

LA EXPERIENCIA CON POZOS MULTI LATERALES EN BOLIVIA

Autor(es) / Empresa

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

Resumen

El presente documento relata las experiencias del planeamiento, preparación y en la ejecución de los dos primeros pozos multilaterales perforados en Bolivia, para la producción de altos caudales de gas a partir de diferentes reservorios, profundos y naturalmente fracturados.

El documento también tipifica algunas de las tecnologías innovadoras y complementares empleadas en la perforación, bien como en la completación de los pozos; bien como las lecciones aprendidas y puntos de mejora evaluados después de la conclusión y puesta en marcha de los pozos multi-laterales.

El arreglo de producción de los pozos multi-laterales fue definido para permitir controlar el caudal de gas, evitando *cross flow*, así como monitorear datos de presión, temperatura y caudal de cada rama independientemente. Este diseño de completación contempló: a) Tecnología de fibra óptica para los medidores de presión, temperatura y caudal en el fondo para cada rama individualmente y con lectura en tiempo real en superficie; b) Camisa de flujo variable con 8 posiciones de apertura equivalente a un *choke* de fondo en la rama superior, principal aporte de gas; y la camisa o válvula tipo *On/Off* para permitir cerrar eventual producción originada de la rama inferior. Ambas camisas están conectadas a un sistema hidráulico que permite su accionamiento remoto desde superficie.

Ambos los pozos fueron de dos ramas, horizontales o de elevado ángulo, con sistema de unión multilateral tipo 4.

A motivación para el uso de pozo multilateral está en la topografía accidentada de la región, la profundidad de los reservorios, la complejidad y costos de las perforaciones, los largos plazos y costos para ejecución de líneas de producción (*flowlines*), que limita la posibilidad de una malla de drenaje reducida.

El primero pozo ejecutado fue en el bloque San Alberto, el pozo San Alberto-15 (SAL-15), que logró su objetivo de producir caudales de 1,5 MMm³/d, con un total de 7.884,5 m perforados, siendo concluido en 30/10/2010, después de 716 días. El pozo empezó la producción en diciembre de 2010.

El segundo pozo multi lateral ejecutado fue el pozo Sábalo-7 (SBL-7), y está ubicado en el bloque San Antonio, y está produciendo 1,5 MMm³/d desde enero de 2012. SBL-7 atingió un total de 6.598 m perforados después de 480 días.

