

Congreso de Perforación

terminación, reparación y servicio de pozos

Congreso de
Perforación
terminación, reparación y servicio de pozos
3, 4 y 5 octubre - 2005
Buenos Aires - Argentina

Congreso de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

La industria de la perforación y el desafío del desarrollo tecnológico

Durante el Congreso organizado por el IAPG en la primera semana de octubre se debatieron temas no sólo vinculados a las cuestiones tecnológicas sino también los relativos a aspectos prioritarios como la seguridad en las operaciones, la capacitación y el desarrollo profesional. Fue un punto de encuentro para el análisis y el intercambio de ideas relacionadas con esta temática. Se desarrolló en forma paralela con la Argentina Oil & Gas Expo 2005 y el Foro Internacional de Energía.

Organizado por la Comisión de Perforación del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas se desarrolló con una gran afluencia de profesionales, técnicos y especialistas de la industria, el Congreso de Terminación, Reparación y Servicio de pozos los días 3, 4 y 5 de octubre de 2005 en el Hotel Emperador de la ciudad de Buenos Aires.

Para los participantes fue un ámbito técnico propicio para la realización de disertaciones y la presentación de trabajos relacionados con la perfora-

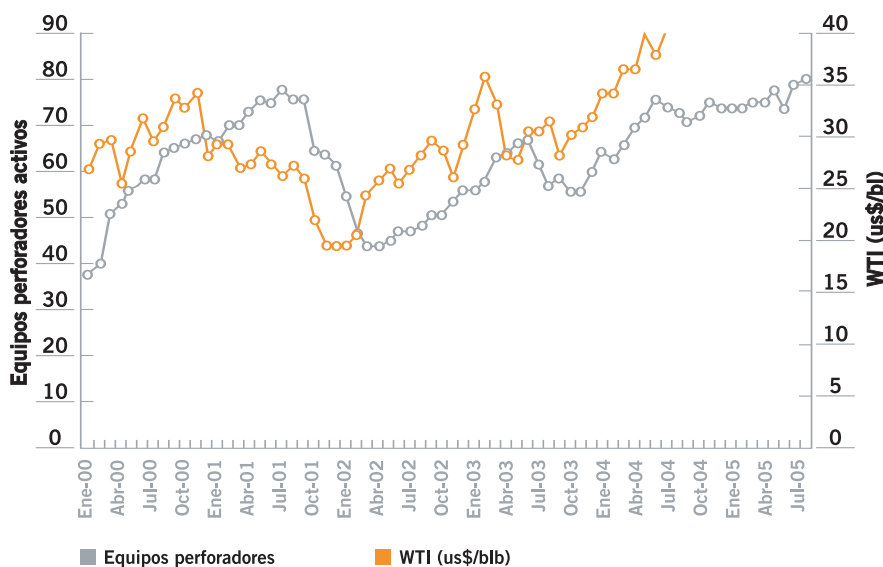


Figura 1. Actividad de equipos perforadores en la Argentina vs. WTI (2000-2005)

lugar de días o semanas”, por James Curtis y Jorge Arroyo de BJ Services, “Optimización de las cementaciones primarias en el yacimiento Loma La Lata (Neuquén)”, presentada por Marcelo Sierra de Repsol YPF SA, Pablo Casanueva y Manuel Veiga de BJ Services, “Lecciones aprendidas en la perforación de pozos con desplazamiento horizontal extendido en la Cuenca Austral, utilizando un sistema rotativo direccional (RSS)”, a cargo de Keith Coghill y César Speranza de Pan American Energy y Claudio López de Schlumberger.

En tanto, en la primera mesa redonda –moderada por Roberto Cunningham, director general del IAPG– se planteó como tema clave la detección de necesidades y el diseño

ción, la reparación, la terminación y el servicio de pozos y, además, generó un debate dinámico que permitió el intercambio de información y experiencias, así como también la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con esta actividad. El Congreso se desarrolló en coincidencia con la AOG y FIE '05.

Sin duda, el desarrollo tecnológico que la especialidad de perforación, terminación, reparación y servicio de pozos ha alcanzado en el mundo fue el tema central del encuentro y, en consecuencia, el principal desafío que debe afrontar la industria.

En total se presentaron 36 trabajos técnicos, hubo tres conferencias magistrales a cargo de reconocidos especialistas en la materia y se realizaron dos mesas redondas en las cuales se abordaron los temas referentes a la capacitación del personal y a la seguridad aplicable en este sector de la industria del petróleo y del gas.

Los trabajos técnicos se agruparon en cuatro grandes temas: inyección, operaciones, seguridad y terminación. Entre las principales conferencias se destacaron “Los desafíos de la perforación offshore”, a cargo de Braulio Luis Cortés y Xavier Bastos de Petrobras, “Ahora podemos aislar, punzar y estimular múltiples zonas en horas en

Año	Actividad	Activos	Inactivos	Totales
2002	Perforación	52	52	104
2005	Perforación	83	14	97
2002	Workover	105	20	125
2005	Workover	139	5	144

Valores a agosto 2002-2005

Figura 2. Actividad de perforación y workover en la Argentina. Comparación años 2000-2005

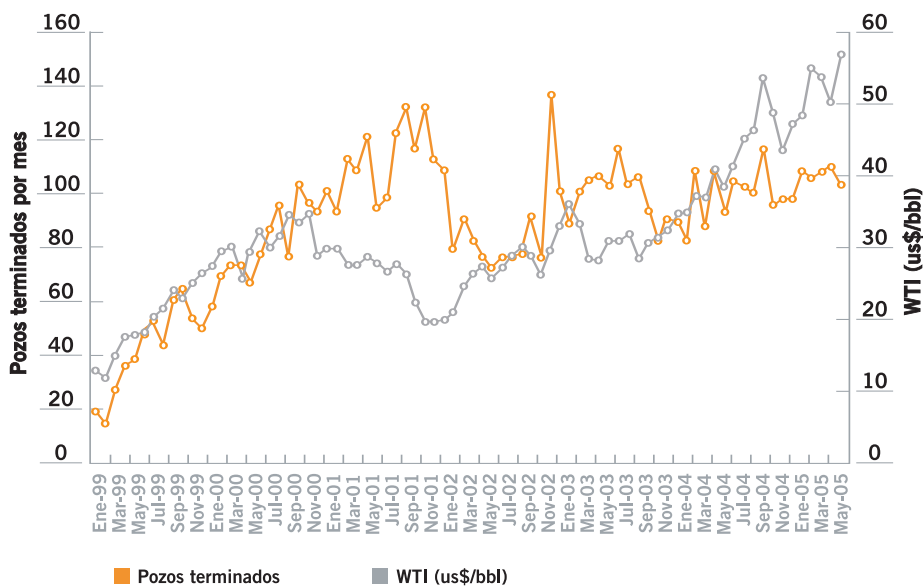


Figura 3. Buenos Aires 2005. Pozos terminados por mes vs. WTI

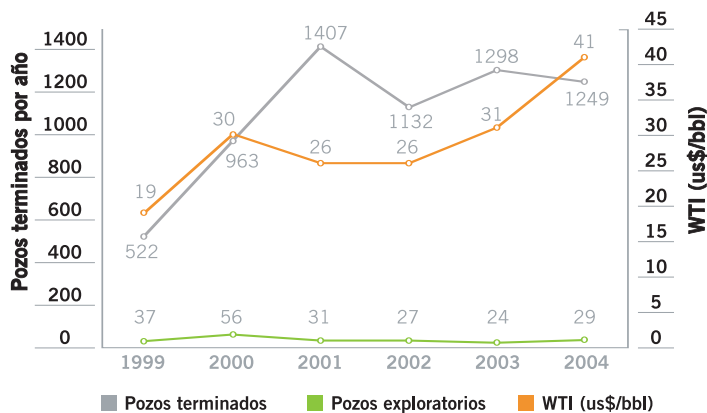


Figura 4. Pozos terminados.
Pozos exploración vs. WTI.

de estrategias de capacitación.

Gustavo Olivieri, presidente de la Comisión de Perforación del IAPG y del Comité Organizador del Congreso, tuvo a su cargo las palabras de cierre de la actividad. En esa ocasión expresó:

Quiero agradecer y felicitar en general a los autores por el buen nivel técnico de las presentaciones.

Año	Avanzada	Explotación	Exploración	Total
1999	29	497	37	563
2000	73	497	56	626
2001	80	1299	31	1410
2002	60	1146	27	1233
2003	120	1148	24	1292
2004	113	1107	29	1249
2005	118	1209	32	1359

Fuente: IAPG

Figura 5. Buenos Aires 2005. Pozos terminados por año en la Argentina.

Próximamente el IAPG informará sobre los planes de actividades de la Comisión de Perforación.

Nuestra especialidad está evolucionando continuamente, por lo que este tipo de reuniones son una necesidad para mantenernos actualizados.

En función del éxito de este Congreso estamos seguros que nos animaremos con el próximo; además, como los locales saben y para informar a los participantes de los países hermanos, continuaremos con las Jornadas de Perforación que realizamos normalmente en los yacimientos."

Congreso de Perforación.
Resumen de los principales trabajos técnicos

Ahora podemos aislar, punzar y estimular múltiples zonas en horas, en lugar de días o semanas

Por **Jorge Arroyo, BJ Services SRL**

La forma particular de producción de algunos yacimientos de la Argentina, ubicados principalmente en la Cuenca del golfo San Jorge y en la Cuenca Neuquina, son propicios para que el sistema *Excaped* (*external casing perforating*) sea considerado por sus ventajas y simplicidad.

La puesta en producción de un pozo a partir de varias capas, como sucede en las cuencas antes nombradas, muchas veces dificulta la logística de terminación.

Con este nuevo sistema se puede pasar de la perforación del pozo directamente a su producción sin tener que atravesar la etapa de la utilización de un equipo de *workover*, haciéndolo más eficiente aún que las terminaciones sin equipo tipo *rig less*.

Desarrollo

El sistema de completación *Excaped* es el único método de terminación

para pozos de gas y petróleo, en el que se pueden intervenir múltiples zonas de interés utilizando un cañón externo para efectuar los disparos en forma programada de manera conjunta con técnicas convencionales de fracturación por etapas.

Cuando se alcanza la profundidad final de perforación y se definen las zonas a intervenir, el sistema *Excaped* se ensambla junto con el *casing*, se baja al pozo y se posiciona frente a las zonas de interés previamente determinadas para luego realizar la cementación primaria.

