



Los últimos adelantos tecnológicos

En un medio cada vez más competitivo, la actualización tecnológica en la perforación de los pozos es un requisito implícito para las empresas, orientado a la reducción de los costos y a la búsqueda constante de la eficiencia en operación.

Existe un interés cada vez mayor por conocer y probar nuevas técnicas dirigidas a esta búsqueda y, en este sentido, las empresas de servicios tienen mucho que decir.

¿Cuáles son las últimas tecnologías en uso? ¿Existen posibilidades en nuestro país de incorporar nuevas técnicas? Estos son sólo algunos de los interrogantes que llevaron a la redacción de *Petrotecnia* a elaborar dos cuestionarios (ver recuadros) para conocer los últimos adelantos tecnológicos en este importante sector de la industria hidrocarburo. En este sentido, se ha convocado a directivos de distintas empresas perforadoras y de servicios para que, con su aporte, se enriquezca el conocimiento de los últimos adelantos tecnológicos. Respondieron: el Ing. Daniel Eloff, Gerente General de Quitral-Co, el Ing. Angel Victorio Alberti, Director de Operaciones de la Compañía de Perforaciones Río Colorado S.A., el Ing. Marcelo Venturino, Gerente de Marketing de Dowell Schlumberger, el Lic. José A. Esteves, presidente de NOWSCO Américas S.A.; el Ing. Adrián Cristiani, Gerente de Ingeniería de Servicios Especiales San Antonio S.A. y el Ing. Rolando F. Leyton, Representante de Ventas y Servicios de Halliburton Argentina S.A.

LA PERFORACION DE POZOS

- 1) ¿Qué tecnologías existen en la actualidad orientadas a bajar los costos de perforación?
- 2) ¿Qué posibilidades existen en nuestro país de aplicar la técnica *Slim Hole* en la perforación de pozos?
- 3) ¿Cuál es su opinión sobre la posibilidad de que las compañías perforadoras ejecuten pozos "llave en mano" para las empresas operadoras?

Daniel Eloff
Gerente General
de Quitral-Co SAIC



1) Si bien desde hace años se vienen desarrollando nuevas técnicas de perforación, el factor clave para la reducción de costos de la perforación de un pozo comienza por una adecuada programación de los trabajos basados en el conocimiento y los antecedentes de la zona a perforar, con el objeto de prever consecuencias que pueden aparecer o producirse durante la perforación y que en la mayoría de los casos son las causas preponderantes del incremento del costo final del pozo.

Los factores básicos para lograr una adecuada ecuación económica no pasan siempre por obtener reducciones de costos de los distintos servicios que hacen a la perforación del pozo, sino por el contrario, debe hacerse especial hincapié en el resultado del pozo, es decir la calidad del mismo para que en su vida productiva se pueda obtener una mayor producción acumulada de petróleo o gas.

Un ejemplo de lo anterior es fácilmente

demostrable en la perforación de pozos horizontales, sean estos de radio largo, medio o corto que normalmente implican una fuerte inversión inicial pero la mayor producción acumulada del pozo perforado la compensa con creces.

Actualmente las nuevas tecnologías que se detectan para la perforación de pozos de petróleo y gas pueden sintetizarse como sigue:

1. Desarrollo y mejoramiento de los trépanos, especialmente los policristalinos (PDC) que en las zonas donde es posible utilizarlos reducen sustancialmente el tiempo de maniobras por su larga duración y la cantidad de metros que pueden perforarse con cada trépano.
2. Hoy paralelamente con la conservación del medio ambiente se han desarrollado sistemas de control de sólidos como zarrandas lineales, *dry cleaners*, etc., que permiten mejorar la velocidad de penetración y consiguientemente, reducir los tiempos de perforación.
3. El uso de nuevos lodos de base polímero

de altísima pureza, sea en base agua o petróleo, permiten controlar la estabilidad de las paredes del pozo como también el daño a la formación y si bien no son necesariamente de bajo costo, hacen al mejor rendimiento del pozo durante su vida productiva, con lo cual mejora sustancialmente la ecuación económica.

4. Perforación de pozos horizontales, sean nuevos o *reentry* y de radio largo, medio o corto. Si bien no son necesariamente más baratos, permiten obtener una mayor superficie de drenaje con lo cual la producción acumulada por pozo resulta mayor y compensa su mayor costo inicial. En este sentido cabe destacar el alto grado de eficiencia alcanzado por los nuevos motores de fondo articulados para la perforación de pozos de radio corto como también los métodos de control direccional que a través de dispositivos sofisticados y computarizados permiten desde la superficie un control continuo de la dirección y orientación de la herramienta. Debemos considerar también el alto grado de avance de herramientas disponibles actualmente como lo son los portamechas articulados y las barras de sondeo de fibras de carbono y el *Coiled Tubing* como

también los métodos de perfilaje continuo mientras se está perforando. Evidentemente estas nuevas tecnologías no son baratas y el costo inicial de la perforación es alto pero los resultados que se obtienen compensan ampliamente ese mayor costo inicial.

5. Nuevos equipos de monitoreo de la perforación desarrollados especialmente para ser empleados en equipos eléctricos que, utilizando sensores estratégicamente ubicados, miden en forma continua los parámetros de perforación y a través de un PLC optimizan la velocidad de perforación por variación instantánea del peso sobre el fondo y las revoluciones por minuto del *top drive* o la *mesa rotary* (ver Figura 1).

Otra de las herramientas especialmente indicada para evitar atascamiento en pozos verticales y especialmente en los horizontales es el *top drive*, el cual permite bajar o sacar la herramienta rotando en situaciones difíciles con lo cual puede reducirse el tiempo convencional de perforación en alrededor de un 20% en pozos complejos de perforar. Con esto se compensa sustancialmente el mayor costo que su uso implica.

6. Recientemente se ha introducido al país equipamiento especial de BOP rotativos de alta presión que permiten perforar y entubar los pozos de condiciones de surgencia o desbalance (*under balance*) evitando importante daño a la formación y por ende generando un mayor rendimiento del pozo en su vida activa.