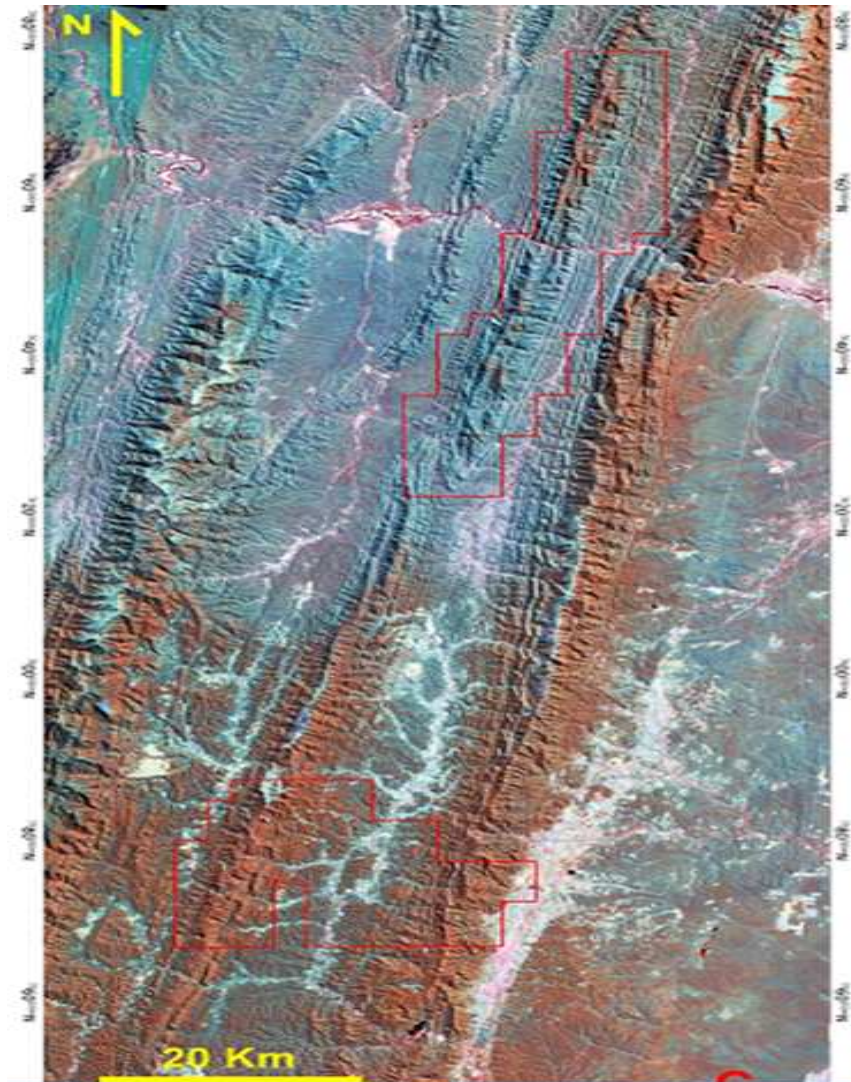
Introducción

Los campos de gas San Alberto en el Bloque San Alberto, y el Campo Sábalo en el Bloque San Antonio, están localizados en la provincia de Gran Chaco, departamento de Tarija, en el ambiente sub andino sur de Bolivia. Ambos los bloques son asociaciones entre YPFB-Andina con 50%, Total Bolívie con 15% y Petrobras Bolivia, operadora, con 35%. Apenas como referencia geográfica, los límites sur del Bloque San Alberto son parte de la frontera Bolivia con Argentina, y la parte norte del Bloque San Antonio es también limítrofe entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca.

Los campos de San Alberto y Sábalo ya están entrando en una fase madura, con más de 1 Tcf producido por cada campo, o sea ya están depletados y requiriendo una optimización del gerenciamento de sus reservorios principales. No obstante, la productividad de los campos sigue buena, con una entrega o exportación poco inferior a 1 bcf/d.

No obstante, que los pozos los pozos SAL-15 y SBL-7, pertenecen a campos distintos, separados por cerca de 100 km, los mismos están en la misma cuenca, y tienen producción de gas de las mismas formaciones conforme la figura abajo.

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.

En este sentido, Petrobras Bolivia, YPFB-Andina y Total, considerando las características de sus campos operados, atendiendo las premisas de optimización de reservorio, garantizar pozos de elevado caudal de gas, con monitoreo de las zonas productoras y minimizar gastos y/o pérdidas

de ingresos con intervención en los pozos, fue incluido en las fases II del desarrollo de los Campos San Alberto, y del Campo Sábalo, aprobadas en 2008 y 2009 respectivamente, la perforación de pozos multi laterales, de dos ramas, y equipados con sensores de fondo y válvulas de fondo accionadas desde a superficie, conocidas como completación inteligente: donde la rama inferior se destina a drenar el reservorio inferior y profundo, y la rama superior los reservorios tradicionales de los campos.

La idea fue producir de forma independiente los principales reservorios, y caso hubiese cualquier problema, cerrar el intervalo con problema, sin interferencia de o dependencia de taladro. Una vez, que los pozos son profundos, cualquier intervención requiere taladros de grande porte (2.000 HP o superior) los cuáles son costosos, tiene una movilización larga, y una disponibilidad muy limitada en el mercado boliviano, y significan un largo plazo de producción interrumpida.