Finalizado el trabajo de cementación, mediante la utilización de un dispositivo de disparo a control remoto, se detonan las cargas del intervalo inferior y, de requerirse, se procede a ensayar la zona para medir su caudal. Inmediatamente después se realiza el tratamiento de fractura hidráulica con el objetivo de aumentar la productividad de dicho intervalo (figura 1).

Luego de completar la primera

etapa de estimulación, se disparan las cargas localizadas frente a la siguiente zona de interés. En forma simultánea al evento del disparo, un mecanismo actúa y cierra una válvula, aislando así la zona inferior ya estimulada. El mismo procedimiento se utiliza para realizar la estimulación de los siguientes intervalos: disparo a control remoto, aislamiento de la zona inferior y fractura hidráulica.

El componente principal del sistema es el "módulo de punzado", compuesto por los cañones, que se ensamblan y arman de acuerdo con la longitud del tramo de interés a punzar, el sistema de accionamiento para la detonación de las cargas, la válvula de aislamiento y los tubolizadores excéntricos por encima y debajo de cada cañón.

Como conjunto opcional, junto al módulo de punzado, se puede adicionar un sistema de sensores para monitorear en tiempo real los valores de presión y temperatura durante la operación de cementación, el proceso de fragüe del cemento, la operación de estimulación y el seguimiento durante toda la vida productiva del pozo.

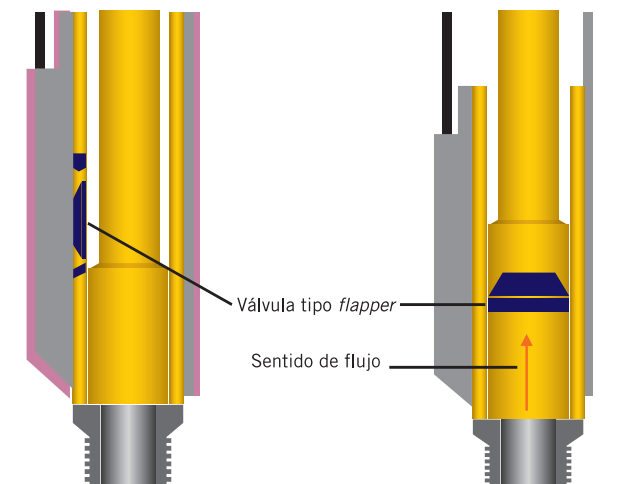
Las características particulares del proceso de punzado garantizan una alta y efectiva comunicación del pozo con el intervalo productor.

La detonación de las cargas se realiza mediante un sistema hidráulico comandado desde la superficie y calibrado de manera independiente para cada zona a intervenir.

Luego de producido el disparo en una nueva zona a estimular, se acciona la válvula tipo *flapper* y se aísla la zona. Esta válvula soporta un diferencial de presión de 7500 psi (*pound square inch*) y sólo permite el flujo en un solo sentido (hacia arriba).

Terminados los tratamientos en el pozo, cuando se lo quiere poner en producción y se necesita remover dicho sello, el disco *flapper* de las válvulas se puede romper con *wireline* o *coiled tubing*.

Dada la configuración asimétrica del sistema, debido al módulo de punzado, es necesaria la utilización de centralizadores excéntricos por encima y por debajo de cada zona con el objetivo de proteger los distintos componentes, garantizando una óptima circulación del fluido para remover correctamente el lodo durante la



Distintas configuraciones del sistema

Diámetro del <i>casing</i>	Diámetro del cañón	Diámetro mínimo del pozo abierto
2 7/8" *	2 3/8"	6 3/4"
3 1/2" *	2 3/8"	7 7/8"
4 5/2 50 **	2 7/8"	8 3/4"

* Utilizado en el campo

** Diseñado, aplicaciones potenciales en consideración

Figura 1. Diagrama de válvula *flapper*

etapa de cementación y, además, disminuir la presión de fricción sobre cada módulo montado.

Desde mediados del año 1999 y hasta la fecha se han realizado más de cincuenta trabajos entre los Estados Unidos, México y Canadá, con diez trabajos más ya programados y pendientes a la fecha de publicación de este artículo.

Se ha logrado utilizar con éxito el sistema en pozos de más de cuatro mil metros de profundidad, con temperaturas estáticas de fondo (BHST) de 140° C, pesos de lodo de 1978 gramos/litro, inclinaciones de 90°, con severidades de hasta 16°/100 ft (pies) y un máximo de veintisiete módulos de punzado en un pozo.

La *performance* obtenida de los módulos de punzado muestra valores del 98% de éxito en los disparos, un error promedio de dieciocho centímetros en su ubicación en profundidad, se ha alcanzado un longitud máxima de diecinueve metros para un módulo, 100% de efectividad en el funcionamiento de las válvulas flapper y 4%



de arenamientos prematuros (*screen outs*) sobre un total de 456 tratamientos de fracturas hidráulicas realizadas.

Conclusiones

En síntesis, el sistema *External casing perforating*, permite:

- Reducir el costo por barril producido.
- Disminuir de manera sustancial el tiempo de terminación del pozo (todas las zonas se pueden fracturar en pocas horas).

- Minimizar el tiempo de puesta en producción de una capa ya tratada.
- Disminuir el volumen de fluido al utilizar el volumen de desplazamiento de una zona como colchón (*pad*) hacia la otra.
- Aumentar el factor de recobro de reservas.

La terminación de un pozo ahora puede realizarse en horas en vez de días o semanas.

Lecciones aprendidas en la perforación de pozos con desplazamiento horizontal extendido en la Cuenca Austral, utilizando un sistema rotativo direccional (RSS)

Por **K. Coghill**, (*Pan American Energy*),
C. Speranza, (*Pan American Energy*) y
C. López (*Schlumberger*)

Este artículo comparte la experiencia obtenida por un operador del área luego de algunos intentos fallidos, esperando animar a la industria local a tener más de este tipo de trabajos de interacción que permitan una fluida comunicación entre todos los involucrados en la perforación de pozos con desplazamiento extendido en la Cuenca Austral. Los resultados describen las razones y las

plazamiento horizontal de 2800 y 3300m (1670 y 1790mTVD), respectivamente.

Estos pozos representaron un desafío, dado que en la cuenca existían antecedentes tanto positivos como negativos. Éstos se referían a pozos perdidos (verticales y horizontales), debido a la inestabilidad (química y mecánica) de las formaciones a perforar, como a pozos que lograron récords mundiales de extensión horizontal. La experiencia de estos pozos no fue capitalizada para disminuir la curva de aprendizaje debido, entre otros facto-

res, a la falta de continuidad de las operaciones y de las personas involucradas, hecho que fuerza a un aprendizaje reiterado cuando se reanudan las actividades de perforación.

Introducción

El proyecto consideraba la perforación de un pozo dirigido de avanzada desde la costa norte de la bahía de San Sebastián para probar la existencia de reservorio de acuerdo a sísmica recientemente interpretada (figura 1) y de un pozo de desarrollo en el extremo sur de la misma bahía, siendo este último el de mayor extensión horizontal.

Éstos se debían realizar en un área ecológicamente sensible, protegida para especies migratorias, de producción ovina orgánica, donde se había certificado la aplicación de la norma ISO 14.001. Además, las condiciones climáticas del área son especialmente adversas, dada las bajas temperaturas (-20° C durante el invierno) y los vientos reinantes (de hasta 140kph durante el verano).

Debido a los altos costos de movilización de los equipamientos a Tierra de Fuego, se desarrolló –entre distintos operadores de la isla– una estrategia para compartir parte de los equipamientos y de los servicios. Se intentó contar con las compañías de servicio que ya habían participado en los pozos extendidos exitosos de campañas anteriores de PAE y de otros operadores. Se planificaron dos pozos verticales en otro yacimiento, dando lugar para evaluar, tanto los servicios como los equipamientos, antes de iniciar la perforación en cabo Nombre.

Logísticamente, esta área se

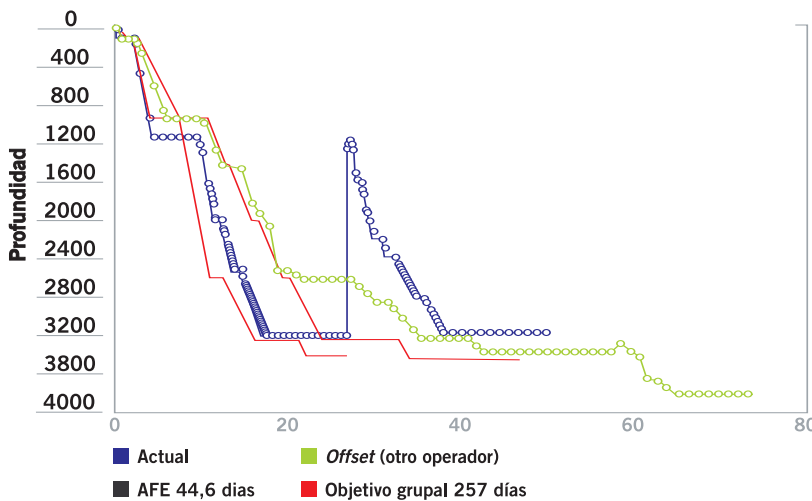


Figura 1. Campaña de perforación 2004 CNS a4. Curvas de avance programadas y planeadas con pozos de referencia

ventajas del sistema rotativo direccional usado en conjunto con lodo base petróleo y un sistemático manejo del conocimiento, que llevaron a un agregado de valor que superó al costo de las herramientas usadas.

La identificación de prospectos de petróleo y de gas a partir de la interpretación de sísmicas 3D *offshore* e intermareal registradas recientemente por la UTE Tierra del Fuego –formada por Pan American Fueguina (PAE, operador), Pioneer Natural Resources y Repsol YPF, en la bahía de San Sebastián en la provincia de Tierra del Fuego– requirió de la perforación desde tierra de dos pozos con un des-

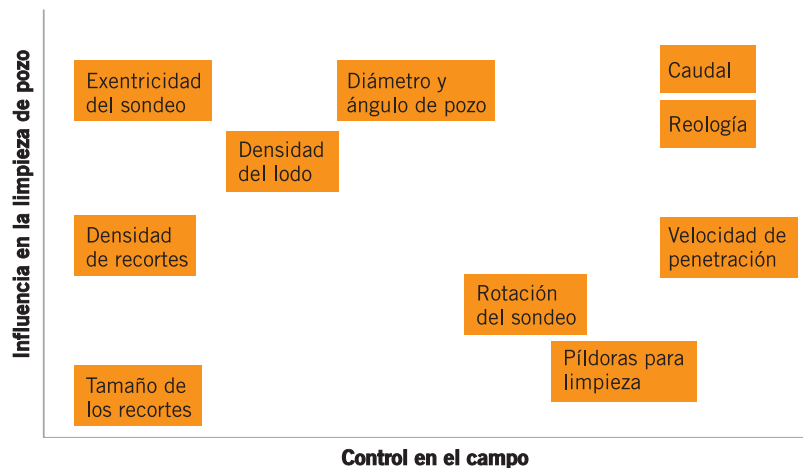


Figura 2. Parámetros que influyen la limpieza de un pozo de alto ángulo



encuentra muy aislada del resto de las operaciones en el país, lo que genera una dificultad adicional por los tiempos y costos que lleva tener en el área los servicios necesarios (limitaciones de vuelos, respuestas ante emergencia operativas, distancia físicas –800km a Río Gallegos, 1600km a Comodoro Rivadavia, etcétera–).

