

SAL-17D

Autor(es) / Empresa

1. Fernando Benitez Nóbrega	Petrobras	fernando.benitez@petrobras.com
2. Marco Antonio Carrillo	Petrobras Bolivia S.A	marco.carrillo@petrobras.com
3. Dennys A. Barrero	Petrobras Bolivia S.A	dennys.barrero@petrobras.com

Resumen

El presente documento relata las experiencias del planeamiento, preparación, la ejecución, las tecnologías empleadas e identifica las lecciones aprendidas y/o puntos de mejora de la primera perforación con la tecnología de Manage Pressure Drilling (MPD), muy cercano al balance de presiones entre hidrostática y la presión de los reservorios utilizando fluido bifásico gasificado con nitrógeno para perforación de reservorios profundos y naturalmente fracturados en Bolivia para la producción de altos caudales de gas. Cabe destacar que existen muy pocas experiencias en el mundo en situaciones análogas por las características de profundidad, pozo de gas, equipos involucrados y construcción de rama direccional, etc.

La operación fue planificada y ejecutada en 2011 como un *side track* a una nueva posición en los reservorios al pozo productor de gas San Alberto – 17 (SAL-17).

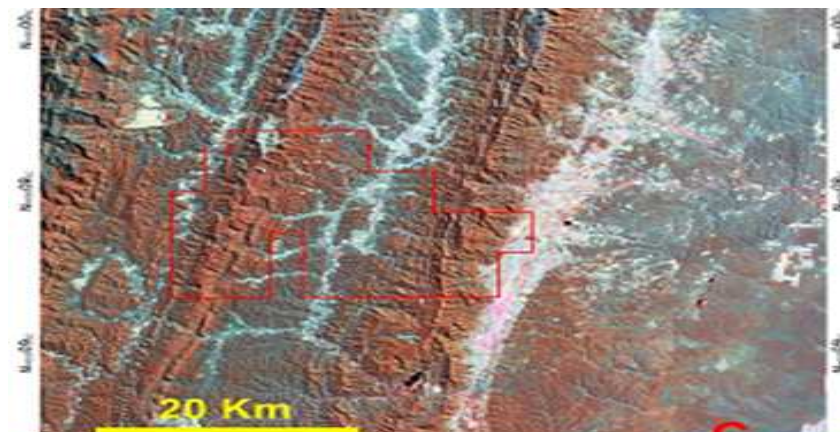
La operación logro sus objetivos de perforación y reducción significativa de daño en reservorios depletados, sin accidentes con pérdida de tiempo o daño al medio ambiente.

Introducción

El Campo de gas San Alberto está localizado en la provincia de Gran Chaco, departamento de Tarija, en el ambiente sub andino sur de Bolivia, cuya composición es YPFB-Andina con 50%, Total Bolivie con 15% y Petrobras Bolivia, operadora, con 35%. Apenas como referencia geográfica, el límite sur del Bloque San Alberto es parte de la frontera Bolivia con Argentina.

El Campo de San Alberto ya está en una fase madura, con más de 1 Tcf producido, o sea, ya se presenta depletado y requiriendo una optimización del gerenciamiento de sus reservorios principales. No obstante, la productividad del campo sigue buena.

Figura #1



En la industria del petróleo y el gas, las empresas están fuertemente comprometido con la premisa de conseguir la máxima recuperación de hidrocarburos, consonante con la filosofía y la visión moderna, que buscan minimizar los impactos socio-ambientales de sus proyectos.

Por otro lado, en ambos los campos existen reservorios de menores reservas y menores capacidades productiva, que están mas profundos y difícilmente habría una evaluación económica positiva para la realización de pozos dedicados para explotar ese horizonte.

SAL-17

El pozo SAL-17 es el segundo pozo a ser perforado de la fase II del desarrollo del Campo de gas San Alberto, que fue aprobada en 2008. El objetivo de SAL-17 fue de desarrollar las reservas de gas en niveles naturalmente fracturados de formaciones devónicas través de un pozo de alto ángulo, cumpliendo de esta manera con el Plan de Desarrollo del Campo y los acuerdos de entrega de gas ya firmados por Bolivia.

