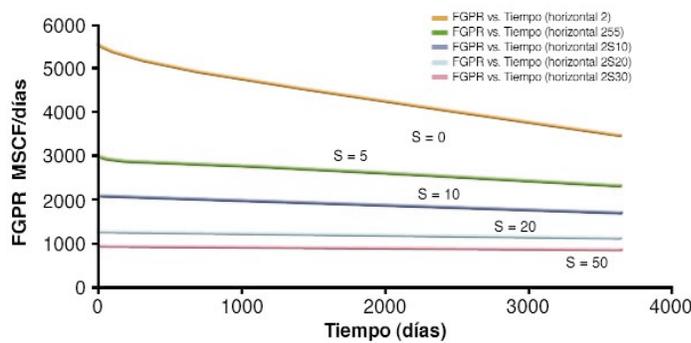


Fig. 13. Producciones de gas para el pozo horizontal del Caso II.

debido a la utilización de equipos y personal especializados y al hecho de que, aun cuando se perfora con equipos especiales para bajo balance, en general los equipos convencionales deben permanecer en sitio. Los costos operacionales son idénticos para los primeros hoyos independientemente de la técnica, pues éstos se perforan de manera convencional. Los costos de operación se incrementan en el hoyo productor, pues es en éste donde se aplica la técnica de bajo balance al enfocar el objetivo de la tecnología al incremento de productividad del pozo.

Los costos adicionales fijos corresponden a la movilización e instalación de los equipos de bajo balance y al proyecto de ingeniería que requiere un estudio geomecánico para estimar la estabilidad del hoyo durante las operaciones. El incremento en la tasa diaria se debe a la utilización de personal especializado para la operación de los equipos y al alquiler de los mismos. Estos costos regularmente son recuperados con creces debido al aumento de productividad, al incremento de la tasa de

penetración y a la disminución de problemas relacionados con pérdidas de circulación, pegadas diferenciales y operaciones de control de pozo.

En general, las suposiciones e información requerida para estimar el costo del proyecto incluyen:

- El pozo se perforará convencionalmente hasta el tope de la formación productora, por lo que deben conocerse los costos involucrados en esta operación. Este costo es igual para la operación bajo balance y viene incrementado por la movilización e instalación de equipos y la realización del proyecto de ingeniería. Si el proyecto involucra la perforación de más de un pozo, esta información es necesaria para distribuir algunos costos entre todos los pozos.

- El hoyo productor se perforará en condiciones de bajo balance. Para la perforación bajo balance la tasa diaria es mayor debido a la presencia de personal especializado en el taladro y al alquiler diario de equipos específicos para la operación (separadores, cabezales rotatorios, PWD (del inglés "pressure within drilling").

- Se requiere el costo de la completación convencional. Generalmente, se supone que el costo de la completación bajo balance es superior.

En la estimación del incremento del valor en la aplicación de bajo balance es común suponer un incremento de la tasa de penetración (en las operaciones cercanas al balance en Venezuela se han observado incrementos en la tasa de penetración con respecto a las operaciones convencionales de 250%), con lo que al menor tiempo de uso de taladro se le agrega la producción anticipada de crudo y gas. En general, durante la perforación bajo balance adicional al incremento de la tasa de penetración existe un aumento de la vida de la mecha (mayor intervalo perforado por cada mecha). Esto indica que debe considerarse la disminución en el número de mechas y la reducción del tiempo de viaje durante las operaciones.

Comúnmente, la estimación del valor agregado debido a la disminución de los problemas operacionales, se determina mediante la revisión de las operaciones del área, la estadística por pozo, de tiempos, equipos y materiales perdidos o empleados en la resolución de problemas. La mayoría de las operaciones en bajo balance son más seguras y con menos problemas que las convencionales porque se realiza una mejor planificación y preparación aunado al hecho de que al personal se le proporciona mayor entrenamiento e información para el conocimiento de la técnica de bajo balance. Adicionalmente, desde el punto de vista de equipos, se cuenta con mayor cantidad de válvulas impide-reventones, herramientas especiales en el ensamblaje de fondo y personal calificado. La disminución de pegadas diferenciales y pérdidas de circulación incide en una reducción de los costos asociados a tiempos perdidos y materiales adicionales para control de pérdidas y del tiempo de operación dedicado a la liberación de sartas. Adicionalmente, en general no existen pérdidas de tiempo para controlar influjos (como en perforación conven-

cional), pues toda la operación se realiza con un continuo aporte controlado de fluidos de la formación.

Todo los ahorros relacionados con los tópicos anteriores inciden en la inversión inicial. Los ingresos del proyecto están condicionados por la producción del pozo. Debido a las incertidumbres presentes en los estimados económicos, es necesario un análisis basado en riesgo para obtener una mayor certeza tanto en los costos como en los beneficios. Algunas empresas, por la incertidumbre que existe en la estimación de la producción del yacimiento perforado con la PBB, determinan los barriles adicionales de petróleo con respecto a la perforación convencional, para compensar el costo de los equipos extras requeridos en PBB.

Para el cálculo del valor presente neto se supone que los beneficios de la perforación bajo balance se mantendrán hasta la intervención del pozo para realizar algún trabajo de re-habilitación. Por lo tanto, se requiere conocer la estadística del área en cuanto a la frecuencia de los trabajos de reparación de pozos; es decir, en cuánto tiempo se procederá a trabajar el pozo (horizonte económico).

La Fig. 14 muestra una situación en la que un análisis como el aquí presentado permitiría considerar la situación de manera integral. En particular, es de resaltar que si los estimados de producción de los pozos se hubieran realizado utilizando técnicas más sencillas como la combinación de análisis nodal y una tasa de decrecimiento de producción constante a lo largo del período considerado para la estimación de los VPN, los resultados económicos hubieran sido bastante diferentes.

ASPECTOS OPERACIONALES

Algunos factores tales como problemas operacionales que pudieran llevar a una condición de operación sobre balance temporalmente podrían ocasionar daños a la formación bastante mayores al estar la cara de la formación totalmente expuestas y permitiendo la libre circulación hacia el interior del fluido de perforación (o del fluido de completación), tal como es reseña-

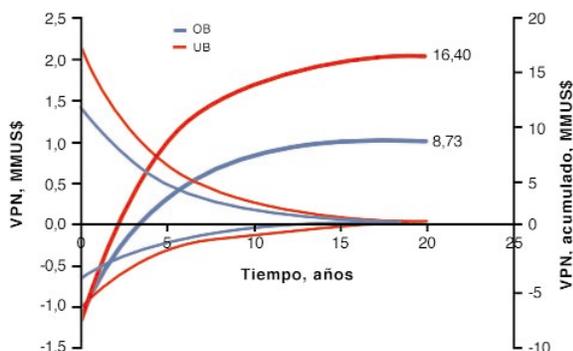


Fig. 14. Perfiles del VPN para la perforación convencional y PBB de un pozo horizontal.

do por McLennan et al. [2]. En consecuencia, resultados desastrosos con respecto a la productividad del pozo podrían obtenerse, llegando al extremo de construir pozos más costosos y menos productivos. Por ello, se debe poner especial cuidado en el control de la presión de fondo de pozo durante la perforación, así como también en la compatibilidad entre los fluidos de perforación y los de formación, aun en el caso de perforar bajo balance.

La presión de fondo del pozo es función, no sólo del peso del lodo, sino también de las pérdidas por fricción, mientras el fluido está circulando, de los movimientos de la sarta de perforación, de la acumulación de los ripios en el anular y de las propiedades del fluido, reología, temperatura, etc.

Aspecto crucial corresponde al control de la presión en el hoyo, lo cual requerirá del uso de equipos PWD para garantizar una verdadera operación bajo balance.

Como ejemplo, una gráfica típica de presión en función del tiempo es presentada en la Fig. 15. En la misma se verifica que, en el caso mostrado, existió una verdadera operación de perforación bajo balance, es decir se mantuvo en todo momento el diferencial negativo de presión, inclusive considerando operaciones tales como: viajes de tubería, conexiones, inicio y parada de circula-

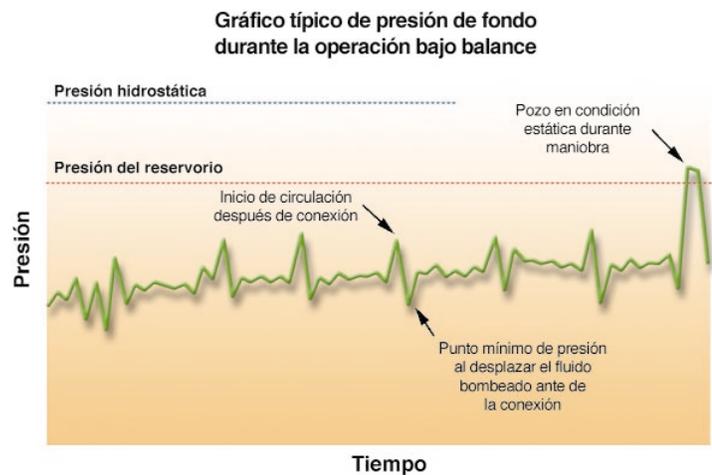


Fig. 15. Perfil de presión de fondo durante la PBB en un caso típico.

ción, etc., que afectan la estabilidad de la presión de fluido circulante.

Por otro lado, la Fig. 16 presenta el comportamiento de la producción en el tiempo. Ésta indica que el efecto de la aplicación tecnología en yacimiento no está ligado solamente al instante inicial de la explotación del pozo sino que, al contrario, ésta se mantiene en el tiempo. Esto garantiza una mayor certidumbre entre el VPN estimado y real.

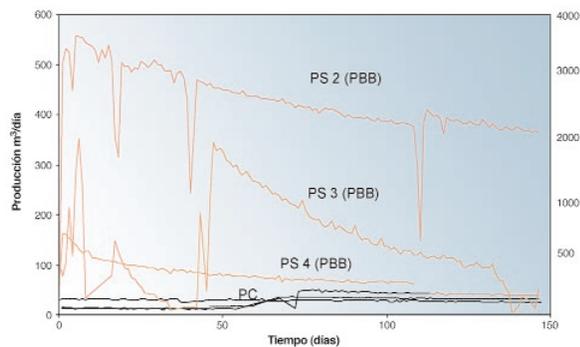


Fig. 16. Producción de pozos con PBB vs. perforación convencional.

CONCLUSIONES

Existe una tendencia mundial en reducir la presión diferencial, en las operaciones de perforación convencional, con mayor énfasis en la perforación cerca o bajo balance con el objetivo de incrementar la productividad del yacimiento.

La revisión técnica hecha permite concluir que la perforación bajo balance se ha convertido en una alternativa sumamente ventajosa a la perforación convencional para mejorar la productividad del yacimiento, al disminuirse de manera sustancial los riesgos de daños a la formación.

En PBB, mantener un diferencial negativo estable requiere información precisa sobre la presión de poros y la del fluido fluyendo, así como de un control estricto de la variación de esta última, requerimientos mucho menos severos en la perforación convencional.

El análisis de los estimados de producción con el modelo del yacimiento permitiría considerar la situación de manera integral, la caída drástica de la producción como resultado de la producción conjunta de crudo y gas y, en consecuencia, de una disminución de la energía del mismo, así como la presencia de las interfaces de agua. Estas consideraciones permiten conducir a predicciones más precisas en la estimación del valor económico de los pozos por construir.

Perforar bajo balance constituye una opción importante que debe ser incluida en la formulación de los planes de explotación. Para ello, se requiere la disponibilidad de la información del yacimiento, así como de estadísticas locales de producción y perforación. Esto conduce a la selección adecuada de yacimientos y pozos candidatos y a la obtención de una mayor rentabilidad de nuestras inversiones en producción.

Referencias

1. Bly, M. Patience, Performance and Production, Underbalanced Technology Conf., Aberdeen, Scotland, 2001.
2. McLennan, J.; Carden, R.; Curry, D.; Stone, C. R.;

Wyman, R. Underbalanced Drilling Manual, Gas Research Institute, N° GRI-97/0236, 1997.

3. Bennion, D.; Brant, F.; Brent, T. Evaluating Reservoir Performance Improvements From Underbalanced Drilling Operations. Underbalanced Technology Conf., Aberdeen, Scotland, 2001.
4. Vieira, P.; Celis, E.; Blanco, A.; Díaz, C. Application of Near Balanced Drilling Technology in Eastern Venezuela. 1st IADC Underbalanced Drilling Conf. The Hague, The Netherlands, 1999.
5. Bennion, D. Improving Oil and Gas Reservoir Productivity by Reducing Formation Damage Effects Manual, 2000.
6. Saponja, J. Comparing Conventional Mud to Underbalanced Drilling in a Depleted Reservoir. 1st Int. Underbalanced Drilling Conf. The Hague, The Netherlands, 1995.



Manuel A. Dávila. Ingeniero mecánico, Universidad Nacional de Colombia, 1974; maestría y doctorado en metalurgia, Colorado School of Mines, EE.UU. 1978. Ese mismo año ingresó a la Universidad Simón Bolívar como profesor de ingeniería de materiales. En 1980 entró a Intevep, en el Departamento de Ingeniería de Materiales, donde trabajó como especialista de materiales en las áreas de fallas de componentes y control de calidad de productos para PDVSA. También, desarrolló el grupo y el laboratorio para la evaluación de tubulares OCTG para la industria petrolera. En 1990 fue transferido al grupo de perforación, en donde participó en la selección y control de tubería de perforación, como en el diseño de revestidores y selección de materiales para pozos. Fue gerente de proyecto de pozos profundos en 1995 y posteriormente líder del negocio de servicios de perforación. Fue especialista y coordinador del proyecto de desarrollo de un densificante para la perforación de pozos y participó activamente en el grupo de perforación bajo balance. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Pedro Acuña. Ingeniero metalúrgico, Universidad Central de Venezuela (UCV), 1985; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia. Se desempeñó como investigador asociado a proyectos de la Organización de Estados Americanos (OEA) y luego como docente a dedicación exclusiva en la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales, UCV. En noviembre de 1990 ingresó a la Gerencia de Producción de Intevep, S. A., en el Departamento de Perforación y Rehabilitación de Pozos. Desde entonces se dedica a la investigación, desarrollo y modelaje de la mecánica de perforación de pozos y a prestar apoyo tecnológico a las unidades de negocio de explotación de PDVSA. Actualmente, es tutor del área de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos.



Armando Blanco. Licenciado en física UCV, 1983; maestría en ingeniería hidráulica, 1991, en la misma universidad; Diplôme d'Etudes Approfondies en mecánica de fluidos (DEA), 1992; doctorado en mecánica de fluidos, 1995, ambos en el Institut National Polytechnique de Toulouse, Francia. Ingresó a Intevep en 1995 en

la Gerencia de Exploración y Producción. Fue líder de diversos proyectos de investigación y desarrollo entre 1998 y 2000. Se desempeñó en la Gerencia de Explotación de Gas, como líder del Laboratorio Integrado de Campo Santa Rosa. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Rossmary Villegas. *Ingeniero de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2000. Ese año ingresó a Intevep, en donde comenzó a trabajar en diversos proyectos asociados a producción y yacimientos. Se desempeñó en las áreas de levantamiento artificial basada en simulación de flujo a través de tuberías verticales y horizontales, análisis de yacimientos de petróleo negro y gas condensado. Trabajó como ingeniero de simulación de yacimientos de petróleo negro y de gas condensado ligado a estudios de productividad y generación de planes de explotación. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.*

FUENTES DE FALLAS EN LA TECNOLOGÍA DE CEMENTACIÓN DE POZOS

Rafael A. Bolívar⁽¹⁾, María Centeno⁽¹⁾, Vicente Ciccola*
y Wilfredo Rodríguez⁽¹⁾

* PDVSA Intevep

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

La tecnología de cementación de pozos presenta fuentes de fallas que deben atenderse para disminuir los riesgos en el proceso de construcción de pozos. El nivel de fallas en la tecnología está en el orden del 15%. El costo de cementación es el 8% del total del pozo; sin embargo, si algún aspecto falla durante el proceso, éste puede llegar hasta un 20%, e inclusive se puede llegar a comprometer el pozo por no lograr el aislamiento zonal. En este trabajo se describen las fuentes de fallas de la tecnología de cementación y posibles soluciones. Tres actores están involucrados en esta operación: el fabricante del cemento, la compañía de servicios y la compañía petrolera dueña del pozo y de las reservas a explotar. Las fuentes de fallas abarcan la calidad del cemento petrolero, diseño de las lechadas, aditivos químicos, relación entre los ensayos API y realidad del pozo, calibración de equipos, determinación de la geometría de la zona a cementar y simuladores adecuados para el diseño del trabajo. En general, se debe prestar particular atención a tres aspectos básicos, a saber: la calidad de los cementos petroleros, la calidad de servicios que ofrecen las compañías de cementación y disponer de simuladores o sistemas expertos que permitan al ingeniero de cementación planificar, hacer seguimiento y evaluación de la operación. La existencia de fallas de la tecnología de aislamiento zonal y las nuevas exigencias en construcción de pozos plantea la necesidad de revisar el proceso, los materiales, herramientas, etc., usados en cementación. En otras palabras, se requieren esfuerzos tecnológicos que permitan a la industria petrolera disminuir el nivel de riesgo de la operación.

Well cementing technology presents failure sources that have to be considered in order to decrease well construction process risks. Well cementing failures level is about 15%. The cementing process represents 8% of the well cost. However, if something fails during the cement job, it could increase to 20%, and even the well may run a risk due to zonal isolation failure. In this paper, failure sources of cementing technology and their possible solutions are described. Three actors are usually involved in the technology applications: the cement manufacturer, the service company, and the oil company, which is owner of wells and reserves to be exploited. The failure sources include the cement quality, slurry design, chemical additives, relationships between API tests and well conditions, tools calibration, techniques for determining well geometry, and simulators available to design the cementing process. As a general rule, three basic aspects should be given particular attention, namely: both cement and service qualities, offered by service companies, and simulators or expert systems for the cementing engineers to plan, follow, and evaluate the cementing operation. Failures in zonal isolation technology, and new requirements in well construction operations are basic aspects supporting the need for checking the process, materials, tools, etc., used in cementing. In other words, technological efforts are required that allow the petroleum industry to decrease operational risks.

La cementación primaria consiste en la colocación de cemento entre el revestidor y las paredes de hoyo durante la construcción de un pozo petrolero o de gas. El principal objetivo de la cementación es lograr el aislamiento zonal requerido por el pozo [1], así como proteger al revestidor de la corrosión potencial debida a la presencia natural de ciertas sustancias en los yacimientos de hidrocarburo y gas [2]. El aislamiento zonal se logra si el cemento en el anular previene que los fluidos de la formación fluyan. La lechada de cemento, una vez colocada en el anular, debe hidratarse, para finalmente fraguar, de

manera que desarrolle las propiedades que aseguren el aislamiento zonal de la formación y soporten el revestidor. Esta capa de cemento alrededor del revestidor, que lo ancla a las paredes del hoyo, igualmente debe soportar las operaciones típicas del pozo, tales como estimulación, cañoneo, producción y cualquier otra operación de rehabilitación y acondicionamiento (RARC), necesaria durante la vida productiva del pozo [1]. La cementación constituye una etapa crucial en la completación de casi todos los pozos. Algunos pozos o secciones de éstos no son cementados como una forma de disminuir costos, se conoce como completaciones de hoyo desnudo [3].

La cementación primaria representa aproximadamente un 8% de los costos de construcción de un pozo; sin embargo si se requieren cementaciones remediales, su costo puede alcanzar fácilmente el 20%. Este hecho permite señalar que la calidad de la cementación en la construcción de un pozo es más importante que el costo de la misma [4].

El material universalmente más usado en cementaciones de pozos es el cemento Portland. Su precio, menos de 200 US\$/TM, hace que otros materiales con excelentes propiedades luzcan prohibitivos desde un punto de vista económico. El API [5] clasifica los cementos petroleros en 8 clases posibles: A, B, C, D, E, F, G y H. Estos cementos son agrupados a su vez de acuerdo con su grado de resistencia a los sulfatos, como ordinaria (O), moderada (MSR) o alta (HSR).

Estos cementos se ajustan a las necesidades particulares de cada trabajo mediante aditivos químicos [6]. Esto permite acelerar o retardar el proceso de hidratación del cemento y, por ende, su fraguado, ofreciendo flexibilidad en cuanto al tiempo necesario para bombear la lechada, a fin de poder colocarla en el espacio anular. Adicionalmente para los aceleradores y retardadores, el arsenal de aditivos disponibles comercialmente es amplio [7], entre éstos se pueden señalar: controladores de pérdida de filtrado, dispersantes, espumantes/antiespumantes, sulficantes, extendedores, aquellos que evitan el fenómeno de retrogresión del cemento por efecto de la temperatura y los correspondientes que le confieren a la lechadas propiedades antimigratorias de gas o agua, etc. [6, 7]. Así, la lechada de cemento apta para las necesidades particulares de pozo, está formulada básicamente con cemento, agua y unos cuantos aditivos químicos. Esta lechada debe ser bombeable para que así se pueda colocar convenientemente en el anular. La reología de las lechadas de cemento es usualmente descrita a partir de los modelos de ley de potencia y plástico de Bingham [8].

Hoy en día existe en la industria petrolera una conciencia clara de la importancia de la planificación en las operaciones de cementación; fundamentalmente porque este tipo de operación ofrece sólo una oportunidad de realizarla bien. Si la operación no resulta exitosa, en otras palabras, si no se logra el aislamiento zonal requerido en el pozo, los trabajos remediales o cementación secundaria son muy costosos, lo que afecta la economía del pozo [9]. Las compañías de servicio de cementación y las petroleras disponen de programas computacionales que facilitan la planificación de los trabajos de

cementación. Estas herramientas obligan en cierta forma a los ingenieros de cementación a recolectar información clave del pozo, como la temperatura estática (BHST) de la sección a cementar, tipo de lodo empleado para perforar la misma, gradiente de fractura de la formación, etc. Igualmente, permiten calcular el volumen de la lechada requerida, presiones que se generaran durante la colocación de la lechada, el número de centralizadores requeridos, etc. Cabe mencionar entre estos programas computacionales para planificar y simular los trabajos de cementación de pozo: OPTI-CEM®, CEMCADE®, APICES®, de Halliburton, Schlumberger y PDVSA, respectivamente. Estas herramientas, junto a una buena formulación de lechada piloto en el laboratorio; sin duda ayudan a la obtención del mejor diseño posible para el trabajo en particular. Posteriormente, la compañía de servicio escalará este diseño piloto a fin de obtener el volumen necesario para la realización del trabajo.

En operaciones de cementación se usan comúnmente combinaciones de bombas de pistón con bombas centrifugas. El número de bombas depende de los requerimientos en caudal y presión del trabajo específico. Para preparar la lechada en el pozo se dispone de dos opciones: el tanque de premezclado ("batch mixer") y mezclador instantáneo o mezclador en vuelo ("mixing on the fly"). El tanque de premezclado permite de forma más segura lograr una lechada homogénea. El control de la densidad de la lechada de cemento es crítica tanto por su efecto significativo en el control de la densidad equivalente de circulación (ECD), como en la presión de sobrebalance que se estime conveniente en el control del pozo. Si la lechada debe ser preparada usando el sistema de mezclado en vuelo se requiere que la unidad de mezcla disponga de control automático de la densidad. Adicional a los equipos de superficie, en la actualidad, se dispone comercialmente de una variedad de herramientas para fondo de pozo que facilitan y aseguran la operación de cementación, entre éstos se pueden citar: zapata flotadora, cuello flotador, centralizadores, tapones de desplazamiento, etc. (Fig. 1).

Después que la operación de perforación ha permitido alcanzar la profundidad objetivo para una sección dada del pozo, se determina el diámetro promedio del hoyo por medio del registro caliper; lo que permitirá estimar el volumen necesario de lechada de cemento para cubrir la zona de interés. Así, el revestidor se lleva hasta la profundidad apropiada con la cantidad y tipo de centralizadores que aseguren que la lechada de cemento pueda ser colocada entre éste y la pared de hoyo uniformemente.

Posteriormente, se procede a acondicionar el hoyo, de forma de asegurar la remoción de los restos de perforación y del lodo gelificado. En esta etapa, se ha demostrado que son muy efectivos los movimientos de rotación o reciprocación del revestidor para el logro de un mejor acondicionamiento del hoyo y, por ende, una mejor calidad de trabajo [10].