Consideraciones de diseño

Los pozos extendidos requieren de consideraciones especiales en lo que hace a su limpieza y estabilidad. Estas dos consideraciones afectan en especial a los siguientes problemas operativos, de cierta frecuencia en este tipo de pozo: limitaciones hidráulicas; alto torque y arrastre, elevados riesgos de aprisionamiento diferencial, mecánico y pérdidas de circulación, entre otros.

Se observan los principales parámetros que afectan a la limpieza de pozo. Éstos se distribuyen para ver con facilidad cuáles pueden modificarse durante la ejecución en el pozo y cuáles su efecto sobre la limpieza del mismo. Se prestó mucha atención al caudal de perforación (una limitante del equipo por la que se adicionó una tercera zaranda), a la penetración máxima (ajustada sobre la base de los parámetros usados en simuladores propios y de compañías de servicio), a las píldoras de limpieza con fibras y a la densidad del lodo.

En lo que hace a las cañerías del pozo CNS.a-4, se consideró una primera cañería de 13 3/8" (33,9cm) @100mTVD como cañería guía para aislar de las capas no consolidadas y de potenciales pérdidas de circulación. La segunda cañería se diseñó para pro-

teger la curva y aislar de zonas de acuíferas y de potenciales pérdidas de circulación. El KOP se definió en 150mTVD para construir una curva de 3°/30m, finalizando la misma con 70° a unos 10m debajo de la formación Cabeza de León, donde se fijó el zapato de 9 5/8" (24,4cm). La tercera cañería se consideró la más importante por su tangente prolongada –de unos 2000m a 70°–, por la presencia de arcillas reactivas e inestables y, además, por la dificultad de obtener una eficiente limpieza. El plan fue asentarla en el tope de la formación productiva Springhill. Como contingencia a los posibles problemas, al realizar la entubación de la cañería (con conexiones *premium* de alto torque) se contó con un sistema de entubación (*casing running*, también por primera vez en el país) que permitió rotarla y circularla a 7" (17,8cm). El tipo de lodo usado fue KCL polímero, 11,2ppg (1344sg). La densidad de esta sección (8 3/4" –22,2cm–) llevó a aislarla a fin de evitar pérdidas de circulación cuando se ingresase a la formación productiva, la que se planeó perforarla con 6125" (15,5cm) con un fluido tipo *drill in* para minimizar el daño y con la menor densidad posible. La última cañería, la de producción, se pensó como un *liner* de 5" (12,7cm), que se asentaría una vez perforados unos 30m en la formación Lemaire, manteniendo la misma tangente de 70° que la cañería anterior, lo que representan unos 300m de sección de 6 1/8".

Durante la planificación se auditó el equipo con una compañía externa. Durante su trabajo previo, antes de

movilizarse a la isla, fue auditado nuevamente para confirmar que las recomendaciones se habían implementado. En esta etapa se incorporaron procesos para mejorar la comunicación dentro del grupo de perforación, con los socios y expertos de BP, con las compañías de servicio (Drill Well on Paper), con el equipo multidisciplinario de PAE (Front end Loading, No Drilling Surprises Assessment) y con el personal propio y de terceros en locación (Technical Limit).

Se identificó la información de los pozos de referencia tanto de PAE como de otros operadores del área hechos en otras campañas y que mejor aplicaban junto con sus aprendizajes. Éstos se tomaron como base para el programa. Dentro los pozos de referencia se observaron grandes variaciones respecto de su éxito operativo y mostraron una gran sensibilidad al tipo de lodo usado y al tiempo insumido en la perforación del pozo.

Resultados iniciales

Los resultados de la perforación hasta el fin de la sección de 8 3/4" (22,2cm) se encontraron dentro de lo esperado y cercanos al objetivo grupal del Technical Limit. Durante la perforación se llevó a cabo un control de los recortes recuperados (mojado y seco) y de la evolución de las tendencias de torque y presión fuera del fondo, peso en el gancho (PUW: *pick up weight*; SOW: *slack off weight*) durante cada conexión y en cada tiro durante las maniobras. El objetivo de estos controles consistió en evaluar las tendencias de estos parámetros, considerando adecuado que las tendencias se mantuviesen estables. En ese momento no se contó con los valores de referencia teóricos. Sin embargo, la percepción sobre la base de los monitoreos realizados (que incluyeron los resultados de las píldoras de limpieza) fue que el pozo se encontró en condiciones de limpieza y estabilidad para entubar sin calibración previa, a fin de reducir los riesgos posibles de inestabilidad de las formaciones reactivas recientemente perforadas.

Una vez iniciada la entubación en aproximadamente 1600mMD, se encuentra resistencia. Al contar con herramientas como el *casing running* y al poder rotar cañería se intenta continuar con circulación y rotación para

vencer esta resistencia, que se consideró puntual y producto de cierta inestabilidad. Sin embargo, durante este proceso se comenzaron a producir empaquetamientos con admisiones parciales, lo que llevó a que la cañería se aprisione en 2051mMD. Luego de varios intentos y al maniobrar con píldoras de limpieza de formulaciones variadas y colchones libradores, se decide cortar cañería de 7" mecánicamente y realizar un *sidetrack*. Durante la operación y antes del abandono del pozo original, se consideraron varias opciones a partir de la reunión con expertos de BP en limpieza, lodo y entubación.

Estas opciones se vieron limitadas por falta de tiempo, debiéndose continuar con el mismo lodo y la herramienta direccional, buscando mejorar las prácticas operativas.

Dentro de los principales cambios en el programa para realizar en CNS.a-4bis pueden mencionarse el incremento de la rotación de la columna a 80-120rpm de 40-60rpm, el uso de píldoras pesadas 2-3ppg (0.24-0.36sg) sin fibra (para remover los recortes que se encuentren entrapados debajo del sondeo) en lugar de las *low vis hi* con fibra, el incremento del punto de fluencia (YP: *yield point*) al rango superior de 25-30 (para que su suspensión sea lo más prolongada posible), un mejor control del MBT (*metiline blue test*) y la circulación luego de cada deslizamiento.

El tramo de 8 3/4" (22,2cm) original insumió siete días para poder perforarse; en cambio, el *sidetrack* tomó once días para terminarse. Estas dife-

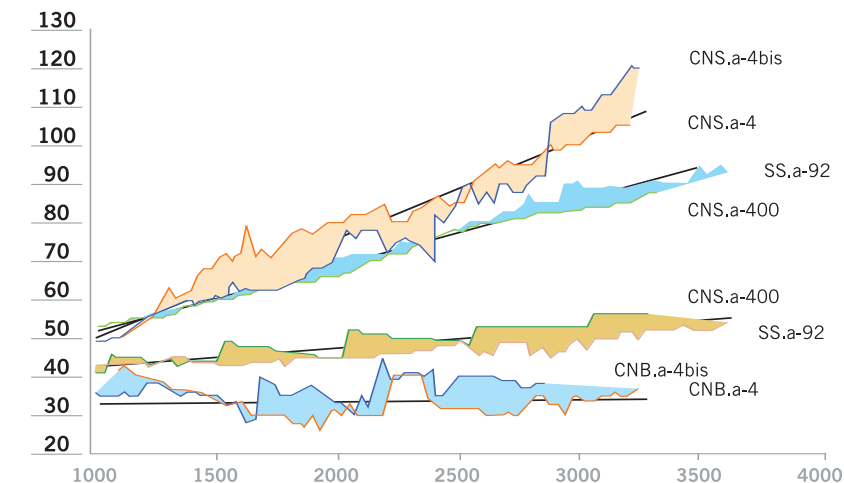


Figura 3. Gráfica de maniobras de sacada y bajada durante la perforación, donde se pueden apreciar las significativas diferencias tanto en magnitud como en consistencia. Las amplitudes de variación entre los dos primeros pozos fallidos y los realizados con RSS y OBM, son muy marcadas

rencias de tiempo en la perforación se deben principalmente a dificultades direccionales, como el aumento del trabajo direccional producto de la salida del *sidetrack*, manteniendo distancia al pozo original, la falla del *universal bottom hole orienting sub* (UBHO), que lleva a la pérdida de 10° en la tangente, y la tendencia a perder ángulo (de 1° a 1.5°/30m) más fuerte que la observada en el pozo original. Como resultado de todo esto, el tiempo insumido se incrementó de 12% a 25%. La limpieza sufrió como consecuencia de esto, dado que durante el deslizamiento la capacidad de acarreo de recortes –hemos aprendido– debe considerarse nula.

Por otro lado, el incremento del tiempo favoreció el envejecimiento del pozo. Al disminuir la limpieza, los problemas de direccionabilidad aumentaron sin tener la respuesta del conjunto esperada y sólo respondiendo a peso alto sobre el trépano, lo que repercutió en las ROP instantáneas y las aumentó, dificultando la respuesta del conjunto direccional por una mayor acumulación de recortes, cerrando el círculo.

Luego de haber circulado en el fondo se decide realizar la calibración del pozo, se saca y se realiza una parada a circular para limpiar el pozo cada 500m, de acuerdo con los incrementos de arrastre observados en maniobras previas. En 2200m se produjo un



empaquetamiento durante la circulación intermedia, por lo que se decidió sacar el conjunto direccional y realizar la limpieza del pozo desde el zapato al fondo. El tiempo adicional que tomó la perforación del tramo, más el empaquetamiento sufrido, aumentó la inestabilidad del pozo, lo que hizo que tomase más tiempo limpiarlo y, cuando se logró, se produjo la pesca del MWD (*measurement while drilling*) + Monel + trépano. El tiempo total insumido agravó la inestabilidad del pozo, totalizando doce días desde el alcance de la profundidad final hasta decidir el abandono. Como producto de la creciente inestabilidad no se pudo recuperar la pesca, se decidió el abandono temporario y se planearon los cambios de fondo imperativos antes de continuar con la campaña.