Su planchada está situado en el extremo sur del Bloque San Alberto, en el tope de la Serranía San Antonio, en una elevación de 1.203 m sobre el nivel del mar. La perforación empezó el 29 de noviembre de 2009 y terminó su terminación el febrero del 2011, logrando atngir la profundidad de 5.712 m en la Fm. Icla.

Durante la perforación de los reservorios, se utilizó de manera convencional un fluido tipo emulsión inversa con densidad de 9,1 lpg (libras por gallón), y teniendo severas pérdidas a partir de 5,530 m que fueron combatidas con

- ✓ baches de material sellante con carbonatos, que totalizaron 103 ton;
- ✓ la disminución de la densidad del fluido de perforación de 9,1 hasta 8,1 lpg.

No se observa más pérdidas al final de la perforación del pozo.

Se realiza el DST #2, sin observar reacción del pozo, lo que motivo a realizar diferentes tratamientos de estimulación ácida, consiguiendo una mejoría después de la segunda acidificación, pero, después de realizar un tercer y cuarto tratamiento no se observa más mejoría. Después de bajar el arreglo de completación de 7" haciendo tie back en el liner de 7, se induce surgencia con Nitrógeno, donde no se observa reacción del pozo. Se realizan dos acidificaciones con *coiled tubing* tratando de llegar lo más cerca a la zona de perdida, sin conseguir producir el pozo. Por esa razón, fue decidido des-equiparlo y ejecutar un *sidetrack* hacia una nueva posición estructural en el reservorio.

En marzo de 2011 fue recuperado su arreglo de producción de 7" y arbolito. En seguida, realizado el abandono de la parte inferior del pozo referente a Fm. Icla través de un tapón de cemento cubriendo 50 m por encima de la boca liner de 5". El tope del tapón fue probado con peso y además se fijó un tapón mecánico permanente en 5.212 m. Esté tapón sirvió posteriormente como sustento para anclar el *whipstock* y abrir ventana a la Fm. Huamampampa, donde se encuentra un buen anillo de cemento. Finalmente se instala un tapón recuperable dentro de la cañería de 9 5/8" en 1.310 m.

A partir de fecha 19/04/2011, el equipo de perforación entró en un Stand by prolongado hasta la fecha de 29/04/2011, para aguardar la llegada y movilización de los equipos para perforar en condiciones Nearbalance. Al retornar las operaciones y por tratarse de un side track para nuevos horizontes, el pozo fue designado SAL-17D.

SAL-17D

En fecha 29 de junio de 2011, se reinician las operaciones de perforación del pozo SAL-17D con la apertura de la ventana a 5.205 m en el liner de 7", llegando a la profundidad final de 5.582 m y ángulo de 71°. En fecha 17 de agosto de 2011, la perforación alcanzó los objetivos geológicos programados.

La completación dio inicio en fecha 5 de septiembre de 2011, y consistió de un arreglo *monobore* con *tie back* en el *Liner* de 7", *packer* de producción en cañería de 9 3/4" y tubería de 7" hasta superficie. Se encuen-

tra equipado con sensores de fondo (presión y temperatura) conectados a superficie por fibra óptica. La completación finalizó el 1 de octubre 2011.

El pozo SAL-17 y su sidetrack SAL-17D tuvo una duración total de 589 días, totalizando aproximadamente 867.829 HHER de trabajo en planchada.

El pozo estará entrando en producción en 1 semestre de 2012, cuando del término de la construcción de las facilidades de producción en la planchada e a interconexión del mismo con la Planta de Gas del Campo San Alberto.

La Planificación

A motivación para el uso de fluido nitrogenado en la perforación de los reservorios de gas existentes en el Campo ya existía desde los años 90 con el intuito de obtener mejores ratas de penetración o avance, así como disminuir eventuales daños de formación por evasión del fluido, mirando el aprendizaje y lecciones disponibles por la operación en el Campo de Ramos, localizado en el extremo norte argentino, cerca de la frontera con Bolivia.