Concluido el acondicionamiento del hoyo, se procede con el bombeo de lavadores, espaciadores y lechada de cemento. Los lavadores y espaciadores tienen como

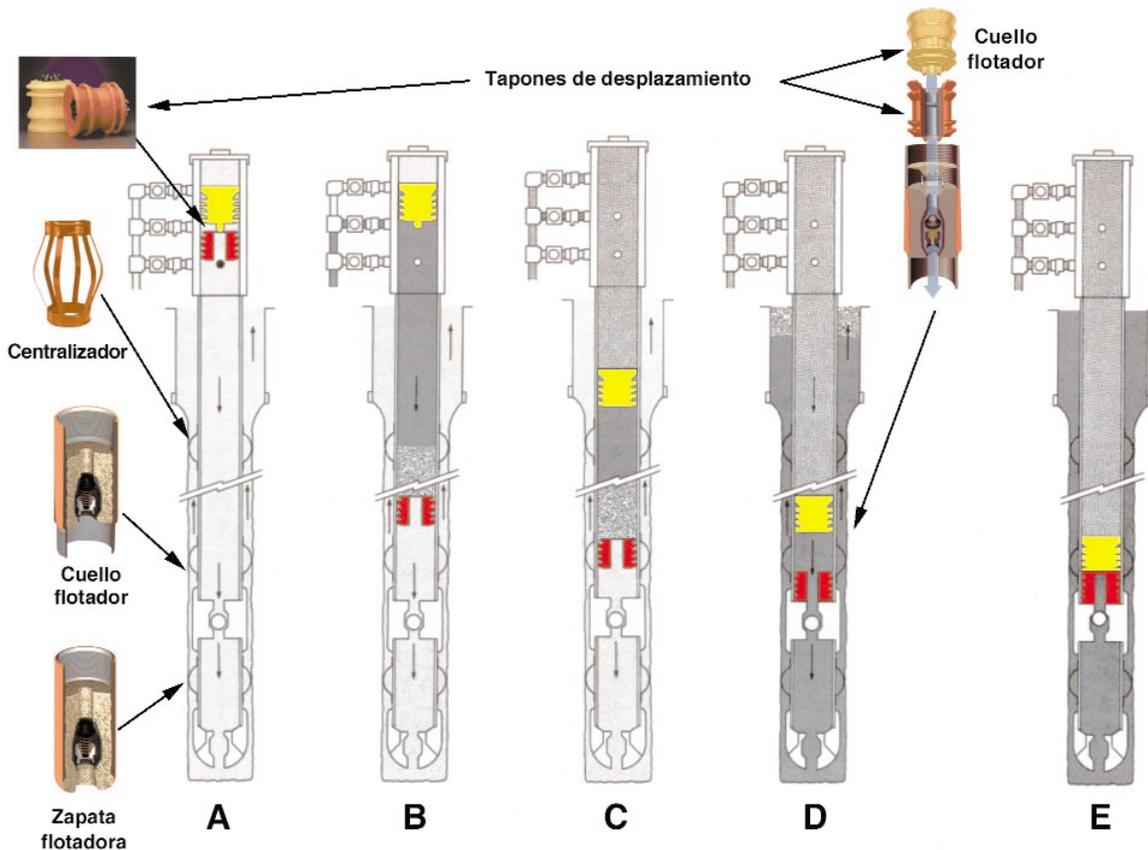


Fig. 1. Proceso de cementación, acondicionamiento de hoyo (A) bombeo de la lechada de cemento, lavadores, separadores y tapón perforable (B) desplazamiento de la lechada y tapón de desplazamiento (C) y (D) asentamiento de tapón de desplazamiento en el cuello flotador, lechada colocada en el anular (E).

función remover tanto los restos del lodo como el revoque del mismo [11]. Esto permitirá una mayor adherencia del cemento tanto con el revestidor como con la formación. El desplazamiento de la lechada de cemento, lavadores y espaciadores se realiza usualmente con el fluido de perforación. El uso de tapones de desplazamiento y espaciadores evita que la lechada de cemento entre en contacto con el fluido de perforación (Fig. 1). Estos fluidos, dada su formulación química, son en general incompatibles, y si se mezclan pueden formar un fluido muy viscoso que originan presiones altas muy inconvenientes durante el bombeo [11]. Los lavadores están constituidos generalmente por formulaciones que contienen solventes y surfactantes, para obtener fluidos con reologías tales que puedan bombearse a condiciones de flujo turbulento, lo que permite así un mejor efecto lavador sobre el lodo gelificado y el revoque [11]. La tecnología de "erosionabilidad" plantea que existe un valor de esfuerzo de corte mínimo, τ_{wbne} , en la pared del hoyo por debajo del cual no ocurre la erosión del revoque y del lodo parcialmente deshidratado [12]. El valor de "erodability of drilling fluid", E_{df} , traducido como erosionabilidad del fluido de perforación, es un valor que puede determinarse experimentalmente [12]. Esta metodología permite establecer la tasa de circulación y la reología de los lavadores tal que el esfuerzo de corte

en la parte más estrecha del anular sea por lo menos igual al valor de esfuerzo de corte mínimo, τ_{wbne} . Como criterio general, el diseño de lavador debe ser tal que permita remover el revoque de lodo de perforación [13]. Una vez colocada la lechada de cemento en el anular, se espera que fragüe lo antes posible, para así obtener las propiedades esperadas para asegurar el aislamiento zonal y la protección del revestidor. La adquisición de información en tiempo real es común en las operaciones de cementación, facilitando la evaluación de la operación al comparar lo planificado con lo ejecutado. Esto permite aprender de cada operación y mejorar la planificación de trabajos posteriores. La evaluación del trabajo de cementación se realiza convencionalmente mediante herramientas sónicas o ultrasónicas en la sección cementada. Algunas de estas herramientas son Cement Bond Logging/Variable Density Log (CBL/VDL), Pulse Echo Tool/Cement Evaluation Tool (PET/CET), Segmented Bond Tool (SBT), Ultra Sonic Imaging Tool (USIT) y el Circumferential Acoustic Scanning Tool (CAST-V) [14-16]. Mediante estos registros se logra un patrón de onda que permite, básicamente por comparación con el correspondiente obtenido con tubería libre, determinar si detrás de la tubería o en el anular se tiene o no cemento con las propiedades mecánicas requeridas. Este tipo de herra-

mienta puede emitir una señal sónica o ultrasónica y detectar, mediante receptores, la respuesta después que la señal original haya viajado por las paredes del sistema revestidor-cemento-formación. En otras palabras, el patrón de ondas recibidas de un revestidor sin cemento detrás vs. el correspondiente de una tubería con cemento es lo suficientemente diferente como para considerar una cementación exitosa de una que posiblemente va a requerir trabajos remediales [14, 16].

Entre los métodos no sónicos usados para evaluar trabajos de cementación se pueden mencionar las Pruebas de Integridad de Presión (PIP), también conocidas como "leak-off test" [17] y las pruebas de afluencia. Éstas permiten, mediante análisis del gráfico de la presión vs. volumen bombeado de lodo y el comportamiento de la presión resultante con el tiempo, decidir sobre la calidad de la cementación en cuestión [17].

Sin duda, las nuevas exigencias del pozo en cuanto a mayor profundidad o arquitectura implicarán nuevos desarrollos y/o adaptaciones de mejoras en el sistema de cementación actualmente usado por la industria petrolera. Así, por ejemplo, desde 1993 cuando BP-AMOCO comenzó a perforar pozos extendidos en Wytch Farm, varios de los perforados y cementados tenían más de 29.500 pies (9000 m). Uno de estos pozos se consideró récord en cuanto a profundidad, alcanzando los 33.499 pies [18]. En estos casos, se pueden requerir lechadas con tiempos de espesamiento de hasta 15 horas para asegurar la ejecución del trabajo [18].

La tecnología de cementación actualmente ofrece soluciones a las exigencias de lechadas extendidas (baja densidad). Así, es posible obtener lechadas con densidades de 8 lb/gal (densidad del agua) para la construcción de pozos en yacimientos de baja presión de fractura. El cemento espumado cubre exitosamente estos requerimientos [19]. Asimismo, ofrece soluciones para pozos con alta temperatura. El uso de sílice, 35 a 40% en peso, evita los problemas de retrogresión de la resistencia a la compresión del cemento, típicamente observado a temperaturas mayores de 230°F (110°C) [20]. Por otro lado, el uso de fibras se ha planteado con la idea de obtener mejores propiedades del material cementante requerido en las juntas de pozos multilaterales [21].

En este sentido, la cementación de pozos como cualquier otra tecnología no es estática, y nuevas exigencias en los pozos la pueden hacer cambiar. Sin embargo, desde un punto de vista de normalización, la tecnología actual de cementación de pozos presenta fuentes de fallas que deben atenderse para disminuir los riesgos en el proceso de construcción de pozos. Así, en un estudio realizado por la empresa Westport Technology se señala que el 15% de los trabajos de cementación primaria fallan y que estos problemas en cementación cuestan a la compañías productoras de petróleo y gas aproximadamente 470 MMUS\$/ año [22]. Este índice de falla, más que un dato estadístico, representa el nivel de riesgo que involucra el proceso de cementación hoy en día.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar las fuentes de fallas de la tecnología de cementación de pozo. Este análisis ofrecerá una revisión de las posibles áreas de mejoras y/o alternativamente las mejores

prácticas que han permitido disminuir los riesgos frente a las potenciales fallas. Se discutirán nueve posibles fuentes de fallas, a saber:

1. Acondicionamiento del hoyo
2. Cemento petrolero, sistema multicomponente
3. Diseño de lechadas
4. Dispersión de las mediciones API para cementación
5. Programas computacionales usados en cementación
6. Incertidumbre en el volumen de cemento requerido en cementación
7. Centralizadores y tipos de pozos
8. Lechadas con propiedades antimigratorias de gas
9. Evaluación de un trabajo de cementación, herramientas sónicas y ultrasónicas. Debilidades y fortalezas.

Adicionalmente a este análisis se consideran las interacciones entre los tres actores involucrados en un trabajo de cementación. Estos tres actores son la compañía petrolera, dueña de las reservas de petróleo y del activo pozo, la compañía de servicio, quien realiza el trabajo, y sin duda tiene un rol protagónico en este tipo de operaciones y, finalmente, el fabricante de cemento.

ACONDICIONAMIENTO DEL HOYO

Después de perforar una sección dada del pozo, se procede a bajar el revestidor hasta la profundidad deseada, durante este proceso el lodo permanece estático y se puede formar lodo gelificado. Se entiende como acondicionamiento del hoyo la etapa previa a la cementación donde se prepara el hoyo desplazando todos los rípios y lodo gelificado de forma de obtener la máxima área de flujo. Así, la lechada que va a ser colocada posteriormente en el anular pueda asegurar el aislamiento zonal requerido en el pozo. Esto, en general, 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 lógicamente de los equipos disponibles durante el trabajo y permisible pues 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 estabilice. Para lograr la máxima tasa de bombeo, ésta debe progresivamente aumentarse hasta lograr la máxima permisible. Es práctica común disminuir la reología del lodo, de forma que durante el bombeo se facilite la remoción del lodo gelificado. La centralización del revestidor es clave en este proceso. Sería ideal alcanzar la máxima centralización posible de la tubería, ya que en muchos casos de espacios anulares excéntricos, el lodo gelificado que se encuentra en la parte más angosta de la tubería va a tener mayor dificultad de ser removido eficientemente (Fig. 2).

Dado que no siempre se pueden lograr condiciones de bombeo tales que permitan la remoción efectiva del lodo gelificado, el movimiento de tubería, rotación o reciprocación durante el acondicionamiento, ayudará a mejorar la remoción de este fluido de perforación gelificado, tal como se ilustra en la Fig. 3.

Otras herramientas que en conjugación con el movimiento de tubería pueden ayudar a remover el lodo geli-

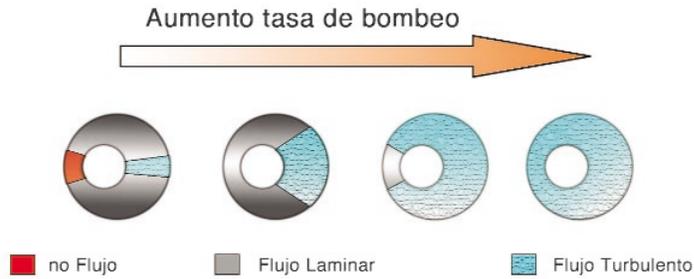


Fig. 2. Perfiles de flujo en un anular excéntrico. El incremento de la tasa de bombeo aumenta a su vez el chance de lograr remover el lodo gelificado que se encuentra en la parte más angosta del anular.

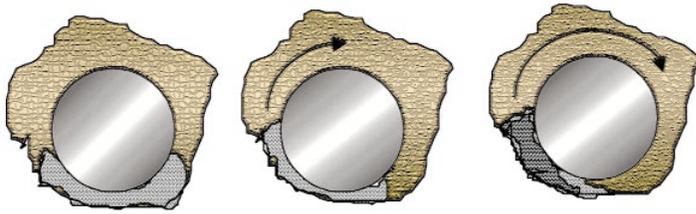


Fig. 3. El movimiento de la tubería durante el acondicionamiento del hoyo ayuda a que el lodo gelificado que está atrapado en la parte más angosta de la tubería pueda ser removido.

ficado son los raspadores. Estas herramientas fijadas al revestidor permiten con el movimiento de tubería remover mecánicamente el lodo gelificado ayudando al acondicionamiento del hoyo. Sin embargo, las mismas no son efectivas en la eliminación del revoque, pues su remoción mecánica conduce a que casi instantáneamente se forme de nuevo el revoque de lodo por un proceso de filtración contra la formación. Debe analizarse por un lado la complicación del uso de esta herramienta en la bajada del revestidor vs. el beneficio adicional que pueda presentar en un mejor acondicionamiento del hoyo.

Quizás el proceso dentro de la tecnología de cementación que más presenta fuente de fallas sea precisamente el de acondicionamiento del hoyo previo a la cementación. A continuación, se listan algunas de las fallas de la tecnología ligadas al acondicionamiento del hoyo:

1. No se dispone de metodología/criterios API que soporten las mejores prácticas en el acondicionamiento del hoyo. Así, no existe consenso en la industria sobre el valor mínimo de tasa de flujo conveniente para asegurar el acondicionamiento del hoyo. En la literatura se indica que la velocidad anular mayor que 250 pies/min es recomendable para conseguir una eficiencia de limpieza del 95%, en otras palabras que el revoque remanente sea igual al 95% del valor del caliper [11]. Sin embargo, esta tasa es prácticamente imposible de conseguir para espacios anulares mayores de 2 pulgadas.

2. En general, se dispone de poca sensibilidad en los manómetros a la entrada del pozo, aproximadamente 200 psi o más, lo cual limita el hecho de hacerle el seguimiento apropiado a los cambios de presión en superficie durante el acondicionamiento del hoyo.

3. Se dispone de pocas herramientas u oportunidades para planificar el acondicionamiento del hoyo. Aunque APICES® [23] permite simular la presión en función del diámetro del hoyo para una reología de lodo determinada. Sin embargo, es práctica común en la industria petrolera no correr caliper para todos los hoyos.

4. Se puede esperar que en un hoyo irregular (hoyo con secciones de diámetros muy diferentes), el acondicionamiento sea más difícil. Dentro de estos casos se presentan los hoyos con litologías complejas, por ejemplo formaciones que incluyen arenas-lutitas o arcillas intercaladas de poco espesor y se presenta la duda de ¿qué hacer frente a tales casos?. La técnica del seguimiento del cambio de la presión se basa en el diámetro promedio, el cual puede ser originado por el hecho de que se esté aumentando el área de flujo por lavado de una zona débil (creando una caverna), lo que conduciría igualmente a una disminución de la presión en superficie sin mayor acondicionamiento del hoyo. Para mejorar el acondicionamiento del hoyo en zonas lavadas, se recomienda colocar una herramienta que desvíe el flujo hacia la zona lavada tal como un centralizador de aleta en espiral. Sin embargo, es necesario contar con registros de caliper para la ubicación apropiada de estas zonas.

5. El perfil térmico del pozo crea variación en las propiedades reológicas de los fluidos involucrados en el proceso con respecto a la profundidad que dificulta la estimación de presión de circulación.

Existen otras opciones que ayudan a obtener un acondicionamiento de hoyo adecuado, cuando el criterio de flujo turbulento no pueda ser aplicado [12]. La llamada Tecnología de Erosionabilidad implica que, además de la velocidad del fluido, debemos considerar a la viscosidad y a los esfuerzos de corte relacionados que actúan sobre las paredes del hoyo, como los parámetros de mayor importancia en el logro del acondicionamiento del hoyo. Esta tecnología se basa en cuantificar mediante pruebas de laboratorio utilizando una celda especialmente diseñada, el esfuerzo de corte mínimo requerido para erosionar el revoque. Para luego establecer la tasa de circulación y la reología de los espaciadores tal que se alcancen los valores de esfuerzo de corte mínimo en todo el espacio anular. Para el uso de esta tecnología es necesario caracterizar los fluidos de perforación mediante el valor indicado como Erosionabilidad del Fluido de Perforación [12]. El valor de erosionabilidad específica, de manera indirecta, el esfuerzo de corte necesario para erosionar el lodo parcialmente deshidratado y el revoque. Sin embargo, esta tecnología no ha sido amplia-

mente usada en la industria, ya que hacen falta datos de laboratorio y campo que sustenten la viabilidad práctica de la misma. La celda de filtrado dinámica de PDVSA, igualmente, ofrece una herramienta y metodología que permite determinar de forma sencilla el porcentaje de remoción mecánica posible para un lodo dado. Esta metodología facilita la evaluación de la erosión química producida por un lavador sobre el revoque, permitiendo así establecer en laboratorio la factibilidad o no de remover un revoque dado [24]. Esta técnica desarrollada en PDVSA es de data reciente y, por ello, se conoce poco, por lo que se estima que tardará un tiempo antes de usarse en la planificación de operaciones de cementación.

CEMENTO PETROLERO, SISTEMA MULTICOMPONENTE

El cemento Portland (CP) es el material usado universalmente en cementación de pozos de petróleo y gas [1]. Las condiciones en las cuales el CP es expuesto en un pozo difiere significativamente de las correspondientes encontradas en operaciones convencionales de construcciones civiles.

En la manufactura del cemento Portland se emplean básicamente como materias primas una mezcla de materiales calcáreos y arcillosos, los cuales se someten a temperaturas de 1.450°C para obtener el clinker. El cemento Portland está constituido por clinker molido y mezclado con un 3 a 5% de yeso, tal como se ilustra en la Fig. 4.

El clinker está formado, a su vez, principalmente por

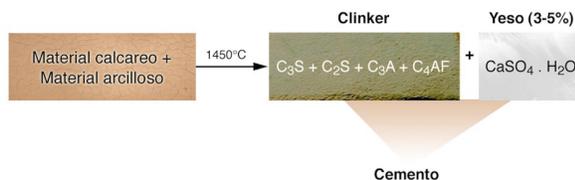


Fig. 4. Una mezcla de materiales calcáreos y arcillosos alimenta a un horno para someterlos a temperaturas por encima de 1450°C y así obtener el clinker; que molido y mezclado con yeso, constituye el cemento.

una mezcla de silicatos y aluminatos (Tabla 1) [25]. En el presente trabajo se ha estimado conveniente usar tanto la nomenclatura química convencional como la muy empleada en la industria del cemento.

El CP es el ejemplo más común de un cemento hidráulico. Tales cementos fraguan y desarrollan resistencia a la compresión como resultado de la hidratación. Este fenómeno involucra una serie de reacciones químicas entre el agua y los componentes del cemento. El desarrollo de la resistencia a la compresión es predecible, uniforme y relativamente rápido. El cemento fraguado tiene baja permeabilidad. Todos estos atributos son

Tabla 1. Principales constituyentes del clinker usado en la manufactura del Cemento Portland.

Fórmula química convencional	Componente químico	Fórmula usada por manufacturadores de cemento	%
Ca ₃ SiO ₅	SILICATO TRICALCICO	C ₃ S	50
Ca ₂ SiO ₄	SILICATO DICALCICO	C ₂ S	25
Ca ₃ Al ₂ O ₆	ALUMINATO TRICALCICO	C ₃ A	10
Ca ₂ AlFeO ₅	FERRIALUMINATO TETRALCICO	C ₄ AF	10
	OTROS OXIDOS*		5

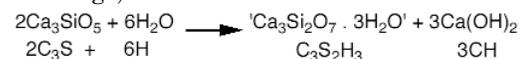
* Un óxido común es CaO.

esenciales en el logro del aislamiento zonal.

El Instituto Americano de Petróleo (API) clasifica a los cementos petroleros en 8 clases de acuerdo con la normativa API, Specification 10A [5]. Los cementos petroleros básicamente son los API clases G y H.

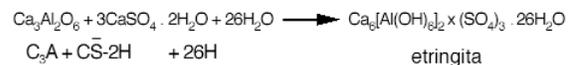
En general, se puede señalar que los diferentes componentes silicatos y aluminatos del cemento en contacto con el agua se van a hidratar espontánea e irreversiblemente con cinéticas diferentes. Así, a temperatura ambiente los silicatos reaccionan con el agua para formar hidratos de silicato cálcico representado aproximadamente como se indica a continuación [26].

Sin embargo, el más reactivo es el aluminato tricálcico



(C₃A). La reactividad de este componente es tal que, sino se inhibe, es posible que se presenten problemas con la reología de la lechada. La presencia de yeso inhibe la reacción de hidratación de este aluminato, tal como se señala a continuación:

En otras palabras, la reacción de hidratación de alumi-



nato tricálcico se inhibe reaccionando este último con el yeso para formar etringita. Por otro lado, la presencia de aluminato tricálcico (C₃A) en cementos por encima del 8% hace que no sea resistente a los sulfatos. Los sulfatos de magnesio y sodio provenientes de salmueras naturales reaccionan con el hidróxido de calcio produciendo CaSO₄, y los hidróxidos correspondientes de magnesio y sodio. El sulfato de calcio resultante reacciona con los aluminatos para formar etringita (trisulfato aluminato de calcio, Ca₆[Al(OH)₆]₂(SO₄)₃·26H₂O). La etringita formada después que el cemento fragua se expande y esto produce esfuerzos internos; que causan

fractura del material e incluso daños al revestidor. Así, el API en su normativa 10A [5] regula el contenido máximo de aluminato tricálcico en cementos petroleros entre 8 y 3% para sus grados de resistencia a los sulfatos moderada y alta, respectivamente. Esto establece exigencia para los fabricantes de cementos petroleros, que deben asegurar estas especificaciones de calidad en sus cementos. Es decir, el cemento petrolero ideal sería aquel constituido sólo por silicatos, pues la presencia de aluminatos significa problemas o riesgos en los pozos; sin embargo la realidad presenta al cemento petrolero como un sistema multicomponente.

Otro aspecto importante donde se manifiesta este tipo de riesgo es mediante el análisis de alguna propiedad requerida por la normativa API 10A [5] para los cementos petroleros. En la Fig. 5 se presenta la variación del tiempo de espesamiento de un cemento petrolero con el lote de manufactura. En este caso en particular, la variabilidad presentada en este cemento en el tiempo de

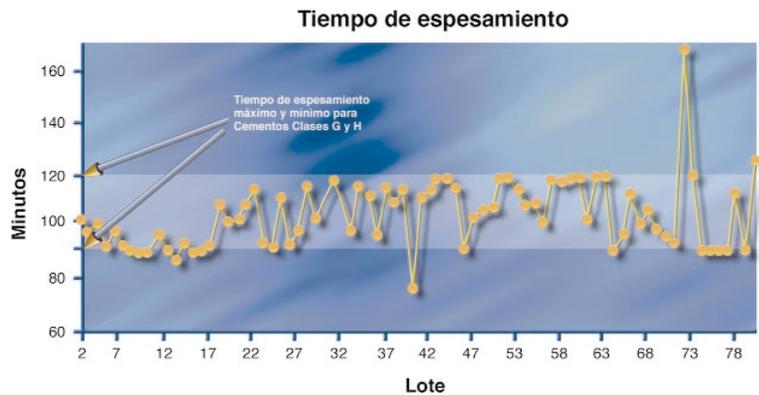


Fig. 5. Variación del tiempo de espesamiento encontrado en un cemento petrolero vs. el lote de manufactura.

espesamiento, que de acuerdo con las normas API 10A para un cemento clase G o H debe estar entre 90 y 120 minutos [5], cambia considerablemente de lote a lote. Esta variación está relacionada obviamente con un cambio en las propiedades fisicoquímicas del cemento en cuestión. Un cemento con este tipo de problema, en el mejor de los casos, va a requerir retrabajo de la compañía de servicio en el diseño de las diferentes lechadas.

En el peor de los casos, puede representar riesgos en el trabajo de cementación. La compañía de servicio debe cuidar de no mezclar diferentes lotes de este cemento y asegurarse que el escalamiento de la lechada obtenida en laboratorio se realice con el mismo lote, sino fácilmente van a presentarse dificultades entre la prueba piloto y la correspondiente de tanque. La primera corresponde a la lechada diseñada a nivel laboratorio, y la segunda, la preparada con la mezcla cemento más aditivos que se enviará al pozo para el trabajo.

Esta variabilidad representa una fuente importante de riesgo en los trabajos de

cementación; aunque se podría argumentar que la mayoría de los lotes del cemento en cuestión (Fig. 5) está dentro de la franja especificada por el API 10A. Este aspecto debe considerarse importante pues un porcentaje alto de la lechada empleada en el pozo, 50-60% en peso, es básicamente cemento. Algunos fabricantes de cemento petrolero conscientes de esta debilidad, hacen que la variabilidad de sus lotes esté en una franja más estrecha que la especificada por el API, por ejemplo en el caso de tiempo de espesamiento que esté entre 100 -110 min.

Finalmente, para ilustrar el riesgo que puede representar en el pozo un cemento petrolero con problemas en su manufactura, se puede analizar el resultado del efecto de la temperatura sobre la reología de la misma lechada formulada con un cemento con problemas vs. otro con propiedades satisfactorias. En la Tabla 2 se muestran estos resultados. A temperatura de 80°F ambas lechadas formuladas con los dos cementos considerados, arrojan reologías similares; sin embargo a medida que la temperatura se incrementa, la reología de la lechada formulada con el cemento con problemas es, aproximadamente 6 veces mayor que la correspondiente a la otra lechada, lo cual induce mayores presiones durante el bombeo en la construcción de un pozo profundo (alta temperatura).

Finalmente, para ilustrar el riesgo que puede representar en el pozo un cemento petrolero con problemas en su manufactura, se puede analizar el resultado del efecto de la temperatura sobre la reología de la misma lechada formulada con un cemento con problemas vs. otro con propiedades satisfactorias. En la Tabla 2 se muestran estos resultados. A temperatura de 80°F ambas lechadas formuladas con los dos cementos considerados, arrojan reologías similares; sin embargo a medida que la temperatura se incrementa, la reología de la lechada formulada con el cemento con problemas es, aproximadamente 6 veces mayor que la correspondiente a la otra lechada, lo cual induce mayores presiones durante el bombeo en la construcción de un pozo profundo (alta temperatura).

DISEÑO DE LA LECHADA

La lechada de cemento, tal como se señaló en la sección anterior, está constituida, básicamente, por cemento (50-60% del peso total de la lechada), agua (20-30%) y aditivos (5-20%). Estos aditivos químicos permiten adaptar el cemento petrolero a las condiciones

particulares de cada pozo [6, 7]. Dada la química de un sistema multicomponente como el cemento, el uso de aditivos para adaptarla a las condiciones del pozo, impone cautela para evitar complicaciones. Un aspecto importante a considerar al respecto son las características multifuncionales de los aditivos químicos. Así por ejemplo el lignosulfonato (Fig. 6) se conoce como retardador; sin embargo, puede actuar como dispersante y, en

Tabla 2. Comparación de los cambios de las propiedades reológicas de una lechada formulada con un cemento satisfactorio vs. uno con problemas.

		80°F	130°F	180°F
Cemento satisfactorio*	Vp, Cps	62,9	39,8	24,6
	Pc, lb/ 100 PIES ²	5,9	3,6	2,7
Cemento con problemas*	Vp, Cps	54,8	99,1	143,2
	Pc, lb/ 100 PIES ²	4,5	11,5	18,2

* Lechada formulada con c.p.f.

cierta forma, como controlador de filtrado y reductor de agua libre [6]. La carboximetilhidroxietilcelulosa (CMHEC) se puede emplear como retardador y controlador de filtrado, aunque aumenta significativamente la viscosidad de la lechada.