Para terminar diremos que cualquiera de las innovaciones tecnológicas enunciadas no son baratas dado el alto costo del equipamiento, pero su utilización contribuye a acortar tiempo y simplificar la solución de dificultades que puedan aparecer durante la perforación y que en muchas oportunidades, por no disponer de estos elementos (ya que normalmente los

operadores prefieren tarifas baratas), se puede llegar a perder un pozo con lo cual la economía inicial carece de todo sentido.

Como conclusión podemos decir que existen tecnologías de punta disponibles en el país para lograr un servicio de excelencia cuyo costo diario es por supuesto mayor al de las tecnologías convencionales, pero que conjuntamente con una adecuada programación y el uso de personal idóneo permiten asegurar una perforación con menores problemas reduciendo los tiempos totales de perforación y por lo tanto, el costo final del pozo.

2) En términos generales, la característica básica de la perforación de bajo diámetro es obtener una disminución significativa del costo del pozo por medio de la reducción de los diámetros del mismo y de las cañerías de entubación que convencionalmente se utilizan en una zona determinada.

Esto si bien abre un amplio espectro de

posibilidades de aplicación que conviene analizar, no necesariamente permite afirmar que se logrará una apreciable reducción de costos a igualdad de resultados con un pozo convencional.

Una primera reducción de costos resulta de la disminución directa de volúmenes y pesos de los materiales necesarios a emplear y disponer, aparte de la reducción obtenida por la utilización de un equipo perforador más pequeño y que necesita menos espacio y menos transporte. Este concepto se amplía si la logística y/o topografía requiere un alto costo en la construcción de la locación para un equipo convencional.

Sin embargo, una perforación de bajo diámetro en lo que comúnmente se entiende por *Slim Hole* (< de 6"), implica generalmente una reducción apreciable de las velocidades de penetración, lo que puede anular e incluso invertir los resultados de reducción del costo básico inicialmente enunciados.

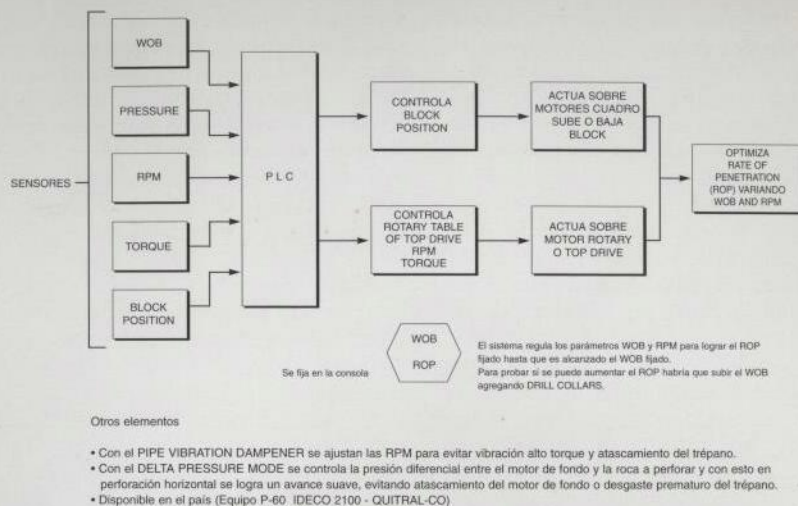


Figura 1

ENERCONSULT S.A.

Representantes de Purvin & Gertz, Inc.

Consultores en energía

Ofrece su amplia experiencia en servicios de consultoría especializada en:

Desarrollo de proyectos de energía
Planeamiento estratégico
Gas natural y gases líquidos
Risk management
Regulaciones - Tarifas
Modelos de simulación de operaciones

Análisis de mercados de petróleo y gas
Refinerías, operaciones y oleoductos
Transporte y distribución - Operaciones
Análisis de contratos / negociaciones
Ingeniería de proyectos
Medición de fluidos

San Martín 910, piso 10
(1004) Buenos Aires - Argentina

Tel.: (54 1) 312-0504 / 312-2280
Fax: (54 1) 312-0735

Para obviar este inconveniente es necesario utilizar un equipamiento y/o equipos especiales, con el consiguiente costo adicional.

Resulta obligatorio entonces que el enfoque económico sea más profundo, ya que debe incluir la globalidad de los factores intervinientes. Los objetivos deben estar especificados y las expectativas claramente definidas.

Un pozo de bajo diámetro genera, independientemente de la técnica empleada, testigos corona de menor diámetro por lo que la invasión del fluido puede llegar a ser relevante.

También y no obstante el desarrollo y disponibilidad de detectores de amagos de surgencia de rápida respuesta y sensibilidad, los riesgos implícitos de una surgencia no desaparecen y de hecho son mayores que en la perforación de diámetros convencionales.

La perforación de bajo diámetro reduce o elimina la posibilidad de fijar cañerías de contingencias ante problemas de pozo.

Finalmente la terminación de los pozos de bajo diámetro para producción, conlleva restricciones que según las características de los reservorios pueden ser altamente limitantes.

De lo anterior surge la necesidad de enfatizar, dentro del concepto de reducción de costos, el enfoque global que permita balancear los pro y los contra de esta perforación de bajo diámetro, de innegable atractivo y reales posibilidades, a fin de satisfacer las expectativas sin sorpresas frustrantes.

3) Los pozos "llave en mano" o *turn key* han sido y seguirán siendo un desafío para los contratistas de perforación como *main contractor* y una opción válida para cualquier operador que desee realizar un pozo de explotación. Debe elogiarse la firme voluntad de quien adopta la determinación de llevar adelante la perforación de un pozo "llave en mano", entendiendo que lo que está haciendo es contratando la construcción de un pozo en forma integral, transfiriendo un riesgo y descontando su disposición a pagar por ello.