Las severas pérdidas observadas en el último tramo perforado del pozo SAL-17, en noviembre de 2010, y los resultados de las pruebas de SAL-15, ya indicaban un daño severo de formación (*skin*), requiriendo cambios en la estrategia de perforación y en el tratamiento o proceso de control de pérdidas de fluido hasta la formación. En este sentido, Petrobras Bolivia, YPFB-Andina y Total, considerando las características del Campo y sus reservorios empezaron a verificar alternativas, tanto de material de fluido cuanto de una perforación gasificada. Ese proceso fue concluido en inicio de abril de 2011, cuando fue obtenido por unanimidad aprobación para seguir con un proceso de MPD en casi balance de presiones con la utilización de un fluido bifásico nitrogenado.

Durante el periodo que el equipo de perforación se quedo en *stand by* prolongado. Se concluyó la contratación de consultores especializados en MPD para realizar entrenamiento, ingeniería y *rig up* de los equipos; además de la contratación y movilización de la empresa responsable por ejecutar los servicios de MPD y provisión de nitrógeno.

Una gestión de proyecto fue implementada para planificar y evitar infortunios durante la realización de la perforación con fluido bifásico considerando la realización de un HAZID (*hazardous identification*), HAZOP (*hazardous operation*), *Drill Well On Paper* (DWOP) con el personal involucrado propio, de diversas unidades del sistema Petrobras, y diversos contratistas involucrados en el pozo. También fueron creados procedimientos operacionales, entrenamiento en la metodología MPD, así como entrenamiento en la operación de los equipos, integración y comunicación entre las empresas, etc. También fueron realizada simulaciones numéricas de la hidráulica a fin optimizar la reología del lodo versus el ECD.

Fue realizada una verificación del estado del pozo, principalmente del caño de producción 9 3/4 & 9 5/8" con relación al colapso para un ambiente de columna llena de nitrogena y sin fluido.

La grande mayoría de los eventos fueron realizados en Santa Cruz de la Sierra, pero algunas verificaciones, reuniones y entrenamiento fueron realizados en la planchada del pozo.

Fue contratado y ejecutado un estudio de sensibilidad de estabilidad geomecánica del pozo en condición de equilibrio de presiones (*near balance*).

Fue descartado realizar una perforación underbalance, con la presión equivalente de hidrostática menor que la presión del reservorio, al momento debido:

a-) A los riesgos que implica la producción continua de gas y de condensado, teniendo en cuenta un gran número de generadores y equipos eléctricos en el área que no están debidamente preparados, resultando en riesgos considerables al personal, a los equipos, comunidades vecinas y al medio ambiente. Todo un trabajo

de Seguridad y Medio Ambiente bien como un largo tiempo serian requerido con los contratistas para adecuar a planchada en su totalidad para un ambiente anti-explosión.

b-) Una operación underbalance tiene la dificultad de ser medida para que sea resarcida a YPFB por la producción de gas a ser quemada, que podrá representar a la asociación de San Alberto gastos del orden de algunas centenas de millares de dólares por día, si consideramos un promedio de 0,9 MM m³/d de gas producido.

c-) Sería necesario disponer de estudio de estabilidad geomecánica de las formaciones para una condición de underbalance.

d-) Necesitaríamos de tiempos superiores a 12 meses para ingeniería, licitar y movilizar a Bolivia las modificaciones a la columna de perforación; bien como una tecnología certificada de envío de informaciones (dirección, Gamma Ray, sónico, presión de anular, etc.) requeridas para la navegación del pozo, y que no sea afectada por el elevado caudal de N₂ que se necesita para generar la condición de underbalance. Además que dichas modificaciones requerirían un incremento substancial en los costos.