Bien como evitar el *cross-flow* durante periodos prolongados de cierre de pozo, puesto que la zona inferior tiene mayor presión (en general presión original, pues casi no ha sido producida hasta el momento), pero de menor productividad que la zona superior, ya depletada. Además, facilitar la evaluación periódica de cada reservorio durante la vida productiva del campo, permitiendo efectuar cierres de pozo en fondo para cada rama independientemente.

SAL-15

El pozo SAL-15 está situado en el extremo norte del Bloque San Alberto, en el tope de la Serranía San Antonio, en la altitud de 1.562 m. La perforación empezó el 15 de noviembre de 2008 y terminó la terminación el 30 de octubre del 2010, después de 7.884,5 m perforados entre el pozo piloto y las dos ramas, totalizando aproximadamente 1.423.104 HHER de trabajo, y registrando un solo evento con días perdidos resultante de una torcedura de tobillo al bajar de una porta-contenedor.

Ese fue el primer pozo multi lateral, bien como la primera instalación de completación inteligente realizada en Bolivia, bien como la primera en pozo de gas por Petrobras. Además, SAL-15 también fue el primero pozo realizado después de muchos años sin actividad de perforación en el Bloque San Alberto, y de una baja de actividad general en el país, que hizo que la calidad de los servicios y equipos disponibles fuesen débiles, y con muchas de las empresas de servicios desmovilizadas o sin personal con la experiencia requerida. Por esa razón hubo aprendizaje de nuevas tecnologías, revisión de procedimientos o metodologías operacionales; así como entrenamiento de personal y contratistas.

El objetivo de SAL-15 fue de desarrollar las reservas de gas en niveles naturalmente fracturados de formaciones devónicas, con el propósito de garantizar una producción inicial igual o superior a 1,5 MMm³/d, cumpliendo de esta manera con el Plan de Desarrollo del Campo y los acuerdos de entrega de gas ya firmados por Bolivia.

SBL-7

El pozo está situado en el extremo sur del Bloque San Antonio, en el tope de la Serranía San Antonio, en la altitud de 1.074 m. Fue iniciado el 11 de abril del 2010 y terminó el 3 de agosto del 2011, después de 6.598 m perforados entre el pozo piloto y la rama superior, totalizando aproximadamente 699.771 HHER de trabajo, sin evento de pérdida de días perdidos.

El segundo pozo multi lateral en Bolivia, SBL-7, tenía el objetivo de desarrollar las reservas de gas de los mismos niveles naturalmente fracturados de las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa, con el propósito de garantizar una producción incremental al campo Sábalo, cumpliendo de esta manera con el Plan de Desarrollo del Campo y los acuerdos de entrega de gas ya firmados por Bolivia. El pozo está produciendo aproximadamente 1,5 MMm³/d desde enero de 2012.

La Planificación

El año 2005, nace un estudio e investigación para realizar un pozo multilateral con completación inteligente aplicado al pozo SBL-5, en la mitad norte del Campo Sábalo, Bloque San Antonio, con el intuito de optimizar el drenaje de los reservorios en la parte norte del Campo, hasta hoy muy poca explotada. Debido a que el modelo geológico todavía no fue confirmado en esa zona, no se hizo efectiva la aplicación de estas tecnologías en este pozo.

Conforme comentado, para la fase II del desarrollo del Campo San Alberto, aceptada la perforación de SAL-15 para drenar la reserva de gas de la Fm. Santa Rosa simultáneamente con las otras formaciones usuales productoras del Campo. La producción de un pozo dedicado al horizonte ultra profundo, superiores a 5.000 m (vertical), probablemente no tendría un retorno económico para compensar las inversiones requeridas para construcción de la planchada, perforación y completación del pozo; así como las instalaciones de facilidades de producción dedicadas. Sin considerar dilatados tiempos para ejecución de las obras de planchada y acceso, perforación del pozo, montaje de las facilidades de producción e interconexión a Planta de Gas de San Alberto. A parte, que hay incerteza del potencial de la producción, pues la Fm. Santa Rosa tiene un histórico muy reducido y en un solo pozo, SAL-X11, y al momento encontrase aislada y cerrada.