Hay diferentes circunstancias que impulsan a un operador a contratar la perforación de un pozo "llave en mano", y en este sentido existen y existieron generalmente dos alternativas clásicas, a saber:

a) Tradicionalmente las grandes compañías operadoras multinacionales crearon importantes departamentos de perforación, los cuales desarrollaban sofisticadas tecnologías y normas operativas con un alto costo fijo y a través de esa organización contrataban la perforación de pozos bajo el más tradicional de los sistemas, es decir con el régimen de "Tarifa Horaria" como también el resto de los servicios y equipamiento, programando, dirigiendo y asumiendo casi todos los riesgos de la perforación del pozo.

La disminución del precio internacional del petróleo llevó a muchas de estas compañías a reducir sus costos fijos, para lo cual decidieron finalmente transferir al contratista de perforación idóneo en la realización de los

trabajos, la programación, dirección y ejecución de la perforación, equipamiento y completación de los pozos de explotación con diferentes alcances en cuanto a responsabilidad y riesgos, de acuerdo con el régimen de contratación adoptado y precios convenidos.

De esta forma estas compañías pagaban por los servicios del apoyo logístico de perforación cuando lo utilizaban, reduciendo así sus costos fijos.

b) Los operadores independientes, por no tener un staff de perforación, adoptaron el sistema de contratación de la perforación "llave en mano" por resultarles más económica para su pequeña organización.

Lo más importante en este tipo de contratación es el alcance del riesgo y la responsabilidad que el operador transfiere al contratista, y cabe destacar en este sentido dos clases de riesgos que pueden presentarse y de cuya correcta evaluación dependerá la conveniencia económica mutua y la posibilidad de realización de trabajos de perforación bajo este sistema.

En efecto, para el contratista no presenta mayores riesgos el asumir la ejecución, contratación y dirección de la totalidad de los trabajos, servicios y suministros que hacen a la perforación y completación del pozo, ya que es un riesgo medible. Obviamente, el contratista requerirá una mejor estructura de apoyo para perforar este tipo de pozos, y consecuentemente establecer un incentivo que permita una mayor motivación.

Lo más importante es la transferencia de los riesgos inmedibles que puede querer transferir el operador al contratista, tales como daños al reservorio, al medio ambiente y/o pérdida de fluidos del reservorio.

Del correcto balance y limitación de la transferencia de los riesgos inmedibles que se efectúe, dependerá la viabilidad o no de este tipo de contratación para la perforación de pozo de explotación en zonas conocidas.

Angel V. Alberdi

Director de Operaciones de la Compañía de Perforaciones Río Colorado S.A.

1) En la actualidad existen varias tecnologías orientadas en tal sentido, aunque algunas de ellas no fueron específicamente desarrolladas para disminuir costos. Pero como en última instancia se trata de una temática interdisciplinaria, la posibilidad de aplicación de las mismas, o de alguna de ellas, trae como consecuencia una disminución en los costos de perforación. Podemos nombrar algunas sin pretender hacer un listado limitativo sino tan sólo ejemplificador.

• La industria ha desarrollado una nueva generación de trépanos de alta performance con estructuras de corte adaptables a una variada gama de formaciones.

- Desarrollo de lodos de perforación de diferentes bases para evitar daños de formación y atender a una amplia gama de problemas de estabilidad.
- Técnicas de perforación de surgencia controlada.
- Diseños de hidráulicas especiales adaptables a las diferentes performances de trépanos, y a las diferentes condiciones de estabilidad de pozos.
- Menores diámetros de perforación y más ajustados a los diámetros de los revestimientos usados. Esta técnica que no es otra cosa que *Slim Hole* con equipos convencionales, trae aparejada una considerable disminución en los costos debido a que permite usar trépanos más pequeños, en alguna medida, hasta diámetros de revestimientos menores, hidráulicas menos exigentes, menores volúmenes de lodos, cementaciones más rápidas y menos voluminosas y en algunos casos hasta permite la utilización de equipos de menor tamaño con menor potencia instalada para realizar perforaciones equivalentes, disminuyendo el costo de los insumos utilizados en la ejecución de la obra y en definitiva, los costos directos. También contribuye en el mismo sentido una adecuada logística, que consiste en disponer de los insumos en tiempo, forma y calidad.
- Perforación con tubería flexible *coiled tubing drilling*, que aunque todavía no exhaustivamente experimentada, permite el uso de equipos muy pequeños con ventajas logísticas apreciables y costos asociados menores, aunque con algunas desventajas también, como diámetros perforados no mayores a 6 1/4", uso de motores de fondo y elementos de telemetración direccionales, lo que restringe su competitividad a casos especiales.

Podríamos continuar enumerando técnicas de este tipo en un listado no interminable pero sí abultado, aunque creemos que el aspecto económico de la obra depende en gran medida

de las posibilidades de aplicación de alguna de estas técnicas, lo que se traduce en mayor o menor conocimiento de los terrenos y formaciones que encontraremos durante nuestra perforación. En definitiva, óptima ingeniería y programación que contribuyen, como ya dijimos, a mejorar los costos de perforación.

Pero la aplicación de tecnología adecuada es solamente una parte de la problemática de disminución de costos. Existen

otros aspectos que van un poco más allá de los conceptos hasta aquí vertidos y son aquellos que tienen en cuenta la sinergia que puede producirse entre empresa de servicio y empresa operadora, utilizando recursos mancomunados, potenciando los intereses y objetivos comunes en modernos conceptos de *partnership*, evitando tareas y controles duplicados y pro-



gramando la obra en forma conjunta de la manera más conveniente para ambos.

2) En realidad existen las mismas posibilidades que en el resto del mundo siempre y cuando se tengan en cuenta las particularidades que concibieron esta tecnología. Esta técnica es considerada ideal para explorar o desarrollar yacimientos a relativamente bajo costo y con reducido impacto ambiental, sobre todo en zonas remotas, dificultosas y muy sensibles a la contaminación ambiental como pueden ser zonas selváticas, montañosas, pobladas o cultivables que existen evidentemente en nuestro país.