Ocurrió un cambio de filosofía operacional, tanto del grupo de perforación (*drillers*), cuando del personal de Reservorios y Geología, pues si antes se identificaba las pérdidas en los reservorios como presencia de zona fracturada y potencial zona de aporte de gas, sin se preocupar o priorizar con el *skin*, pues los reservorios tenían energía para se auto limpiar. Ahora, las zonas de pérdidas son relacionadas a invasión del fluido de perforación al reservorio y a efectos muy nocivos de daños de formación y/o pérdida de productividad. En línea con el cambio de filosofía, hubo un cambio de estrategia y metodología con relación a fluidos de perforación que consistió en:

- ✓ Trabajar con un fluido de baja densidad, libre de solidos, procurando un equilibrio en cuanto a las presiones estáticas y de formación, en situación de MPD.
- ✓ Utilizar una emulsión inversa de bajo contenido de sólidos que disminuirá el riesgo de deposición de finos en los sistemas de fracturas, en la proporción de 95/5 hasta 85/15. La emulsión permite una mejor reología que un fluido 100% diesel, dificulta a filtración y la movilidad del fluido por el sistema de fracturas.
- ✓ Evitar la adición previa de carbonatos finos y medios como acción preventiva de pérdida.
- ✓ Convivir con pérdidas de hasta 10 bbl/h, sin adicionar ningún tratamiento.
- ✓ En caso de ocurrir una pérdida fuerte, la misma será tratada con carbonatos de granulometría gruesa hasta 3.000 μ ($D_{90} \geq 750 \mu$), mezclando diferentes formas de carbonatos (fibra o N-seal, escamas y granos). Cabe destacar que los ensayos requeridos no son usuales en la industria, ni hay aparatos que reflejan la situación de nuestros reservorios, y por lo tanto, fue necesario desarrollar metodologías y adecuación de los equipos existentes para la realización de los ensayos. Así como, certificar proveedores de dichos materiales en Bolivia.
- ✓ Todos los materiales sellantes fueron verificados para garantizar su solubilidad a ácido HCL antes de ser utilizados en el fluido.
- ✓ Bombeos de baches de limpieza de baja reología, caso se forme lechos en la parte baja del pozo debido al proyecto direccional y la profundidad del pozo ser superior a 5.200 m.
- ✓ Uso de válvula PBL en la sarta para permitir el bombeo de baches sellantes con carbonatos gruesos, si necesario que permitirá un combate a las pérdidas más eficaz, pues el arreglo de perforación utilizaba turbinas.
- ✓ Uso de PWD (*pressure while drilling*) en la sarta para monitoreo de presión y evitar que el anular este sobre-pesado.
- ✓ Trabajar con parámetros de caudal reducidos para evitar anular este sobre-pesado.

- ✓ Se trabajó con la reología del fluido de perforación para dificultar su ingreso a las fracturas, aumentar su facilidad de quebrar la emulsión, reducción del contenido de agua, etc.
- ✓ Se formuló bajas concentraciones de emulsificantes, menores que 5 lb/bbl, procurando tener una emulsión lo suficientemente estable pero minimizando la generación de emulsiones en el reservorio, evitando así el daño al mismo.
- ✓ Balancear píldora de viaje en zapato 7".
- ✓ La salinidad de la fase acuosa estuvo entre 171.000 a 177.000 ppm de cloruro de calcio, y ha demostrado ser suficiente para perforar niveles de lutitas existentes en los reservorios.

SAL-17D

El *casing side track* fue ejecutado con emulsión inversa de densidad 7,7 lpg sobrante del pozo SAL-17 en el liner de 7" con el apoyo de un *whispstock* asentado aproximadamente en 5.212 m; y el punto de desvío (KOP) se encuentra aproximadamente en 5.205 m.

Se optó por usar la tecnología de "pathfinder", que consta de un trepano especial destinado a apertura de ventana y perforación del *rat hole* requerido por el arreglo direccional. Después de la apertura de la ventana, el fluido de perforación fue cambiado por una emulsión inversa nueva, libre de sólidos y con densidad de 7,5 lpg para entonces empezar con la inyección de nitrógeno para tener una presión equivalente en el anular (ECD) superior a 6,2 lpg. No obstante, la densidad de 6,5 lpg fue un límite mínimo definido por limitaciones para la transmisión de datos por el LWD (logging while drilling) y MWD (measure while drilling) durante la perforación del tramo 6 1/8".