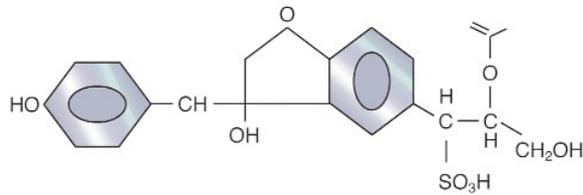


Fig. 6. Estructura química básica del lignosulfonato.

El silicato de sodio, se usa como extendedor de lechadas; sin embargo actúa igualmente como acelerador del fraguado y tiende a reducir la efectividad de ciertos controladores de filtrado. En general, desde este punto de vista, se puede señalar como regla de dedo, que la lechada más simple va a representar menor riesgo para el pozo.

El diseño de la lechada debe satisfacer el ambiente en donde va a estar colocada. Es necesario contar con todos los requerimientos pautados por la sección en cuestión. Cada uno de estos aspectos añade un factor de riesgo a la operación si no se cuenta con información confiable e involucra la necesidad de procedimientos de comunicación entre compañías petrolera y de servicio.

El diseño de la lechada es un procedimiento de ensayo y error. Previo a la selección de la densidad de la lechada se deben cubrir secuencialmente los siguientes pasos:

- Definir la densidad de la lechada según la presión de fractura, densidad del lodo, altura de la columna de cemento y el tipo de formaciones que se desean cubrir.
- Calcular la máxima tasa de bombeo con base en la densidad equivalente de circulación y la presión de fractura del pozo. Determinar la presión de fractura para definir la máxima densidad y máxima tasa de bombeo permisible.
- Estimar la temperatura circulante en el fondo del hoyo según la temperatura estática medida con los registros.
- Establecer las propiedades mecánicas según la presión de los fluidos de formación, compactación de la sección a cementar, trabajos futuros a realizar en el pozo, etc. Definir si se requieren condiciones específicas de control de pérdida de fluido, prevención de migración de fluidos, etc.
- Estimar el tiempo de bombeo, factor de seguridad y regímenes de flujo.

Con esta información, puede resultar que se requiera más de un tipo de lechada y se define una formulación tentativa con la densidad requerida, luego se ajustan las propiedades de la lechada en fun-

ción de una serie de ensayos descritos en las prácticas recomendadas API 10B [27]. Este documento presenta una serie de ensayos para ajustar la lechada de cemento a los requerimientos establecidos para el ambiente del pozo. Con estos ensayos se trata de simular las condiciones de operación durante el proceso de cementación, por lo que es importante conocer los factores que permiten extrapolar estas mediciones y los correspondientes que se deben controlar para disminuir el riesgo de falla de la operación.

A este nivel del diseño de la lechada, la calidad de la data es de suma importancia en la definición de la densidad de la misma para las pruebas posteriores. Por ejemplo, un error en el gradiente de fractura es crítico para el control de la estabilidad del hoyo durante toda la operación. Igualmente, ocurre con los datos de temperatura, una temperatura estimada mayor que la real puede provocar lechadas sobreretardadas e inestables, mientras que una temperatura menor se puede fraguar la lechada en la tubería, con todas las consecuencias que ello implica para el pozo.

Es muy importante que la densidad que se establezca para los ensayos se mantenga durante la aplicación de campo. La densidad de la lechada está relacionada directamente con la presión hidrostática. Adicionalmente, desviaciones de la misma pueden ocasionar cambios en el desarrollo de geles, tiempo de espesamiento, agua libre, pérdida de fluido, reología y resistencia a la compresión [28]. Allen [28] reporta la evaluación de variaciones porcentuales en las propiedades de varias lechadas con respecto a variaciones de densidades en 0,1 lb/gal (Tabla 3). La magnitud en la variación de las propiedades depende del diseño de la lechada y del rango de densidades. Por esto, es importante conocer la sensibilidad en las propiedades de la lechada con respecto a cambios en la densidad de manera de tener criterio en cuanto al grado de control requerido durante la operación de campo. El control de la densidad es un factor importante para disminuir el riesgo de fallas debidas a la baja reproducibilidad en campo de la lechada diseñada en el laboratorio.

De esto se concluye que dependiendo de la densidad de la lechada, una desviación en este valor puede tener una influencia más o menos crítica en otras características de la misma.

Tabla 3. Efectos en las propiedades de lechadas en porcentaje, como consecuencia de cambios de 0,1 lb/gal en la densidad.

Tipo de lechada	Densidad de lechada	Geles (%) 10 s	10 min	Tiempo de espesamiento (%)	Agua libre (%)	Pérdida de filtrado (%)
A	16,46	2,8	4,2	4,0	1,96	6,9
B	14,56	7,1	9,2	3,3	12,2	-
C	16,5	5,8	2,0	3,5	0	7,8
D	12,8	4,6	6,8	35,0	12,8	1,3
E	17,3	5,3	4,5	4,8	1,9	3,4

Mezclado de la lechada

Con este ensayo de preparación de lechada se pretende simular las condiciones de mezcla del cemento en campo. Así, se ha normalizado el parámetro de energía de mezcla a partir de la evaluación de su influencia en las propiedades de la lechada (viscosidad plástica, punto cedente, pérdida de fluido y tiempo de espesamiento) [27, 29]. De lo anteriormente, indicado se desprende la importancia del uso de los equipos de mezcla adecuados en el laboratorio, así como el cuidado necesario para mantener todos los equipos dentro de las especificaciones que responde a condiciones de campo. Por ejemplo, para un mezclador de paletas con una bomba centrífuga,

$$\frac{E}{M} = \frac{(Pt)}{\rho V}$$

la energía de mezcla por unidad de masa de lechada (E/M) puede calcularse usando la siguiente ecuación: donde P es la potencia, t el tiempo de residencia de la lechada en el dispositivo de mezcla, V es el volumen y ρ

$$\frac{E}{M} = \frac{(K\omega^2 t)}{V}$$

es la densidad. La ecuación desarrollada para calcular la energía de mezcla en el laboratorio utilizando un mezclador es la siguiente:

donde K es una constante ($6.1 \cdot 10^{-11} \text{ m}^5/\text{s}$), ω es la velocidad de rotación (rad/s), t es el tiempo de residencia de la lechada en el mezclador (s) y V es el volumen de lechada (m^3). Un mismo valor de energía de mezcla se puede obtener por aumento o disminución simultánea de los numeradores en ambas ecuaciones. Por ejemplo, el mismo valor de energía de mezcla puede ser obtenido utilizando una máquina de alta potencia y un tiempo corto de residencia o una máquina de potencia baja y tiempo alto de residencia.

El mezclado, bombeo y desplazamiento de la lechada afecta el proceso de hidratación del cemento, por lo que la influencia de estos aspectos deben conocerse para disminuir los riesgos de fallas en la tecnología. En estudios publicados se demuestra que el parámetro crítico no es un valor único de energía de mezcla, sino la forma en que ésta es aplicada con bajo o alto corte a la lechada durante su recirculación a través de la bomba centrífuga [28, 29]. Se conoce que un aumento de la energía de mezcla hasta los valores indicados por el API mejora las propiedades de la lechada tal y como se muestra en la Tabla 4 [27]. Sin embargo, energía de mezcla por encima de las recomendadas puede ir en detrimento del tiempo de espesamiento [29]. Es necesario estimar la energía de mezcla en campo incluyendo las líneas de superficie, las

cuales contribuyen en menor grado al nivel de energía de mezcla de la lechada; pero en el caso de que se utilice tubería continua la contribución podría ser mayor [29].

En la Tabla 4 se muestran variaciones en viscosidad plástica (V_p), punto cedente (P_c), geles y pérdida de filtrado con respecto a la energía de mezcla [27].

Tiempo de espesamiento

El tiempo de espesamiento permite determinar el grado de bombeabilidad de la lechada y es ajustado al necesario para colocarla en el anular; tiempo de operación. Con este fin, debe considerarse la temperatura circulante, ya que ésta es la variable más influyente en el proceso de hidratación del cemento [30].

El consistómetro presurizado permite la realización de este ensayo a las condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo. De esta forma, se puede determinar el tiempo necesario para que la lechada alcance 40, 70 y 100 unidades Bearden (Bc). Estas unidades Bc miden la consistencia o bombeabilidad de la lechada. El requerimiento normal es de 70 Bc. La temperatura tiene un gran efecto en el tiempo de espesamiento, tal como se señaló anteriormente. Un error en el valor de temperatura circulante ocasiona un diseño errado del tiempo de espesamiento, el cual puede originar problemas de fraguado prematuro o lechadas sobreretardadas [31], dependiendo si el valor real de temperatura es mayor o menor, respectivamente.

El tiempo de espesamiento de la lechada es también afectado por la variabilidad del cemento puro tanto lote a lote (Fig. 5), como de un fabricante a otro. Igualmente, es afectado por la técnica de mezclado y muestreo [29, 32, 33].

Pérdida de filtrado

Cuando la lechada se coloca en el espacio anular ocurre un proceso de filtración por contacto de ésta con una zona permeable. La cantidad de filtrado va a depender de la presión de sobrebalance, permeabilidad del medio, la temperatura y la composición de la lechada. La excesiva pérdida de filtrado de la lechada hacia la formación

Tabla 4. Efecto de la energía de mezcla en las propiedades de la lechada.

Energía de mezcla (kJ/kg)	Vp (cPoise)	Pc (lb/100 pie ²)	Geles 10 s (lb/100 pie ²)	Geles 10 min (lb/100 pie ²)	Pérdida de fluido (ml/30 min)
0	229	16	7	23	271
1,6					164
2,4	126	27	8	16	
3,2					167
4,8					120
5,6	97	29	18	47	
API= 5,9	101	24	33	57	130
9,7	85	38	22	24	131

es indeseable debido a que origina la deshidratación prematura de la misma, lo cual con frecuencia genera fallas en el proceso de cementación. Cuando existen problemas de migración de gas, el control de filtrado pasa a ser un punto muy importante en el éxito de la operación [27].

El control de filtrado de la lechada debe estar acorde con el tipo de formación con la que va estar en contacto. Así, debe prestarse mayor atención en asegurar control de filtrado alto para formaciones permeables. Es importante conocer las propiedades petrofísicas de las formaciones para evitar un sobrediseño que puede ocasionar problemas de inestabilidad de la lechada.

Fluido libre

Este ensayo muestra el comportamiento de la lechada una vez que está colocada en el espacio anular. En condiciones estáticas comienza un proceso de sedimentación de los sólidos por efecto de la gravedad, que deja un porcentaje de líquido sobrenadante, el cual será mayor o menor, dependiendo de la estabilidad de la mezcla en cuestión. Para cementaciones en hoyos inclinados, este ensayo debe ser realizado a un ángulo de 45° para simular el efecto de la inclinación del hoyo. Se ha reportado que el fluido libre aumenta en 8 a 9% del ángulo de desviación [34].

En la Fig. 7 se da el cambio del porcentaje de agua libre como función de la inclinación del hoyo. En la misma se puede observar que por encima de 45° de inclinación el aumento del agua libre no es sustancial. Esto sugiere

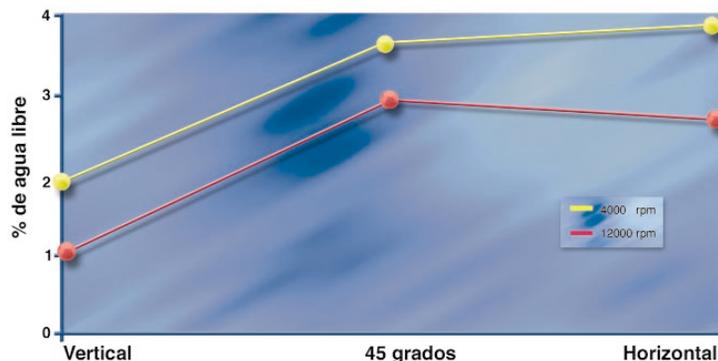


Fig. 7. Efecto del ángulo de inclinación de la prueba y de la energía de mezcla [34].

que hay otros factores que tienen influencia adicional al incremento en el área superficial, tales como altura de la columna, área anular, etc.

Se ha encontrado que un aumento en la tasa de corte reduce el fluido libre. Adicionalmente, se estudió el efecto de la presión y se observó que el fluido libre aumenta con el incremento de la presión hasta 4.000 psi y disminuye rápidamente por encima de este punto [34].

El ensayo de fluido libre en el laboratorio normalmente se realiza a condiciones ambientales y está influenciado

por las vibraciones que se puedan presentar cerca de donde está colocada la muestra. Este hecho puede conducir a resultados erróneos al respecto [27].

En el caso de pozos horizontales el fluido libre es más crítica y puede llegar a formar un canal en la parte superior si no se controla apropiadamente. En estos casos, la lechada de cemento debe ser diseñada con 0 fluido libre a 45° [35].

Sedimentación

Este ensayo representa la estabilidad de la lechada bajo condiciones de presión y temperatura una vez que está colocada en el espacio anular. El ensayo de sedimentación incluye el pre-acondicionamiento de la lechada a la BHCT y luego se coloca la misma en un cilindro y se somete a condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura). Posteriormente, la muestra de cemento fraguado se corta perpendicular al eje del cilindro de cemento y se determina el perfil de densidades de tope a fondo. Este ensayo tiene la limitante que se hace vertical y no en el caso de pozos inclinados u horizontales donde el efecto puede ser mayor. Algunos estudios han señalado que la segregación de la densidad no es totalmente dependiente del desarrollo de fluido libre [34]. Un alza en la tasa de corte al igual que reducir el fluido libre disminuye el porcentaje de segregación. Sin embargo, la influencia de la desviación en la inclinación no parece tener mucho impacto en el grado de segregación. La disminución de la viscosidad de la lechada por efecto de la temperatura tiene un efecto importante en el grado de segregación [34].

Reología

A fin de que la lechada se pueda bombear para colocarla apropiadamente en el anular, se debe conocer su reología. Las pruebas reológicas deben ser generadas para determinar el modelo reológico al cual se aproxima el comportamiento de la lechada. Las mediciones reológicas de interés en este caso son la viscosidad plástica (o índice de consistencia) y el punto cedente (o índice de comportamiento) según sea el modelo reológico aplicado.

La determinación de las propiedades reológicas es crucial en la planificación del trabajo de cementación, ya que ésta va a permitir la estimación de las presiones durante el mismo.

Las diferencias en presiones estimadas mediante un modelo Plástico de Bingham o Ley de Potencia pueden ser muy diferentes y conllevan a estimaciones erróneas del perfil de presiones, lo cual puede ocasionar la fractura de la formación o inlfujo.

En la Fig. 8 se muestra un ejemplo de un fluido caracterizado reológicamente. La curva correspondiente a data experimental (azul) puede aproximarse al modelo Plástico de Bingham (rosado) o al correspondiente de la Ley de Potencia (amarillo). Las mejores aproximaciones de ambos se consiguen a bajas tasas de corte; sin

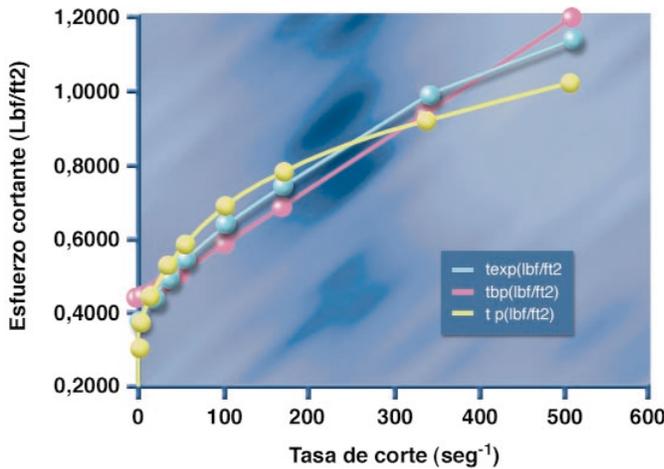


Fig. 8. Ajuste de los modelos reológicos, Plástico de Bingham y Ley de Potencia a las medidas obtenidas con una lechada de cemento.

embargo, a altas tasas la diferencia de un modelo a otro es notable [8].

En la Tabla 5 se muestra un ejemplo de cómo variaciones en la viscosidad plástica afectan la presión y densidad equivalente de circulación; así como el hecho de asumir un modelo, por ejemplo ley de potencia, en lugar de un plástico de Bingham. Estas diferencias representan

Tabla 5. Efecto de la variación de la viscosidad plástica sobre la presión y la densidad equivalente de circulación.

	Vp/K	Pc/N	(psi)	EC(lpg)
Caso 1	56	52	20076	20,3
Caso 2	45	62	19586	19,8
Caso 3	72	43	21257	21,5
Caso 4	0,245	0,2217	17018	17,2

un riesgo indeseable durante la operación. Asimismo, es importante conocer la dependencia de la reología de los fluidos con respecto a la temperatura. Puede darse el caso que la viscosidad aumente o disminuya con esta variable. Este hecho se hace más crítico en pozos profundos y debe considerarse en el cálculo de las presiones para mantener la operación dentro de la ventana operacional, definida por el perfil de presión de poro y fractura de la formación [36, 37].

Resistencia a la compresión

Para evaluar la resistencia a la compresión del cemento se debe considerar que este material debe ser capaz de sostener el revestidor en el hoyo, garantizar aislamiento zonal, evitar la contaminación entre zonas indeseables detrás del revestidor y soportar los esfuerzos ejer-

cidos por las operaciones de perforación, cañoneo y fracturamiento.

Las propiedades compresivas incluyen el modulo de Young en compresión y la resistencia a la compresión. Las muestras para realizar el ensayo son cubos (2x2x2 pulg). Este ensayo se debe realizar a la BHST, tanto en el analizador ultrasónico de cemento (UCA) como en la cámara de curado. El UCA proveerá el desarrollo de la resistencia, compresión, en función del tiempo, al igual que el tiempo de tránsito del cemento, el cual puede ser utilizado para calibrar el registro a correr para evaluar la cementación. Sin embargo, los ensayos destructivos se deben realizar; ya que el UCA proporciona una data que normalmente es menor a los valores obtenidos a partir de los ensayos realizados con una prensa [27]. Los ensayos deben ser efectuados a las condiciones del tope teórico de diseño (BHST y profundidad), para determinar cuando se pueden reiniciar las operaciones. Adicionalmente, deben llevarse a cabo a la temperatura en el fondo (BHST) para determinar el desarrollo de resistencia en la zona de producción u otra zona de interés.

En el cálculo de la resistencia a la compresión necesaria en el cemento, se deben considerar las propiedades de la formación a la cual va a estar adherido, así como las condiciones operacionales a las que va a estar sometido el cemento una vez colocado en el espacio anular. En caso contrario, es posible que esa capa de cemento sea fracturada durante la perforación del siguiente hoyo, o en las operaciones de completación del pozo o en alguna otra operación de intervención y mantenimiento [38-41].

Por otra parte, los valores de resistencia a la compresión están afectados por las condiciones a las que se realicen los ensayos, velocidad de carga sobre la muestra, reproducibilidad en las probetas, etc. Todos estos parámetros añaden un factor de riesgo y por lo tanto, deben considerarse. Adicional a la resistencia a la compresión, se recomienda evaluar el comportamiento del cemento bajo tensión para garantizar el aislamiento zonal durante la vida del pozo, así como considerar la

interacción tubería-cemento-formación sometida a condiciones de esfuerzo.

Una vez que la lechada ha sido definida, se procede con la formulación de los lavadores y espaciadores, los cuales están íntimamente relacionados con el tipo de lodo que se requiere desplazar del hoyo.

Compatibilidades

Con esta prueba se evalúa el comportamiento fisicoquímico de las mezclas de los fluidos que se bombean consecutivamente al pozo, de manera de representar el comportamiento de las interfaces de estos fluidos (lodo-lavador, lavador-espaciador, espaciador-cemento). También se evalúan algunas mezclas de tres componentes tratando de representar un posible adedamiento de un fluido entre otro (lodo-espaciador-lechada). Estas

mezclas se evalúan tanto reológica como visualmente. Muchas veces el fluido de perforación presenta modificaciones en la medida que se profundiza en el pozo o se requieren añadir aditivos. Estos cambios podrán alterar el comportamiento esperado de la lechada, por lo que deben ser informados oportunamente a la compañía de servicio e inclusive suministrarle una muestra representativa del lodo que va a ser desplazado por los fluidos lavadores. En caso contrario, se pueden presentar problemas de gelificación en las interfaces de los fluidos que pueden influenciar tanto el desplazamiento como el aislamiento zonal efectivo.

Adicionalmente a las pruebas reológicas de las mezclas, hay otros ensayos importantes que recomienda el API que normalmente no se realizan por falta de tiempo. Estos son: efecto de los espaciadores en: el tiempo de espesamiento, la resistencia a la compresión, la suspensión de sólidos y el desarrollo temprano de gel estático de la lechada. Tanto el espaciador como la lechada normalmente tienen surfactantes que podrían tener efectos alternos en las propiedades anteriormente mencionadas y ocasionar problemas durante el proceso de desplazamiento y/o fallas en el aislamiento zonal resultante.

DISPERSIÓN DE LAS MEDICIONES API PARA CEMENTACIÓN

El Instituto Americano de Petróleo, API, organiza bianualmente un programa cooperativo de pruebas (API Cooperative Test Program), en el que participan un número importante de compañías que de una u otra forma tienen que ver con cementación de pozos. Así, en los resultados publicados en su conferencia de estandarización realizada en el verano del año 2000 (Summer Standardization Conf.) participaron 80 compañías, de éstas 7 eran petroleras, 38 de servicios, 30 fabricantes de cemento y 5 partes interesadas (fabricantes de equipos para laboratorios de cementación, etc.). Este programa consiste en que los participantes reciben muestras de cemento que el API envía para que realicen cada uno de los ensayos correspondientes a las especificaciones API 10A [5]: tiempo de espesamiento, fluido libre, resistencia a la compresión, etc. Este ejercicio permite evidenciar las dificultades de realización de las mediciones API usadas en cementación. En la Fig. 9 se muestra el porcentaje de variación de los resultados obtenidos para la medición del tiempo de espesamiento en un total de 10 ejercicios realizados hasta ese año.

Da esta gráfica se puede concluir que el porcentaje de desviación del tiempo de espesamiento ha crecido con el tiempo. Este resultado llama la atención pues los parti-

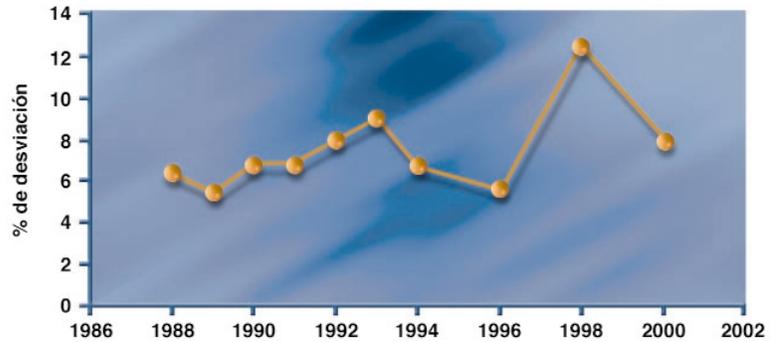


Fig. 9. Historia de los porcentajes de variación en la medida del tiempo de espesamiento. Gráfica publicada con permiso del "API Subcommittee 10 Well Cements".

cipantes son compañías muy profesionales y conocedoras de lo que significa cementación de pozos. Mas aún si se detallan los resultados de este ejercicio, realizado como se señaló anteriormente por 80 compañías, se puede observar mejor la dispersión en la medición (Fig. 10). En esta gráfica, el promedio del tiempo de espesamiento de la muestra en cuestión es de 99 min. Sin embargo, se reportaron valores tan altos como 125 minutos y tan bajo con 70 minutos. Esta dispersión de mediciones merece ser analizada y entendida desde el punto de vista de los riesgos que podría significar a nivel de pozo. A una conclusión similar se llega si se analizan los resultados obtenidos para resistencia a la compresión. ¿A qué se debe esta dispersión en estas mediciones? ¿Qué se puede hacer para disminuir el riesgo que un error en ellas pueda significar a nivel de pozo?. La dispersión en estos ensayos se puede atribuir a una o a varias de las siguientes causas: adiestramiento inadecuado o insuficiente, problemas del método de medición (precisión inherente) y calibración/error constante.

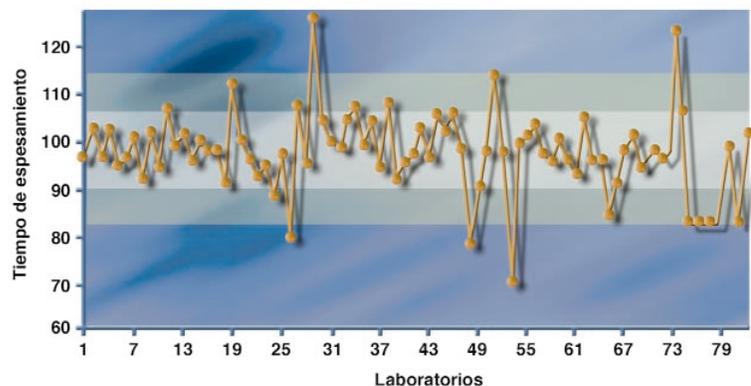


Fig. 10. Variabilidad de las medidas de tiempo de espesamiento en el programa cooperativo de Prueba del API-2000. Gráfica publicada con permiso del "API Subcommittee 10 Well Cements".

cuado o insuficiente, problemas del método de medición (precisión inherente) y calibración/error constante. Sin duda, esta dispersión constituye una fuente de riesgos para las operaciones de cementación. Programas como el citado del API ayuda a la industria petrolera

internacional a disminuir esta dificultad y cualquier laboratorio de cementación debería participar en estas pruebas a fin de mejorar su dominio en las mismas. Alternativamente, las compañías petroleras deben hacer esfuerzos para asegurar la calidad de mediciones en los laboratorios de cementación que le prestan este servicio.

PROGRAMAS COMPUTACIONALES USADOS EN CEMENTACIÓN DE POZOS

La ejecución de cálculos matemáticos engorrosos forma parte integral en el diseño de los trabajos de cementación, para la estimación de las propiedades de los factores que controlan la cementación (densidades, presiones, volúmenes, temperaturas, reología, centralización, esquema de bombeo, desplazamiento). La variedad de métodos de cálculo y modelos abarcan todo el proceso de cementación, pudiendo listar los tendientes al diseño de:

- La lechada de cemento y preflujos,
- La bajada del revestidor y su centralización,
- La cementación primaria convencional,
- La cementación forzada,
- Los tapones de cemento.