Revisión del programa para el SS.a-92

Tanto el pozo original como el primer *sidetrack* fallaron como resultado de este sistema Motor/WBM (*water base mud*) que no permitió obtener suficiente estabilidad de pozo para mantener una adecuada limpieza del mismo con la cantidad de deslizamiento requerido para la curva planeada. A continuación de estos dos intentos no exitosos en CNS.a-4, se decidió mover el equipo de perforación al pozo SS.a-92 y utilizar en éste el sistema direccional rotativo (RSS, *PowerDrive* de Schlumberger, movilizándolo desde Inglaterra, para usarse por primera vez en el país) para asistir la limpieza de pozo, asegurando la rotación de la columna el 100% del tiem-

po de perforación durante las correcciones direccionales y reducir la tortuosidad; mientras, el sistema de lodo base petróleo –OBM, materiales movilizables desde Bolivia, y la planta de lodo desde Tartagal– mejoraría la estabilidad de las paredes del pozo. Una revisión de pares (*peer review*) con los socios y especialistas en lodo y limpieza de pozos extendidos de bp y Baroid permitió establecer procedimientos detallados para la perforación de las secciones de 8 3/4”.

Sistema de rotativo direccional

El sistema de perforación direccional rotativo (RSS) es el resultado evolutivo lógico de los sistemas convencionales. Éstos adolecían de algunas limitaciones operativas, como las dificultades para mantener la orientación estable, limpieza reducida, baja penetración, riesgos de aprisionamientos, sondeo sometido a grandes esfuerzos axiales, alta tortuosidad y, en ciertas circunstancias, la imposibilidad de deslizarse.

Al tener sus componentes externos en rotación, aun durante la construcción de la curva, el RSS elimina todas estas limitaciones y permite extender el horizonte posible de diseños y factibilidad de ejecución de pozos. Su eficiencia y desarrollo se basa en un principio relativamente sencillo: crear una fuerza lateral que “empuje” al trépano hacia una dirección determinada.

El problema esencial radica en la dificultad de direccionar ese esfuerzo cuando todo el sistema está en rotación. La solución consiste en un desarrollo notable llamado *control*

unit, que logra permanecer estático con relación con las paredes del pozo, aun cuando todo el resto continúa en rotación; de este modo, y mediante el uso de sensores específicos, se logra conocer con certeza una posición de referencia, tanto relativa al pozo como al norte magnético.

Un sistema electromecánico da apertura a un *pad*, que actúa sobre las paredes del pozo y direcciona el avance de la perforación hacia una posición planificada. De este modo, se logra un continuo de inclinación incremental, giro o ambos, y se minimiza hasta un punto casi ideal la tortuosidad en el trayecto. El RSS tiene capacidad de transmitir y recibir información, motivo por el cual se puede modificar su respuesta en todo momento. El continuo desarrollo de la herramienta lleva a considerarla también ideal para secciones tangentes, dado que mediante un autorrelevamiento puede cambiar su programación y lograr mantenerse en una misma inclinación con un estrecho margen de desvío.

Desde una óptica puramente direccional, el RSS es una solución para cualquiera de las situaciones operativas cambiantes que se presentan durante la ejecución de un pozo. Esto lleva a considerarlo un conjunto en sí mismo, con la consecuente simplificación en el diseño de BHA, que reduce en sartas más simples y una economía en tiempos de maniobra. La gran ventaja operativa en el uso del RSS es sólo parte del beneficio de sistema que, como resultado de su aplicación, deja un pozo de mayor calidad para las tareas posteriores de perfilaje, entubado y terminación.

El éxito de este tipo de herramienta en aplicaciones similares se verificó con otros sitios de bp en el mundo (Estados Unidos, Latinoamérica, Europa, y Asia), en donde se ha utilizada exitosamente, antes de iniciar su movilización al país.

Inestabilidad química

Como parte de la revisión de lo actuado en los pozos CNS.a-4 y CNS.a-4bis se enviaron muestras de recortes para ensayar con distintos tipos de fluidos, base agua (KCL) y base petróleo. Los resultados de los ensayos pueden observarse en la figura 8, así como la significativa diferen-



cia observada en el hinchamiento lineal de los recortes de las distintas formaciones atravesadas durante la perforación de la sección de 8 3/4", según el tipo de lodo utilizado.

El plan original consistió en considerar una situación similar a la de otro operador cercano en el área. Sin embargo, los resultados alcanzados mostraron que existían importantes diferencias. Este hecho se reafirma cuando se consideran los pozos en la cuenca que, aun siendo verticales y perforados con OBM, se perdieron; otros, dirigidos de alto ángulo, perforados con WBM, resultaron exitosos y muestran que las variaciones en el comportamiento de las formaciones es muy marcado en áreas relativamente cercanas. La razón de esto podría encontrarse en las variaciones de composición de las arcillas. Al presentarse un mayor porcentaje de caolinita y uno menor de illita/illita-smectita, cuando se utiliza un lodo con KCL, su efecto sobre la caolinita hace que, al deshidratarse, pierda cierta estabilidad mecánica. La caolinita es la matriz de la porción arcillosa y este efecto reduce su capacidad para resistir esfuerzos y la hace más disgregable.

La selección del lodo de acuerdo con este comportamiento es el lodo base petróleo o emulsión inversa, que se formuló a través de reuniones con expertos (internos de PAE, bp; internos/externos de Baroid y terceras partes) para acordar su composición y propiedades. Un breve resumen de éstas: 80/20 diesel/agua, densidad de 1300gr/lit alcanzada con baritina, carbonato de calcio como agente de

punteo, salinidad de entre 210.000 y 250.000mg/lit, estabilidad eléctrica mayor a 800.

Inestabilidad mecánica

En relación con los problemas que se presentaron, se encargó un estudio de geomecánica para identificar los modos de falla de la zona y determinar los valores de densidad que permitiesen una perforación más estable. Los resultados de dichos estudios mostraron que el estado de tensiones del área corresponde al modo transcurrente o de rumbo deslizante ($Sh_{max} > Sv > Sh_{min}$). En base a este modelo, se determinó que el Sh_{min} es –como mínimo– de 15,6ppg (1872sg) en base a los FIT realizados. La dirección preferencial recomendada de perforación es en la dirección paralela (que en la zona es NE-SE) a las cadenas de los Andes, que en la cuenca tienen un efecto menos marcado que en otras áreas como la del norte argentino o el sur boliviano. Sin embargo, el objetivo se encontraba condicionado por la locación en superficie y la del subsuelo, haciendo que la dirección de perforación fuera en dirección sur. Ésta se encuentra en una zona de transición que requiere más peso de lodo para mantener el pozo estable, comparado con la dirección recomendada. Los valores usados en la perforación de los pozos fallidos se encontraban dentro del rango de densidades recomendados por el estudio, indicando nuevamente que el efecto químico de la inestabilidad fue el más revelante en los pozos mencionados (véase la figura 10 para más detalles).

Influencia de los parámetros y prácticas de perforación

La influencia de los parámetros de perforación ha jugado un rol importante en lo que hace a la limpieza del pozo. El caudal crítico de limpieza necesario para asegurar la limpieza depende de las RPM de la columna de perforación, del tipo de flujo del fluido, su reología y de la velocidad de penetración, entre otros.

El caudal usado estuvo de acuerdo con lo recomendado y la ROP se controló dentro del rango sugerido por las simulaciones corridas a tal efecto; de acuerdo con las interdependencias existentes, se eligió ajustar las RPM –de 80/120 a 120/140– y mantener los valores reológicos del lodo en el rango alto – $YP = 25-30lb/pie^2$ (0.012-0.015kg/cm²)–. Del mismo modo se planeó mantener las píldoras densificadas sin fibras para asegurar la limpieza incrementando su densidad a 3-4ppg (0,36-48sg), con incrementos de los tiempos de circulación de hasta cuatro fondos arriba (BU) con rotación máxima, comparados con el 1,7BU encontrado como valor típico en la bibliografía para este tipo de diámetro e inclinación de pozo. Esto permitió limpiar el pozo durante la perforación sin tener que recurrir a maniobras o a períodos de circulación prolongados.

Para reforzar los procedimientos y asegurar la comunicación a todo el equipo, se estableció una serie de prácticas operativas escritas distribuidas a todos a través de talleres. Estas prácticas contenían los rangos de trabajo de cada parámetro y los criterios a usarse antes de los problemas esperados. También contaban con la finalidad de asegurar el entendimiento y cumplimiento de los procesos. Como ejemplo podemos mencionar los puntos en los cuales se hacía especial mención en las prácticas: caudal, rotación de la columna, uso del RSS, cómo realizar las conexiones, control del ROP, control de recortes de perforación, parámetros críticos del lodo, uso de píldoras y materiales de punteo, cómo realizar maniobras cortas y acciones ante un empaquetado del sondeo.

Además de las prácticas escritas se realizaron diagramas de flujo para las maniobras consideradas críticas, para asegurar que las primeras acciones a seguir se encuentren acordadas en

forma previa y entendidas (con compañías de servicio, personal en el equipo y en las oficinas en Buenos Aires) con el fin de evitar desvíos importantes que lleven a situaciones irreversibles. Para todos aquellos eventos que pudiesen haber acontecido se tomaron todas las contingencias que el grupo pudo imaginar, para lo que se realizaron los diagramas basándose en ellas, tomando como ejemplo algunos de los siguientes: entubaciones, maniobras de bajada, fijación de *liner*, etcétera.

Además, se contó con un sistema de registro electrónico que permitía realizar el seguimiento de las operaciones desde cualquier PC con acceso a Internet durante las veinticuatro horas con una demora de quince minutos, mientras que a través de la red interna de PAE, el acceso y la actualización se realizaba en tiempo real. La ventaja de este sistema, además del monitoreo “en línea”, también fue tener una base de datos con las maniobras realizadas para poder realizar un análisis posterior de los hechos, lo que permitía especialmente capturar oportunidades de mejora que, de otro modo, pasaban inadvertidas. Junto con este sistema se utilizó un perforador automático que permitió realizar un control de ROP muy efectivo, ya que el mismo puede ajustarse por presión diferencial de motor de fondo (secciones de 12 1/4” [31,1cm] y 6 1/8” [15,5cm]), por torque del *top drive* o por WOB.