Presenta fundamentalmente la ventaja de que al perforar pozos de diámetro pequeño, en general menores a 7" de diámetro, utiliza equipos de perforación de menor potencia que los usados en perforaciones convencionales, por lo tanto de menor tamaño, disminuyendo fundamentalmente los costos logísticos asociados, menores cargas a mover, menores tamaños de locación, caminos de accesos menos complicados, costos de movilización más bajos, menor cantidad de insumos, menores volúmenes de lodos de perforación, diámetros de revestimientos más pequeños, menor cantidad de personal para manejar el equipo y en definitiva, un menor costo operativo.

En el caso de pozos exploratorios, éstos tienen una ventaja adicional que es el sistema de coroneamiento continuo, brindando información durante toda la perforación del pozo. No obstante, debe tenerse en cuenta que este tipo de equipos y técnicas presentan también sus limitaciones, no siendo aptos para afrontar la totalidad de los diferentes grados de complejidad que presentan las distintas perforaciones y yacimientos, quedando por lo tanto su competitividad restringida a casos específicos.

3) No existe ninguna razón técnico-económica que impida realizar contratos bajo la

modalidad "llave en mano", y esto queda confirmado debido a que en los años 1991 y 1992 se realizaron por este sistema, para YPF, 325 pozos, con un resultado positivo tanto para el operador como para el contratista.

Ampliando la respuesta podemos decir que la tendencia actual es la de ejecutar los pozos bajo la modalidad de Servicios Integrales, que consiste en la formación de un equipo multidisciplinario integrado por el operador y los contratistas de servicios. Este equipo elabora y acuerda un programa con metas definidas para la ejecución del proyecto, y los beneficios económicos que se logran se distribuyen entre las partes que forman esta alianza. Se debe destacar que una de las metas principales de estos proyectos consiste en lograr un pozo con un buen calíper, una buena cementación, menor daño a la formación, en consecuencia mejor productividad y en el menor tiempo posible de ejecución.

Marcelo Venturino

Gerente de Marketing
de Dowell Schlumberger

1) Una de las más eficientes es la técnica de perforación en desbalanceo (*underbalance drilling*). Esta técnica reduce o elimina por completo el daño a la formación que se ocasionaba durante la perforación convencional, como el taponamiento de los poros de la formación por sólidos provenientes del lodo y las reacciones adversas del filtrado del lodo (emulsión, cambio de humectabilidad, desestabilización de arcillas, etc.). La perforación en desbalanceo, permite una mayor tasa de penetración, por lo tanto, de este modo estamos reduciendo los tiempos de trabajo y también, el daño

a la formación.

Con el objetivo de obtener mayor ventaja de la técnica mencionada y al mismo tiempo tener un mejor control de la seguridad de la misma, se utilizan unidades de perforación con Tubería Flexible (más conocidas como *Coiled Tubing*). Por su practicidad, presentan grandes reducciones de costo de locación, DTM, y operación, además de ser las más rentables cuando se trata de profundizar pozos vertical u horizontalmente (pudiendo así alcanzar zonas productoras antes inaccesibles). De este modo, no es necesario incurrir en todos los gastos de preparación de locaciones nuevas y perforación de las etapas iniciales, aprovechando así pozos antes considerados antieconómicos.

Ya se encuentra en Argentina una Unidad de Perforación por Coiled Tubing del modelo más avanzado actualmente disponible en el mundo, con capacidad para trabajar con tuberías de hasta 3 1/2" de diámetro. El simple hecho de disponer en Argentina

de uno de los equipos de más avanzada tecnología, es por sí sólo una confirmación de que el mercado petrolero ha tomado un rumbo hacia la excelencia, distinto de lo que solía ocurrir en el pasado, cuando las críticas se hacían sentir por la falta de equipos de alta tecnología.

2) Muchas, y con resultados muy positivos, ya que con equipos de perforación adecuados para *Slim Hole* (entre los cuales está el C.T.), se logra reducir el diámetro convencionalmente utilizado, sin que tal hecho represente una limitación al pozo. En casos de perforación de pozos exploratorios, donde la reducción de costos de perforación toma un carácter mu-



*Eficiencia
en la Exploración y Producción
de Gas y Petróleo*

Pluspetrol S.A.
La Rioja 301 - Buenos Aires - Argentina

cho más importante, se perfora con diámetros inferiores a 6", que resultan mucho más económicos que los de 8 1/2" que se están utilizando actualmente. Con esto, se logra perforar muchos más pozos de exploración por el mismo presupuesto.

Dowell Schlumberger ya posee en el país los equipos y tecnología necesarios para llevar a cabo estos proyectos.

3) La posibilidad existe y de hecho se han desarrollado este tipo de trabajos en la Argentina, pero la experiencia de Dowell en el mundo indica que en estos casos, el operador pierde el control del pozo. Por eso, la tendencia mundial apunta actualmente a los llamados Servicios Integrados, que ya nuestro grupo está llevando a la práctica en diferentes partes del mundo.

Los objetivos de los Servicios Integrados apuntan a minimizar los costos de exploración y producción, como también el ciclo "exploración-producción". Los Servicios Integrados tienen como particularidad la integración de las responsabilidades a través de objetivos comunes con los contratistas por medio de contratos a largo plazo, dando por resultado una interrelación de riesgo/beneficio compartido.

Hoy la relación contractual tiene en la parte superior de la pirámide a la compañía operadora de la cual dependen todos los contratos de servicios. En el caso de los Servicios Integrados, si bien la parte superior de la pirámide continúa siendo la compañía operadora, a ella sólo reporta la compañía que gerencia los Servicios Integrados y a ésta todos los contratistas. El punto de inflexión en esta relación está en que quien brinda estos Servicios Integrados sea capaz de agruparlos en una conjunción de objetivos y estándares comunes, reduciendo drásticamente la cantidad de interlocutores en el proceso que va desde la perforación hasta la puesta en producción.

El grupo Schlumberger tiene cerrado este ciclo a través de las compañías que lo integran y aquellas que se suman aportando su capacidad en temas específicos, pudiendo estar de esta forma a la vanguardia de este nuevo esquema de trabajo.