Para atender, la demanda de pozo multi lateral y su completación inteligente, se estableció una serie de eventos que son listados a seguir:

El año 2007, se realizó un *workshop* específico para el pozo SAL-15, en el que las empresas Halliburton, Baker, Schlumberger y Weatherford presentaron diferentes alternativas de ejecución, optando por la empresa que presentó la solución tecnológica más sencilla, sin restricciones para realizar el desvío (KOP) a cualquier profundidad, con pasaje de 6" hacia la rama inferior y sin la necesidad de realizar ningún trabajo de molienda para habilitar la rama inferior, lo cual significaba el riesgo de perder el acceso hacia la rama inferior. Además de los equipos requeridos por el multi lateral tipo 4, también se decidió utilizar *packers*, accesorios, válvulas de sub-superficie y válvulas de fondo del mismo proveedor. Por la característica de gas, que contiene CO₂, los equipos fueron proveídos en Cr13 y para 10.000 psi de presión absoluta.

Previo la instalación de los equipos en ambos los pozos, tanto los equipos para la desviación multi-lateral, bien como la completación fueron montados, probados y verificados, en las instalaciones de la empresa Baker, localizadas en Santa Cruz – Bolivia en conjunto de personal de Petrobras.

Un seminario de análisis de la perforación multi-lateral en SAL-15 fue realizado en 25 de noviembre de 2010, también en Santa Cruz, para caracterizar lo bueno y lo que necesita cambiar para los futuros pozos. Las recomendaciones evaluadas en ese análisis "post mortem" fueron considerados en las operaciones en los demás pozos a ejecutar en San Alberto o San Antonio; siendo que muchas fueron logradas a insertar en el proyecto de SBL-7.

SAL-15

Proyecto

Pozo piloto: El piloto fue programado vertical para identificar los topes y buzamiento de las formaciones productoras; y sería abandonado con tapones de cemento.

Rama inferior: La perforación de la rama inferior sería ejecutada con un *side track* en 4.950 m (KOP) y un ángulo vertical de 60° al tope de la Fm. Santa Rosa. Posteriormente atravesar la Fm. Santa Rosa con un desplazamiento superior a 500 m en la misma dirección. Esta rama se realizaría en dos fases de 8 ½" y 6 1/8", siendo concluida con una prueba de formación (DST) para evaluar el potencial de la rama.

Rama superior: Para la rama superior se programó un *casing side track* en la cañería de 9 3/4" Cr13, próximo a la base de la Fm. Los Monos. Esta rama estaba programada para atravesar las Fm. Huamampampa e Icla sub horizontal, en dos fases de 8 1/2" y 6".

Secuencia realizada

Pozo Piloto

La programación del pozo piloto fue alterada y ampliada debida básicamente a lo siguiente:

- a) El tope del Devónico más profundo de lo pronosticado, que resultó en la perforación de una sección adicional de 18 1/2", la bajada de un liner de 16" y operaciones de ensanchamiento en la fase subsecuente de 17 1/2" para bajar la cañería de 13 3/8".
- b) El hallazgo de presión original en las arenas H1, y con cierto nivel de fracturas naturales permitió el aporte continuo de gas al pozo con varios problemas de kick.
- c) El tope de la Fm. Santa Rosa fue encontrado más bajo.