Al final de cada sección de los pozos realizados con RSS y OBM se procedió a revisar lo actuado en un formato pre-establecido (AAR: *after action review*). Este proceso permite capturar las oportunidades de mejoras: lo que se repetiría, lo que se modificaría y lo que no se volvería a realizar.

Cuando el grupo efectúa estas calificaciones, permite que las mismas se incorporen al proceso de planificación y operación y asegura que todos los puntos de vista hayan sido considerados; así, se evita que se presenten situaciones no deseadas o, al menos, pueden minimizarse. Los efectos colaterales se reducen mediante la aplicación de este proceso. Además, se presentó la ventaja adicional de mejorar el “manejo del cambio” en un grupo multidisciplinario y en tiempo real.

Resultados finales sección 8 3/4” de SS.a-92 y CNS.a-4/III

Al presentar los resultados, no puede evitarse mencionar que los dos pozos perforados de la sección de 8 3/4” no pudo entubarse en forma exitosa con el sistema convencional/WBM.

El pozo SS.a-92 fue perforado sin ningún inconveniente, a pesar de que la maniobra intermedia de control de pozo, como producto del calibre estrecho, generó mecánicamente derrumbes a lo largo de la sección. Estos derrumbes de hasta cinco centímetros de diámetro se limpiaron luego de tres fondos arriba, sin que éstos vuelvan a generarse. La cañería de 7” luego fue corrida a 3550mMD en un pozo de 70° con carga de arrastre y asentamiento de acuerdo al plan (FF 0,17 en cañería, 0,22 a pozo abierto). El desplazamiento horizontal total al final de la sección de 8 3/4” fue de 2917m, 1670m TVD.

El pozo CNS.a-4/III se realizó con un mínimo de inconvenientes operativos en la sección de 8 3/4”, asentando la cañería en un pozo de 71,5° con un desplazamiento horizontal de 2510m y 1572mTVD. Los dos tramos se perforaron en siete días en promedio, el mismo tiempo insumido en la perforación del más rápido de los pozos fallados, aun con opciones significativas de mejorarlos.

Como puede observarse, las diferencias entre los pozos realizados con motor/WBM y con RSS/OBM son significativas, tanto desde el punto de vista de magnitud (altura y pendiente de la curva) como desde las variaciones presentes (curva mucho menos suave). Estos parámetros –pendiente, altura de la pendiente y suavidad (consistencia de valores)– se han considerado aspectos importantes al momento de evaluarlas. La pendiente más pronunciada puede relacionarse con la calidad del pozo en lo que hace a la tortuosidad, las variaciones de DLS y la estabilidad del pozo.

Una curva con igual pendiente pero con valores más altos puede asociarse con el efecto lubricante del OBM. Las variaciones, inconsistencias, en los valores de las curvas podrían relacionarse con falta de limpieza, variaciones de DLS muy localizadas y acumulación de recortes.

Al evaluar lo observado, podemos decir que el PUW (*pick up weight*, peso al sacar la herramienta) se redujo en

20% al final de tramo, comparando el motor/WBM vs. RSS/OBM.

Al considerar el SOW (*slack off weight*: peso al bajar la herramienta) del CNS.a-4/III, puede observarse que, despreciando las variaciones producidas por el efecto de llenado del pozo, es una línea casi recta alineada con los valores teóricos predichos para éste, si se considera un factor de fricción de 0,18. Al evaluar nuevamente, puede concluirse que se obtuvo una mejora del 60% con el sistema RSS/OBM, comparado con el sistema motor/WBM, en lo que hace al SOW.

En particular, tanto el PUW como el SOW de este pozo, las curvas de sacada y bajada son las más suaves de todos los pozos, lo que evidencia una tendencia positiva de mejora en las condiciones generales de este pozo en particular. Esta mejora muestra una evolución positiva en los resultados que pueden atribuirse a las mejoras introducidas antes mencionadas. La amplitud de oscilaciones del PUW se redujo hasta menos de una tercera parte en el caso del RSS/OBM, comparado con el caso motor/WBM.

En relación con el torque, uno de los primeros indicadores de limpieza e inestabilidad, que muestra una reducción promedio del orden de 50% entre los pozos realizados con motor/WBM vs. OBM/RSS y una reducción del mismo orden en las oscilaciones respecto de la línea base (línea de tendencia).

En relación con la velocidad de penetración, puede decirse que si bien los valores máximos estuvieron controlados, éstos pudieron mantenerse a lo largo de toda la sección en el pozo CNS.a-4/III, viéndose ya la mejora en el SS.a-92. Esto se advierte en la figura 18. Se considera que la razón reside en el efecto que ha tenido una limpieza efectiva de pozo, una mayor suavidad de la tangente, la no alternancia entre modos (*slide/rotary*) y la lubricidad del lodo, que ha permitido una transferencia de peso más efectiva que se tradujo en la constancia de la ROP.

Conclusiones

Como se ha podido observar, las mejoras en la realización de la sección tangente de 8 3/4”, que representó la situación de más riesgo en la realización de los pozos considerados, se relacionan

con las siguientes variaciones al programa que se enuncia a continuación:

- Uso de RSS para asegurar la limpieza del tramo, debida a la asistencia de la rotación de la columna en todo momento así como también a la reducción de la tortuosidad, el espiralado del pozo, que aumentó la eficiencia al no tener que realizar deslizamiento para corregir la dirección. Esto permitió evaluar la herramienta para sus potenciales usos futuros, en éste como en otros tipos de pozo de alto costo.
- Uso de lodo base aceite, para mantener la estabilidad química y mecánica dando margen para manejar situaciones imprevistas que ocasionan tiempos perdidos, si el consabido "envejecimiento" del pozo que se produce con sistemas base agua.
- Manejo del conocimiento a través de consultas a pares en reuniones con expertos externos, con conocimiento y experiencia internos y de las compañías de servicio. Revisión frecuente de los resultados obtenidos con los mismos grupos de trabajo, a fin de asegurar la vigencia de los procedimientos y su mejora continua.

Es importante destacar que, a pesar de todos los cambios introducidos en poco tiempo, el sistema de manejo y de revisión continua ha permitido la ejecución de los pozos sin incidentes o accidentes tanto personales como ambientales. Vale mencionar que el valor agregado a las operaciones ha sido mayor que el costo de las herramientas utilizadas.

Optimización de las cementaciones primarias en el yacimiento Loma La Lata

Por **Marcelo Sierra, Manuel Veiga y Pablo Casanueva (Repsol YPF SA y BJ Services SRL)**

Las conclusiones puntualizan las claves para los éxitos obtenidos basados en nuevas tecnologías. Además, enfatizan la importancia del estrecho trabajo en equipo entre representantes de la compañía operadora y de servicio y la necesidad de abandonar el paradigma de la alta resistencia a la compresión por el concepto de cemento flexible, dúctil, soportado por el empleo de simuladores de esfuerzos a que se ve sometido el pozo durante su vida útil.

El yacimiento Loma La Lata se encuentra en la Cuenca Neuquina, ochenta kilómetros al noroeste de la ciudad de Neuquén.

Los pozos alcanzan profundidades que oscilan entre los 3000 y 3300m y tienen como objetivo principal la formación Sierras Blancas, con una porosidad promedio de 13% y permeabilidad neta entre 0,1md [0,0001um²] y 50md [0,05um²].

Históricamente, las prácticas de cementación empleadas en el yacimiento se han traducido en muy buenos resultados de cementación, tanto en cañerías intermedias como *liners*. Sin embargo, aun con estos antecedentes exitosos, la cementación primaria continúa planteando desafíos. Las zonas de bajos gradientes de fractura, condiciones de semisurgencia y

necesidad de altas columnas de cemento requieren modificar los criterios de diseño tradicionales y el tipo de lechadas utilizadas hasta el momento en el yacimiento. Otro reto es la necesidad permanente de minimizar el impacto ambiental e incrementar más aún la seguridad. Además, siempre tiene vigencia el continuo mejoramiento técnico y la optimización de costos.

Los desafíos en el diseño de las cementaciones que se presentaron podrían dividirse en dos partes:

- A comienzos de este año se comenzó a incluir como futura zona productiva potencial, la formación Centenario, que se deja aislada en la cañería intermedia. Para cubrir esta zona y evitar la futura corrosión de los *casings*, la altura de anillo de cemento necesaria tuvo que extenderse hasta 1800m.
- El último tramo de la perforación de los pozos del yacimiento se realiza en condiciones de semisurgencia, debido a la sobrepresión observada en la formación Quintuco y la necesidad de no perder fluido en la zona objetivo principal de Sierras Blancas, menos presionada. El objetivo de la cementación de cañerías tipo *liner* consiste en poder aislar de forma adecuada la arena productora de gas Sierras Blancas para su posterior terminación con fractura hidráulica, manteniendo controlada la presión de la formación Quintuco y asegu-

rar así un buen sello de cemento a la altura del colgador del *liner*.

Estos desafíos hacen que cada diseño de cementación sea un reto para los ingenieros de la compañía operadora y los especialistas de la compañía de servicio.

El presente trabajo describe diversas acciones que permitieron avanzar para atender a los nuevos desafíos y la optimización de los trabajos, en la cañería intermedia y en los liners. El diseño de las lechadas se modificó para obtener varios fines: reducción de la densidad por el potencial de pérdidas, mejora de las propiedades mecánicas (flexibilidad) del cemento para incrementar la vida útil y permitir fracturar. El objetivo se logró con la introducción de microesferas cerámicas (*mec*), que soportaron el análisis con un simulador de respuesta del cemento a distintos tipos de esfuerzo.

También se modificaron los volúmenes y el tipo de colchones mediante la aplicación de tecnología innovadora en el tipo y la secuencia de colchones.

Escenario de perforación y cementaciones convencionales

Un pozo tipo del yacimiento Loma La Lata consiste en la perforación del tramo para cañería guía de 9 5/8" (244,5mm) hasta 350m de profundidad con trépano tricono de 12 1/4" (311mm) utilizando lodo base agua, donde se cubren con cemento las arenas acuíferas del grupo Neuquén hasta boca de pozo.

El tramo siguiente para cañería intermedia de 7" se perfora con trépano de 8 3/4" (222mm) hasta unos 15m por debajo de la formación Quintuco, aproximadamente 2050m de profundidad, utilizando lodo emulsión inversa (O/W = 100/0) de densidad promedio 0,92/1,020g/ml. Esta sección se entuba con *casings* de 7" (178mm) de 26lb/pie (38,7kg/m), utilizando zapato y collar flotador. El objetivo de la cementación de esta sección consiste en cubrir con muy buena calidad de cemento unos 300m en el fondo, donde luego se colgará el *liner* y por encima de esta lechada se utiliza otra de relleno hasta el cruce de la cañería anterior.