La perforación de 6 1/8" transcurrió sin grandes problemas, logrando también que la trayectoria del pozo SAL-17D se alejase 139 m del pozo original, considerando el punto donde ocurrió las mayores pérdidas en SAL-17, evitando que atravesase una zona invadida o dañada por las pérdidas de fluido en el pozo original. Cuando se presentaron incrementos de ECD se procedió a circular hasta bajar a valores definidos.

La operación fue conducida procurando no tener mas de 50 psi de overbalance entre la presión hidrostática y la presión en el tope del reservorio.

Hubo pérdidas durante la perforación con el fluido bifásico, pero fueron substancialmente menores.

No se observaron pérdidas de lodo durante las carreras de acondicionamiento con *Roller Reamer*.

Se bajó PWD y MWD en todos los arreglos, mismo para condicionar pozo, y permitiendo controlar la ECD en valores de 6,5 hasta 6,7 lpg.

El arreglo tipo utilizado constituya de trepano impregnado de 6 1/8" / Turbina 4 3/4" (147 Blades, 6,36 rev/gal) con *bent housing* de 1° y 6 1/16" NB / 5 3/4" STB / Float Sub / PDW 4 3/16" / LWD (resistividad + GR) + MWD / NMDC 4 3/4" / XO / HWDP 4" / D. JAR 4 3/4" / HWDP 4" / DP 4" / XO / DP 5 1/2".

Durante la perforación en modo deslizado y el *tool joint* del DP de 5 1/2" pasaba justo por el *bearing* de la cabeza rotativa, se observaba un incremento en el peso sobre el trepano, debido a resistencia que propiciaba las gomas de la cabeza rotativa. Cada vez que ocurría esto, se controlaba la perforación siguiendo de cerca la diferencial negativa de presión, toda vez que aparentemente se estaría utilizando un mayor peso sobre trepano (WOB). Otra alternativa era hacer coincidir el paso de los *tool joint* por las gomas para los tramos rotados.

El caliper fue registrado con una herramienta de 4 brazos, cuya precisión de la herramienta es de $\pm 0,2"$, y obtenido un diámetro promedio de 6,32", variando de 5,94 hasta 6,73".

Puntos positivos y de destaque

El uso de tecnología de *Manage Pressure Drilling* (MPD), muy cercano al balance utilizando fluido bifásico con emulsión inversa gasificada con Nitrogeno para construcción de pozos profundos y direccionales en el ambiente subandino de Bolivia fue un éxito.

Se realizó un buen centrado del pozo respecto a la mesa rotaria y al mástil. Esto ayudo al buen desempeño del bearing, alargando la vida útil de las gomas del cabezal rotativo.

Se logró tener en una sola *display* en tiempo real y continuo las informaciones de los parámetros de perforación (*Mud Logging*), informaciones del direccional (MWD), así como los parámetros de inyección de Nitrógeno y apertura del *choke manifold* del sistema de MPD. Ese display único, alimentado por sensores de diversas empresas estaba disponible en monitores instalados en la cabina del perforador (*dog house*), en la cabina de *mud logging*, del personal de direccional, cabina de operación de la empresa responsable por la operación de MPD, oficina del *Company Man*, oficina del Geólogo y oficina Petrobras en Santa Cruz.

El uso de turbinas en el Bloque San Alberto estaba suspenso a mucho años por los problemas presentados en el pasado por prisiones y otros problemas. Pero en SAL-17, inicialmente en el pozo original, y después en la totalidad del tramo perforado en SAL-17D, fueron utilizados una nueva generación de turbinas, utilizando el subtema de *locking clutch*, que realmente evitó la prisión de la turbina en por lo menos una situación. Las turbinas funcionaron muy bien también en el trabajo direccional y navegación. El número de *blades* de la turbina fue decisivo para el éxito cuando del uso de Nitrógeno en el fluido, pues turbinas con 99 blades trabajarán con baja eficiencia, cuando comparado con turbinas de 147 blades.