Perforación Rama Inferior

Realizado *side track* a pozo abierto en 8 1/2" desde 5.141 m, y continúa perforando hasta 5.544 m, donde se llega con 48° de ángulo vertical y 192° de acimut. Perfora con trépano de 6 1/8" desde 5.544 hasta 5.715 m, donde durante repaso el motor estoló en 5.516 m; bien como se observa caída brusca de presión quedando en pesca, HW de 3 1/2", motor de fondo y trepano. Se recupera en su totalidad las herramientas perdidas. Continúa la perforación en 6 1/8" hasta 6.057 m, TD, donde se arriba con un ángulo de 82°. Baja liner de 5" pre-perforado hasta 6.000 m. El liner bajó con un *inner string* de 2 3/8" por si fuera necesario circular durante la bajada del liner. El *setting tool* fue desconectado pero salió sin el *inner string*, el mismo que fue recuperado después de varias maniobras de pesca.

Se bajó un arreglo de prueba DST#1 para evaluar la Fm. Santa Rosa en pozo entubado con liner de 5" pre-perforado y posteriormente baja la completación de la rama inferior.

Completación Rama Inferior

Después del DST#1, se realizó la bajada del arreglo de completación con el objetivo principal de aislar la zona inferior (Fm. Santa Rosa) y permitir la perforación de la rama superior.

Este arreglo está compuesto por un *packer* permanente de 7" y receptáculo para niple sello, niple asiento selectivo 2,313", camisa de circulación con apertura hidráulica/mecánica 2,313", niple asiento No-Go 2,313" y un zapato guía de 3 1/2".

Además, para asegurar la hermeticidad de la zona inferior, se bajó un tapón temporal del tipo *snap latch* 4" SB.

Para proteger el *packer* de posibles restos de cemento, virutas metálicas y otros materiales, se desplazó un bache de arena semi-gruesa 20-40, seguido de un bache viscoso, tope colchón de arena en 4.212 m y del bache viscoso en 4.130 m.

Perforación de la Rama Superior

Efectúa un *casing side track* en la cañería de 9 3/4" Cr-13 con ventana desde 4.123 hasta 4.129 m, utilizando para ello por primera vez en Petrobras Bolivia trépanos PDC modificados como *window mil*, el "Pathmaker" de Baker Hughes para terminar de abrir la ventana y perforar formación como *rat hole* requerido por el siguiente BHA direccional. Posteriormente continúa perforando con *steerable* en 8 1/2" hasta 4.450 m, donde arriba con una desviación de 23,3° de ángulo vertical, con problemas combinados de pérdida de circulación y aporte de gas.

Para acondicionar el pozo abierto para la bajada del liner de 7", se baja un BHA empacado con tres *roller reamers*. Baja liner de 7" y conector multilateral con centralizadores rígidos con rodillos hasta 4.442 m, llegando hasta la profundidad programada sin inconvenientes para pasar el

bent joint o los centralizadores por la ventana, anclando el conector multilateral en la ventana y cementando el liner a esta profundidad. No obstante la cementación fue de mala calidad y generó migración de gas tanto de las arenas H1, como de las arenas basales de la Fm. Los Monos. Las operaciones de aislamientos, re-cementaciones y reparaciones fueron largas, costosas y no resolvieron totalmente el problema.

Se perfora la fase de 6" dirigida hasta 4.945 m, tope de la Fm. Icla (4.892m), arribando con un ángulo de 51°. Se adelanta el término del pozo, debido al gran aporte continuo de gas. Se baja liner de 5" pre-perforado hasta 4.937 m y fija liner en 4.421 m sin problemas.

Se realiza el DST#2 en septiembre de 2010, no planificado, para evaluar el potencial de producción de la rama superior. Sólo el potencial de producción obtenido con la rama superior supera la producción pre-definida para SAL-15 en el Plan de Desarrollo aprobado.