El interés geológico histórico en este yacimiento es la formación Sierras Blancas. Esta sección se entuba con un *liner* de 5" (127mm) de 18lb/pie

(26,8kg/m), utilizando zapato y collar flotador. El objetivo de la cementación de esta sección consiste en cubrir con muy buena calidad de cemento desde el fondo del pozo hasta 100m por encima del tope de la formación Catriel.

Debido a que durante la etapa de terminación de estos pozos se realiza la fracturación hidráulica de la formación productiva, se debe garantizar una buena aislación con el objetivo de poder estimularla, evitando comunicaciones entre otras zonas y/o arenas acuíferas cercanas.

En el yacimiento Loma La Lata hay más de trescientos pozos perforados. Actualmente se perforan y terminan un promedio de treinta pozos al año con seis equipos de perforación en forma permanente y cinco equipos de terminación. Este nivel de actividad permite evaluar rápidamente los resultados de las mejoras o los cambios introducidos en el diseño de la cementación y así realizar los ajustes necesarios para los trabajos siguientes.

La cementación tradicional de un pozo procura aislar adecuadamente la formación Sierras Blancas para luego poder estimular esta zona asegurando un buen sello hidráulico a la altura del colgador del *liner*; para evitar, de esta manera, el uso de empaquetadores en carreras secundarias con el consecuente aumento de los costos en la perforación del pozo (costo de la herramienta y horas adicionales de equipo y servicios). Además, el empleo del empaquetador representa un elemento de posible falla durante la operación.

La profundidad final de los pozos varía entre 3000 y 3300mTVD y la altura de los anillos de cemento oscilan, en promedio, entre 1000 y 1200m.

Los trabajos de cementación consistieron en:

- Para el caso de la cañería intermedia de 7" en el bombeo de un colchón de 20bbl de gasoil, 40bbl de colchón mecánico gelificado bases oil (CMGBO), 60bbl de colchón químico con solvente sustituto (CQCSS), 143bbl de lechada de relleno de densidad 1,35g/ml (más detalles de sus propiedades se encuentran en la tabla 1, lechada A) y una lechada principal de tipo convencional, de densidad 1,850g/ml, aditivada para tener un filtrado menor a 100cc/30min y una bombeabilidad

entre 180 y 200 minutos.

En este tipo de cementaciones, los gradientes dinámicos máximos en el tope de Quintuco fueron de 0,62psi/ft. Los resultados de los trabajos eran sistemáticamente buenos.

- En el caso del *liner* de 5" en el bombeo de un colchón de 60bbl de un CQCSS adecuado según los ensayos realizados, 46bbl de lechada de cabeza de densidad 1,750g/ml (más detalles de sus propiedades en la tabla 1 lechada D) y 16bbl de lechada principal de tipo convencional, de densidad 1,870g/ml, aditivadas en ambos casos para tener muy bajos filtrados, control de gas y bombeabilidades entre 150 y 180 minutos.

En este tipo de cementaciones, los gradientes dinámicos máximos en la base de Sierras Blancas fueron de 0,59psi/ft. Los resultados de los trabajos eran sistemáticamente buenos.

Necesidad de lechadas con mejores propiedades para futuras zonas de interés

A comienzos del año 2005 se comenzó a incluir como futura zona productiva potencial, la formación Centenario, que se deja aislada en la cañería intermedia de 7". Es por esto que la lechada tradicional que se utilizaba hasta el momento, cuya finalidad era sólo proteger el *casings* contra la corrosión, tuvo que modificarse para conseguir una mejora en las propiedades mecánicas (flexibilidad) del cemento para una futura fracturación hidráulica. Esto sumado a la restricción de no superar gradientes dinámicos de 0,64psi/ft en el tope de la formación Quintuco (aproximadamente en 2100m de profundidad).

En general, y como ya se explicó anteriormente, en esta cañería se cementaba con una lechada principal unos 300m y luego se continuaba con una lechada de relleno, cuya altura variaba entre 1600 y 1800m, la cual, una vez fraguada, desarrollaba baja resistencia y alta porosidad que, sin embargo, alcanzaban para proteger y soportar la cañería; pero con propiedades reducidas para soportar una futura fractura hidráulica.

Para solucionar este problema se utilizó el simulador de propiedades mecánicas del cemento (SPMC) de la compañía de servicios, que tiene en

cuenta las propiedades físicas y el comportamiento químico de cada uno de los componentes de la lechada, y también efectos sinérgicos entre éstos. Dicho simulador permite estudiar el efecto sobre la integridad del anillo de cemento de las operaciones de terminación, reparación, estimulación y la propia producción.

Con el objetivo de dejar de lado el paradigma de la resistencia a la compresión y difundir el concepto de "cemento flexible" en el diseño de lechadas, se ha utilizado dicho simulador de resistencia de cemento que también evalúa el desempeño del cemento basado en su respuesta mecánica a esfuerzos cíclicos, con el propósito de diseño de lechadas preliminares.

El principal objetivo del simulador consiste en optimizar el diseño de lechadas con la correcta selección de cemento, aditivos y densidad de acuerdo con las condiciones de pozo para satisfacer los requerimientos en forma adecuada y, al mismo tiempo, reducir los costos de cementación y de perforación. El simulador también es una herramienta útil para interpretar resultados o problemas observados

identificando sus causas reales.

Para afrontar esta necesidad se estudiaron diversas alternativas con este simulador, teniendo en cuenta la necesidad futura de fracturar las formaciones como parte de la terminación. Como resultado del análisis, se decidió el empleo de lechadas alivianadas con el uso de microesferas cerámicas de baja densidad, cuyo empleo en lechadas de cemento ofrece varios beneficios:

- Utilizable en zonas débiles donde se necesitan bajas presiones hidrostáticas, generando altas resistencias del cemento.
- Incrementan en forma significativa la resistencia final de las lechadas en comparación con lechadas extendidas convencionales de igual densidad.
- En particular, mejoran las resistencias a la tracción (RT) y flexión (RF) del cemento, que produce un fragüe mas elástico y dúctil del mismo.

El uso de MEC como alivianante, cuya densidad es de sólo 0,7g/ml, permite lograr muy bajas densidades de lechada manteniendo la posibilidad

de control de filtrado, reología y otras propiedades sin el uso exagerado de los aditivos correspondientes. El empleo de MEC se recomienda en especial para los trabajos donde se requieran bajos valores de presión en el anular y buenos valores de resistencia. El diseño completo de lechada, que incluye también otros aditivos, resulta también en cemento fraguado de características flexibles y dúctiles para soportar en forma adecuada los esfuerzos a que se someterá el pozo durante su vida útil, según se comentó antes. Las propiedades de la lechada se detallan en la tabla 1, como lechada B. En este caso, también se aprecian las mejores propiedades de flexibilidad y elasticidad del cemento, que permiten resistir en forma adecuada los esfuerzos de una fractura hidráulica, según se analizó con el simulador correspondiente.

Se ensayaron distintas lechadas en laboratorio y, la que cumplió con las propiedades requeridas con una densidad de 1,338g/ml, se utilizó con éxito en varios pozos del yacimiento.

Con este tipo de diseños se dejó de exagerar la importancia de la resistencia a la compresión (RC) del cemento, dando relevancia a las ideas renovadoras de utilizar cementos con buenas propiedades mecánicas. En otros términos, el concepto de cemento "flexible", donde no se pone énfasis en valores absolutos de resistencia sino en mayores relaciones RT/RC y RF/RC, además de buenas propiedades elásticas (bajo módulo de Young, referencias 1, 2 y 3). Las propiedades más importantes de la lechada empleada se resumen en la tabla 1 (lechada B). Nótese, por ejemplo, las mejores relaciones RT/RC, RF/RC y menor módulo de Young.

En el análisis con el simulador de esfuerzos durante la vida del pozo se encontró que el cemento fraguado, de mucha mejor resistencia y más elástico que la lechada convencional, soportaba holgadamente un tratamiento de fracturación hidráulica.

Esta lechada liviana no sólo ofreció mejores propiedades y la solución del problema de levantar anillos altos sino que también permitió el colgado del liner ante alguna eventual falla en la operación de cementación.

Con esta lechada se pudo cementar con éxito este tipo de pozos, sin recurrir a operación en dos etapas, utilizando colchones convencionales (sin

Lechada	A	B	C	D
Densidad	1,35	1,338	1,43	1,75
Temperatura estática de fondo, °C	80	80	106	106
Composición				
Cemento	ClaseG	ClaseG	ClaseG	ClaseG
Reductor de filtrado PVA, %	-	-	1	0,9
Dispersante, %	-	0,3	0,6	0,7
Reproductor de filtrado HEC, %	-	-	-	0,4
Antiespumante, %	0,2	0,2	0,2	0,2
Extendedor - acelerador	3	1	0,4	0,4
LW-6 (microesferas cerámicas),%	-	30	8,0	24,0
Retardador, %	-	0,5	0,1	-
Relación agua/cemento, %	165	90	64	58
Rendimiento, L/bolsa ⁽¹⁾	99,06	82,36	67,39	45,74
Propiedades lechada				
Agua libre, cm ³	0	trazas	0	0
Reología	baja	baja	baja	media
Filtrado, cm ³ /30min	n/d	n/d	14	45
Tiempo de espesamiento, min	300	210	180	188
Propiedades mecánicas cemento				
Resistencia a la compresión 24h, psi	270	1065	1499	1646
Resistencia a la compresión 48h, psi	280	1200	1582	1778
Resistencia a la tracción estim, psi	32	138	207	231
Resistencia a la flexión estim, psi	76	326	535	591
Módulo de Young, Mpsi	0,19	0,46	0,57	0,63
Relación de Poisson adim	0,19	0,19	0,24	0,23
Relación RT/RC, adim	0,114	0,115	0,131	0,13
Relación RF/RC, adim	0,271	0,272	0,338	0,332
Amplitud CBL estimada, mV	40,1	12,4	9,5	8,7

Factores de conversión SI (Internacional System of Units)

L/bolsa	%	2,0 E-02	= K/kg
pulgada	%	2,54 E+00	= cm
psi	%	6,895 E-04	= KPa
psi/ft	%	2,262 E+01	= KPa/m
Mpsi	%	6,895 E-04	= MPa

Figura 1. Propiedades de lechadas y de cemento fraguado

nitrógeno) y así mantener durante toda la operación de cementación el gradiente por debajo de 0,64psi/ft.