En resumen, los Servicios Integrados otorgan al operador, los beneficios de un más eficaz uso de los recursos y un aumento de la eficiencia a través de una considerable mejora en las comunicaciones, llegando por este camino a una reducción de los costos que se traslada como beneficio a ambas partes.

SERVICIOS: EN BUSQUEDA DE LA EFICIENCIA

- 1) ¿Cuáles son los últimos adelantos en materia de *Coiled Tubing*?
- 2) ¿Cuáles son los últimos adelantos referidos a técnicas de fracturación?
- 3) Las tecnologías de vanguardia que actualmente se están aplicando en el mundo, ¿se están utilizando en nuestro país?

José A. Esteves
Presidente de NOWSCO
Américas S.A.

1) Los servicios de *Coiled Tubing* son una tecnología que se ha desarrollado en los últimos dos años en todo el mundo. Nosotros consideramos que los últimos adelantos en esta materia son los software Cycle y Circa con que cuenta nuestra compañía. El primero permite analizar y controlar la fatiga de la tubería y los aspectos de seguridad. De esta manera se logra predecir cuándo es el momento de desechar un carretel de la tubería para no ser sorprendidos por una rotura durante una operación. El segundo ha sido un aporte muy importante ya que permite simular la dinámica del fluido en un trabajo determinado. De esta manera, se examinan las tensiones introducidas en el tubo bajo condiciones de trabajo reales. Esta herramienta se desarrolla para darnos precisión en estudios de viabilidad en trabajos concretos. Por lo tanto, se reducen los imprevistos y se logran diseñar distintas alternativas de programas con los clientes.

2) Los progresos logrados en los últimos meses son muy grandes y a la vez muy sobresalientes. El énfasis ha sido centrado en el desarrollo de fluidos, agentes de sostén, *breakers*, equipamiento de campo para mezclar y bombear los materiales a inyectar, técnicas de interpretación y monitoreo de los distintos parámetros del tratamiento altamente sofisticadas (pero a la vez muy simples de usar), electrónica e informática necesaria para la retroalimentación y control de la fractura, permitiendo esto rediseñar la fractura en tiempo real durante el bombeo.

Los fluidos utilizados hoy poseen excelentes propiedades reológicas (cada vez mejores) y desarrollan una excelente capacidad para transportar grandes concentraciones de agentes de sostén aun a temperaturas y caudales altos. Aditivos denominados *crosslinker* a base de boro, titanio o zirconio hacen posible diseñar fluidos de fractura de excelente performance e incluso permiten a dichos fluidos aumentar su viscosidad después de cruzar los punzados al ingresar a la formación.

También el equipamiento para mezclar y bombear los fluidos en superficie ha progresado sustancialmente a la cabeza de las otras tecnologías. La capacidad de la nueva generación de *blenders*, equipos que permiten la mezcla de aditivos líquidos y el *crosslinker* de

fluidos *on the fly* y bombas de alta presión y alto caudal proveen a la industria la capacidad para manipular los tratamientos de fractura más complejos.

3) En algunos aspectos se está logrando introducir tecnologías de vanguardia que se aplican en el resto del mundo. Pero siempre sucede que todo cambio genera una resistencia ya que lo desconocido produce temor al fracaso. Sin embargo, las compañías operadoras en la Argentina están en permanente contacto con los avances tecnológicos que se desarrollan en el exterior y existe un interés por conocer y probar nuevas técnicas.

Adrián Cristiani
Gerente de Ingeniería de Servicios
Especiales San Antonio S.A.

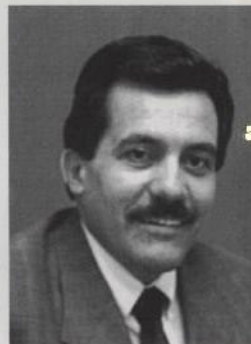
1) Es evidente que el servicio de *Coiled Tubing* es el que ha tenido los mayores adelantos técnicos en la industria, en los últimos años.

Responsable de estos son en parte los nuevos materiales disponibles, cuya evolución ha permitido alcanzar diámetros de tubería que hoy llegan a 4 1/2" y resistencias a la tracción que hasta hace poco eran inimaginables, como también los sistemas de navegación en perforación dirigida.

En Argentina, actualmente los servicios más difundidos están asociados a tareas de *workover* (limpieza de pozos, estimulaciones ácidas, etc.), y también se ha utilizado con éxito en perfilaje de pozos, en los cuales Servicios Especiales San Antonio ha participado activamente.

Hoy se están realizando cementaciones de diversos tipos, con esta herramienta.

Sin lugar a dudas, la mayor expansión del *Coiled Tubing* es en lo referido a perforación, que está en sus comienzos en nuestro país, incluyendo aquí los ambiciosos programas de reentrar con este tubo en *casing*s de pozos viejos. Esto es factible también por la disponibilidad hoy de alta tecnología de motores de fondo, sistemas de navegación y tu-



bería continua de gran diámetro, incluyendo aquí la posibilidad de ensanchar el pozo.

Todo esto se califica aún más con la alternativa de perforar con presiones de fondo inferiores a la de formación, es decir, con el pozo produciendo y en sistema cerrado.

2) En estos últimos años, los materiales usados en fracturación de pozos han sido modificados sustancialmente, lo que ha contribuido a aumentar la eficiencia de las estimulaciones en cuanto a los resultados.

Con respecto a agentes de sostén, se han desarrollado materiales cerámicos livianos de alta resistencia, utilizados muy a menudo en nuestro país, como también arenas y cerámicos cubiertos con resinas curables, destinados a disminuir la devolución de agente de sostén de pozos fracturados, especialmente pozos de gas.

Los surfactantes también cumplen un papel muy importante en este tipo de estimulaciones y en los últimos años se ha trabajado con estos materiales, en especial sobre aquellos destinados a tratar de optimizar la recuperación de fluidos acuosos.

Hoy nuestra empresa, respondiendo a un enérgico programa de protección del medio ambiente, se encuentra desarrollando surfactantes biodegradables.

Hablando de fluidos de fractura, han tenido últimamente mucho auge los fluidos tipo espuma, tanto de nitrógeno como de CO₂, siendo la última tecnología el uso conjunto de ambos gases (Sistema binario).