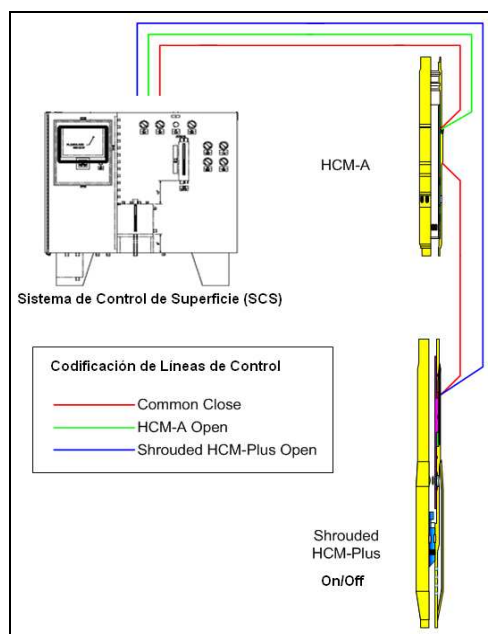
Finaliza las operaciones de perforación el día 25 de septiembre del 2010 e inmediatamente empieza la completación del pozo.

Completación de la Rama Superior

A seguir una descripción simplificada de los principales elementos tecnológicos introducidos

- ✓ Camisa Hidráulica Ajustable 5 ½" fue diseñada con 8 posiciones, como fuera un *choke* de fondo; 1%, 2%, 4%, 8%, 16%, 32%, 100% y cerrada: operación hidráulica o mecánica; máximo diferencial de presión para apertura ≤ 1.500 psi; área de flujo equivalente de 4,653"; vida útil estimada: 10 años.
- ✓ Camisa Hidráulica Encapsulada *On/Off* 3 ½" de doble perfil 2,813"; operación hidráulica o mecánica; máxima diferencial presión de apertura ≥ 1.500 psi; actuación tipo hidráulica; máxima área de flujo equivalente a 2,922"; con *blanking plug* instalado, permite comunicar/aislar la rama inferior a través de la camisa encapsulada.
- ✓ Sistema Hidráulico de Control constituido de líneas de control ¼" que permiten operar hidráulicamente las camisas de fondo están codificadas por colores, su configuración en el pozo se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Configuración de las líneas de control



- ✓ El Sistema de Adquisición de Datos está basado en sensores ópticos instalados en mandriles especiales con diseño dual para lectura de datos en tiempo real de interior

tubería y anular, con medidor de flujo multifásico tipo magnético, datos de fondo de temperatura, presión y caudal (gas, condensado y agua) de cada rama independientemente. Con relación a los sensores de caudal, el sensor inferior registra el equivalente a hasta 0,85 MM m³/d, y el sensor superior registra caudales de 0,7 hasta 3,0 MM m³/d. La transmisión de datos se efectúa a través de cable de fibra óptica de 1/4" en Inc825, medida de encapsulado: 11 x 11 mm, con 3 hilos o canales, que están diferenciados por colores. Entre el packer 9-5/8" y el *guage mandrel* inferior, el material de encapsulado del cable es PDVF (TT280), y arriba del packer, el material de encapsulado es Santoprene (TT260).

La completación transcurrió sin grandes problemas, salvo la presencia de lodo deteriorado y restos de tapón de arena en la cola de producción de la rama inferior que retrasó la puesta en marcha y las pruebas de los equipos de la rama inferior. Se realizó un flujo de limpieza de cada rama y un flujo final con las dos ramas al mismo tiempo para prueba de consistencia de los equipamientos del arreglo de completación, el funcionamiento de las válvulas de fondo, abriéndola en sus diferentes posiciones, simultáneamente se procedió a realizar algunas mediciones de caudal para tener datos comparativos con las medidas de los sensores de caudal de fibra óptica de fondo.

La Fm. Santa Rosa se dejó aislada con un tapón temporario instalado en el tope del *packer* 9 5/8", hasta que se finalicen las obras de las facilidades de producción del pozo.