Uso de PWD para monitorear el ECD y evitar grandes diferenciales de presión adelante de reservorios.

Fue un proyecto desarrollado través de una gestión de proyecto, comprendiendo etapas de identificación y análisis de riesgos y/o contingencias tipo HAZOP o *Drill well on Paper*, entrenamiento específico para el personal involucrado, creación de procedimientos escritos, etc.

Los objetivos fueron logrados y la operación fue concluida en plazo y presupuesto aprobado específicos para el *sidetrack*.

Se utilizó las unidades generadoras de nitrógeno *in situ* para la inyección del nitrógeno a través del *coiled tubing* en la surgencia en el pozo, consiguiendo caudales de hasta 1.200 scf/min con una pureza del nitrógeno superior al 96%, cuando de la prueba de producción al término de la completación. Hasta entonces, se usaba nitrógeno líquido fabricado en Santa Cruz de la Sierra y transportado hasta los pozos por cisternas especiales. La generación *in situ* ha demostrado ser una mejoría o *upside*, por evitar las complicaciones de logística y/o disponibilidad en la fabricación de nitrógeno para atender la cantidad de nitrógeno requerida para la surgencia de pozos profundos. Sin mencionar, las pérdidas por evaporación durante el trayecto o por las usuales elevadas temperaturas de la región.

La completación del pozo fue realizada sin mayores inconvenientes con prueba efectiva de todas las válvulas y sensores.

95% de la tubería cromada de producción recuperada de la completación de SAL-17 fue re-utilizado en la completación de SAL-17D. El 5% restante sufrió daños diversos en las roscas o que necesitaban un plazo mas dilatado para reparación. El elevado índice de tubos re aprovechados fue importante la presencia en el pozo de un especialista en la conexión Premium utilizada, tanto en la recuperación de la tubería, bien como durante en bajada de columna cromada.

Problemas Registrados

Después de años sin registrar *wash out*, hubo la ocurrencia de un mientras se perforaba en 5.325 m. Inicialmente, no dio para percibir la bajada de la presión, debido a continuas variaciones en la inyección de nitrógeno para mantener la ECD, cuando repentinamente se produce una brusca caída de presión, después de tomar un registro direccional (*survey*). Saca herramienta hasta 5.136 m donde se encuentra el *wash out* en el

cuerpo de una pieza de sondeo de 5 ½”, localizado a 17,5” del sello del pin con una longitud de 2” perpendicular al eje del sondeo. Ver figura 2. La inspección posterior al *wash out* indica ausencia de revestimiento interno desde el wash out hasta la conexión pin.

Figura 2



Uno de los puntos críticos que fue previamente identificado y analizado antes del inicio de la perforación del SAL-17D está relacionado al comportamiento de las herramientas de LWD y MWD con la inyección de nitrógeno. La compañía direccional realizó simulaciones sobre el funcionamiento de la herramienta emisora de pulsos, pues este tipo de herramienta nunca se había utilizado para perforar en estas condiciones fluido bifásico. Como resultado se concluyó que la intensidad de los pulsos positivos generados se minimiza o se perdía por la compresibilidad de la fase gaseosa. Se determinó que solo bombeando lodo se tenían pulsos entre 18-20 psi; y a medida que se fue inyectando más nitrógeno, la amplitud se redujo hasta llegar a 0,6-0,8 psi, causando graves problemas de detección de señal. La mínima ECD obtenida para perforar teniendo señal del sistema MWD/LWD fue de 6,5 lpg.