Corresponde señalar que si bien el empleo de MEC incrementa los costos de lechada, este incremento de costo está sobradamente compensado por el ahorro que representa realizar el trabajo en una sola etapa, según se expresó anteriormente.

Además, al evaluar los resultados obtenidos en los trabajos que emplearon lechadas alivianadas utilizando MEC, se concluyó que la mejor alternativa técnico económica era seguir empleando este tipo de lechadas en la cementación de la cañería intermedia de todos los pozos "tipo" del yacimiento.

En todos los casos señalados hasta ahora, para el diseño de las operaciones, se recurre en forma sistemática a la simulación con *software* apropiado, donde se busca lograr un adecuado control de las presiones durante toda la operación. En este sentido, por lo general se simulan diversas opciones para evaluar en cada caso la mejor forma de realizar el trabajo.

Necesidad de lechadas livianas por pérdidas potenciales en *liner*

El último tramo de la perforación de los pozos del yacimiento se realiza en condiciones de semisurgencia debido a la presión observada en la formación Quintuco y la necesidad de no perder fluido en la zona objetivo principal de Sierras Blancas, menos presionada. Así, existía el potencial de que durante la cementación se produjeran problemas de desbalance frente a las zonas presurizadas (por ingreso de gas).

El objetivo de la cementación de cañerías tipo *liner* consiste en poder aislar de forma adecuada la arena productora de gas Sierras Blancas para su posterior terminación con fractura hidráulica, manteniendo controlada la presión de la formación Quintuco, asegurando así un buen sello de cemento a la altura del colgador del *liner*.

Un nuevo desafío que se sumó a la necesidad de anillos largos de cemento fue la aparición de algunos pozos con posibles pérdidas de circulación debido a zonas depletadas con bajos gradientes de fractura.

A título de ejemplo, para la cementación del pozo LLL.a-17Re se realizaron, en estrecha colaboración entre los ingenieros de perforación de la compañía operadora y los representantes de la

compañía de servicios, simulaciones minuciosas del trabajo empleando distintas alternativas de lechadas principal y de cabeza. Los resultados obtenidos mostraron que, en esta operación, el gradiente de presiones máximo en el zapato durante la operación de cementación no superó 0,55psi/ft.

Para afrontar esta necesidad se estudiaron diversas alternativas con el mismo simulador de resistencia del cemento (SPMC) que se explicó anteriormente, teniendo en cuenta la necesidad futura de fracturar las formaciones como parte de la terminación. Como resultado del análisis, se decidió el empleo de lechadas alivianadas con el uso de MEC.

Para simplificar la cementación primaria, realizarla en una sola etapa y reducir los costos, se resolvió emplear una lechada de cabeza 1,43g/ml, como la descrita en el punto anterior para cubrir 950m hasta el colgador (las propiedades de esta lechada se detallan en la tabla 1, lechada C) y una lechada principal 1,87g/ml para cubrir 300(m) de anillo en el fondo.

Debe destacarse que otra de las opciones consideradas para resolver estos tipos de problemas sin necesidad de recurrir a dispositivos de doble etapa fue el empleo de cemento espumado. Sin embargo, se concluyó que no era la alternativa más apropiada en la situación a atender. El cemento espumado requiere que se coloque por encima una lechada "casquete" (*cap slurry*) no espumada o algún medio equivalente (colchón muy viscoso, por ejemplo) para mantener la estabilidad termodinámica y que el nitrógeno no pierda el equilibrio y se escape por desbalance de presiones (independientemente de aditivos estabilizadores). La presencia de una

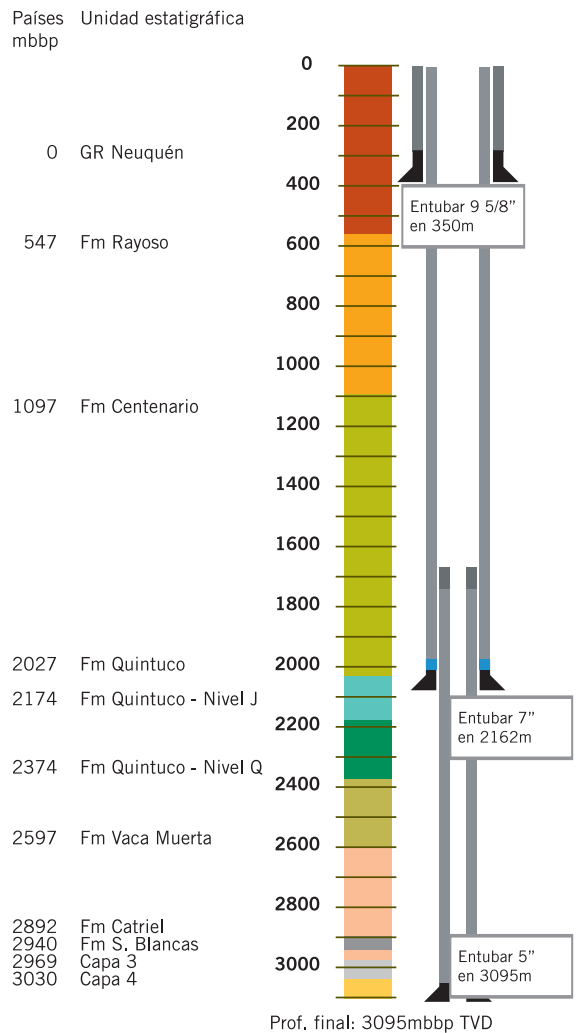


Figura 2. Columna estratigráfica típica. Pozos Loma La Lata

lechada "casquete" aumenta la presión hidrostática a punto tal que demanda densidades muy bajas de cemento espumado en las condiciones de los pozos en análisis, que pueden reducir su competencia para aislar y resistir los esfuerzos posteriores a que se verá expuesto el cemento (incluyendo la fracturación hidráulica como parte de la terminación). A esto debe añadirse que una operación con cemento espumado es de ejecución más compleja, con varios factores adicionales que siempre son causas de fracaso potenciales.

En síntesis, el empleo de este tipo de lechadas livianas representó una alternativa sencilla, de ejecución controlable, que permitió un ahorro significativo al evitar el empleo de dispositivos de segunda etapa con los costos directos e indirectos asociados. La calidad del cemento logrado continuó siendo excelente.



Diseño de lechadas para *liner* en zonas depletadas

El diseño de la lechada de densidad igual a 1,430g/ml para la primera etapa planteó varios desafíos, en particular el requerimiento de que la lechada tenga control de gas, buenas propiedades para una futura estimulación hidráulica y estabilidad, además de la baja densidad.

Los criterios de diseño empleados en este caso muy exigente se detallan a continuación.

Pérdida por filtrado. Al considerar las condiciones del reservorio y las perspectivas de encontrar zonas con aporte de gas se recomendaron valores de pérdida de filtrado inferior a 50ml. Este valor tiene en cuenta que en la formulación se incluyen aditivos cuya sinergia actúa específicamente para control de gas.

Estabilidad de la lechada. Se pretendió un valor de fluido libre igual a cero o trazas, realizando el ensayo a temperatura y con inclinación de 45°. Otro requerimiento usual es que en el ensayo de sedimentación la diferencia de densidad entre el tope y el fondo de la columna de cemento no debe superar el 3%. Sin embargo, se procuró obtener una estabilidad mayor (< 2%).

Control de gas. Las propiedades de control de intrusión de gas se verificaron en laboratorio con el equipamiento correspondiente a un modelo de flujo de gas. Este ensayo es muy exigente, dado que se generan condiciones para flujo de gas (gradiente de presión) muy superiores a las que se pueden dar en la realidad de un pozo, por crítica que sea la situación.

Además, en el ensayo se simulan, en condiciones de temperatura de fondo, todos los períodos del proceso de fragüe (hidratación inicial, lenta transición entre líquido y sólido con even-

tual gelificación, fragüe temprano). En consecuencia, este ensayo es una forma más completa de evaluar simultáneamente el efecto de todos los factores involucrados (control de filtrado, estabilidad, desempeño sinérgico de aditivos, etcétera).

Evolución de los programas de colchones

Al igual que el caso del cemento, ha habido una evolución en los programas de colchones empleados para limpiar el lodo emulsión inversa del anular y preparar el mismo para posteriormente alojar la lechada de cemento.

Durante muchos años se empleó en la cementación de las cañerías intermedias una secuencia de 20bbl (3m³) de gasoil seguidos de 40bbl (6m³) de un colchón base oil gelificado (CMGBO) y, por último, 60bbl de agua con surfactante, seguidos luego por las lechadas, según fuera antes descrita. El objetivo consistía en diluir con el gasoil la emulsión inversa y remover los residuos oleosos que el lodo inverso deja en las paredes del pozo. La función del colchón base oil gelificado era realizar una limpieza mecánica adicional y actuar como espaciadora. La función del agua con surfactante era prevenir problemas de incompatibilidad con el cemento y acuohumectar, dentro de lo posible, las paredes del pozo antes de la colocación de la lechada principal. La buena calidad del cemento obtenido avala el empleo de este programa de colchones.

Sin embargo, en un intento de obtener aún mejores resultados en la calidad del cemento se investigaron en el laboratorio con ensayos especiales diversas posibilidades. Como resul-

tado, se adoptó un nuevo programa de colchones consistente en un colchón de gasoil con una solución de solventes, se continuó utilizando el colchón mecánico base gasoil gelificado y un espaciador turbulento consistente en una emulsión de fase externa acuosa y cuya fase interna (oleosa) estaba compuesta por un novedoso solvente sustituto base terpenos (SSBT), que es un solvente biodegradable. Los surfactantes apropiados dan estabilidad a la emulsión y acuohumectan las paredes (en la medida que es posible en presencia del solvente).

Con el objetivo de reducir el impacto ambiental, minimizar los riesgos de seguridad asociados al empleo y la manipulación de fluidos, basados en los resultados de laboratorio de remoción y compatibilidad de fluidos de perforación, colchones y lechadas de cemento, se recomendó el empleo de este novedoso tipo de colchón químico. La base de esta nueva tecnología es un material biodegradable, no tóxico, que constituye una alternativa a los solventes (en especial, a los aromáticos). Es un material basado en terpenos con el agregado de un paquete de surfactantes amigable con el ambiente. El colchón químico se puede formular con concentraciones variables de este SSBT (por lo general, 2% a 5%) según ensayos de eficiencia de limpieza sobre muestras del lodo a tratar. Además, no tiene el riesgo para la salud del personal de operaciones asociado al empleo de aromáticos.