Problemas registrados

I. Un pésimo performance del sistema de inyección de aire utilizado en la fase de 24", finalizando la fase con solo un compresor y *booster*. Después de perforar hasta 1.790 m en la fase de 17 1/2" y sin aire, al sacar herramienta en 1.599 m, la herramienta quedó aprisionada. Se realiza *side track* en 1.505 m y se continúa perforando con trépano de 18 1/2" y pérdidas de circulación hasta 1.743 m, donde se cementa el liner de contingencia de 16".

II. Se perfora con trépano de 12 1/4" hasta 3.059 m, sin problemas; sin embargo, al sacar herramienta en 3.035 m, se observa incremento de presión y la herramienta queda aprisionada. Se realiza *back off* en 3.020 m y se realiza *side track* en 2.895 m. Aprisionamiento relacionado con la adulteración de los productos químicos del fluido de perforación.

III. La presencia de una arena limpia en la base de la Fm. Los Monos con espesor de 5 m, alta presión (± 7.700 psi), y que originaba elevadas detecciones de gas, no se encuentra en los otros pozos de correlación. El aporte no era continuo, indicando baja permeabilidad o del sistema de fracturas.

IV. Lamentablemente hubo una coincidencia entre el posicionamiento de las arenas basales de la Fm. Los Monos portadores de gas y el punto de apertura de la ventana (*casing side-track*), la mala cementación del anular y algunas limitaciones con la efectividad y durabilidad de los sellos de las herramientas para el *diverter* (figuras #3 y #4) y en el *top packer* (figura #5). El *top packer* del SAL-15 se encontraba inmediatamente por encima del *hook hanger*, no guardaba la distancia mínima para asegurar que el trabajo de apertura de la ventana no dañe la cañería de 9 3/4" en el área de sello del *top packer*. Las gomas del sello se encontraban a solo 6,1 m del tope de la ventana y el *upper watermellon* utilizado durante la apertura de la ventana tenía capacidad de acción hasta 6,4 m por encima de la ventana.

Figura #3



Figura #5



Figura #4



V. El *lateral diverter* de SAL-15 fue recuperado involuntariamente luego de una operación de *packer* de 7" (anilla de 5 7/8"). Cuando se retiraba el *packer* se tuvo que maniobrar la herramienta a la profundidad del *lateral diverter* tensionando gradualmente hasta 20 Klb con lo cual se liberó el *lateral diverter*.

VI. Baja liner de 7" de la rama inferior para ser cementado en dos etapas, pero el mismo queda apriionado 106 m encima de lo planificado. Cementa la primera etapa en esta profundidad con mucha dificultad y observando pérdida de aproximadamente 85 bbl de lodo.

VII. Se realizan cementaciones forzadas con retenedor de cemento, para sellar la válvula de cementación de doble etapa.

VIII. No se observó problema con sensores de fondo durante el flujo, pero lo que pese su calibración y valores medidos con los medidores de caudales (*flowmeters*) en superficie, hubo grande disparidad.

IX. Con el objetivo de facilitar el ingreso de la completación inferior por el conector multilateral, se bajó el *main bore production diverter*, el cual tuvo que ser retirado posteriormente debido a las dificultades que se tuvo con esta herramienta cuando se recuperó con un *over shot* de 5 3/4" el tapón de la completación inferior. Esta herramienta que había sido sugerida para proteger la rama superior mientras se bajaba o trabajaba en la completación inferior, demostró no ser necesaria y fue eliminada de la completación de SBL-7.

X. El liner bajó con un *inner string* de 2 3/8" por si fuera necesario circular durante la bajada del liner. El *setting tool* fue desconectado pero salió sin el *inner string*, el mismo que fue recuperado después de varias maniobras de pesca. Se quedó como una lección, de no bajar dicha *inner string* por las complicaciones y fragilidad, y su poca efectividad, en un liner pre-perforado.