Adicionalmente, al momento de apagar las bombas, el tiempo que demoraba la presión para que se estabilice oscilaba entre 10 hasta 20 minutos, dependiendo del caudal de nitrógeno utilizado. Lo que hizo falta era que la herramienta emisor de pulsos entienda que el flujo apagado (tiempo que se tiene que tener apagadas las bombas antes de tomar un *survey*) y el largo tiempo que toma estabilizar el sistema después de prender las bombas. Las siguientes modificaciones fueron realizadas para mejorar la señal e identificación del *survey*:

- ✓ Velocidad de pulsación (*data rate*) reducida a 2 segundos, configuración más lenta, para tener una mayor amplitud de pulso y hacer la decodificación más fácil.
- ✓ Uso del restrictor de flujo (*venturi sleeve*) encima del pulsador, que ayuda a ampliar un poco más los pulsos.
- ✓ Se incremento el tiempo desde que la herramienta reconoce que se prendieron las bombas hasta que manda el primer pulso (*transmit delay*) a 14 minutos. Durante una perforación normal el tiempo es de 1 minuto. Perforando con fluido bifásico este tiempo osciló entre 4 hasta 7 minutos, a depender de los caudales iniciales de lodo utilizados. A mayor caudal de lodo representa menor tiempo de estabilización.
- ✓ Se evidenció que todos los pulsadores, después de cada corrida, no dejaban de pulsar y el *flow switch* estaba en posición encendido. Al parecer es ocasionado por el nitrógeno que entra en el compartimento del *flow switch* cuando se está perforando en el fondo. Una vez que la herramienta sale a la superficie, el gas se expande dejando el switch trabado. Por este motivo se tiene que tener pulsadores de reserva o back up en todo momento, además de tener otra herramienta lista cuando la herramienta esté saliendo del pozo, para evitar demoras y pérdida de tiempo.
- ✓ A pesar de todas estas recomendaciones, muchas veces no se puede obtener un *survey* al primer intento, debido al nitrógeno que es bombeado, ocasionando también la pérdida de algunos datos por la secuencia dinámica. Hubo pérdidas de tiempo, por la necesidad de repetir la secuencia hasta obtener un dato confiable.

La detección de gas fue prácticamente cero durante SAL-17D, pues la inyección del nitrógeno diluya o encubría el gas proveniente de la formación en superficie. Para la determinación de reservorio, se hace necesario uso de LWD y/o herramientas de perfilaje a cabo.

Puntos de mejora

A pesar de la gestión de proyectos implementada, no hubo una reunión de cierre e identificación de mejoras o lecciones aprendidas. La sugerencia, que ese tipo de análisis “post mortem” sea considerado por la complejidad y la novedad tecnológica.

El sistema de mediciones en tiempo real, pues hubo varios problemas operacionales con el LWD/MWD, principalmente con la toma de registros direccionales (*surveys*) por problemas en recibir el sinal en superficie.

El choke MPD utilizado fue un hidráulico/manual que generaba una pérdida de tiempo, principalmente en conexiones y en la estabilización de los parámetros de inyección de nitrógeno. Para futuros trabajos ya fue solicitada la utilización de choke semi-automático o automático.

Se utilizó una cabeza rotativa tipo R-7100, con rango de trabajo de 1.500 en estática y 1.000 psi en dinámica, por ser la única disponible al momento. Para futuras operaciones, pretendemos trabajar con cabezas que trabajen con 5.000 psi en estática y 2.500 psi en dinámica para aumentar o factor de seguridad, y atender las condiciones de otro campo de gas existente en Bolivia operado por las mismas empresas que constituyen la asociación de San Alberto,

Conclusiones

1. Los objetivos geológicos e de reservorios fueron logrados.
2. La operación fue realizada en plazo y presupuesto.
3. La tecnología fue implementada con éxito en pozos profundos y para gas.
4. Si recomienda continuar con la tecnología, pero sin irse a un *underbalance*.
5. La planificación de tal nivel de complejidad requiere una gestión de proyecto.

Referencias bibliográficas

1. Informe final de perforación SAL-17, 2011.

Apéndice I – Estado Final Subsuperficie del Pozo SAL-17