Para operaciones de grandes volúmenes de agua, hemos comenzado con el uso de geles concentrados, con lo cual se tiende a reducir los costos del servicio.

Actualmente se están utilizando geles base agua de muy bajo contenido residual, lo cual mejora notablemente la conductividad de la fractura, a lo que contribuye también en gran medida, el desarrollo de nuevos ruptores de gel (encapsulados).

Otro importante avance en cuanto a materiales, es el uso de aditivos para inhibir arcillas, líquidos, en reemplazo de los tradicionales sólidos, a menudo con gran contenido de sólidos insolubles.

Por otra parte, Servicios Especiales San Antonio S.A. ha realizado fracturas en pozos horizontales, con la invaluable colaboración de potentes softwares modernos.

3) Sin ninguna duda. Hoy ya se han perforado muchos pozos horizontales, en los cuales se han aplicado diversas técnicas, como radio medio y corto, a partir de pozos viejos y nuevos, aplicando diferentes modelos de completación. Es muy importante aquí mencionar el uso de motores de fondo articulados para conseguir radios extremadamente cortos.

En los próximos días se comenzará la perforación con *Coiled Tubing*, última generación en el rubro.

Nuestra compañía se encuentra perforando pozos horizontales y verticales en desbalance por Sistema Cerrado por primera vez en Sudamérica, lo que constituye un impor-

tante avance tecnológico para la industria.

Otra nueva tecnología que incorporó Servicios Especiales San Antonio, trata del cruce de ríos perforando debajo del mismo, habiendo realizado ya cuatro operaciones en nuestro país.

Rolando F. Leyton

Representante de Ventas y Servicios de Halliburton Argentina S.A.

1) PLUTO, un acrónimo de *Pipe Line Under The Ocean*, usado para el proyecto de tendido de líneas en el océano en las postrimerías de la Segunda guerra mundial, marca el origen del *Coiled Tubing* o tubería flexible que luego se extendería a la industria de la explotación del petróleo. En los inicios de la aplicación del *Coiled Tubing* en nuestra industria, ésta se hallaba limitada a pozos someros y bajas presiones de trabajo. Estas limitaciones estaban impuestas por la calidad del material (60 Ksi límite elástico), baja resistencia a la fatiga y consecuentemente corta vida útil de la tubería y las limitaciones del equipo de superficie para el manipuleo de la misma.

Con las mejoras introducidas en los procesos de fabricación y en las técnicas de soldadura, más la incorporación de aceros al carbono modificado, aleaciones especiales al cromo molibdeno y más recientemente, exóticas aleaciones de titanio, ha sido posible hoy en día, disponer en el mercado de tuberías de 80 Ksi y de hasta más de 100 Ksi de límite elástico más resistentes a la fatiga y capaces de trabajar en ambientes agresivos.

Las demandas de las aplicaciones para la tubería continua en los últimos 10 años, han mostrado las limitaciones de las tuberías de 1 y 1 1/4 de pulgada. Las mejoras en los procesos de fabricación han hecho posible la obtención de tuberías de hasta 3 1/2 pulgadas que dan mayor flexibilidad, especialmente en la perforación y completación de pozos horizontales.

En el equipo de superficie que junto con la tubería constituyen la Unidad de *Coiled Tubing* (CTU), quizás el elemento más importante sea el inyector. Este elemento provee el empuje necesario para "inyectar" la tubería en un pozo, controlar la velocidad de bajada de la tubería, soportar el peso de la tubería suspendida y retirar la tubería del mismo. Este inyector que hasta principios de la década del 80 no superaba las 12.000 libras de empuje y sólo trabajaba con tubería de 1 pulgada de diámetro, ha evolucionado hasta los inyectores actuales con capacidades de empuje de más de 100.000 libras y capaces de adaptarse a diferentes tamaños de tubería.

La aplicación del *Coiled Tubing* utilizado mayoritariamente en la limpieza de pozos y pequeños lavados ácidos, se ha diversificado a otras aplicaciones menos convencionales. La

tecnología del *Rigless Workover* o reparación sin equipo, ya es una tecnología madura en Alaska y se va diseminando por el mundo. El desarrollo de herramientas de fondo como tapones permanentes y recuperables, *packers* y retenedores inflables capaces de ser bajados con el *Coiled Tubing* a través del tubing de producción y empaquetar en la cañería de producción, permite hoy en día efectuar tratamientos ácidos selectivos, obturar zonas, ce-

mentar a presión y algunas otras maniobras que hasta hace pocos años estaban condicionadas a tener un equipo de terminación en la locación.

La evolución del *Coiled Tubing* y los equipos hidráulicos de reparación, han cambiado varios conceptos referentes a las operaciones de perforación. Un nuevo sistema que combina estas dos tecnologías puede ahora aplicarse con la perforación de pozos sin el uso de equipos de perforación convencional. Su inherente capa-

cidad de trabajar bajo presión permite perforar en desbalance reduciendo el riesgo del daño a la formación y mejorando el avance de la perforación. Ventajas adicionales del *Coiled Tubing* sobre el equipo convencional son: mayor portabilidad, menor tamaño y mayores opciones en el manipuleo de las presiones.

2) Los primeros intentos de fracturación hidráulica fueron hechos en 1947 en los yacimientos de gas de Hugoton en Kansas, USA, usando como fluido gasolina gelificada Napalm. Si bien los resultados no fueron extraordinarios, el concepto de la fracturación hidráulica fue introducido en la industria por la Stanolind (Amoco) en 1948 y patentado en 1949.

Los primeros tratamientos comerciales fueron efectuados en marzo de 1949 en Stephens, Oklahoma y Archer, en Texas, utilizando como fluido, petróleo crudo y mezclas de crudo y gasolina, inyectando como agente de sostén 100 y 150 libras de arena. Los resultados fueron alentadores. La técnica de la fracturación hidráulica se difundió rápidamente en los yacimientos americanos a punto tal que a mediados de la década del 50, se contabilizaban 3000 fracturamientos mensuales. Sólo en los Estados Unidos, el fracturamiento hidráulico tiene el crédito de haber incorporado 7 billones de barriles de petróleo y 600 trillones de SCF de gas a las reservas recuperables, que de otro modo no habrían sido económicamente posibles de producir. Con esta popularidad, la tecnología creció a un ritmo acelerado y su desarrollo todavía continúa hoy.