Así, el programa de colchones actualmente empleado consiste en un pequeño volumen de gasoil con la solución de solventes, con el objetivo de diluir el lodo de perforación, seguido del colchón mecánico y, por último, un volumen de colchón químico base SSBT. Como características importantes, ayuda a dejar las paredes del pozo fuertemente acuohumectadas, lo que contribuye al éxito de la cementación. El sistema es compatible con los fluidos presentes en el pozo y no causa emulsiones. Otro punto importante a tener en cuenta es que durante el bombeo de este nuevo colchón químico (no inflamable) se puede recíprocar la cañería, ya que no se estaría bombeando fluido base petróleo.

Es importante destacar que con el nuevo programa de colchones empleados se obtuvieron aún mejores resultados en cuanto a limpieza del espacio

anular), con la ventaja de no utilizar solventes aromáticos y resultar, por lo tanto, muy importante desde el punto de vista de preservación de la salud, protección del medio ambiente e incremento de la seguridad en las operaciones y en el manipuleo, tanto en locación por parte del personal de la compañía de servicios de bombeo como en el retorno por anular por parte del personal de la compañía perforadora.

Es importante mencionar que con este nuevo sistema de cementaciones se obtienen excelentes resultados y, en comparación a iguales resultados con otras compañías del mercado, el costo de este tipo de operaciones para la compañía operadora es sensiblemente menor.

Futuro

Aun con estos resultados exitosos, la cementación primaria continúa planteando desafíos.

Tal es el caso de pérdidas de circulación durante la perforación o la necesidad de columnas de cemento más altas que requieren modificar de manera sustancial los programas usuales, situaciones para las que ya se cuenta con alternativas aún no empleadas (por ejemplo, lechadas aun más livianas). Otro desafío lo constituye la permanente necesidad de minimizar el impacto ambiental de materiales e incrementar más la seguridad. Además, siempre tiene vigencia la optimización técnica y la reducción de costos.

Se encuentra en ejecución el estudio de formulaciones en el que se ha contemplado la posibilidad de disminuir el porcentaje de MEC en este tipo de lechadas utilizadas, cuyo costo de uso es un poco elevado, por otro producto, un aditivo multipropósito, un silicato de aluminio reactivo de origen mineral, procesado y de un menor costo.

Ya se han identificado posibilidades muy prometedoras, al punto que se considera que el proyecto se encuentra en la etapa de ensayos finales de laboratorio y próximo a la primera prueba de campo.

Conclusiones

1. La optimización permanente, entendida como revisión continua de diseños y la aplicación de las técnicas y tecnologías más apropiadas, ha permitido resolver de manera satisfactoria múltiples

desafíos para las cementaciones de aislación que han aparecido en los últimos años, al mismo tiempo que se redujeron los costos y se incrementó la seguridad y la protección de la salud y el ambiente.

2. El proceso de optimización requiere la estrecha colaboración e interacción entre los especialistas de perforación de la compañía operadora y los representantes técnicos de la compañía de servicios. El trabajo en equipo para el análisis de problemas, que incluye el estudio de posibilidades alternativas con simulador de la operación, permite encontrar soluciones más prácticas y efectivas para cada situación en concreto.
3. Las soluciones obtenidas han requerido el abandono del paradigma de la alta resistencia a la compresión, para sustituirlo por el énfasis en cementos más flexibles, dúctiles y asociados a las propiedades que realmente importan para soportar en forma satisfactoria los distintos tipos de esfuerzos. Más que los valores absolutos de resistencias, importa obtener buenas relaciones entre resistencias a la tracción y flexión comparadas con la resistencia a la compresión. En otros términos, buenas propiedades elásticas (por ejemplo, menores módulos de Young).
4. El uso de un simulador permite un análisis previo a los ensayos de laboratorio que se traduce en formulaciones finales más apropiadas a los requerimientos reales del trabajo, que aprovechan las características distintivas de los materiales empleados (en especial, los aditivos) para optimizar el diseño con un significativo impacto directo en la reducción de costos de cementación e impacto indirecto en la disminución de costos de perforación (que reduce el tiempo de espera de fragüe).
5. La aplicación de un nuevo tipo de aditivo en esta lechadas, como las MEC, ha facilitado la obtención de soluciones costo-efectivas para los diversos retos planteados por la cementación.
6. Debido a la buena comunicación, coordinación y evaluación de riesgos que se realiza al inicio de la perforación de los pozos y antes de cada operación, no se registró ningún tipo de accidente o incidente personal o ambiental.

Desafíos de la perforación offshore: la experiencia de Petrobras

Por **Braulio Luis Cortés y Xavier Bastos (Petrobras)**

Los autores de este trabajo elaboraron la conferencia siguiente de acuerdo con cinco ejes principales: producción y reservas de Petrobras, proyectos de desarrollo en aguas profundas, proceso de gerenciamiento de proyectos de desarrollo, desafíos de la ingeniería de pozo en offshore y desarrollo tecnológico y gestión del conocimiento.

La perforación offshore es más que sólo una disciplina especializada: es un esfuerzo de un equipo multidisciplinario, y el gerenciamiento de proyectos y la integración de sectores constituyen la llave del suceso, sostenidos por un permanente desarrollo de tecnología y un esfuerzo en el gerenciamiento del conocimiento.

Entre 1977 y 1997 Petrobras puso en marcha más de cuarenta proyectos offshore. Desde 1997, agregaron dieciséis proyectos de este tipo a un promedio de dos proyectos por año. En 2005 se suman cinco nuevos proyectos offshore.

Principales proyectos offshore (1997-2005)

- Seis proyectos más que comenzarán en 2009-2010.

Total: diecinueve proyectos/us\$28 millones de millones de dólares.

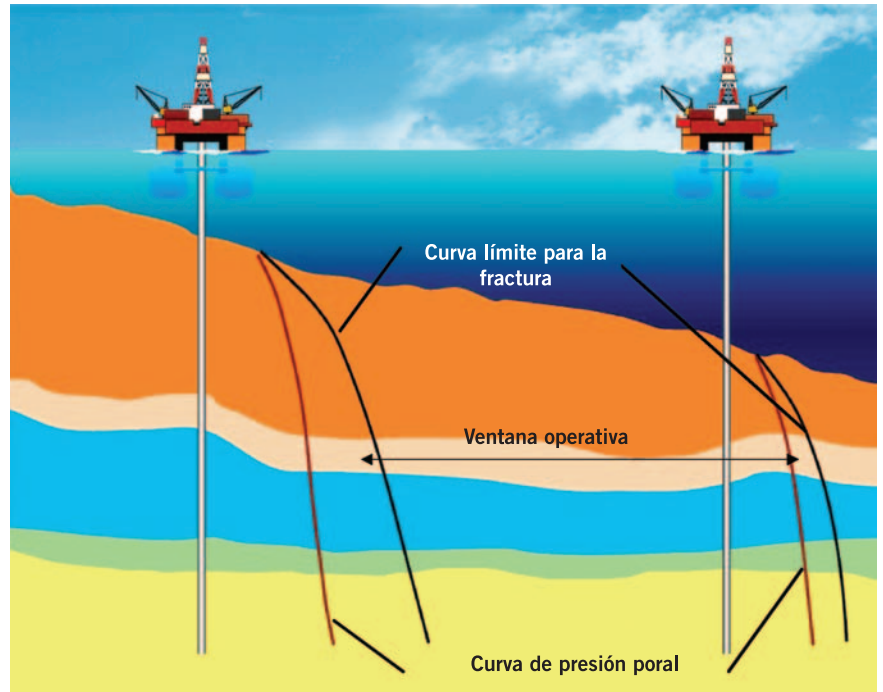
Desafíos de la ingeniería de pozo en offshore

Estos son algunos de los desafíos más importantes en el proceso de ingeniería de pozo en offshore:

- La tecnología de perforación no es una restricción de los sistemas de producción actuales en aguas profundas.
- Récord de perforación/completación: 3052/2307m.
- Récord de producción: 1920m (Nakika).
- Facilidad de traslado y DTM de las sondas.
- Facilidad de transporte de materia-

les y equipamientos.

- No se requiere preparación de locaciones ni accesos.
- Facilidad de “perforación” del agua.
- Por otro lado, existen desafíos específicos del medio ambiente *offshore*.
- Técnicos y de SMS (salud ocupacional, medio ambiente y seguridad)
- Logísticos, gerenciales y económicos.
- Presión de fractura cercana a la presión poral.
- Espesores de sedimentos pequeños: radios de curvatura acentuada.
- Diseño de pozo: horizontal, ERW.
- Formaciones poco consolidadas: desmoronamiento, contención de arenas.
- Petróleos pesados: productividad.
- Mayor dificultad al lidiar con formaciones depletadas, HT-HP, zonas de sal.
- Seguridad de las operaciones con DP (posicionamiento dinámico de sondas de perforación).
- Áreas de medio ambiente sensible: recortes, ensayos con quema de hidrocarburos, fluidos de perforación.



Plataforma	Campo/Yac	Capacidad (1000 bpd)	Comienzo	Prof Agua (m)
P-19	Marlin	100	dic/1997	770
P-26	Marlin	100	dic/1998	990
P-27	Voador	50	jul/1998	533
P-31	Albacora	200	ago/1998	330
P-33	Marlin	50	dic/1998	780
P-35	Marlin	130	ago/1999	850
P-37	Marlin	150	jul/2000	905
FPSO- ESPF	Espadarte	100	ago/2001	950
P-40	Marlim Sul	150	dic/2001	1080
EPSO-Brasil	Roncador	90	dic/2002	1350
SS-11	Coral	20	feb/2003	
FPSO- Fluminense	Bijupirá/Salema	90	ago/2003	625
Seillean	Jubarte	20	ago/2003	1300
FPSO-MLS	Marlin Sul	100	jun/2004	1250
P-43	Barracuda	150	dic/2004	800
P-48	Caratinga	150	feb/2005	1040

Desarrollo tecnológico y gestión del conocimiento

Los aspectos clave que caracterizan el desarrollo tecnológico son la identificación de demandas y el alineamiento estratégico, la gestión de la cartera de P & P, la conducción de proyectos de P & D y la transición de prototipo para escala comercial y diseminación de la tecnología.

En la gestión del conocimiento, las pautas se orientan a la integración y el intercambio de experiencias en las comunidades técnicas, las normas y los padrones técnicos, los sistemas de información y documentación, la calificación de las comunidades técnicas y el *benchmarking* y las mejores prácticas. ■