Con el tiempo y el avance que la ingeniería ha procurado en el uso de interfaces gráficas, se ha propiciado el desarrollo de simuladores cada vez más sofisticados y amigables.

El uso de todo simulador requiere el suministro de datos y es aquí donde se presenta una de las principales limitaciones en la utilización de estos sistemas. En ocasiones no se dispone de datos precisos para el problema a resolver lo que significa que, sea cual sea el modelo matemático utilizado, los resultados que éste arroje no serán tampoco los mejores ajustados al problema.

En el caso particular del diseño de lechadas y preflujos, la gran variedad de casos posibles de aplicación y aditivos disponibles, hace necesario la creación de grandes bases de datos (BD) particulares para cada compañía de servicio. El hecho único de la creación de esta BD con pruebas de laboratorio y resultados de campo no garantiza la ejecución de diseños adecuados.

Deben diseñarse, entonces, mecanismos de manejo para las BD basados, por lo general, en redes neurales o métodos matriciales [42-44], tal que permitan la creación de sistemas expertos que generen los resultados esperados. Sin embargo, los criterios de aprendizaje y evolución de conocimiento pueden variar de compañía a compañía.

En el caso de los sistemas de simulación posteriores a la etapa de diseño de lechadas y preflujos, el conocimiento tiende a converger. A pesar de la gran diversidad de modelos matemáticos existentes y en desarrollo, por lo general los simuladores de la cementación primaria convencional y centralización están basados en las recomendaciones dadas por la API 10B y 10D, respectivamente [27,45].

En el caso de procurar métodos más precisos para el proceso de cementación primaria, cada compañía desarrolla simuladores que consideran condiciones no descritas en las normas, entre los que podemos mencionar los casos siguientes:

- Cemento espumado
- Caídas de presión en anulares excéntricos
- Desplazamiento y/o canalización del cemento
- Predicciones para el problema de la migración de gas
- Gelificación del cemento
- Rigidez del revestidor e implicaciones en su corrida con o sin centralizadores
- Acondicionamiento de hoyo
- Efecto de la temperatura en las propiedades reológicas
- Propiedades mecánicas del cemento vs. realidad del pozo

La concepción de cada uno de estos tópicos cobra mayor importancia en la medida en que los pozos sean de configuración cada vez más compleja, profundos, cementados con ventanas operacionales estrechas, etc.

El caso de simulaciones para cemento espumado presentan barreras en la selección de modelos reológicos de fluido, adecuados para cuantificar las caídas de presión en el sistema y su comportamiento con la temperatura [46]. El hecho de no poseer un modelo reológico adecuado implicaría una estimación errada del nivel de presiones de trabajo que en situaciones críticas podría producir arremetidas o fracturas en el pozo. Un efecto similar ocurre al no disponer de modelos que contemplen el efecto de la excentricidad de la tubería para las caídas de presión y su influencia en el desplazamiento de los fluidos [47].

En la Fig. 11, podemos notar el efecto que tiene la temperatura en las estimaciones de presión durante un trabajo de cementación convencional de un pozo vertical [48].

En el caso de la Fig. 11, si la presión de poro se encontrara entre 15.800 y 16.100 psi, se estima al considerar el efecto de la temperatura que podrían haber problemas a nivel del pozo, lo cual no se evidencia si no se toma en cuenta la temperatura.

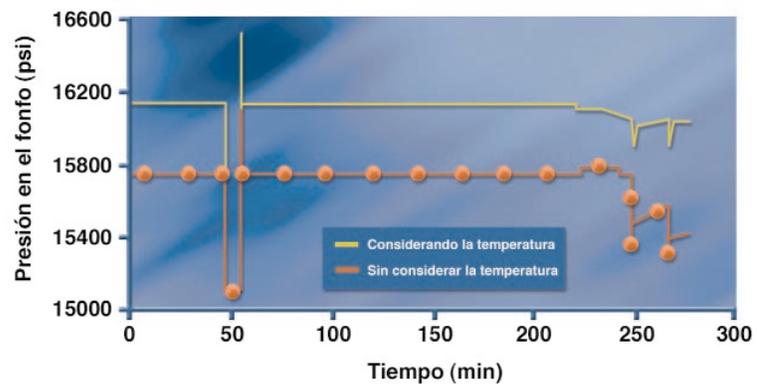


Fig. 11. Efecto de la temperatura en las presiones de circulación.

En el diseño de la centralización del revestidor, el temor principal se genera por las dudas que implica saber si la tubería bajará o no con el esquema de centralización dado. La generalidad de los simuladores de torque y arrastre disponibles no consideran este efecto y tampoco la rigidez de la tubería durante su corrida, reciprocación o rotación. Esta limitación se hace particularmente importante en hoyos altamente inclinados y tortuosos [49, 50].

Entre los simuladores comerciales más conocidos para simulación de la cementación primaria se encuentran: OPTICEM (Halliburton), CPC (BP), CemFacts (BJ Services), Cemulate (Tucker Energy Services), Cement (Maurer Engineering), CemCADE (Schlumberger) y APICES (PDVSA).

Otra modalidad presente en el uso de simuladores es la introducida por Beirute en 1987 [51]. El concepto "Job Signatures" está basado en conocer el comportamiento de algunas variables medidas durante el trabajo de cementación respecto a simulaciones hechas durante el proceso. Según sea el comportamiento de estos valores entre sí, se pueden identificar cualquiera de los seis problemas más comunes en la cementación: canalización, cavernas, pérdida de circulación, influjo, restricciones de flujo y deshidratación del cemento [51]. Sin embargo, esta técnica no ha sido ampliamente utilizada debido a los problemas que representa la capacidad de medición en campo y el desarrollo de simuladores amigables de fácil manejo. El uso inadecuado de esta metodología propicia malas interpretaciones durante el trabajo de cementación, pero a pesar de ello, recientemente se ha vuelto a retomar el método gracias al desarrollo de nuevas plataformas informáticas y sistemas de monitoreo [52].

Se ha implementado incluso el uso de este tipo de simuladores para el diseño de trabajos de cementación forzada utilizando cemento espumado [53]. La principal limitante en el uso de estos sistemas sigue siendo la precisión de los datos de entrada, los cuales suelen ajustarse en estos casos por métodos de ensayo y error.

Finalmente, debe señalarse que los simuladores comerciales más conocidos prácticamente no consideran trabajos de cementación remedial, forzada o taponos de manera especializada, sino mediante adaptaciones de los sistemas convencionales.

INCERTIDUMBRE EN EL VOLUMEN DE CEMENTO REQUERIDO EN CEMENTACIÓN

El diámetro de la sección a cementar del pozo se determina mediante el registro. El diámetro promedio de la sección y el diámetro del revestidor permiten calcular el volumen del anular que se va a cementar (Fig. 12). Este procedimiento, en el mejor de los casos, tiene 10 a 20% de error en el volumen de cemento a emplear, dependiendo de la calidad de hoyo en cuestión [54]. En cementaciones de revestidores grandes, (diámetros 20" ó 13 3/8") puede requerirse recementación por el tope ("top job") o, alternativamente, se puede tener retorno de cemento en superficie. En otras palabras, problemas en controlar adecuadamente los topes de cemento. Esta

dificultad en la determinación de los volúmenes de lechada requerida para una cementación es inherente al tipo de sistema de perforación usado en la actualidad por la industria petrolera. Experiencia y buenas prácticas permite manejar la incertidumbre sobre el volumen de cemento a utilizar. Muchas compañías de servicios usan, dependiendo de la calidad del hoyo, de 10 hasta 100% de exceso con base en el cálculo descrito anteriormente. Una práctica que puede permitir tener una estimación mejor del volumen del hoyo circulable es mediante el bombeo a un caudal conocido de una píldora marcadora, conocido como caliper líquido.

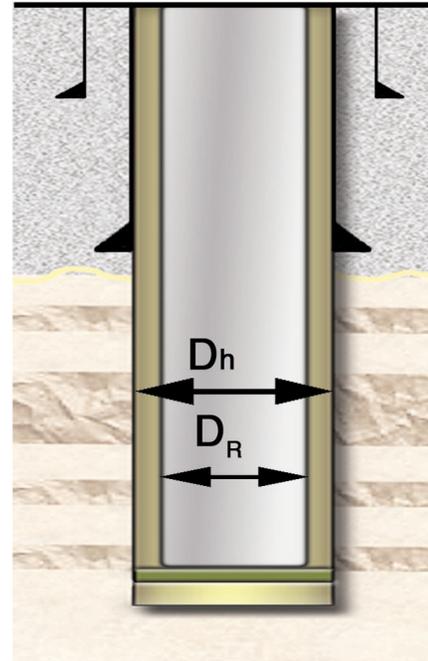


Fig. 12. El diámetro promedio de la sección y el diámetro del revestidor permite calcular el volumen del anular que se va a cementar.

CENTRALIZADORES Y TIPO DE POZOS

Se ha demostrado que la centralización del revestidor ayuda al desplazamiento de los fluidos en el hoyo [54]. Sin embargo, el diseño del esquema de centralización implica algunas dificultades relativas al tipo y cantidad de centralizadores a utilizar, así como también a la manera de instalarlos en el revestidor.

Lo primero que se debe garantizar es la calidad de la herramienta. Muchos problemas por defectos de fabricación en los centralizadores y retenedores producen atascamientos de tubería durante su bajada e inclusive restricciones de flujo no previstas (Fig. 13).

Para evitar estos problemas en ocasiones se opta por no centralizar el revestidor. Ésta es una solución desfavorable desde el punto de vista de la cementación. Al estar la tubería dispuesta excéntricamente, la zona amplia del anular será el camino que preferentemente tome el cemento, ya que al no ser un fluido Newtoniano, las



Fig. 13. Mala calidad de los centralizadores puede comprometer la integridad del pozo.

fuerzas de corte que debe vencer en la zona estrecha del anular dificultan su movimiento. Esto propicia un desplazamiento pobre con presencia de canales de lodo en el cemento [47, 55]. (Fig. 14).

Los centralizadores constituyen, sin embargo, los mejores aliados cuando se trata de asegurar que un revestidor, independientemente de su longitud, se pueda bajar en condiciones de alta presión diferencial y alta permeabilidad, dado que

estas últimas condiciones propician el efecto de pega diferencial [56, 57]. Pero, en condiciones donde se tienen riesgos de pega mecánica, como son los desvíos acentuados de pozo, patas de perro, ojos de llave, etc., los centralizadores dificultan la bajada de la tubería debido a la rigidez de la sarta total. El uso de los centralizadores apropiados, facilita el movimiento de la tubería durante el trabajo de cementación, lo cual es benéfico para el trabajo [58].

Al definir el porcentaje de centralización también se está definiendo el número y posición de centralizadores a usar en el revestidor. Se ha llegado a recomendar porcentajes de centralización mayores a 80% [59]. Para facilitar esta estimación se han desarrollado modelos matemáticos que describen el problema físico [45, 60, 61]. Existen algunas variaciones entre estos modelos, por lo que se hace necesario evaluar la efectividad que se consiga con la aplicación de cada uno (Fig. 15).

La gran variedad de centralizadores disponibles en el mercado es fuente de confusión en el momento de la

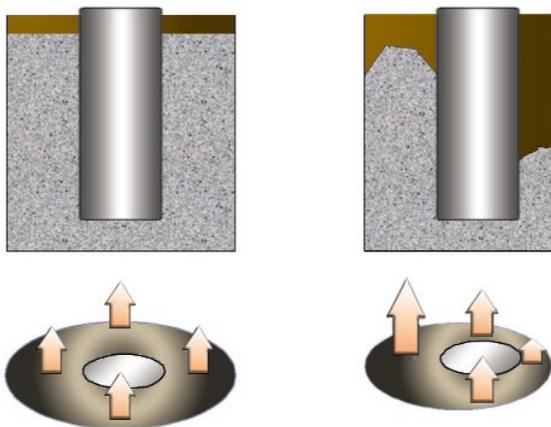


Fig. 14. Velocidades del fluido en un anular con tubería excéntrica.

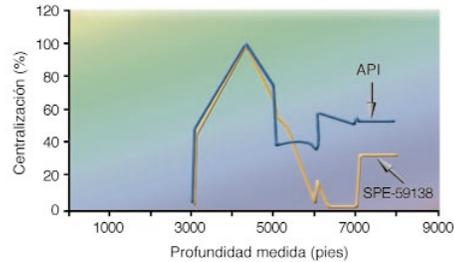
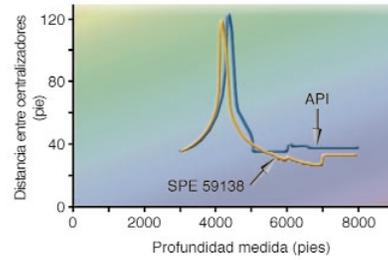


Fig. 15. Diferencias entre los modelos de cálculo de centralización existentes [45, 60, 61].

selección de un tipo de centralizador para una aplicación particular. Fallas comunes en la elección de un diseño de centralizador se presentan al no considerar: geometría de hoyo, espacio anular disponible, características de la formación, movimiento del revestidor, propiedades mecánicas del centralizador, interacción centralizador/hoyo, material del centralizador, etc. La selección del tipo de centralizador adecuado a cada aplicación es fundamental en la obtención de buenos valores de centralización y movimiento de tubería. Existen diseños variados de centralizadores para distintas condiciones de pozo, por lo que se hace necesario tener claro los criterios de selección y poseer herramientas computacionales que ayuden a documentarlos.

Otra falla frecuente en la centralización de los revestidores es la inadecuada instalación de los retenedores, los cuales, durante la bajada del revestidor pueden desprenderse y dejar de cumplir su función. En este respecto, muchos de los problemas debidos a los retenedores son comúnmente achacados al centralizador.

La norma API 10D [45] establece parámetros mínimos de rendimiento tanto para centralizadores flexibles como para retenedores. No tener claro los conceptos en los cuales la norma se basa dificultará el desarrollo de criterios de centralización de pozos para condiciones diversas.

LECHADAS CON PROPIEDADES ANTIMIGRATORIAS DE GAS

El fenómeno de migración de gas se conoce desde 1960 y desde entonces se ha identificado como un problema significativo en la completación de pozos de almacenamiento de gas, en pozos profundos y/o explotación de yacimiento de gas [62]. Se estima que 25% de los pozos petroleros presenta gas en el anular [63].

La migración de los fluidos de la formación, gas o agua, se produce cuando éstos se mueven a la superficie u otra

zona de la formación de menor presión a través del paso creado en el anular cementado (Fig. 16).

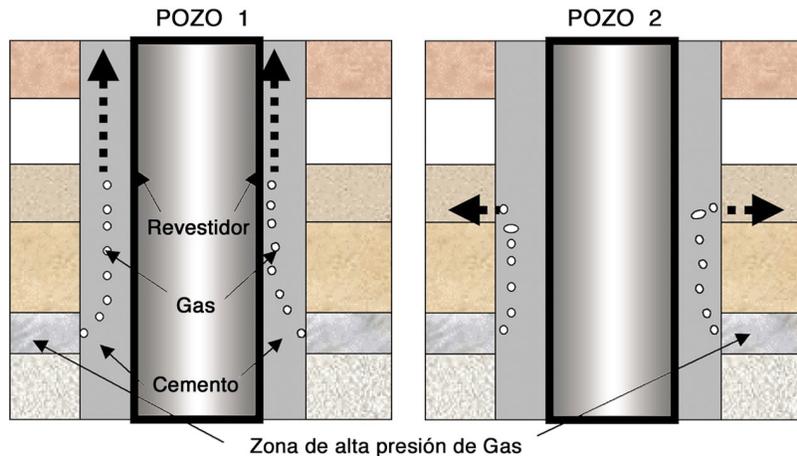


Fig. 16. La migración de gas se produce cuando este se mueve a superficie u otra zona de la formación de presión de anular cementado.

Las consecuencias de la migración de gas pueden ir desde presión residual de unos pocos psi en el cabezal del pozo, hasta la pérdida del mismo por un flujo catastrófico, ("blowout"). Prevenir la migración de gas durante la cementación primaria es altamente deseable y efectiva, debido a la severidad de la ocurrencia del fenómeno y la dificultad para corregir el problema [63].

Para que se produzca migración de gas debe existir un diferencial positivo de presión formación-anular, y un canal de migración a través del cemento y/o cemento-formación y/o cemento-tubería. Los factores que controlan la entrada de gas de la formación al anular durante la cementación primaria son [63]:

- Desarrollo de la fuerza de gel por la lechada de cemento colocada en el anular.
- Diferencial de presión entre la presión hidrostática inicial ejercida por la columna de cemento sobre la formación de gas y la presión de poro de la formación.
- Pérdida de fluido de la lechada hacia la formación adyacente.
- Pérdida de volumen durante la reacciones de hidratación del cemento.

En la Fig. 17 se ilustra la disminución de la presión hidrostática de la columna de cemento, que ocurre durante el proceso de hidratación de la lechada colocada en el anular y que puede originar la entrada de gas en el anular.

Todas las compañías de cementación ofrecen soluciones al problema de migración de gas, sin embargo aun no es bien entendido el mecanismo por el cual actúa, en particular el que ocurre en el mediano-largo plazo (semanas, meses, o años). Restos de revoque entre el cemento y la

formación pueden constituirse en canal para la migración de gas a través del anular [11]. El problema de migración de gas se puede aun complicar cuando se trata de gases agrios, presencia de CO_2 y/o H_2S [2]. El API todavía no incluye metodología para determinar las características antimigratorias de un material cementante. Se considera que aproximadamente un tercio de las fallas de cementación a nivel internacional son atribuibles a problemas de migración de fluidos, agua o gas [22].

EVALUACIÓN DE UN TRABAJO DE CEMENTACIÓN

Para estimar la calidad final de un trabajo de cementación existen diversas herramientas, cada una con un principio de funcionamiento distinto. Éstas tienen un mismo objetivo, cuantificar la habilidad del

cemento presente en el anular de proveer un sello adecuado. Debido a que cada una posee ventajas y desventajas, el método de evaluación debe ser seleccionado de acuerdo con el objetivo a lograr [14].

En general, existen pruebas hidráulicas y métodos no destructivos como los registros de temperatura, nucleares y acústicos.

Las pruebas hidráulicas consisten en probar el sello que provee el cemento en los extremos de la tubería y si éste será capaz de soportar las presiones que el fluido generará en etapas posteriores en la construcción del pozo [14, 17]. Dentro de estas técnicas las más comunes son la prueba de integridad de presión y de afluencia.

Los registros de ruido pueden ser utilizados para establecer la existencia de flujo detrás del revestidor [14]. La limitante de este sistema es que el nivel de flujo

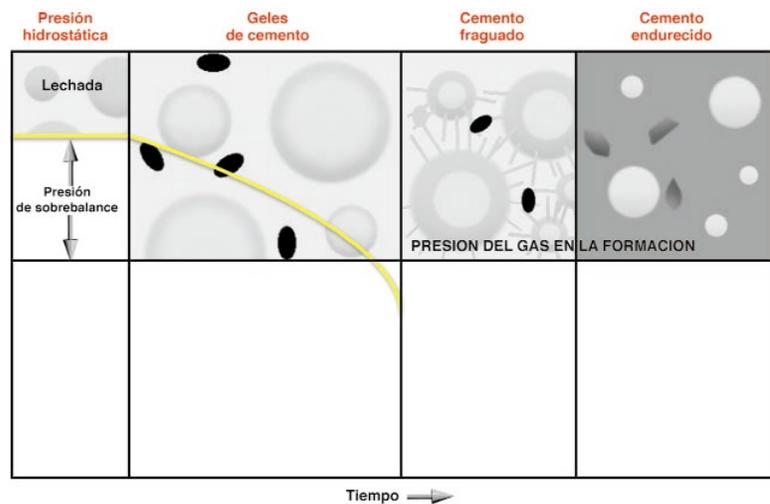


Fig. 17. Declinación de la presión hidrostática durante el proceso de hidratación del cemento colocado en el anular puede causar entrada de gas en el mismo, [63].

debe ser lo suficientemente grande y el canal lo suficientemente pequeño para que se produzca un nivel de ruido adecuado para que sea medible. Sin embargo, estimar el tamaño y la distribución de los canales es imposible [63].

La técnica nuclear se ejecuta tratando al cemento con un trazador radioactivo que emite rayos gamma. Se obtienen evaluaciones cualitativas de la calidad del cemento que son obtenidas de la espectroscopía de los rayos gamma. Este método tiene la siguiente debilidad; dado que las mediciones con esta técnica representan un promedio volumétrico, los vacíos pequeños en el cemento no pueden distinguirse de una capa fina de cemento o del cemento mezclado con otro material. El método tampoco provee información acerca de que tipo de material se encuentra detrás del revestidor (fluido de perforación, geles, agua, gas), a menos que éstos también hayan sido caracterizados previamente [14]. Por lo tanto, solamente se usa para detectar la presencia de cemento y el tope del mismo.

Los registros de temperatura son utilizados para la detección del tope de cemento y los flujos cruzados de fluidos en el espacio anular, aprovechando que la hidratación del cemento es un proceso exotérmico. La limitación principal de este método es debido a que el incremento de la temperatura del cemento durante su hidratación depende de su cantidad, por lo que este incremento será mayor en anulares amplios o zonas lavadas, mientras que en espacios anulares estrechos no será apreciable aunque exista buena cementación. El incremento de temperatura depende también del tiempo de espesamiento, si éste llega a ser muy largo la tasa de calentamiento del cemento no permitirá obtener lecturas de temperaturas apreciables.

De las técnicas acústicas, las sónicas (CBL y VDL) y las ultrasónicas son las más utilizadas. Las herramientas acústicas sónicas proveen respuesta del sello del cemento con la tubería y la formación; sin embargo, son extremadamente sensibles a microanillos. En la presencia de microanillos, estas herramientas indican un trabajo de cementación primaria defectuoso, a pesar de que se pueda tener un buen sello anular (Fig. 18). Las herramientas sónicas ofrecen un registro promedio de la atenuación que sufre la señal emitida, debido a la presencia o no de cemento en el anular. Esto constituye una debilidad en el intento de localizar canales en el sello de cemento detrás del revestidor.

Las herramientas ultrasónicas están limitadas a determinar la calidad del cemento en contacto con la tubería, siendo menos afectadas por microanillos que la herramienta sónica. Es capaz de detectar los canales en el cemento, pero solamente los que entran en contacto con la tubería. Los canales dentro de la matriz de cemento o en contacto con la formación no son detectables por ninguna de las herramientas existentes en la actualidad [64]. Inclusive, si existe buen sello entre tubería y cemento, no puede determinarse si ha ocurrido un desplazamiento eficiente en el anular. Para determinar la calidad del trabajo para el resto del espacio anular, deben utilizarse algoritmos de interpolación que estimen la calidad del cemento. Sin embargo, estos resultados están sujetos a varias interpretaciones [65].

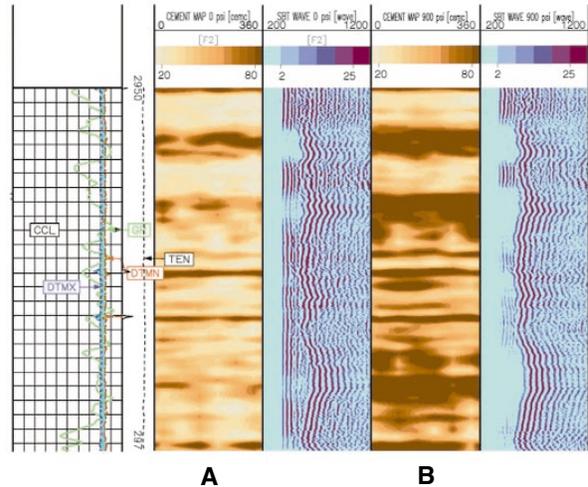


Fig. 18. Registro acústico con presencia de microanillo (A) y sin presencia de microanillo (B).

En la experiencia de campo, un buen registro acústico no significa que necesariamente exista un buen sello en el anular [65]. Esto constituye una debilidad de los sistemas actuales de cementación.

Las lecturas de estas herramientas se hacen sensibles a la excentricidad que presente la misma dentro de la tubería. Por ejemplo, 1/4" de descentralización causa atenuaciones de 60% en la señal, mostrando mal cemento o canales donde no los hay. Esto complica mucho la aplicación de técnicas que requieran la transmisión de señal por el fluido en pozos desviados/horizontales [15]. En las herramientas sónicas, la evaluación del sello con una formación que presente un revoque que sea grueso pero suave producirá un retardo en la señal que no permitirá que ésta llegue a la formación y retorne al receptor. Al mismo tiempo, cuando existen zonas lavadas generalmente vienen acompañadas de un desplazamiento defectuoso del fluido de perforación ocasionando la misma falla antes descrita en la evaluación [14].

En presencia de formaciones suaves o poco consolidadas, la velocidad del sonido disminuye, inclusive puede reducirse tanto que ya no le dé tiempo de retornar al receptor de la herramienta. El mismo efecto ocurre con la utilización de cementos espumados o cuando en el mismo existe gas proveniente naturalmente de la formación. Esta pérdida en las señales no representa necesariamente una mala cementación; sin embargo genera confusión al interpretar la calidad del sello.

A las formaciones duras como dolomitas y calizas generalmente se les llama formaciones rápidas, ya que la señal pasa rápido a través de ellas. Éstas pueden llegar a ser tan rápidas que llegan al receptor antes que las señales del revestidor. Cuando esto ocurre generalmente se confunden las señales de formación con la del revestidor causando interpretaciones erróneas de estas lecturas e innecesarios trabajos de reparación [66].

El caso revestidor dentro de revestidor presenta también dificultades de interpretación en los registros. El exceso de ruido reflejado por el revestidor exterior se podría interpretar como una cementación pobre.

Obviamente debe tenerse esto presente cuando se interpreta un registro en esta zona del pozo.

Las propiedades acústicas del cemento cambian con el tiempo, si un registro es corrido muy temprano luego del trabajo de cementación podemos obtener lecturas que representan una mala cementación. Registros corridos después que el cemento ha fraguado completamente, arrojan mejores lecturas (Fig. 19).



Fig. 19. A) Registro ultrasónico corrido 50 horas, luego del trabajo de cementación. B) Registro ultrasónico corrido 75 horas luego del trabajo de cementación.

Una buena interpretación de los registros acústicos podrá, en general, hacerse solamente cuando se conozca mediante calibración las lecturas para una buena cementación.