Los fluidos base petróleo crudo usados en los primeros tiempos del fracturamiento hidráulico han dado paso hoy, a fluidos más complejos desarrollados para satisfacer los requerimientos de los tratamientos modernos. En la actualidad, más del 90% de los tratamientos en el





mundo son realizados con fluidos base agua que se han popularizado en razón del desarrollo de aditivos con los siguientes objetivos: mejorar su capacidad fracturante, mejorar sus propiedades de transporte y minimizar el daño a la formación. Para satisfacer este último se han desarrollado ruptores de gel, biocidas, surfactantes y estabilizadores de arcillas y finos, y la aplicación de gases como el nitrógeno y el anhídrido carbónico para la formulación de espumas estables con sólo 30-35% de fase acuosa.

La efectividad de un fracturamiento hidráulico, en términos de incrementos de producción, es fundamentalmente dependiente de la capacidad de flujo de la fractura y ésta a su vez es dependiente, entre otras cosas, del tipo y calidad del agente de sostén utilizado. Si bien la arena cuarcifera es el agente de sostén más difundido, se reconoce también que su efectividad es limitada por su relativa baja resistencia al quebrantamiento, por efecto de la presión de confinamiento a la que queda sometida en la etapa de producción del pozo. A efectos de satisfacer los mayores requerimientos de resistencia en la estimulación de formaciones duras y profundas, se han desarrollado agentes de sostén sintéticos de mayor resistencia que la arena natural. Entre los materiales sintéticos más difundidos están los cerámicos de mediana resistencia y las bauxitas sintetizadas de elevada resistencia. En los últimos años, se han desarrollado las arenas recubiertas con resinas que mejoran el desempeño de las arenas cuarcíferas y tienen menor costo que los materiales sintéticos antes mencionados.

Un tratamiento de fracturación involucra, entre otras cosas, la ocurrencia simultánea de diferentes eventos que obviamente tienen que coincidir en el tiempo. Tradicionalmente, el supervisor de fracturación monitorea la presión, caudal, concentración del agente de sostén, aditivos, etc. Si durante la operación es necesario cambiar alguno de estos parámetros, el supervisor recurre a órdenes verbales transmitidas por radio a los operadores que individual y manualmente operan los equipos que conforman el sistema de fractura.

En los últimos años, se han desarrollado sistemas de fracturación totalmente automati-

zados que pueden ser comandados remotamente mediante computadoras. Estos sistemas han permitido: 1) mejorar la ejecución de tratamientos de mayor porte y más complejos, 2) mejorar significativamente el control de calidad de la mezcla de aditivos y materiales, 3) reducir costos operativos, 4) mejorar la seguridad, 5) dar flexibilidad para introducir cambios de programa durante el progreso de la operación y 6) mejorar la documentación del tratamiento. Estos sistemas de control automático constan de tres elementos principales: 1) componentes electrónicos, 2) componentes mecánicos y 3) recolección y registro de datos y procesamiento de la información.

Los componentes electrónicos han sido desarrollados pensando en el ambiente de trabajo (temperatura, humedad, condición de caminos, etc.) y su confiabilidad. Las computadoras comerciales no están diseñadas para soportar el ambiente de trabajo en los equipos de fracturamiento por lo que todos los microprocesadores utilizados en los sistemas de control son especialmente diseñados y fabricados para esa aplicación.

Se tuvieron que introducir muchos cambios en los equipos tradicionales para optimizar su desempeño y adaptarlos al proceso de automatización. Otros fueron especialmente diseñados para esa aplicación. De aquella bomba accionada por un motor a nafta utilizada en los balbucos de la fracturación hidráulica, los bombeadores han evolucionado a poderosas bombas triplex y quintuplex, capaces de erogar más de 1500 caballos hidráulicos a una presión superior a 10.000 psi. Por el diseño y configuración del extremo hidráulico de la bomba, ésta es capaz de bombear mezclas de fluido y agente de sostén en concentraciones de más de 15 libras por cada galón de fluido. Con los sistemas de control automático, en función del caudal de bombeo requerido, el sistema selecciona la posición del acelerador y la marcha requerida. En un sistema de control manual, por cada unidad de bombeo se necesita un operador. Con un sistema automático y remotamente controlado, un solo operador puede monitorear y controlar hasta un grupo de diez bombeadores.

El corazón de un sistema de fracturación es el mezclador (*blender*) en el cual se dosifican,

en las proporciones y concentraciones adecuadas, los aditivos y el agente de sostén. En un mezclador convencional, la diversidad de aditivos utilizados en un tratamiento moderno y la concentración del agente de sostén, requieren de un operador altamente capacitado para controlar todas las variables en forma manual. En los nuevos mezcladores automatizados, el control de las dosificaciones y concentraciones está comandado por una computadora que continuamente verifica el caudal del fluido, medido por un *flowmeter* y ajusta los caudales de dosificación de los aditivos y agente de sostén, manteniendo con precisión la relación previamente seleccionada y programada. De esta forma se logra un fluido de calidad constante sin fluctuaciones. Al tener un mejor control de la concentración del agente de sostén, hay menos probabilidades de arenamientos prematuros y se logra una mejor distribución del agente de sostén en la fractura.

Otros elementos que conforman un sistema de fracturación moderno son los silos de almacenaje y los sistemas de descarga y transporte del agente de sostén desde el silo hasta el mezclador. Estos sistemas permiten transportar en forma controlada y con el mínimo desperdicio por derrame de varios cientos de bolsas por minuto de agente de sostén necesarios a los caudales y concentraciones utilizados hoy en día.