CONCLUSIONES

- El costo de una cementación exitosa representa el 8% de la construcción de pozo. Si se requiere cementaciones remediales éste puede subir fácilmente a 20%. En casos catastróficos podría perderse aun el pozo. La calidad en la cementación es más importante que el costo de la operación. Se deben considerar tres aspectos claves en el proceso de construcción de pozos para asegurar disminuir significativamente los riesgos de falla en los trabajos de cementación:
 - Calidad del cemento petrolero. La menor variabilidad posible entre lote y lote. Esto permitirá que el 50-60% de material crítico usado en estos trabajos sea de la calidad satisfactoria evitando sorpresas en el pozo.
 - Nivel técnico de las compañías de servicios de cementación. Las compañías de servicio en las operaciones de cementación tienen un rol protagónico. La compañía petrolera dueña del pozo

debe asegurarse que la primera conozca y siga en la ejecución del trabajo las normativas API 10A y la RP10B, e igualmente las buenas prácticas del área.

- Disponer de programas de computación que permitan al ingeniero responsable de la cementación por la compañía petrolera, planificar y simular la operación, e inclusive disponer de una base de datos con información sobre los trabajos previos. En otras palabras, opinión frente a la compañía de servicio quien va realizar el trabajo.
- El diseño de la lechada presenta riesgo de falla en todas sus fases, desde la selección de la densidad y ajuste de las propiedades requeridas en función del ambiente operacional hasta la forma como estas propiedades se reproducen en campo. Las pruebas API permiten diseñar la lechada a las condiciones del pozo, por lo que es importante conocer cuales son los parámetros que se consideran, de manera de tratar de obtener la mejor correlación con la data operacional y disminuir riesgos de fallas. El factor de energía de mezcla tiene un efecto pronunciado en las propiedades de la lechada que deben ser tomados en cuenta en la selección de los equipos de mezcla en la aplicación de campo con relación al equipo utilizado para el diseño en laboratorio. La reproducibilidad de la densidad en el campo es un factor importante para disminuir fallas, ya que variaciones pequeñas pueden ocasionar diferencias entre las propiedades diseñadas en el laboratorio con respecto a la utilizada en la operación. La determinación de las propiedades reológicas de los fluidos y su comportamiento con respecto a la temperatura es clave en el control de las presiones de circulación durante la operación.
- La calidad de los datos, en general, y en particular, los que alimentan a los simuladores de cementación, es crucial para obtener predicciones adecuadas. Las bases de funcionamiento de los simuladores disponibles difieren. El usuario debe tener presente las limitaciones del modelo físico y conocer el alcance en su aplicación.
- Tres aspectos que deben cuidarse en el diseño del esquema de centralización de un revestidor son: cantidad, ubicación y tipo de centralizador que se va a utilizar. Para ello, el diseño debe estar basado en la obtención del mayor nivel de centralización posible considerando las características particulares del trabajo.
- Debe considerarse el uso en conjunto de varias herramientas de evaluación, para obtener interpretaciones asertivas en cuanto a la calidad del cemento en el anular. Nuevas tecnologías en la evaluación de la cementación permitirán decidir con mayor certeza la necesidad o no de trabajos remediales.
- Esfuerzos de I y D permitirán ofrecer materiales cementantes con características antimigratorias que permitan asegurar el aislamiento zonal en el mediano-largo plazo con una reducción de costos de RARC. Se requieren criterios y equipos a nivel de

laboratorio que permita, la determinación práctica de las características antimigratorias de las lechadas de cemento. Igualmente, se requieren esfuerzos del API en la estandarización de metodología para determinar las características antimigratorias de las lechadas de cemento.

- La existencia de fallas de la tecnología de aislamiento zonal plantea la necesidad de revisar el proceso, los materiales, herramientas, etc., usados en cementación, en otras palabras, esfuerzos tecnológicos que permitan a la industria petrolera reducir el nivel de riesgo de la operación.

Referencias

1. Ravi, K.; Morán, L. Primary Cementing. En: *Petroleum Well Construction*, capítulo 8. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1998, 215-250. 622 p.
2. Ramírez, C.; Campos, M.; Pestana, D.; Bolívar, R. A. Efecto de gases agrios sobre los materiales cementantes utilizados comúnmente en los pozos petroleros. *Seminario Internacional INGEPET 2002*, Lima, Perú, noviembre, 2002.
3. Economides, M. J.; Dunn-Norman, S.; Watters, L.T. Introduction to Drilling and Well Completions. En: *Petroleum Well Construction*, capítulo 1, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1998, 1-15. 622 p.
4. Sabins, F. Charla Magistral. *IV Seminario de Cementación de Pozos*, PDVSA Intevep, Los Teques, 18-19 de julio de 1999.
5. American Petroleum Institute, API. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. *API Specification 10A*, 22ava edición, Washington, 01 de enero de 1995.
6. Nelson, E.B.; Baret, J.; Michaux, M. Cement Additives and Mechanisms of Action. En: *Well Cementing*, capítulo 3, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 3-1 al 3-37, 208 p.
7. <http://www.worldoil.com>. Publicación de World Oil donde registra anualmente las tablas de actualizadas de aditivos químicos usados en cementación de pozos. Marzo 2001.
8. Gillot, D. Rheology of Well Cement Slurries. En: *Well Cementing*, capítulo 4, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 4-1 al 4-37, 208 p.
9. Jones, R.; Watters, L. Remedial Cementing. En: *Petroleum Well Construction*, capítulo 11 del John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1998, 297-324. 622 p.
10. Lindsey, H.E.; Durhman, K.S. Field Results of Liner Rotation During Cementing. *SPE 59th Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Houston, TX, septiembre 1984. Artículo SPE N°. 13047.
11. Guillot, D.; Hendriks, H.; Callet, F.; Vidick, B. Mud Removal. En: *Well Cementing*, capítulo 5, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 5-1 al 5-37, 280 p.
12. Ravi, K.; Beirute, R. Erodability of Partially Dehydrated Gelled Drilling Fluid and Filter Cake. *SPE 67th Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Washington, DC, octubre 1992. Artículo SPE N° 24571.
13. Bolívar, R. A.; Tovar, J. G.; Rodríguez, C. D.; Castillo, P.; Ciccola, V.; Chacón, A. Erosionabilidades mecánicas y químicas de los revoques de los lodos convencionalmente usados en la industria de perforación. Enfoque integral perforación-cementación. *Seminario Internacional INGEPET 2002*. Lima, Perú, noviembre 2002.
14. Minear, J. W.; Goodwin, K. J. Cement-Sheath Evaluation- En: *Petroleum Well Construction*, capítulo 10, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1998, 271-296. 622 p.
15. Wester Atlas International. *Cement Evaluation Guidelines*. Houston, TX, 1990.
16. Goodwin, K. J. Oilwell/gaswell Cement-Sheath Evaluation. *JPT*, 1339-1343, diciembre 1997.
17. Postler, D. P. Pressure Integrity Test Interpretation. *SPE/IADC Drilling Conf.*, Amsterdam, marzo 1997. Artículo SPE/IADC N° 37589.
18. BJ Service. Cementing: An Integral Piece of the Drilling and Production Puzzle. *Suplemento de Hart Energy Publication*, Chemical Week Associates, octubre 2001.
19. Pardey, R.; McPherson, I.; Centeno, A.; Ramírez, C.; Casares, J.; Ochoa, A.; Velázquez, A. Evaluación de cemento espumado a escala real y aplicación en formaciones con bajo gradiente de fractura en el laboratorio integrado de Campo Lagomar. *XII Cong. Latinoam. de Perforación (COLAPER)*, Ciudad de México, noviembre 2000.
20. Nelson, E. B. Thermal Cements. En: *Well Cementing*, capítulo 9, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 9-1 al 9-18, 208 p.
21. Blanco, A.; Centeno, A.; Cadenas, C.; Soto, J. Relationship Between Mechanical Properties and Microstructure of Cement Slurries with Fiber for Multilateral Wells. *ICMA 23ava Conf.*, Albuquerque, Nuevo México, mayo 2001.
22. Newman, K.; Wojtanowicz, A. y Gahan, B.C. "Cement pulsation improves gas well cementing". *World Oil*, 89-94, julio 2001.
23. Ciccola V.; Gambino, F.; Centeno, A.; García, M. I.; Pestana, D.; Rodríguez, W. APICES: Una metodología clave en las cementaciones exitosas de PDVSA. *Visión Tecnológica*, 10(1), 2002.
24. Bolívar, R.; Tovar, J.; Ciccola, V.; Chacón, A.; Rodríguez, C.; Castillo, P. Erosionabilidad y compresibilidad de revoques de fluidos de perforación y sus efectos en el logro del aislamiento zonal requerido en el pozo. *Visión Tecnológica*, 10(1), 2002.
25. Taylor, H. F. W. *Cement Chemistry*, Londres, Editorial Thomas Telford, 1998. 459 p.

26. Bensted, J. Special Cements. En: *Lea's Chemistry of Cement and Concrete*, capítulo 14, 4ta. edición, editado por Peter C. Hewlett, Londres 1998, 779-835. 1.053 p.
27. American Petroleum Institute (API). Recommended Practice for Testing Well Cements, *API Recommended Practice 10B*, 22ava edición, Washington, diciembre 1997.
28. Allen, T. E.; Sands, F. L. Why Control Cement Slurry Design?. *The SPE Asia Pacific Oil & Gas Conf. & Exhibition*, Singapore, febrero 1993. Artículo SPE N° 25324.
29. Hibbert, A. P.; Kellingray, B. J.; Vidick, B. Effect of Mixing Energy Levels During Batch Mixing of Cement Slurries. *Drilling and Completion*, marzo 1995. *Artículo SPE N° 25147*.
30. Michaux, M.; Nelson, E. B.; Vidick, B. Chemistry and Characterization of Portland Cement. En: *Well Cementing*, capítulo 2, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 2-1 al 2-17. 280 p.
31. Sabins, F.; Sutton, D.; Cook, C. The Effect of Excessive Retardation on the Physical Properties of Cement Slurries. *56th Annual Fall Tech. Conf. and Exhibition of the SPE of AIME*, San Antonio, Texas, 5-7 de octubre de 1981. Artículo SPE N° 10221.
32. Pace, R.; Cobb, C. L.; Olsberg, M. A. Improved Bulk Blending Techniques for Accurate and Uniform Cement Blends. *59th Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Houston, TX, septiembre 1984. Artículo SPE N° 13041.
33. Cobb, J. A.; Pace, R. S. Elements Affecting Thickening Time of a Cement Blend. *SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Las Vegas, septiembre, 1995. Artículo SPE N° 14195.
34. Matson, R. P.; Rogers, M. J.; Boncan, V. C.; Gandy, R. G. The Effects of Temperature, Pressure, and Angle of Deviation on Free Water and Cement Slurry Stability. *The 66th Annual Tech. Conf. and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Dallas, TX, octubre, 1991. Artículo SPE N° 22551.
35. Wilson, M. A.; Sabins, F. L. A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells. *The 62th Annual Tech. Conf. and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Dallas, TX, septiembre 1987. Artículo SPE N° 16928.
36. Chow, T.; McIntire, L. V.; Kunze, R.; Cooke C. The Rheological Properties of Cement Slurries: Effects of Vibration, Hydration Conditions, and Additives. *SPE Production Engineering*, noviembre 1988. Artículo SPE N° 13936.
37. Ravi, K. M.; Sutton, D. L. New Rheological Correlation for Cement Slurries as a Function of Temperature, septiembre 1990. *Artículo SPE N° 20449*.
38. Goodwin, K. J.; Crook, R. J. Cement Sheath Stress Failure. *The SPE Drilling Engineering*, diciembre 1992. Artículo SPE N° 20453.
39. Thiercelin, M. J.; Dargaud, B.; Baret, J. F.; Rodríguez, W. Cement Design Based on Cement Mechanical Response. *SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition*, San Antonio, TX, octubre 1997. Artículo SPE N° 38598.
40. Carepenter, R. B.; Brady, J. L.; Blount, C. G. The Effects of Temperature and Cement Admixes on Bond Strength. *The SPE Int. Arctic Technology Conf.*, Anchorage, mayo 1991. Artículo SPE N° 22063.
41. Bosma, M.; Ravi, K.; Van Driel, W.; Schreppers, G. Design Approach to Sealant Selection for Life of the Well. *SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Houston, TX, octubre 1999. Artículo SPE N° 56536.
42. Chiu, D.; Caudell, E. A.; Wu, F. Development of Expert Systems to Assist with Complex Fluid Designs. *SPE Petroleum Computer Conf.*, Houston, TX, julio 1992. Artículo SPE N° 24416.
43. Kulakofsky, D. S.; Fen-Lin W.; Onan, D. D.; Wohleb, J. B. Development and Application of a Knowledge-Based Expert Systems for Cement Slurry Design. *SPE Petroleum Computer Conf.*, Houston, TX, julio 1992. Artículo SPE N° 24417.
44. Théron, B. E.; Bodin, D.; Fleming, J. Optimization of Spacer Rheology Using Neural Network Technology. *The IADC/SPE Drilling Conf.*, Dallas, TX, febrero 2002. Artículo IADC/SPE N° 74498.
45. American Petroleum Institute (API). Specification for Bow-Spring Casing Centralizers, *API Specification 10D*, Fifth Edition, Dallas, TX, 1995.
46. Blauer, R. E.; Mitchell, B. J.; Kohlhaas, C. A. Determination of Laminar, Turbulent and Transitional Foam Flow Losses in Pipes. 1974. *Artículo SPE N° 4885*.
47. Centeno, A. *Modelaje numérico integrado velocidad-temperatura para cementación de pozos*. Tesis presentada en la Universidad del Zulia para optar al título de MSc en Ingeniería de Perforación. Venezuela, Maracaibo, septiembre de 1999.
48. Rezmer, C.; Hendriks, W.; Stacey, D. Field Data Supports the Use of Stiffness and Tortuosity in Solving Complex Well Design Problems. *The IADC/SPE Drilling Conf., Amsterdam*, marzo 1999. Artículo IADC/SPE N° 52819.
49. Ho, H. S. An Improved Modeling Program for Computing the Torque and Drag in Directional and Deep Wells. *63rd SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition*, Houston, TX, octubre, 1988. Artículo SPE N° 18047
50. Beirute, R. M. A Technique for Onsite Diagnosis of Cement Job Problems: the Concept of Job Signatures. *The 62nd Annual Tech. Conf. and Exhibition*, septiembre, Houston, TX, 1987. Artículo SPE N° 16649.
51. Piot, B. M.; Loizzo, M. Reviving the Job Signature Concept for Better Quality Cement Jobs. *The IADC/SPE Drilling Conf.*, Dallas, TX, marzo 1998. Artículo IADC/SPE N° 39350

52. Bour, D. L.; Kulakofsky, D. S. Computer Simulation Improves Cement Squeeze Jobs. *The Int. Tech. Meeting Jointly hosted by the Petroleum Society of CIM and the Society of Petroleum Engineers*. Calgary, junio 1990. Artículo SPE N° 21595.
53. Burdylo, L.; Birch, G. Primary Cementing Techniques. En: *Well Cementing*, capítulo 12, Schlumberger Dowell, Sugar Land 1990, 12-1 al 12-27. 280 p.
54. Jones, P. H.; Berdine, D. Oil Well Cementing: Factor Influencing Bond Between Cement and Formation. *Drill. and Prod. Prac.*, API, Dallas, TX, marzo 1940.
55. Walton, I.C. y Bittleston, S.H. "The axial flow of a Bingham Plastic in a narrow, eccentric annulus", *J. Fluid Mech.*, 222, 39-60, 1991.
56. Hacislamoglu, M. y Langlains, J. "Non-Newtonian flow in eccentric annuli", *Journal of Energy Res. Tech.*, 112, 163-169, septiembre 1990.
57. Courteille, J. M.; Zurdo, C. A New Approach to Differential Sticking. Las Vegas, septiembre 1985. *Artículo SPE N° 14244*.
58. Crook, J.; Keller, S. R.; Wilson, M. A. Deviated Wellbore Cementing: Part 2-Solutions. *JPT*, 961-966, agosto 1987.
59. Sutton, D. L.; Ravi, K. M. Low-Rate Pipe Movement During Cement Gelation to Control Gas Migration and Improve Cement Bond. *66th Annual SPE Conf.*, Dallas, TX, octubre 1991. Artículo SPE N° 22776.
60. Kinzel, H.; Koithan T.; Lirette, B. A New Approach to Calculate the Optimum Placement of Centralizers Includes Torque and Drag Predictions. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technol. Conf.*, Malaysia 1996. Artículo SPE N° 36382.
61. Blanco, A.; Ciccola, V.; Limongi, E. Casing Centralization in Horizontal and Highly Inclined Wellbores.. *The IADC/SPE Drilling Conf.*, New Orleans, febrero 2000. Artículo IADC/SPE N° 59138.
62. Sutton, D. L.; Sabins, F. L.; Faul, R. Preventing Annular Gas Flow-Two Parts. *Oil and Gas Journal*, diciembre 1984, 84-92, 109-112.
63. Watters, L.T.; Beirute, R. Formation-Fluid Migration After Cementing. En: *Petroleum Well Construction*, capítulo 9, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1998, 251-270. 622 p.
64. McKinley, R. M.; Bower, F. M.; Rumble, R. C. The Structure and Interpretation of Noise from Flow Behind Cemented Casing. *JPT*, marzo 1963.
65. Goodwin, K. Guidelines for Ultrasonic Cement-Sheat Evaluation. *The SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition*, San Antonio, TX, octubre 1989. Artículo SPE N° 19538.
66. George, C. Ten Steps to Improve your Next Cement Job. *Petroleum Engineer International*, 25-28, enero 1992.



Rafael A. Bolívar. Licenciado en química, Universidad Central de Venezuela, 1972; maestría en química, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), 1975; doctorado en físico-química orgánica, Oxford University, Inglaterra, 1979. Trabajó como investigador asociado en el IVIC, 1979-1983. En 1983 ingresó a Intevep en la Unidad de Petroquímica de la División de Refinación y Petroquímica. Se desempeñó en las áreas de síntesis y caracterización espectroscópica de compuestos orgánicos, investigación y estudios de fenómenos en físico-química orgánica, en problemas técnicos de la industria química y petroquímica, en la gestión de proyectos de asistencia técnica a la petroquímica nacional, mejoramiento de crudos pesados usando metano, valorización de corrientes de refinería, producción de éteres antidetonantes para gasolinas. Fue gerente del Departamento de Química del Petróleo, 1990-1994 y por seis meses trabajó con el grupo del Departamento de Productos del Petróleo. Fue transferido al Departamento de Producción como especialista del grupo de cementación de pozos. Estuvo asignado al Centro Tecnológico de Halliburton en Duncan, OK, durante 1996. Se desempeñó como tutor de la pericia de cementación de pozos. Fue editor asociado de la revista *Acta Científica Venezolana*, 1995-2001 y fue el editor técnico de *Visión Tecnológica*. Trabajó como especialista en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos de Intevep. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



María Centeno. Licenciada en química, Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas, 1992; maestría en ingeniería de perforación, Universidad del Zulia, 2000. Ingresó a Intevep en el año 1993 en el Departamento de Exploración y Producción donde se ha desempeñado como profesional en el área de cementación de pozos. Participó en el desarrollo y adaptación de cementos de baja densidad y cemento espumado para yacimientos de baja presión, en el desarrollo de un software que simula el proceso de cementación y considera el perfil de temperatura en las propiedades reológicas de los fluidos como parte de la nueva versión de la herramienta de planificación APICES® 3.0. Trabajó en proyectos multidisciplinarios de asesoría técnica en planificación de pozos con tecnologías como bajo balance, horizontales y multilaterales, así como en actividades de investigación y desarrollo en el área de construcción de pozos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.



Vicente Ciccola. Ingeniero mecánico, Universidad Central de Venezuela (UCV), Venezuela 1999. Desde 2000 trabaja en PDVSA Intevep en el área de cementación de pozos, en el desarrollo de modelos matemáticos y simuladores para los procesos de construcción de pozos. Actualmente, realiza estudios en maestría de ingeniería mecánica, UCV.



Wilfredo Rodríguez. Ingeniero químico, Universidad de Oriente (UDO), Barcelona, 1982. Ingresó en Corpoven en el año 1982 en el Departamento de Ingeniería de Perforación donde se desempeñó como ingeniero de perforación y fluidos, siendo responsable por la perforación de los pozos de los campos asignados al Distrito Anaco. En 1987 fue transferido a Intevep como jefe de proyecto de cementación donde desarrolló el cemento Mara

Petrolero clase H, la Tecnología THIXOGAS®, APICES® y prestó asistencia técnica especializada a las filiales operadoras de PDVSA en la solución de problemas operacionales complejos. En 1997 fue asignado a Schlumberger Clamart, donde, en conjunto con Marc Thielcelin desarrolló los nuevos conceptos sobre propiedades mecánicas del cemento, visión "long term". En 1999 fue designado asesor mayor de la Comunidad de Conocimientos de Cementación de Pozos de PDVSA. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre de 2002.

TECNOLOGÍAS EMERGENTES EN PERFORACIÓN PARA FORMACIONES DURAS Y DIFÍCILES DE PERFORAR

Alejandro J. Lagreca⁽¹⁾, Yelitza Sorrentino⁽¹⁾, Gustavo Suárez*,
Heriberto Echezurúa⁽¹⁾ y Humberto Figueroa⁽¹⁾

* PDVSA Intevep

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

En este trabajo se resume el estado actual del desarrollo de procesos de perforación no convencional que utilizan formas distintas de corte de rocas con el fin de disminuir costos de operación a través del incremento de la tasa de perforación en aquellas formaciones con alto grado de dureza y difíciles de perforar. El presente estudio se ha orientado hacia el análisis de la documentación técnica disponible sobre aquellos desarrollos que están siendo llevados a cabo en diversos centros de investigación, universidades y consorcios (Joint Industry Projects, JIP). Se describen los proyectos de investigación en el área de perforación con percusión o resonancia, perforación con láser y perforación por fluidos a presión. La variedad de centros y enfoques para el desarrollo de tales técnicas van desde: 1) Perforación mejorada por resonancia (Universidad de Aberdeen); 2) Ultrasonido aplicado a perforación (Jet Propulsion Lab, National Aeronautics Space Administration); 3) Técnicas novedosas en perforación (Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas); 4) Técnicas de corte por fluido a presión (Universidad de Missouri-Rolla), 5) Perforación con resonancia (CSIRO - Australia); 6) Pruebas de laboratorio de martillos hidráulicos (Terratek - EEUU) y 7) Perforación con Láser (Gas Technology Institute). Estos tres últimos trabajos se han realizado con la participación activa de PDVSA Intevep. Asimismo, se resumen algunos de los diversos trabajos publicados en conferencias. La búsqueda no sólo se orientó a publicaciones ya establecidas, sino que también se emplearon los medios electrónicos de búsqueda como los que existen en las paginas WEB.

This paper summarizes current development state of non conventional drilling processes, that use different rock cutting methods in order to reduce operation costs by increasing drilling rate in highly hard and difficult-to-drill formations. In this study, the analysis of available technical documentation on developments in the area carried out by different research centers, universities, and consortia (Joint Industry Projects, JIP) is performed. Research projects on percussion or resonance, laser, and pressure fluid drilling are described. A large variety of research centers and technological approaches in drilling development was found, among them: 1) enhanced drilling by resonance (University of Aberdeen); 2) ultrasound applied to drilling (Jet Propulsion Lab (National Aeronautics Space Administration)); 3) new drilling techniques (former USSR); 4) pressure fluid cutting techniques (University of Missouri-Rolla), 5) resonance drilling (CSIRO - Australia); 6) lab tests of hydraulic hammers (Terratek - USA), and 7) laser drilling (Gas Technology Institute). The last three studies have been carried out with the active participation of PDVSA Intevep. Also, some studies published in conferences are summarized. The study was also oriented to electronic search services, like the ones in web pages.

Las exigentes condiciones que el proceso de perforación enfrenta en cuanto a costos, seguridad y ambiente, durante la perforación de pozos profundos, imponen severas demandas sobre la efectividad, confiabilidad y seguridad de la perforación convencional en tales situaciones. Es decir, que cualquier incremento en la tasa de penetración y disminución del desgaste de equipos de perforación es siempre bienvenido. Este escenario no es sólo importante para la industria de perforación en su día a día, sino que también es un factor a considerar en la propuesta de nuevos proyectos de investigación y desarrollo que pretendan obtener soluciones tecnológicas alternas. La consideración está motivada porque la oferta de avances incre-

mentales de la tasa de penetración, con proyectos convencionales de investigación, no promueva necesariamente el salto requerido para asegurar una significativa reducción de costos o un incremento de la eficiencia operacional de perforación de pozos profundos. Sin embargo, las nuevas soluciones tecnológicas no deben dejar de cumplir con los estándares de seguridad y competitividad requeridos en perforación para su desarrollo futuro.

Hasta el presente, la mayoría de las soluciones convencionales para perforar los materiales geológicos se fundamentan en métodos físicos basados principalmente en la dureza relativa de los materiales (los presentes en el perfil geológico y aquellos con los que se realiza la perforación). Es decir, el principio físico más común y fundamental es la abrasión y/o rompimiento por roce entre sólidos. No obstante, existen otros medios físicos, químicos y físico-químicos con los cuales se podrían obtener el mismo resultado: generar una cavidad u hoyo en la corteza terrestre. Entre estos métodos no abrasivos están la energía a percusión (resonancia alto impacto), la energía láser (electromagnética - térmica) y la hidráulica de un de corte fluido a muy alta velocidad (hidráulica).

El presente trabajo tiene como finalidad mostrar un resumen del estado actual de las diferentes aplicaciones tecnológicas que pueden y están siendo evaluadas para su uso como métodos alternos a la perforación convencional. Estas tecnologías de corte innovadoras están siendo investigadas mundialmente con el fin de contar con distintas tecnologías de corte que permitan disminuir costos de operación a través del incremento de la tasa de perforación en aquellas formaciones con alto grado de dureza. PDVSA Intevep ha iniciado esfuerzos en la investigación de varias alternativas (perforación con láser, fluido a presión y resonancia) desde el año 2001 con la finalidad de disponer de alternativas para la perforación de pozos profundos con formaciones de alta dureza.

BREVES FUNDAMENTOS SOBRE RESONANCIA

Como es bien conocido [1], un sistema estimulado por un agente externo se encuentra en capacidad de absorber la máxima cantidad de energía si dicho agente estimula al sistema bajo condiciones de resonancia. La resonancia se genera cuando la estimulación se realiza a una frecuencia que coincide con la frecuencia natural de oscilación de alguno de los modos normales del sistema. Los modos normales dependen de la geometría del sistema, de su estructura (donde las condiciones de borde son fundamentales) y de su composición. Los modos normales que dependen de la estructura y geometría son generalmente modos de oscilación mecánica, mientras que los que dependen de la composición son modos excitables por ondas electromagnéticas.