La adquisición y el registro de los parámetros de un tratamiento de estimulación han evolucionado desde el tradicional registrador de presión Martin Decker hasta los modernos vans computarizados que permiten además, procesar esta información en tiempo real, hacer análisis de rutina y pronosticar el comportamiento de la formación al tratamiento y, de ser necesario, hacer modificaciones, sobre la marcha, del programa de tratamiento. Los vans modernos que trabajan en conjunto con sistemas automatizados remotamente controlados son los Centros de Control desde donde se monitorean más de 1.000 parámetros de superficie y se ejerce el control total de tratamiento. Las computadoras que equipan estas unidades, tienen almacenados una variedad de programas que permiten, además de hacer el análisis de las presiones en tiempo real, procesar la información de tratamientos de calibración previos, tal como el *mini-frac* y en base a la información obtenida de este análisis, diseñar el tratamiento de estimulación.

La introducción del *mini-frac* por Nolte, en 1979, fue un avance importante en la tecnología del fracturamiento hidráulico. El *mini-frac* consiste en la ejecución de un fracturamiento de volumen reducido y sin el agregado de agente de sostén. Efectuado éste, se cierra el pozo y se monitorea la declinación de la presión con el tiempo. Del análisis de esa declinación, basado en el modelo bidimensional de Perkins y Kein, Nolte desarrolló un método para determinar parámetros importantes tales como el coeficiente de pérdida del fluido y la geometría de la fractura inducida. Otros investigadores extendieron el método de análisis para adaptarlo a otros mo-

delos y efectuar correcciones por los efectos de la temperatura y la compresibilidad de los fluidos utilizados. Los parámetros determinados in situ en el *mini-frac*, son luego utilizados para calcular un eficiente y más aproximado diseño al tratamiento principal. Hoy en día, la disponibilidad de los vans computarizados que permiten efectuar estos análisis en la misma locación, hacen del *mini-frac* una técnica de uso común y recomendable como calibración previa del tratamiento principal. Simultáneamente, Nolte y Smith desarrollaron las bases para la interpretación de las presiones de tratamiento durante un fracturamiento hidráulico que permiten identificar y anticipar eventos indeseables tales como una descontrolada extensión vertical de la fractura o arenamientos prematuros.

Los tratamientos de fracturación en la década del 50 y parte del 60, eran diseñados utilizando gráficos, nomogramas y cálculos manuales básicos para llegar al tamaño del tratamiento. En las últimas tres décadas y con el advenimiento de las computadoras se ha desarrollado una variedad de modelos que simulan la generación de una fractura hidráulicamente inducida combinando las propiedades mecánicas de las rocas con las teorías de la elasticidad y la mecánica de los fluidos. En los últimos años, se han hecho substanciales progresos sobre los modelos bidimensionales clásicos de altura constante hasta

llegar a los simuladores tridimensionales que consideran, además, los esfuerzos in situ a los que están sometidas las formaciones en el subsuelo y que controlan la extensión vertical de la fractura hidráulicamente inducida. Algunos de estos simuladores tridimensionales de última generación tienen la capacidad no sólo de diseñar un tratamiento de fracturación sino también de poder simular en tiempo real y comparar (*match*) la simulación con los parámetros reales del tratamiento.

3) En Argentina, un 90% de las aplicaciones del *Coiled Tubing* están todavía asociadas a la limpieza de pozos para lavar arena después de los tratamientos de fracturamiento y lavados ácidos para la eliminación de incrustaciones. Se ha hecho también alguna experiencia aislada de cementación colocando un tapón de cemento sin retirar la columna de producción en un pozo de completación permanente con resultados satisfactorios.

En los últimos años, varias unidades han sido incorporadas al parque local del *Coiled Tubing*. Asimismo, varias de ellas incorporan algunos de los adelantos o mejoras antes mencionadas.

En un futuro que se vislumbra muy próximo, la completación sin equipo (*rigless* *wo*) y la perforación no convencional, especialmente re-entradas en pozos existentes, serán una realidad.

Con referencia al fracturamiento hidráulico, muchos de los equipos bombeadores, mezcladores y accesorios que se usan actualmente en algunos yacimientos argentinos, son equipos de vanguardia, de uso común en países de mayor desarrollo de nuestra industria.

Salvando el porte de los tratamientos, Argentina es uno de los pocos países donde la variedad de los fluidos utilizados cubre prácticamente toda la gama disponible, excepto las emulsiones. Son comunes las estimulaciones con espumas de carbónico y nitrógeno, fluidos base agua superviscosos reticulados, fluidos base hidrocarburos gelificados y hasta metanol gelificado y reticulado. Los agentes de sostén son de la misma calidad que los utilizados en el mundo avanzado de la estimulación. Recientemente se está experimentando con arenas recubiertas con resina de manufactura local, con resultados alentadores.

Para el dimensionamiento de los tratamientos se dispone de las últimas versiones de simuladores computarizados disponibles en la industria. Algunos todavía no son de uso generalizado, por la escasez de datos necesarios para su aplicación.

Se puede decir en general, que en términos de fracturamiento hidráulico no estamos demasiado lejos de los más avanzados del mundo y sí un poco más adelante que muchos de nuestros vecinos de Sud América.

MINO COVO

SOCIEDAD ANONIMA

FILTRACION de FLUIDOS



DONALDSON Corp.

MINNEAPOLIS, MA.(U.S.A.)

GAS TURBINE SYSTEMS DIV.

FILTROS DE AIRE PARA
TURBINAS DE GAS



PALL Corp.

East Hills, N.Y. (U.S.A.)

FILTROS INDUSTRIALES
PARA LIQUIDOS Y GASES

FILTROS COALESCENTES PARA GAS



PUROLATOR

PRODUCTS
AIR FILTRATION Co.

FILTROS INDUSTRIALES
DE AIRE PARA VENTILACION

AMPLIO STOCK LOCAL DE CARTUCHOS FILTRANTES • ASESORAMIENTO

RIOBAMBA 1236 8 "C" - CAPITAL FEDERAL - TEL. 814-4730/31/32 - Fax: 814-4724