En el caso de absorción de energía mecánica, como por ejemplo golpeteo, las consideraciones son más de carácter geométrico. Para comprender la estimulación en resonancia, puede considerarse el caso de un padre entreteniéndolo a su hijo en un columpio o mecedor. Una vez que el niño se encuentra sentado en éste, el padre le

da un impulso inicial (un golpeteo) y espera a que el mecedor comience a balancearse a cierta frecuencia. Luego, el padre adapta la frecuencia del impulso (frecuencia del golpeteo) sobre el mecedor de manera que ésta se ajuste a la frecuencia natural del columpio, estimulándolo así de una manera resonante. Sin embargo, si el padre impulsa el columpio de una manera desordenada, éste va a comenzar a oscilar con amplitudes de vaivén muy pequeñas, absorbiendo poca energía del padre. Cuando el padre adapta la frecuencia del impulso exactamente a la frecuencia natural de oscilación del mecedor, el columpio es capaz de absorber la energía del impulso de una manera resonante y comienza a oscilar con amplitudes cada vez mayores. Esta frecuencia de oscilación depende de la longitud de la cadena del mecedor y del peso del niño. El padre también puede estimular el mecedor resonantemente empujándolo a una frecuencia submúltiplo de la frecuencia natural: en vez de empujar al niño cada vez que éste se encuentra en la posición más cercana al padre, el mecedor puede ser empujado cada dos (o tres) veces que el niño se acerca a él. Esto implica que el mecedor también responde resonantemente a una frecuencia de impulso correspondiente a un subarmónico de la frecuencia natural. También el mecedor puede ser estimulado a un armónico de la frecuencia natural, si el padre impulsa al mecedor desde un lado y la madre lo impulsa desde el otro lado.

El fenómeno descrito en el párrafo anterior es similar a la estimulación por resonancia de cualquier otro medio, como por ejemplo una sección de roca. Para propósitos de ejemplificación, supongamos que existe un medio unidimensional de longitud L que se encuentra fijo en sus extremos. Este medio puede ser un grano, un cristal o una fase específica dentro un material donde los bordes de cada uno de éstos define una longitud del medio excitable. Estos medios son susceptibles de ser estimulados a frecuencias cuyas longitudes de onda sean múltiplos o submúltiplos de la longitud L . En la Fig. 1 se presentan los dos primeros modos de oscilación de un medio de longitud L . En el primer caso (caso 1), la longitud de onda de ese modo de oscilación es $2L$, mientras que la del segundo modo es L . La frecuencia y la amplitud correspondientes a cada oscilación dependen de las constantes elásticas de cada material. Un material estimulado a estas frecuencias puede ser fracturado con mayor facilidad. Sin embargo, es casi imposible predecir las frecuencias de resonancia de materiales heterogéneos, cuyas condiciones de borde son prácticamente desconocidas. Un conocimiento previo del tamaño de grano y de aglomerados típicos de esos materiales, además de sus constantes elásticas, puede dar una indicación de la frecuencia de estimulación necesaria para actuar sobre el material a su frecuencia de resonancia. Este tipo de información debe ser obtenida por los grupos de investigación en física de rocas.

La técnica de perforación por percusión se basa en generar fuerzas de impacto periódicas de manera de acelerar la creación y propagación de fracturas dinámicamente sobre materiales. Debido a la complejidad y a las ventajas y desventajas que cada esquema de perforación por resonancia presenta, se han generado varias líneas de

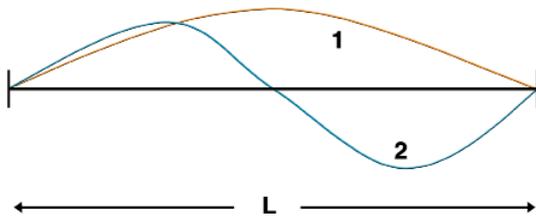


Fig. 1. Modos normales de excitación de un material unidimensional de longitud L .

investigación en este campo, como se muestra a continuación.

Estudios de corte de roca por vibración

Marian Wiercigroch [2] fundó el Grupo de Investigación de Perforación Mejorada por Vibración (Vibration Enhanced Drilling Research Group (VED RG)) en 1998, cuyo núcleo principal opera en la Universidad de Aberdeen, Inglaterra, y su objetivo es investigar sobre métodos novedosos de perforación para la exploración de campos marginales. Es un grupo con carácter interdisciplinario y utiliza métodos matemáticos rigurosos aplicados a las áreas de ingeniería, mecánica de rocas y petrofísica con el fin de obtener soluciones prácticas. Entre los proyectos del grupo se encuentra uno a escala experimental (Fig. 2), denominado "Perforación Mejorada por Resonancia (ERD, del inglés "enhanced resonance drilling"), que busca adaptar la técnica de mecanizado ultrasónico por impacto a través de vibraciones ultrasónicamente inducidas (página web: <http://www.bullen-ultrasonics.com>) al proceso de perforación. Se desarrolló una teoría básica para un nuevo tipo de mecha de impacto y alta frecuencia. La misma fue ensayada en laboratorio con un pequeño modelo a escala, perforándose sobre vidrio y aluminio con veloci-



Fig. 2. Montaje herramienta experimental (Foto cortesía VED RG, Universidad de Aberdeen, Inglaterra).

dades de corte de hasta diez veces las de perforación convencional (Fig. 3). Otro de los proyectos en los que este grupo trabaja es Dinámica no lineal de perforación a percusión ("non-linear dynamics of percussive drilling"), la cual tiene como objetivo simular matemáticamente diversos sistemas de impacto vibratorios de perforación por percusión. Utiliza un modelo discreto para la remoción de material, uno continuo para la creación del componente dinámico de la carga de impacto y uno micro-estructural para el modelaje de la fractura del material.

Bar-Cohen, Yoseph y col. [3], del Jet Propulsion Lab.,

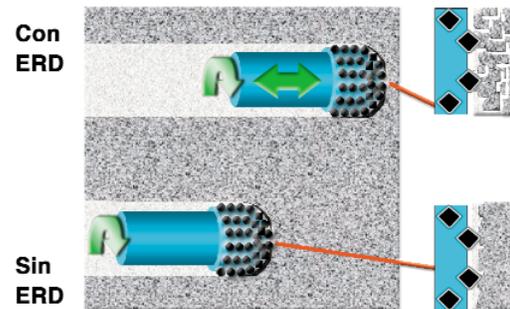
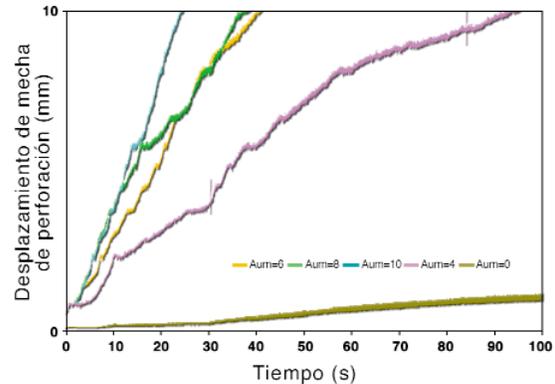


Fig. 3. Tasas de perforación con ERD vs. perforación convencional (Fotos cortesía VED RG, Universidad de Aberdeen, Inglaterra).

desarrollaron una herramienta ultrasónica para perforar y tomar núcleos (Ultrasonic/Sonic Driller and Corer (USDC) con el fin de satisfacer los retos que la NASA tiene para la toma de muestras del suelo de Marte y análisis *in-situ*. Esta herramienta (Fig. 4) usa un mecanismo novedoso que transforma la vibración ultrasónica en fuerza de impacto. Las partes principales del dispositivo y las interacciones entre las mismas fueron analizadas y modeladas numéricamente para entender los mecanismos principales de funcionamiento y así diseñar un equipo que se adaptase a las condiciones impuestas. En ese artículo [3] se cubre la teoría, los modelos analíticos y algoritmos que fueron desarrollados.

La compañía CSIRO Petroleum Corporation [4] propuso crear en el año 2001 el Grupo de Sistema Dinámico de Perforación (Drilling System Dynamic Group, DSDG)



Fig. 4. Equipo de perforación de toma núcleos desarrollado por JPL mediante ultrasonido (Fotos cortesía de NASA/JPL/Caltech, Pasadena, California).

con la colaboración de las empresas Aquatic Company (Rusia), Universidad de Curtin (Australia), Diamond Drilling Services (Belgica), Universidad de Minnesota y PDVSA Intevep. El objetivo del grupo es mejorar el desempeño de la perforación en formaciones duras e impermeables utilizando vibraciones controladas que ocurren en los sistemas de perforación. El proyecto se llama Resonance Drilling y está orientado a resolver problemas asociados a la perforación convencional, entendiendo y aprovechando las vibraciones axiales en el BHA cuando se usan mechas tricónicas. Con este estudio se busca ajustar la frecuencia de resonancia de las vibraciones axiales utilizando filtros mecánicos colocados en el BHA que compensen la carga de excitación en la mecha. Se visualiza explorar la posibilidad de extender la aplicación a mechas de diamante policristalino (PDC).

Otro de los grupos existentes es el liderado por la empresa Terratek para la realización de un programa de pruebas de laboratorio en dos años. El proyecto se llama Optimization of Mud Hammer Drilling Performance, cuyo objetivo es evaluar el comportamiento de prototipos de martillos hidráulicos adaptados a perforación. El trabajo se realiza en conjunto con los fabricantes de las herramientas para determinar los límites de aplicación y facilitar su adaptación a la perforación de formaciones duras para pozos alta presión y/o alta temperatura. Este proyecto cuenta con el apoyo del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos y ha sido dividido en dos fases de trabajo. En la primera fase de investigación (2001) participaron las empresas fabricantes SDS Digger Tools (Australia) y Novatek (EE.UU.). Las operadoras que participan son Exxon-Mobil, BP-Amoco y Pajaritos Enterprise. Para la segunda fase (2002), además de las empresas citadas anteriormente, se incorporó PDVSA Intevep al consorcio. En el año 2001 PDVSA realizó una prueba de campo [5] de la mecha martillo de la empresa SDS Digger Tools en la forma-

ción Alóctono de un pozo exploratorio de la Unidad de Explotación de Punta de Mata, en el Norte de Monagas.

BREVES FUNDAMENTOS SOBRE LÁSER

Debido a que el concepto de láser emplea términos relativamente desconocidos, es necesario definirlos antes de describir su funcionamiento. Estos son: luz, luz monocromática, luz coherente y divergencia.

Luz

La luz es una onda electromagnética cuya frecuencia puede cubrir un amplio espectro que abarca desde bajas

frecuencias (como las ondas de radio), hasta frecuencias muy altas (como los rayos gamma), pasando por el espectro de la luz visible. La Fig. 5 muestra el espectro electromagnético donde se puede observar que la luz visible solamente ocupa un intervalo muy pequeño de frecuencias desde $4,3 \times 10^{14}$ Hz (rojo) hasta $7,3 \times 10^{14}$ Hz (púrpura).

Luz monocromática

Es aquella compuesta de un segmento muy reducido de frecuencias, o lo que es lo mismo, un ancho de bandas muy angosto.

Luz coherente

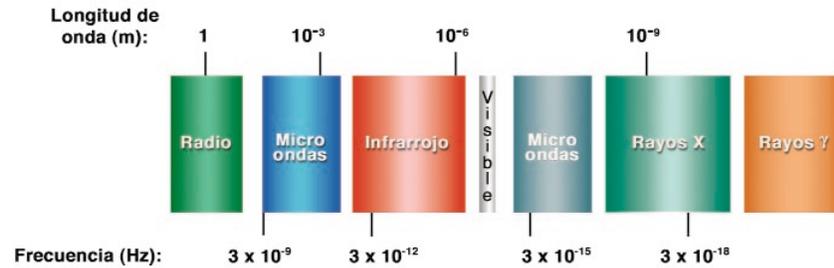
Significa que todas las ondas que componen un haz de luz se encuentran en fase. Este concepto es lo que permite que la luz emitida por un láser sea muy intensa.

Divergencia

Este concepto se refiere a la tendencia que posee un haz de luz a abrirse lateralmente. Un haz con poca divergencia es un haz altamente direccionado y viceversa.

El láser es un dispositivo de alto voltaje que genera radiación electromagnética coherente y monocromática con una alta direccionalidad. El término láser significa "light amplification by stimulated emission of radiation" que se traduce como "amplificación de luz por emisión estimulada de radiación". Todos los láseres constan de tres elementos fundamentales: El medio generador de radiación, una fuente de energía para excitar el medio y un resonador óptico que provee realimentación a la luz amplificada.

La fuente de energía es generalmente una descarga eléctrica o una lámpara de luz intensa que bombardea los componentes del medio generador de radiación excitándolos. El medio generador de radiación posee átomos, iones o moléculas que son estimulados por la fuente de energía, la que al volver a su estado original de



excitación, emite fotones en un efecto cascada generando una emisión coherente. El resonador está compuesto básicamente de dos espejos alineados que reflejan la luz que viaja a lo largo de su eje de alineación estimulando el haz en esta dirección. La luz que no viaja a lo largo del eje principal del resonador es absorbida por reflexiones internas. El resonador es el responsable de generar una luz intensa y de alta direccionalidad. La Fig. 6 muestra un diagrama de los componentes de un láser. El tipo de luz emitida por el láser dependerá del tipo de medio generador de radiación. Por ejemplo, si el medio

do una emisión coherente. El resonador está compuesto básicamente de dos espejos alineados que reflejan la luz que viaja a lo largo de su eje de alineación estimulando el haz en esta dirección. La luz que no viaja a lo largo del eje principal del resonador es absorbida por reflexiones internas. El resonador es el responsable de generar una luz intensa y de alta direccionalidad. La Fig. 6 muestra un diagrama de los componentes de un láser. El tipo de luz emitida por el láser dependerá del tipo de medio generador de radiación. Por ejemplo, si el medio

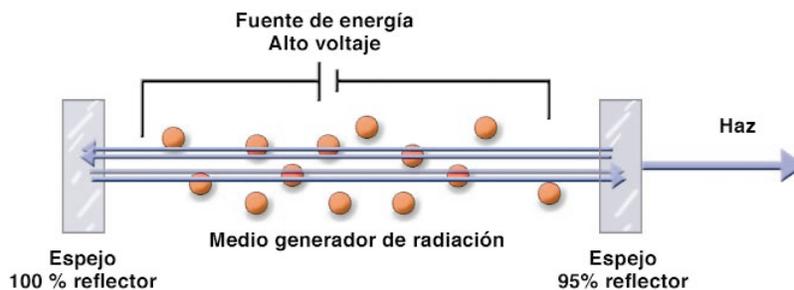


Fig. 6. Diagrama de componentes de un láser.

generador de radiación es CO_2 , la frecuencia del haz de luz es $2,9 \times 10^{13}$ Hz. Si, por el contrario, el medio generador de radiación es un cristal compuesto de neodimio, itrio, aluminio y garnet (Nd: YAG), la frecuencia del haz de luz es de 3×10^{14} Hz. Tanto la radiación emitida por el CO_2 como la emitida por el Nd:YAG se encuentran en la región infrarroja y, por lo tanto, no son detectados directamente por el ojo humano.

Los láseres pueden ser clasificados de acuerdo con su potencia, medio de generación de ondas electromagnéticas y tipo de descarga. Según su potencia, se clasifican en láseres de alta potencia y de baja potencia. Un láser de alta potencia puede generar descargas del orden de cientos de kilovatios y en algunos casos llegar hasta 1 megavatio. En función del medio que genera las ondas electromagnéticas, los láseres se clasifican en muchos grupos, donde los más importantes son: láseres de gas, de estado sólido, tintes, químicos, y semiconductores. Como ejemplos de estos láseres se tienen los de He-Ne, nitrógeno, CO_2 y CO, que son de gas; los de rubí y

Nd:YAG, de estado sólido; el de Nd:Glass es de vidrio. De acuerdo con el tipo de descarga, los láseres se clasifican en continuos y pulsados. Dependiendo de la frecuencia de la luz emitida los láseres se pueden agrupar en visibles, infrarrojo, ultravioleta, rayos X, o de microondas (máser).

Estudios de corte de roca con láser

Desde el desarrollo del láser, los investigadores notaron que sus propiedades especiales podrían tener aplicación directa a varios campos de la industria y dispositivos centrados en el láser comenzaron a ser diseñados. En esta sección se revisan patentes, experimentos y aplicaciones de la técnica láser.

Dentro de las patentes que tratan sobre equipos y usos del láser se encuentran las siguientes: Norton [6] patentó el uso del láser para perforar pequeños hoyos para microscopía electrónica; Gladstone [7] degradó la roca térmicamente mediante rayos paralelos y convergentes desde la superficie; Snedden [8] patentó la aplicación del láser en la perforación de túneles utilizando cuatro láseres para desintegrar la roca; Stout [9] diseñó un sistema para perforar pozos de petróleo enviando la energía láser hacia el fondo del hoyo con el uso de lentes para direccionar la energía hacia la formación; Jurewicz [10] combinó un láser para perforar pequeños hoyos en la cara de la roca y un martillo para aplicar cargas de percusión cerca de los pequeños hoyos para romper la roca en pedazos grandes; Keenan [11] consideró la ubicación de una turbina de fondo de pozo

para generar electricidad y rotar el láser que desintegra la roca. También diseñó un sistema de perforación sónico [12] con láser donde la energía sónica asistiría en el fracturamiento y la remoción de la roca del hoyo; Salisbury y Stiles [13] combinaron un láser pulsado para vaporizar un área anular en el fondo de hoyo con pulsos de fluidos y para crear choques térmicos con el objeto de romper en pedazos los núcleos de roca; Shuck [14] desarrolló un sistema de perforación con láser para fundir y vaporizar la roca y gas a altas presiones y forzarla hacia fisuras y poros en las cercanías del hoyo.

En el área de ensayos de interacción láser-roca, se han realizado los siguientes estudios: Moavenzadeh y col. [15] y Williamson y col. [16] evaluaron los esfuerzos de flexión resultantes al exponer mármol y granito con un láser de CO_2 . El primero [17] también estudió los esfuerzos térmicos generados en la roca por la aplicación del láser y, encontró que la temperatura en la muestra decreció rápidamente a medida que la distancia del centro aumentaba. Farra y col. [18] estudiaron los altos

esfuerzos radiales de compresión en discos de granito confinados con anillos de acero y observó un gradiente elevado de temperatura lo que causó, posterior al ensayo, un esfuerzo de compresión menor al del granito. McGarry y col. [19] experimentaron con un láser que degradaba térmicamente la roca antes de ser cortada y encontraron que la eficiencia de esta técnica depende de las propiedades de la roca, la potencia del láser, tamaño del rayo, velocidad transversal del rayo, patrones de calentamiento, y si la roca se dejó enfriar antes del corte.

Carstens y col. [20] evidenciaron que con altos empujes y múltiples cortadores, los efectos beneficiosos del uso del láser se reducen. Concluyeron que el láser usado para degradar la roca térmicamente incrementa la velocidad de penetración en equipos para hacer túneles hasta en un 40% y que esta velocidad era mayor cuando los cortadores actuaban en la roca antes que la misma se enfriara. En otra clase de experimentos [21, 22], concluyó que el corte con láser tenía una eficiencia muy similar en nueve (9) diferentes tipos de rocas. Carstens y Brown [23] mostraron, que en hoyos de 15 cm de profundidad perforados con un láser de CO₂, el tipo de corte en dolomitas era profundo y limpio. Su comportamiento en granito es diferente, ya que la ranura se llena con material viscoso fundido. Zar [24] midió la cantidad de material fundido y vaporizado en los hoyos y las ranuras obtenidas en cuarzita, granito y basalto perforados con láser. Concluyó que sólo el 5-10% era usado para la fundición y vaporización de estas rocas. Este efecto es mayor en rocas con sodio y potasio (granito y basalto) y, por lo tanto, el corte en cuarzita es 5 a 5,5 veces más eficiente que en basalto y granito. Jurewicz y col. [25] encontraron que la profundidad de la ranura aumenta con el incremento de potencia y la disminución de la velocidad transversal. Encontró que la energía específica de ranurado aumentaba con la potencia del láser, lo que indica que a altos niveles de potencia se pierde más energía al sobrecalentar y vaporizar la roca fundida. Para otras condiciones Jurewicz y col. [26] revelaron que a baja velocidades transversales, el láser cortaba ranuras más profundas, mientras que a altas velocidades transversales el sistema era más eficiente.

En 1994, por un mandato del Congreso de los Estados Unidos se transfirió la tecnología láser usada en la guerra fría al sector industrial, permitiendo así el acceso a los láseres de potencia extrema desarrollados para el proyecto de defensa "Guerra de las Galaxias". En este sentido, el Gas Research Institute (GRI, ahora Gas Technology Institute, GTI), en conjunto con el Colorado School of Mines, iniciaron un programa de investigación empleando varios de estos láseres. La primera fase del programa [27] tuvo como objetivo buscar alternativas para mejorar la forma convencional de perforar y completar los pozos de gas natural aplicando la tecnología láser. Los ensayos fueron realizados con un tipo de láser químico llamado MIRACL (Mid Infrared Advanced Chemical Laser) en rocas de yacimiento, encontrándose que la perforación con láser podía aumentar la tasa de penetración 100 veces. En la segunda fase del estudio [28, 29], se trabajó con un láser de alta potencia

denominado COIL (Chemical Oxygen-Iodine Laser). Se realizaron pruebas donde se variaron parámetros como potencia y duración y se ensayaron más de 100 muestras, dentro de las cuales había arenisca, caliza, lutita, sal, granito y concreto. Los resultados arrojaron que el láser podía penetrar todo tipo de roca con la misma facilidad, a aproximadamente 100 pies/hora. Los agujeros obtenidos en las rocas se muestran en Fig. 7.

Gahan y col. [30] realizaron experimentos (PDVSA Intevp participó en ellos) en areniscas, calizas y lutitas con un tipo de láser pulsado llamado NY:YAG de 1,6 kW. Con estos ensayos se determinó la influencia del tamaño del haz, la tasa de repetición, ancho de pulso, tiempo de exposición y energía que afectaban la cantidad de energía transferida a la roca en los procesos de "desconchado", vaporización y fundición. El propósito de estos ensayos fue determinar los parámetros límites

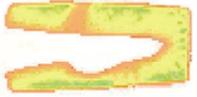
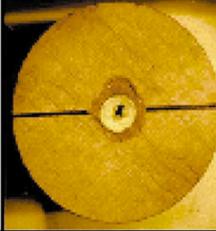
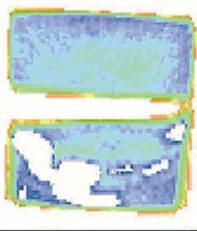
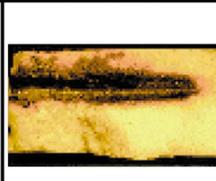
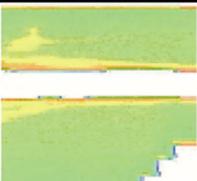
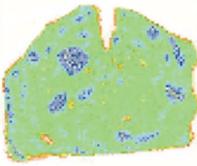
Photographs and CT Scan of COIL irradiated Rocks Laser Beam Diameter = 0.25"		
	Photograph	CT Scan (% Porosity)
		
Caliza		
Lutita		
Sal		
Granito		
Concreto		

Fig. 7. Fotos y scanner CT para diferentes tipos de rocas cortadas con el COIL (Fotos cortesía de Gas Technology Institute, Chicago).

requeridos para remover un volumen máximo de roca de las muestras, mientras se minimiza la energía suministrada.

BREVES FUNDAMENTOS SOBRE CORTE CON FLUIDOS A PRESIÓN

El corte por fluidos a presión utiliza una corriente de fluido o gas a alta presión que se dispara a través de una boquilla y produce un chorro a muy alta velocidad capaz de romper todo tipo de materiales (Fig. 8). La rotura se produce en forma de hendiduras profundas y estrechas capaces de cortar materiales duros como titanio y acero inoxidable. Es un proceso no térmico que elimina las inconveniencias de los efectos de las altas temperaturas en el corte de materiales o piezas delicados. No depende de las propiedades de los materiales, aunque puede verse afectado por la resistencia a la abrasión. La disposición de los chorros para maximizar el proceso varía según la característica de los cortes que se van a realizar. Esta tecnología también ejerce una fuerza mínima sobre el material cortado, lo cual puede representar una ventaja significativa en comparación con otras técnicas de corte. El costo de los equipos es relativamente alto, aunque su configuración es sencilla y no se requiere el uso de herramientas complicadas.

Se ha empleado una gran variedad de fluidos según la aplicación que se desea. Por ejemplo, agua salada y fresca, aceites, algunos gases en fase supercrítica (nitrógeno y dióxido de carbono) son sustancias comúnmente utilizadas. También se usan aditivos, tales como ácidos (clorhídrico y acético), alcoholes (metanol), polímeros, partículas abrasivas, virutas de metales, escoria y óxido de hierro, sales (KCl, CaCl₂) y otras salmueras, hidrocarburos (Diesel y petróleo crudo).

La energía utilizada para el corte de roca se fundamenta primordialmente en la transformación de presiones

muy altas (provenientes de equipos mecánicos), en energía cinética disponible en las herramientas de corte. La herramienta eleva el fluido a muy alta presión en un conducto de dimensiones específicas, el cual es forzado a pasar por un pequeño orificio fabricado generalmente de piedra preciosa. El chorro pasa a lo largo de otro conducto antes de salir e impactar el material que se va a cortar (Fig. 9). Este último conducto generalmente tiene la función de estabilizar el chorro, incorporar el abrasivo al mismo y proteger la piedra preciosa en la que se encuentra el orificio.

Existen varias maneras para transmitir la energía al fluido para su posterior transformación en energía cinética. De los métodos más comunes y utilizados en la actualidad por algunas industrias se encuentra la presurización del fluido mediante el uso de bombas de desplazamiento positivo, tales como las bombas reciprocantes de varios pistones, en las que, dependiendo de los caudales, se puede alcanzar presiones de 20,000 psi o mayores.

Basados en el mismo tipo de bomba de desplazamiento positivo, se han diseñado las llamadas bombas intensificadoras, las cuales son una combinación de la bomba reciprocante con principios utilizados por bombas oleohidráulicas, en las que la idea fundamental es presurizar dos cámaras de secciones distintas, en la que en una de ellas, hay un fluido aceitoso y en la otra el agua por presurizar, logrando así, presiones altas que pueden alcanzar hasta 100,000 psi, dependiendo del caudal requerido.

Debido a las características mencionadas, este sistema es ampliamente utilizado en distintas industrias para una multiplicidad de usos con cualquier material. Entre las industrias con mayor aplicación están: construcción civil, metal-mecánica, minería, aeronáutica, construcción de túneles, construcción naval, transporte y perforación petrolera, entre otras [31].

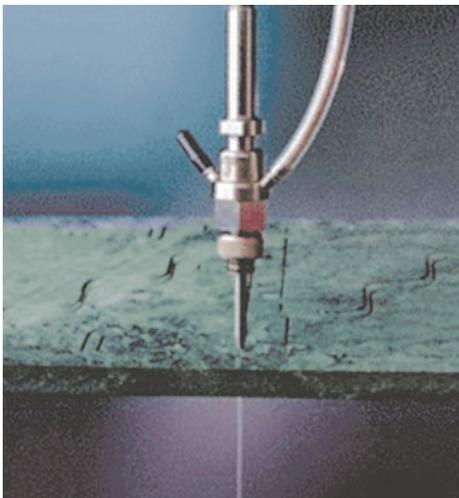


Fig. 8. Ejemplo de corte de materiales por medio de erosión acelerada con un fluido abrasivo que permite tener la capacidad de corte sobre mármol, metales o vidrio. Fuente: Artículo Revista Mechanical Engineering "Like a cold knife through anything" por Michael Valenti, 2001 ASME.

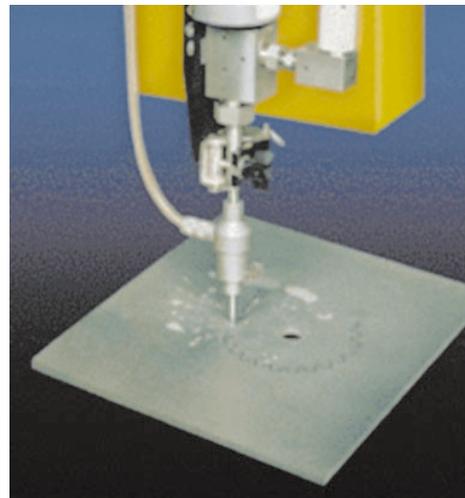


Fig. 9. Ejemplo de la habilidad de corte sin producir distorsión térmica. Fuente: Artículo Revista Mechanical Engineering "Like a cold knife through anything" por Michael Valenti, 2001 ASME.

Estudios de corte con fluidos a presión para perforar roca

Los primeros intentos para perforar roca empleando energía hidráulica se efectuaron a finales de los años 60 [32-34]. Luego en la década de los 70 [35, 36], Maurer realizó los primeros ensayos de laboratorio para la aplicación de los chorros de alta energía en la perforación de pozos. De acuerdo con las pruebas realizadas, la tasa de penetración aumentó 300%, con respecto a la perforación convencional. Feenstra y col. [37], en investigaciones experimentales y de campo usaron mechas sin cortadores y con una gran cantidad de boquillas de diámetros entre 1 mm y 3 mm, evidenciando que este método resultaba factible y prometedor. Flow Drill Corporation [38] (años 80 y 90) desarrolló un sistema que usaba altas presiones asistiendo la perforación. Presurizó una corriente de lodo (30 GPM) a 32000 psi utilizando bombas en la superficie. Se perforaron 11 pozos en Texas (EE.UU.) y, en total, 90.000 pies de formación en hoyos de 7-7/8" y de 8-3/4" de diámetro. Las tasas de penetración (TDP) alcanzaron entre 1,3 y 3,1 veces las TDP convencionales. Kollé [39] realizó experimentos en laboratorio donde obtuvo tasas de penetración entre 1,2 y 2,5 veces las tasas convencionales. Peters y Henson [40] obtuvieron hoyos de 10 pies de longitud y 1 pulgada de diámetro en diferentes formaciones, bien sea a hoyo desnudo o entubado. El tipo de fluido usado puede ser: ácidos, agua, salmuera, crudo, Diesel, agua de mar, metanol, agua con polímeros, etc. Esta tecnología fue empleada en más de 300 pozos en EE.UU. y Canadá. FlowDril y el GRI (actualmente, GTI) (1993) iniciaron un programa para el desarrollo de una bomba en fondo de hoyo que generara las presiones que se necesitaban en superficie, de tal manera que disminuyeran los costos que ocasionaban los equipos de bombeo a alta presión en superficie. De este estudio se obtuvo el primer prototipo de una bomba en fondo de pozo, conocida como DHP (del inglés "down hole pump" o bomba de fondo). Vestavik y Fidtje [41] construyeron un banco de pruebas para simular experimentalmente el uso de una herramienta que combinara cortadores más la acción de un fluido a alta presión para la construcción de una ventana en pozos multilaterales o re-entradas. Los experimentos mostraron muy buenos resultados, ya que la perforación de la ventana necesitaba menor torque y menor peso sobre la mecha y no era necesario el uso de un "whipstock" (herramienta para desviar o para abrir ventana en pozo existente). Veenhuizen y col. [42, 43] continuaron desarrollando la idea de la bomba en fondo de pozo para el uso de la perforación asistida con chorros a alta presión. La tasa de penetración aumentaba, pero la confiabilidad de la bomba debía ser mejorada. Posteriormente, Veenhuizen [44] reportó un estudio del efecto de la presión, peso de fluido y lugar donde se coloca el chorro. Los problemas que se presentaron con esta bomba se debieron a la baja confiabilidad del equipo y a la erosión generada por los lodos abrasivos, ya que en los experimentos la vida de la bomba fue de 25 horas aproximadamente. De este trabajo se obtuvo que el número y la posición de los "jets"

tienen un efecto importante sobre la TDP. Nuevamente, Veenhuizen y col. [44] probaron una segunda generación de la bomba de fondo de pozo en laboratorio y en 3 pozos en Texas, EE.UU. y en un pozo en Noruega, donde se obtuvo un incremento de 1,5 a 1,6 veces la tasa de penetración convencional. Las limitaciones en la vida de la bomba siguieron siendo la resistencia mecánica, erosión del fluido y sello del mismo, a pesar de haberse realizado mejoras en la bomba tratando de solventar estas dificultades.

Yonghe y col. [45] diseñaron un sistema de perforación y completación usando chorros a alta presión, el cual puede ser usado en pozos nuevos y viejos (re-entradas). Esta tecnología dispone de varias herramientas de perforación que incluye el uso exclusivo de energía hidráulica, o la combinación de una mecha convencional con chorros a alta presión. El método fue aplicado en dos pozos en el campo Liahoe en China, donde se obtuvieron muy buenos resultados, ya que se aumentó considerablemente la tasa de producción de crudo.

Kollé y Marvin [46] realizaron experimentos usando una mecha con cortadores y con CO₂ en fase supercrítica a alta presión. El uso del CO₂ como fluido de perforación permitió un corte más profundo y el uso de menor presión debido a la baja viscosidad del fluido. Necesitaron menos peso sobre la mecha y torque, obtuvieron un incremento de hasta 700% en la tasa de penetración. Más adelante, Kollé y Marvin [46] desarrollaron una variante que permite ajustar la presión del fluido de perforación. Adicionalmente, estos mismos autores han demostrado que el efecto del CO₂ en la perforación de rocas aumenta significativamente su perforabilidad. En general, en rocas permeables, el mecanismo de corte es ayudado por la penetración del fluido en los poros con lo que la alta energía ayuda en el proceso de desprendimiento de fragmentos. En el caso de rocas impermeables, el desprendimiento ocurre a la falla por compresión de la roca debido a la energía del impacto. Ahora bien, el incremento de la perforabilidad de las rocas duras impermeables pudiese estar asociado con algún proceso químico entre la roca y el CO₂ [46]. Hasta ahora, el CO₂ ha sido probado en perforaciones de pequeño diámetro; no obstante, los principios pueden ser aplicados a perforaciones de mayor diámetro, si se cambia el concepto de corte y remoción de roca.

TÉCNICAS NOVEDOSAS DE PERFORACIÓN DESARROLLADAS EN LA EX UNIÓN SOVIÉTICA

En esta sección se reseñan los esfuerzos de investigación realizados en la ex Unión Soviética durante 30 años y que están relacionados con técnicas novedosas de perforación y desintegración de roca. Estos esfuerzos están descritos en detalle en un estudio [47] que fue preparado y guiado por el Dr. William C. Maurer en el año 1995 con la participación de expertos rusos en perforación y desintegración de rocas. Estos investigadores dirigieron los principales proyectos en todas las seis categorías definidas y son líderes en sus campos con amplia experiencia en todas las fases de las técnicas de

perforación avanzada. Según el reporte [47], el estudio realizado se considera una extensión del libro del Dr. Maurer "Advanced Drilling Techniques".

Los autores [47] enfatizaron sus esfuerzos en un enfoque integrado sobre desintegración de la roca y perforación, lo cual incluyó la revisión de un gran número de invenciones y dispositivos. La revisión realizada consideró: 1) trabajos aplicados, independientemente del grado de finalización y desarrollo teórico; 2) técnicas que pasaron la fase de ensayos de laboratorio o que hubieran sido aplicadas en el campo; y 3) equipos de perforación que combinasen técnicas novedosas y convencionales de desintegración de rocas para maximizar la energía de corte disponible en la roca.

Los diferentes tipos de energía considerados [47] en el desarrollo de herramientas para desintegrar la roca fueron (se prefirió dejar la nomenclatura original): Novel Mechanical Drills; High-Pressure Jet Drills; Thermal Drills; Electro-Thermal Drills; Combined Novel Drills y Explosive and Chemical Drills. Esta clasificación [47] fue seleccionada debido a que el tipo de energía utilizada determina si la roca se fractura en pequeñas partículas o experimenta una transición a otro estado de aglomeración o mezcla de partículas (ej.: líquido o gas). Otras consideraciones para la clasificación [47] se asociaron con la transmisión de energía al fondo del hoyo, consideraciones de energéticas y económicas con énfasis para la perforación de pozos.

Los proyectos [47] fueron orientados hacia la combinación de técnicas mecánicas y dinámicas (p. ej.: hidráulica, térmica alternada y varias modificaciones de técnicas electrofísicas) con el objetivo de mejorar el desempeño de perforación. El énfasis fue puesto en la competitividad de varias técnicas de perforación en un amplio espectro considerando aspectos técnicos como: consumo de potencia, preocupaciones ambientales y factores económicos. Las aplicaciones de estos desarrollos van desde la perforación de pozos de crudo, gas, agua y geotérmicos; perforación de pozos exploratorios y perforación direccional entre otros. El informe [47] señala que existe un número de proyectos en diferentes estados de desarrollo y finalización que abarcan desde patentes de investigación, ensayos comerciales y aplicaciones industriales. Muchos proyectos no obtuvieron los resultados positivos. Sin embargo, se explica que su incorporación en el informe es importante, porque los resultados negativos pueden proveer información útil. Se indica también que algunos de estos equipos pudieran tener aplicaciones futuras, cuando se desarrollen nuevos materiales o nuevas técnicas.

La aplicabilidad de cada técnica para perforación somera y profunda fue tomada en consideración también, y según el estudio [47], aquellas que prometen potencialidad para perforación somera no se aplican frecuentemente a perforación profunda debido a los pequeños diámetros, altas presiones hidrostáticas, problemas de incremento de transmisión de potencia y dificultad de reemplazar equipos desgastados en perforación profunda.

CONCLUSIONES

Las técnicas novedosas de perforación mostradas en el presente artículo son procesos que apuntan a incrementos sustanciales de la tasa de penetración en formaciones duras y difíciles de perforar. Una vez desarrolladas y asegurada su viabilidad técnica y económica, cambiarán el esquema tradicional de perforación que se utiliza actualmente.

Los trabajos sobre resonancia aplicada a perforación están todavía en sus etapas iniciales de investigación a través del modelaje teórico y pruebas experimentales del fenómeno. El seguimiento a las investigaciones actuales debe ser fomentado para evaluar avances y aplicaciones futuras.

Las aplicaciones realizadas con haz de luz láser han abarcado muchas áreas específicas sobre ensayos interacción láser-roca, equipos láser y patentes. Los esfuerzos están todavía orientados a la evaluación de los mecanismos de corte más eficientes según la formación atravesada.

Los esfuerzos para desarrollar equipos de corte de roca con fluidos a presión todavía están limitados en el manejo a las altas presiones requeridas en la mecha de perforación. Estos altos requerimientos aceleran el desgaste de los equipos de fondo de pozo utilizados actualmente.

Los trabajos realizados en la ex Unión Soviética muestran cuales son las ventajas, desventajas, potencialidades y aprendizajes que el desarrollo de métodos novedosos de corte presentan para los esfuerzos actuales en nuevas tecnologías de perforación.

Referencias

1. Houser, W. *Introducción a los principios de mecánica*. Editorial UTEHA, pp. 114-144, 1969.
2. Universidad de Aberdeen (UA), [online] (2000). Vibration Enhanced Drilling Research Group. [citado:10/11/2001] Disponible de Internet: <http://www.eng.abdn.ac.uk/~eng373/index-G.html>.
3. Jet Propulsion Lab (JPL). JPL's NDEAA Ultrasonic Drilling Homepage. Instituto de Tecnología de California, Pasadena, CA [online] [citado: 15/11/2001], Internet: <http://ndea.jpl.nasa.gov/nasa-nde/usdc/usdc.htm>.
4. CSIRO Petroleum Corporation. *Research Proposal to Enhance Bit Performance Through Controlled Drillstring Vibrations*. Febrero 2001.
5. Lagreca, A. J.; De Santana, D.; Suárez, G.; Rodríguez, M.; McInnes, M. Fluid Percussion Hammer Field Test in the Alothonous Cretaceous Block, Eastern Venezuela. *Canadian Int. Petroleum Conf.* CIPC 2002-128, julio 2002.
6. Norton, J. F. Method and Apparatus for Drilling Small Holes. *U.S. Patent No. 3,265,855*, 9 agosto 1966.
7. Gladstone, R. A. Treatment of Solids Materials. *U.S. Patent No. 3,539,221*, 10 noviembre, 1970.
8. Snedden, L. L. Tunneling By Lasers. *U.S. Patent No. 3,544,165*, 1 diciembre, 1970.

9. Stout, D. W. Laser Beam Device and Method for Subterranean Recovery of Fluids. *U.S. Patent No. 3,693,718*, 26 septiembre, 1972.
10. Jurewicz, B. R. A Preliminary Analysis of Two Laser-Assisted Rock Excavation Concepts. United Aircraft Research Laboratories, *Report R-171099-2*, 1975.
11. Keenan, Jr., B. J. Laser Beam Drill. *U.S. Patent No. 3,871,485*, 18 de marzo, 1975.
12. Keenan, Jr., B. J. Combination Laser Beam and sonic Drill. *U.S. Patent No. 3,882,945*, 13 mayo, 1975.
13. Salisbury, W. W.; Stiles, W. J. Earth Boring Method Employing High Powered Laser and Alternate Fluid Pulses. *U.S. Patent No. 3,998,281*, 21 diciembre, 1976.
14. Shuck, L. Z. Method for Laser Drilling Subterranean Earth Formations. *U.S. Patent No. 3,977,478*, 31 agosto, 1976.
15. Moavenzadeh, F.; Williamson, R. B.; McGarry, F. J. Laser Assisted Rock Fracture. M.I.T., Department of Commerce, *Contrato C-85-65*, 1967.
16. Williamson, R.B.; Moavenzadeh, F.; McGarry, F. J. Some Relationship Between Power Level, Exposure Time, Sample Size, and Weakening in Laser-Assisted Rock Fracture. M.I.T., *DOT Contracto C-85-65*, 1968.
17. Moavenzadeh, F.; McGarry, F.J.; Williamson, R. B. Thin Disk Technique for Analyzing Rock Fractures Induced by Laser Irradiation. M.I.T., *DOT Contract C-85-65*, 1968.
18. Farra, G.; Nelson, C. R.; Moavenzadeh, F. Experimental Observations of Failure Due to Laser Radiation. M.I.T. Department of Civil Engineer, *Research Report on Contract C-85-65*, 1969.
19. McGarry, F.J.; Rad, P. F.; Moavenzadeh, F. Laser Assisted Rock Cutting Study. M.I.T. Department of Civil Engineer, *Research Report on Contract FR-9-0035*, 1970.
20. Carstens, J. P.; Davison, W.; Brown, C. A.; Snith, A. R.; McGarry, F. J. Heat-Assisted Tunnel Boring Machines. *DOT FR-9-0035*. Inf. final, septiembre, 1970.
21. Carstens, J. P. Thermal Fracture of Rock – A Review of Experimental Results. *U.A.R.L. Proceedings Rapid Excavation and Tunneling Conf.*, Chicago, junio, 1972.
22. Carstens, J. P.; Banas, C. M.; Biancardi, F. R.; Melikian, G.; Peters, G. T.; Jurewicz, B. R.; Sessions, E. C. Research Investigation of Laser Rock Kerfing. *DOT FR-20021*, Inf. final, noviembre (Clearinghouse No. PB214439/2), 1972.
23. Carstens, J. P.; Brown, C. A. Rock Cutting by Laser. 46th Annual Meeting of the SPE, New Orleans, octubre, 1971. *Artículo SPE N° 3529*.
24. Zar, J. L. The Use of a Laser for ARPA Military Geophysics Program. AVCO Everett Research Lab., *Inf. Técnico final*, *Contract H0210039*, (Clearinghouse AD-749-982), octubre 1972.
25. Jurewicz, B. R.; Greenwald, L. E.; Brown, C.O. Focused Laser Beams to Assist Rock Excavation. United Aircraft Research Laboratories, *DOT Contract FR- 20021*, (Clearinghouse), noviembre 1974.
26. Jurewicz, B. R.; Carstens, J. P.; Banas, C. Rock-Kerfing with High-Power Lasers. *Proc. of the 3rd. Congress of the International Society of Rocks Mechanics*, Denver, 1-7 septiembre, 1974.
27. Graves, R. M.; O'Brien, D.G. *Star Wars Laser Technology Applied to Drilling and Completing Gas Wells*. 49259, 1998.
28. Graves R. Determining the Benefits of Applying Starwars Laser Technology to Drilling and Completing Natural Gas Wells. *GRI Technical Advisory Meeting*, Houston TX, May 19, 1999.
29. O'Brien, D. G.; Graves, R. M.; O'Brien, E. A. StarWars Laser Technology for Gas Drilling and Completions in the 21st Century, 1999. *Artículo SPE N° 56625*.
30. Gahan, B. C.; Parker, R. A.; Batarseh, S.; Figueroa H. Laser Drilling: Determination of Energy Required to Remove Rock. 2001. *Artículo SPE N° 71466*.
31. Summers, D. *Waterjetting Technology*. Editado por E & FN SPON, 1995. First Edition. Great Britain, Alden Press, Oxford.
32. Farmer, I. W. *Penetration of Rocks by Water Jet Impact*. PhD Tesis, University of Sheffield, 1965.
33. Leach, S. J.; Walker, G.L. Some Aspects of Rock Cutting by High Speed Water Jets. *Phil. Trans. Roy. Soc. London, Series A 260*, 1965.
34. Brook, N.; Summers, D. A. The Penetration of Rock by High Speed Water Jets. *International Journal Rock Mech. Min. Sci.*, 6:249-258, 196.
35. Maurer, W. C.; Heilhecker, J. K. Hydraulic Jet Drilling. 1969. *Artículo SPE N° 2434*.
36. Maurer, W. C.; Heilhecker, J. K.; Love, W. W. High Pressure Jet Drilling. 1972. *Artículo SPE N° 3988*.
37. Feenstra, R.; Pols, A. C.; Van Steveninck, J. Rock Cutting by Jets: A Promising Method of Oil Well Drilling. 1974. *Artículo SPE N° 4923*.
38. Butler T.; Fontana, P.; Otta, R. A Method for Combined Jet and Mechanical Drilling. 1990. *Artículo SPE N° 20460*.
39. Kollé, J. J.; Otta, R.; y Stang, D. L. Laboratory and Field Testing of an Ultra-High-Pressure, Jet-Assisted Drilling System. 1991. *Artículo SPE N° 22000*.
40. Peters, A. D.; Henson, S. W. New Well Completion and Stimulation Techniques Using Liquid Jet Cutting Technology. 1993. *Artículo SPE N° 26583*.
41. Vestavik, O. M.; Fidtje, T. H. Casing Window Milling with Abrasive Fluid Jet. 1995. *Artículo SPE N° 30453*.

42. Veenhuizen, S.; Duda, J. A.; Kelley, D. P.; Aslakson, J. K.; O'Hanlon, T. A. Ultra-High Pressure Down Hole Pump for Jet-Assisted Drilling. 1996. *Artículo SPE N° 35111*.
43. Veenhuizen, S.; Kollé, J. J.; Rice, C. C.; O'Hanlon, T. A. Ultra-High Pressure Jet Assist of Mechanical Drilling. 1997. *Artículo SPE N° 37579*.
44. Veenhuizen, S.; Stang, D. L.; Kelley, D. P. Development and Testing of Downhole Pump for High-Pressure Jet-Assist Drilling. 1997. *Artículo SPE N° 38581*.
45. Yongue, L.; Chunjie, W.; Lianhia, S.; Weiyi, G. Application and Development of Drilling and Completion of the Ultrashort-Radius Radial Well by High Pressure Jet Flow Techniques. 2000. *Artículo SPE N° 64756*.
46. Kollé, J. J.; Marvin, H. Jet-Assisted with Supercritical Carbon Dioxide. *Tempress Technologies*, 2000.
47. Eskin, M.; Maurer, W. C.; Leviant, A. *Former-USSR R&D on Novel Drilling Techniques*. Maurer Engineering Inc. Copyright ©1995.



Alejandro J. Lagreca. Ingeniero mecánico, Universidad Simón Bolívar (USB), Caracas, 1985; especialización en ingeniería de la empresa (USB), Caracas, 1993; maestría en ingeniería mecánica, Universidad de Tulsa, Tulsa, 1997. Desde 1993 trabaja en Intevep en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos, en el área de mecánica de perforación y rehabilitación de pozos. Participó en diversos proyectos multidisciplinarios de PDVSA y de Terceros (Faja). Realizó trabajos de investigación en el área de mecánica de perforación enfocados principalmente a la optimización, desarrollo e implementación de procesos y metodologías en perforación con 11 trabajos publicados a nivel nacional e internacional. En el año 2001 condujo proyectos de inteligencia tecnológica, investigación y desarrollo e investigación estratégica en tecnologías de perforación que optimen el acceso a formaciones duras y difíciles de perforar. Fue líder del proyecto para el desarrollo de tecnologías que permitan optimar arquitectura y asegurar integridad mecánica en la construcción de pozos. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Yelitz Sorrentino. Ingeniero de materiales, opción metalurgia, Universidad Simón Bolívar, Caracas, 1996. En 1995, realizó pasantías en el Complejo de Refinación de Paraganá de PDVSA, específicamente en el área de corrosión de la Refinería Cardón. En el año 1997 ingresó a PDVSA Intevep en el Departamento de Yacimientos, donde trabajó en caracterización geomecánica de arenas consolidadas y no consolidadas. Se desempeñó en el Departamento de Construcción y Mantenimiento de Pozos en estabilidad de hoyo dentro del grupo de geomecánica. Además, está culminando la especialización de Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, Universidad Central de Venezuela, Caracas. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Gustavo Suárez. Ingeniero mecánico, Universidad de Oriente, Núcleo del Estado Anzoátegui, 2001. Realizó su trabajo de grado en Intevep en el año 2000 en el área de mecánica de perforación, Departamento de Construcción de Pozos, el cual consistió en analizar el efecto de la variación del diferencial de presión en la tasa de penetración en rocas duras. Desde 2001 hasta la actualidad, ha trabajado en el área de mechas de perforación, participando en proyectos a escala nacional en la fase de ingeniería de detalle, en la selección de mechas de perforación, evaluación de nuevas tecnologías de mechas, tanto convencionales como innovadoras. Participó en la elaboración de la matriz de selección de mechas, que actualmente se utiliza en algunas zonas del país, y que se espera sea incorporada este año en el ámbito corporativo. En 2001 se desempeñó como enlace Intevep-CSIRO e Intevep-Terratek, para la consolidación de convenios con estas dos compañías en el área de perforación.



Heriberto Echezuría. Ingeniero Civil, Universidad Católica "Andrés Bello", Caracas, Abril 1975, Master of Science in Geotechnical Engineering, Stanford University, Enero 1982, Engineer in Civil Engineering, (Post-MSc) Stanford University, Septiembre 1983. Desde 1983 se desempeñó en Intevep en distintas actividades técnicas y administrativas en la Gerencia General de Tecnología. Durante su carrera profesional en Intevep ocupó cargos gerenciales y participó en diversos proyectos multidisciplinarios de PDVSA y de Terceros. Asimismo, realizó trabajos de investigación en las áreas de geotecnia y perforación con 28 trabajos publicados a nivel nacional e internacional y 28 informes técnicos. Desde el año 1998 trabajó en el desarrollo de la tecnología de inyección somera (en proceso de patente) para la disposición de los rípios de perforación y en la búsqueda de nuevas fuentes de energía para mejorar las tasas de avance en formaciones difíciles de perforar. Se desempeñó como profesor en las Universidades Central de Venezuela y Simón Bolívar. Laboró en PDVSA Intevep hasta diciembre 2002.



Humberto Figueroa. Licenciado en física, Universidad Central de Venezuela, 1977; doctorado en física, Universidad de California Los Angeles (UCLA), 1986; postdoctorado en el Laboratorio Nacional de Argonne en Illinois (ANL), División de Física de Altas Energías, 1986-1987. Fue investigador senior en el Departamento de Electrofísica de la Universidad del Sur de California (USC) 1987-1989. Profesor Asistente de Investigación USC, 1990. Desde 1991 trabajó en Intevep en la Gerencia General de Tecnología en el área de inspección no destructiva. Durante su carrera profesional trabajó en la interacción de láseres de alta potencia con plasmas para el confinamiento inercial de reacciones termonucleares, primeros estudios sobre espejos de plasma para el redireccionamiento de haces intensos de microondas en la ionósfera y en el laboratorio, así como también estudios sobre nuevos modelos de resonadores para láseres de electrones libres (FEL). Participó en la construcción del primer acelerador compacto de electrones ultrarelativistas aplicando el concepto de "Plasma Wake Fields". Construyó el primer láser en un ambiente gaseoso. En Intevep, desarrolló la aplicación masiva de la técnica tiempo de vuelo de la onda difractada (TOFD) a la inspección de una amplia gama de componentes críticos en las áreas de refinación y producción. También ha desarrollado diferentes técnicas ultrasónicas para la inspección no destructiva de equipos. Actualmente, es líder técnico en el campo de perforación por láser.

NOTICIAS

*Carmen Ramírez¹ y Sandra Rodríguez**

* PDVSA Intevep

(1) Trabajo realizado en PDVSA Intevep

Dada la necesidad de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) de incrementar el factor de recobro y la rentabilidad de sus activos mediante la optimización de las operaciones de construcción y mantenimiento de pozos, se detecta como una de las problemáticas a evaluar la migración de fluidos durante y después de las operaciones de cementación de pozos petroleros y/o gas.

El objeto del presente artículo es comentar las experiencias y algunos resultados del proceso de Inteligencia Tecnológica (IT) que se ha aplicado para delimitar el escenario tecnológico nacional e internacional en el área de prevención y control de migración de fluidos en las operaciones de cementación de pozos petroleros y/o gas. Al mismo tiempo, resaltar algunas de las decisiones y acciones tomadas al respecto.

Dichas actividades de IT se iniciaron en el año 2000. En primera instancia, se revisó la memoria técnica corporativa a través de la base de datos corporativa de PDVSA, RIPPET, y, paralelamente se diseñó la estrategia de búsqueda y validación de las palabras claves que permitieron la recuperación de la información relevante. Posteriormente, se realizó un análisis cuantitativo (análisis bibliométrico) en la base de datos internacional TULSA, especializada en el área de exploración y producción, el cual arrojó, entre otros aspectos relevantes, una primera visión de la evolución de los documentos (patentes y publicaciones), inventores, autores y coautores, empresas e instituciones más relevantes en la materia. A partir de dicho estudio se efectuaron actividades de monitoreo en el área mediante alertas automatizadas (difundidos por correo electrónico, ambientes de trabajo colaborativo (ATC) electrónicos y páginas web) y la conformación de una red dinámica de contactos de expertos nacionales e internacional en este tema.

De la revisión de la memoria técnica de PDVSA, se obtuvo un total de 15 informes técnicos y un documento de patente, relacionados con aditivos antimigratorios.

Experiencias y resultados de la aplicación del proceso de Inteligencia Tecnológica para delimitar el entorno tecnológico del área de prevención de migración de fluidos en cementación de pozos petroleros

Los autores y coautores más importantes resultantes de esta revisión fueron: Wilfredo Rodríguez, Valmore Rodríguez, Doris Pestana y Rafael Bolívar. Con respecto al escenario internacional, se evaluó un universo de 1.160 documentos, de los cuales un 53% corresponde a documentos de patentes y el resto a publicaciones. Entre los resultados más sobresalientes destaca el de las empresas de servicios Halliburton, Schlumberger y BJ Services como líderes en el área.

A continuación, se hace una breve reseña del marco conceptual del área en estudio. Se presentan los resultados del análisis cuantitativo y cualitativo de la información obtenida y, por último, las conclusiones y recomendaciones.

MARCO CONCEPTUAL

La migración de agua fue identificada por Jones y Berdine [1] como un problema resultante del desplazamiento incompleto del revoque formado por el fluido de perforación, durante la colocación del cemento. Actualmente, se ha incrementado el conocimiento de la problemática de migración de agua, dado el abanico de arquitecturas de pozos aplicadas y la perforación de pozos cada vez más profundos [2]. Posteriormente, en los años sesenta, durante el proceso de completación de pozos de almacenamiento de gas, se identificó la migración de gas

como un problema [3, 4], cada vez más frecuente, crítico y peligroso [5-7]. Dicha problemática también se ha denominado "comunicación de gas" o "goteo de gas" [6], "flujo de gas anular" [8], "canalización de gas" [9], "flujo después de la cementación" [10], o "invasión de gas" [11]. Desde 1960, empresas de servicio como Halliburton y Schlumberger se empezaron a interesar en el área. Se iniciaron las investigaciones sobre los principios físicos/químicos de migración de fluidos y sus posibles soluciones técnicas. Paralelamente, estas compañías desarrollaron aditivos para el diseño de lechadas antimigratorias. Ejemplo de algunos de ellos son: el "gas stop" de Halliburton y el "gas block" de Schlumberger. Con respecto a la tecnología de cementos espumados, la cual es considerada una de las mejores para control de gas en pozos petroleros, ambas compañías la poseen, pero Halliburton es el líder en el área [12].

Dichas compañías poseen modelos y metodologías de laboratorio que simulan el proceso basados en criterios tales como: ángulo recto, tixotropía, desarrollo de fuerza de gel estático, estricto control de filtrado, permeabilidad durante y después de fraguado el cemento, distribución de tamaño de partícula, encogimiento, fluido libre, lo cual les permite entender y evaluar los principios físicos del desempeño de cada uno de sus aditivos o productos que ofrecen comercialmente [6, 9-11, 13-19].

A su vez, las compañías reportan equipos de campo y prácticas operacionales en pozos con contenido de gas [3, 8, 20-22]; desarrollo de soluciones técnicas [18, 23-37]; y diseñando técnicas de predicción cuantitativas y cualitativas empíricas (simuladores) 4, 38-44].

La revista World Oil del año 1999 muestra un listado de productos y aditivos disponibles de los mayores proveedores. Se registra allí que hay 7 compañías, y entre las que se incluyen dos nuevas, la American Fracmaster Ltd., de EE.UU., filial de Fracmaster en Calgary, Canadá, y San Antonio, Argentina. El listado reporta que los aditivos más utilizados por las compañías líderes son los del tipo látex (término general que describe un polímero en emulsión o suspensiones dispersas de micropartículas del polímero sólido en agua. Se han usado diferentes tipos de polímeros en cemento, los cuales se pueden agrupar en tres grandes categorías: látex, resinas líquidas y polímeros solubles en agua).

Una vez definida la evolución del conocimiento en el área, se efectuó el análisis cualitativo de la información nacional e internacional obtenida.

Escenario nacional

Se observa que desde el año 1985 ha sido constante el esfuerzo de la Corporación PDVSA en el estudio del control y prevención de migración de fluidos en pozos petroleros. Específicamente, se aprecia que los documentos técnicos versan sobre aditivos de cemento, diseño de lechadas y/o evaluación de éstos en el ámbito comercial, así como también sobre desarrollo de productos y metodología. Es importante destacar que el adi-

tivo de cemento con propiedades antimigratorias más evaluado en todos estos informes es el del tipo látex. Por otra parte, otras de las propiedades de interés o de estudio en el diseño y desarrollo de aditivos son: la reología, propiedades mecánicas, su desempeño a altas temperaturas y presiones y pérdida de fluido. Entre los autores más relevantes destacan Wilfredo Rodríguez [45] y Valmore Rodríguez.

A partir de 1994, se documenta el esfuerzo por parte de PDVSA en incorporar a la industria química venezolana al campo petrolero como una de las fuentes de manufactura de los diferentes aditivos; especialmente en la producción de látex para altas temperaturas y presión. Se encuentra que la empresa venezolana INTEQUIM ha sido la pionera en la conformación de este mercado nacional. En esta área, profesionales de PDVSA, tales como Doris Pestana y Rafael Bolívar, han contribuido a fortalecer las relaciones de la Corporación con este sector de la industria química.

Escenario internacional

Con respecto al universo de información internacional, la estrategia de búsqueda arrojó un total de 1.160 referencias bibliográficas registradas en la base de datos TULSA en un período abierto (1995 al presente), de las cuales el 53% corresponde a documentos de patentes y el resto a publicaciones. A continuación, se muestran algunos de los resultados del análisis cuantitativo de la información (análisis bibliométrico) que nos permitió rápidamente tener un primer bosquejo de la tendencia en esta área en el ámbito internacional. Es de hacer notar que este análisis no representa un resultado absoluto, sino una tendencia que posteriormente se evalúa con el análisis cualitativo de la información, realizado por el personal técnico del área. Los resultados se presentan subdivididos en dos partes: los documentos de patentes y las publicaciones.

DOCUMENTOS Y PATENTES

En la Fig. 1 se observa la evolución de los documentos de patentes asociados al área de aditivos de cemento. Se identificó un total de 612 documentos de patentes y se registra una tendencia variable desde hace cuatro décadas. EE.UU. resalta como el país líder donde más

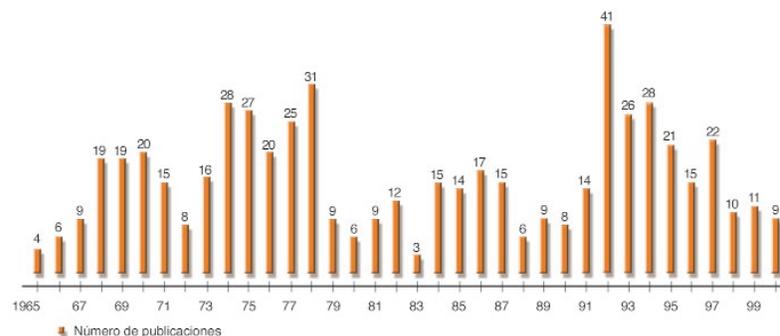


Fig. 1. Evolución de los documentos de patentes.

se han protegido las invenciones en esta área con un 37%, seguido de Gran Bretaña, Canadá, Unión Soviética y la Oficina de Patentes Europea, las cuales suman un 36%. Así tenemos que, entre los países y oficinas de patentes previamente mencionadas se reporta el 73% de las invenciones en esta área. Es importante destacar que casi 60% del universo de documentos corresponde a inventores particulares.

Las empresas de servicios como Halliburton y Schlumberger, seguidas por Atlantic Richfield Co (Arco & Oil (actualmente BP), Sofietech N.V y Shell aparecen entre las empresas con mayor número de documentos de patentes (Fig. 2). En la Fig. 3 se reportan los inventores más relevantes, entre ellos: P. Maroy y J. F. Baret, de la empresa Schlumberger, L. E. Brothers y J. Chatterji J., de Halliburton y K. M. Cowan, de Shell, quienes sobresalen por sus aportes en desarrollos de aditivos de cements (control de filtrado, látex, cemen-



Fig. 2. Empresas e instituciones con mayor número de documentos de patentes.



Fig. 3. Inventores con mayor número de documentos de patentes.

tos livianos espumados resistentes a altas temperaturas y presiones, etc.), equipos y metodologías.

PUBLICACIONES

Con respecto a las publicaciones, éstas representan el 47% del universo de información. La Fig. 4 muestra la evolución de las mismas. Al igual que los documentos de patentes, se registra una tendencia variable. Es importante destacar que el análisis por tipo de publicación se realizó sobre un conjunto de 362 registros, donde se aplicó el comando estadístico. El tipo de publicación más utilizado, para transferir los avances en el área, es la revista técnica que registra el 62% del total señalado, y el resto se realiza mediante las actas de conferencias. Entre las principales revistas técnicas se encuentran Cement Concrete Res (44 artículos), Oil Drilling Produc Techn (33 artículos) y Drilling Fluid Completion (20 artículos).

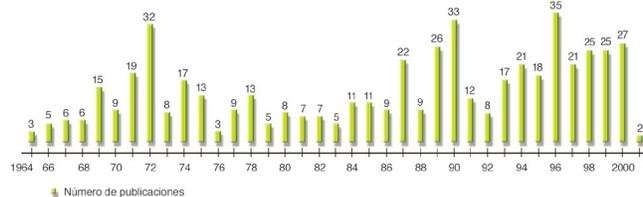


Fig. 4. Evolución de las publicaciones.

En la Fig. 5 se detallan las empresas que mayor cantidad de publicaciones han hecho. Para obtener estos resultados se aplicó el comando estadístico sobre el 43% del total. Resaltan las empresas de servicios Halliburton, Schlumberger y BJ Services. Por otra parte, en la Tabla 1 se presentan las universidades e institutos de I y D con mayor número de publicaciones en el área.

Asimismo, se ilustra en la Fig. 6 los autores y coautores

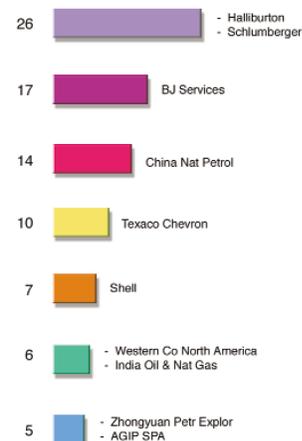


Fig. 5. Empresas petroleras y de servicio más relevantes.

Tabla 1. Universidades e institutos de I y D.

Universidades e Instituciones de I y D	Nº publicaciones
Brookhaven National Lab	5
Southwest China Petr Inst.	4
Jiangnan Petroleum Inst.	4
Oklahoma Univ.	3
New Mex Inst. Mining Techn.	3
Clausthal Tech. Univ.	3
Calgary Univ.	3

con mayor número de publicaciones y sobresalen allí: L. E. Kukacka (Brookhaven National Lab), con publicaciones sobre pozos geotérmicos y presencia de gases CO₂ y H₂S, Lu N (Jiangnan Petroleum Inst, China) con utilización de "slag furnace" en cementos (escoria de alto horno), Mariampolskii (Rusia). N. A. con publicaciones relacionadas a polímeros viscoelásticos, polímeros para cementos. Luego, aparecen D. K. Smith, de BJ Services; Sutton y D. L Brothers, de Halliburton y P. Rae, de Schlumberger, quienes han publicado sobre establecimiento de criterios para la evaluación y diseños de lechadas de cemento para el control de migración de gas, simuladores, equipos de laboratorio y de campo. Con todos estos resultados del análisis cuantitativo de la información, se estableció una estrategia para el análisis

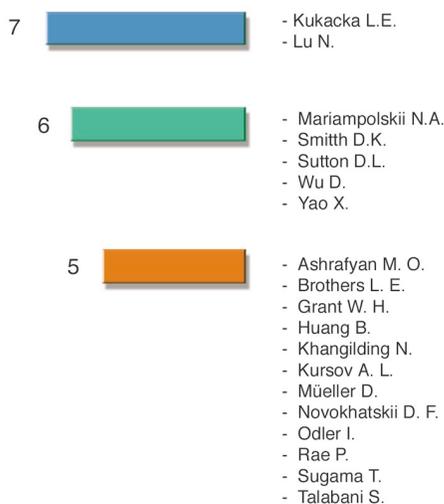


Fig. 6. Autores y coautores con mayor número de publicaciones.

cualitativo de la información. La aplicación de la estrategia permitió, en primera instancia, evaluar la información de los principales autores, empresas e institutos que reportaron mayor número de documentos. Paralelamente, según este análisis inicial de los documentos seleccionados, se revisaron, a su vez, las referencias de los mismos y, en líneas generales, se

puede señalar que el estudio permitió visualizar temas de interés que prevalecen en el estudio de la problemática de migración de gas en pozos petroleros como:

- Investigación para la comprensión los principios físicos del problema. En general, las compañías poseen modelos y metodología de laboratorios que simulan el proceso basados en criterios, tales como: ángulo recto, tixotropía, desarrollo de fuerza de gel estático, estricto control de filtrado, permeabilidad durante y después de fraguado el cemento, distribución de tamaño de partícula, y otros; que permiten evaluar el desempeño de cada uno de sus aditivos o productos que ofrecen comercialmente.
- Nuevos desarrollos de lechadas antimigratorias (aditivos antimigratorios).
- Desarrollo de "soluciones técnicas" al problema.
- Análisis de casos históricos, experiencias de campo y la aplicación en el campo de nuevos productos y técnicas. Se detectó ausencia de consenso en el ámbito mundial en cuanto a cuál parámetro o combinación de ellos proporciona la solución definitiva a los problemas de migración de gas. Esto nos lleva a pensar que se requiere un estudio para identificar y comprender los mecanismos predominantes en este fenómeno, y así aproximarse a la solución adecuada.
- Herramientas y metodología disponibles para la predicción cualitativa y cuantitativa (simuladores) y evaluación de la calidad de la cementación (registros).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se delimitó el escenario nacional mediante la recopilación de los antecedentes de uso y aplicación de la tecnología a través de la información registrada en nuestra memoria técnica (RIPPET) y, al mismo tiempo, se identificó el personal con experiencia y conocimiento en el área, lo cual representa un insumo al proceso de conformación de las redes de conocimiento y posibles planes de adiestramiento para disminuir la brecha tecnológica en la industria petrolera. A su vez, los resultados del estudio constituyen un aporte al proceso de normalización de la memoria técnica y establecimiento de un lenguaje común.

A partir del análisis de la información internacional, registrada en la base de datos TULSA, que permitió identificar y evaluar la tendencia de empresas e instituciones, autores y coautores líderes o expertos en el ámbito mundial, se encontró que el liderazgo tecnológico en el área lo ostentan las empresas de servicio como Halliburton, Schlumberger y BJ Services. Así también, se observó que en el ámbito internacional se realizan esfuerzos por unificar criterios sobre lenguaje, herramientas y metodología sobre las propiedades antimigratorias de una lechada de cemento y sus equipos.

Entre las decisiones y acciones derivadas de este estudio, se recomendaba a PDVSA Intevep, en primera instancia, la transferencia de conocimientos y unificación criterios y lenguaje común en el área. A partir de allí, se diseñó y dictó el taller en "Migración de fluidos" con participación de asesores internacionales y nacionales (en el

año 2001) y se documentó y conceptualizó una metodología e instructivos de laboratorio y campo.

Por otra parte, dada la problemática existente en Venezuela relacionada con yacimientos que presentan altas temperaturas y altas presiones, así como efectos de ataques sobre el cemento de gases agrios, CO₂ y H₂S, se recomendó abrir una línea de investigación en metodologías y evaluación de lechadas de cemento con propiedades antimigratorias y/o resistentes a los ataques a gases agrios. Actualmente, estas actividades se ejecutan dentro del proyecto Tecnologías de Optimización de Arquitectura e Integridad Mecánica en Construcción y Mantenimiento de Pozos que adelanta PDVSA Intevep dentro de su portafolio de proyectos del año 2002.

Referencias

1. Jones, P. H.; Berdine, D. Factors Influencing Bond Between Cement and Formation. *API Drilling and Production Practice*, 1940.
2. Griffith, J. E.; Faul, R. Cementing the Conductor Casing Annulus in an Overpressured Water Formation. 1997. *Artículo OTC N° 8304*.
3. Stone, W. H.; Christian, W. W. The Inability of Unset Cement to Control Formation Pressure. *Artículo SPE N° 4783*, 1974.
4. Sutton, D. L.; Sabins, F. L.; Faul, R. Preventing Annular Gas Flow—Two Parts. *Oil and Gas Journal*. 84–92 y 109–112, dic. 1984.
5. Bearden, W. G et al. Control and Prevention of Inter-Zonal Flow, 1964. *Artículo SPE No. 903*.
6. Carter, I. G.; Stagle, K. A. A Study of Completion Practices to Minimize Gas Communication, 1970. *Artículo SPE N° 3164*.
7. Sutton, D. L.; Faul, R. Annular Gas Flow Theory and Prevention Methods Described. *Oil & Gas Journal*, 84 –112, 10 de dic., 1984.
8. García, J. A.; Clark, C. R. An Investigation of Annular Gas Flow Following Cementing Operations, 1976. *Artículo SPE N° 5701*.
9. Parcevaux, P. A.; Sault, P. H. Cement Shrinkage and Elasticity: A New Approach for a Good Zonal Isolation. 1984. *Artículo SPE N° 13176*.
10. Webster, W.W.; Eikerts, J. V. Flow After Cementing – Field and Laboratory Study. 1979. *Artículo SPE N° 8259*.
11. Bannister, C. E. et al. Critical Design Parameters to Prevent Gas Invasion During Cementing Operations, 1983. *Artículo SPE N° 11982*.
12. Rodríguez, S.; Centeno, A.; Marcano, G. *Informe bibliométrico: cemento espumado*. Inf. Técn. N° SIT-00229, 2000, Intevep, Los Teques, 2000.
13. Guyvornoski, A. A.; Farukshim, L.K. Hydrostatic Pressure of Cement Slurry, *Neftyanik No. (10): 30-32* (Translated from Russian). 1963.
14. Bulatov, A. J. Obosin, O. N.; Kuksov, A. K. Occurrence of Channels in the Annular Spaces of Wells After Cementing, *Gazov. Prom 15 (2): 3-6* (Translated) from Russian, 1970.
15. Carter, L. G.; Cooke, C.; Snelson, L. Cementing Research in Directional Gas Well Completions, 1973. *Artículo SPE N° 4313*.
16. Sabins, F. L.; Tinsley, J. M.; Sutton, D. L. Transition Time of Cement Slurries Between the Fluid Set States. *SPE J*, 875-882, dic. 1982.
17. Beirute, R. M.; Cheung, P. R. A Method for Selection of Cement Recipes to Control Fluid Invasion After Cementing. *SPEPE*, 443-440, nov. 1990.
18. Sutton, D. L.; Ravi, K. M. Low Rate Pipe Movement During Cement Gelation to Control Gas migration and Improve Cement Bond, 1991. *Artículo SPE N° 22776*.
19. Moon, J.; S Wang, S. Acoustic Method for Determining the Static Gel Strength of Slurries. 1999. *Artículo SPE No. 55650*.
20. Vidovskii, A. I.; Bulatov, Akhmetov, R. A.; Perevertov, Y. P. Change in Pressure of Column of Cement Slurry Behind the Casing in a Well During Time of Setting and Hardening. *Burenie*, N° 9:27–29, 1971.
21. Cooke C. E. Jr.; Kluck, M. P.; Medrano, R. Field Measurements of Annular Pressure and Temperature During Primary Cementing, 1982. *Artículo SPE N° 11206*.
22. Lukkien, H. B. Subsea Shallow Gas presents Unique Problems and Solutions. *Oil & Gas Journal*, 120–122, ago. 1982.
23. Levine, D. C., Thomas, E. W.; Bezner, H. P.; Tolle, G. C. Annular Gas Flow After Cementing: A Look at Practical Solutions, 1979. *Artículo SPE N° 8225*.
24. Tinsley, J. M.; Miller, E. C.; Sabins, F. L.; Sutton, D. L. Study of Factors Causing Annular Gas Flow Following Primary Cementing, 1979. *Artículo SPE N° 8257*.
25. Cheung, P. R.; Beirute, R. M. Gas Flow in Cements, 1982. *Artículo SPE N° 11207*.
26. Beirute, R. M.; Cheung, P. R. A Scale-Down Laboratory Test Procedure for Tailoring to Specific Well Conditions: the Selection of Cement Recipes to Control Formation Fluids Migration After Cementing. 1989. *Artículo SPE N° 19522*.
27. Parcevaux, P. A et al “Annular Gas flow, a Hazard Free Solution”. *Pet. Inform.* July 15, 1983, pp 34-36.
28. Stewart, R. B.; Shouten, F. C. Gas Invasion and Migration in Cemented Annuli: Causes and Cures, 1986. *Artículo IADC/SPE N° 14779*.
29. Sykes, R. L.; Logan, J. L. New Technology in Gas Migration Control, 1987. *Artículo SPE N° 16653*.
30. Teichrob, R. Controlling Gas Migration During Primary Cementing Operation Using the Flushed Zone Theory, 1993. *Artículo CADE/CAODC N° 93-603*.
31. Kucyn. P.V. et al. Prevention des manifestations du gaz entre le tubage et les parois du puits et de l'eruption in controle are cours du frage. *Gazov. Prom.* 2,48 (translated from Russian) 1977.
32. Watters, L. T.; Sabins, F. L. Field Evaluations of Method to Control Gas Flow Flowing Cementing, 1980. *Artículo SPE N° 9287*.
33. Cheung, P. R.; Myrick, B. D. Field Evaluation of an Impermeable Cement System for Controlling Gas

- Migration, 1983. *Artículo SPE N° 11983*.
34. Seidel, F. A.; Greene, T. g. Use of Expanding Cement Improves Bonding and Aids in Eliminating Annular Gas Migration in Hobbs Grayburg San Andres Wells. 1985. *Artículo SPE N° 14434*.
 35. Matthews, S. M.; Copeland, J. C. Control of Annular Gas Flow in the Deep Anadarko Basin, 1986. *Artículo SPE N° 14980*.
 36. Moroni, N.; Calloni, G.; Marcotullio, A. Gas Impermeable Carbon Black Cements: Analysis of Field Performances. 1997 *Offshore Mediterranean Conf*.
 37. Brothers, L. E.; Turkett, S. M.; Ekstrand, B. B.; Brennels, C. D.; Childs J. D. Light Weight High Temperature Well Cement Compositions and Methods. *U.S. patent N° 6,143,069,7* de nov., 2000.
 38. Smith, R. C.; Beirute, R. M.; Holman, G. B. Post Analysis of Abnormal Cementing Jobs Using a Cementing Simulator, 1985. *Artículo SPE N° 14201*.
 39. Sutton, D. L.; Ravi, K. M. A New Method for Determining Downhole Properties that Affect Gas Migration and Annular Sealing, 1989. *Artículo SPE N° 19520*.
 40. Rae, P.; Wilkins, D.; Free, D.; A New Approach to the Prediction of Gas Flow After Cementing, 1989. *Artículo SPE N° 18622*.
 41. Harris, K. L.; Ravi, K. M.; King, D. S.; Wilkinson, J. G.; Faul, R. R. Verification of Slurry Response Number Evaluation Method for Gas Migration Control, 1990. *Artículo SPE N° 20450*.
 42. Kulakofsky, D. S.; Fen-Lin W.; Onan D. D. Development and Application of a Knowledge Based Expert System for Cement Slurry Design. SPE Conf.; Houston, Texas, 19-22 de julio, 1992. *Artículo SPE N° 24417*.
 43. Prohaska, M.; Economides, M. J. Modeling Early-Time Migration Through Cement Slurries; 1994 SPE Western Regional Meeting, Long Beach, 23-25 de marzo, 1994. *Artículo SPE N° 27878*.
 44. Di Lulo, D.; Rae, P. "Cements for long Term Isolation Design Optimization by Computer Modelling and Production, 2000. *Artículo IADC/SPE No. 62745*.
 45. Rodríguez, W. Cement Slurry. *U.S. patent N° 5,679,731, 21 oct., 1997*.



Información para los autores

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), Intevep, S. A., en Los Teques, en papel, disquete o por correo electrónico (quinteromm@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 a: 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.; SuatoniI, 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.