XI. Fueron utilizadas nuevas conexiones Premium en Bolivia, que tienen la particularidad de usar un recubrimiento especial que evita la utilización de la grasa convencional, solo que los torques del mismo son excesivamente altos, alrededor de los 29,000 lb-pie. En el caso de tener que bajar la columna mojada en la que la rosca queda contaminada con el lodo, se recomienda limpiar la rosca, aplicar grasa convencional y aplicar el torque convencional de ese tipo de rosca. Es mejor evitar conexiones con ese recubrimiento especial, pues si pierde mucho tiempo para bajar los liners o tubings.

XII. El packer PREMIER tiene pasajes diseñados para las líneas de control, sin embargo es importante sugerir al fabricante que se aumente el diámetro de estos orificios, ya que en SAL-15 se tuvo problemas al atravesar el Packer con las líneas de control y fibra óptica.

Puntos positivos

La utilización de motores de 11" en las secciones iniciales ayudaron a disminuir la tendencia de gaño de ángulo y/o desvíos usual en el subandino Boliviano, además garantizando un pozo con menores *dog legs* superficiales, y facilitando la bajada de los equipos multi laterales y de completación. Todos los pozos subsecuentes, ya está utilizando esos motores.

La apertura de la ventana, y la perforación del tramo de la rama superior fueron realizadas en buen tiempo, pese a los problemas de aporte de gas.

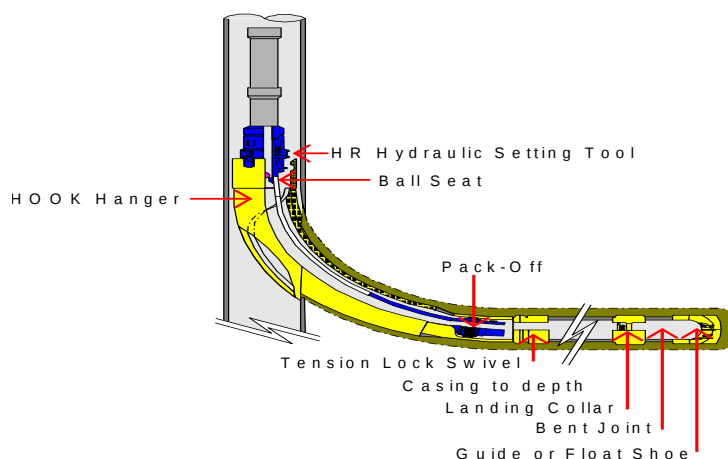
Como los pozos son largos, direccionales, se hace necesario el uso de protectores de revestimiento en la sarta de perforación, principalmente para evitar o mitigar desgastes en la cañería de producción. En este pozo se utilizaron por primera vez protectores no rotativos integrales, con la misma conexión del sondeo de perforación de 5 7/8" (HT-55) para proteger la cañería de producción de 9 5/8", así como en sondeo de perforación de 3 1/2" y posteriormente en sondeo de perforación 4" XT-39 para proteger el liner de 7". Los resultados fueron muy buenos, eliminando prácticamente el desgaste en la cañería de 9 5/8" y liners de 7", y logrando un ahorro substancial de costo con relación a los antiguos protectores utilizados desde de los años 90.

Cabe destacar que en el DST#1 fue probada la tecnología de *swelling packer* por primera vez en Bolivia y en pozo de gas en el sistema Petrobras, para aislar en el liner de 5" la sección basal de la Fm. Icla conocida por ser una lutita muy inestable. Fue efectivo y funcionó muy bien. Logrando los resultados esperados de aislamiento.

Debido al inconveniente sufrido por el desenrosque de una pieza de sondeo de 3 1/2" IF, cuando se perforaba la fase de 6 1/8" en la rama inferior, para la fase de 6" de la rama superior, se utilizó sondeo de 4" XT-39 por su mayor capacidad de torque.

Para garantizar la llegada al fondo del liner de 7" de la rama superior y conseguir el acople exacto del conector multilateral con la ventana en la cañería de 9 3/4" (figura #6), se perforó todo el tramo de 8 1/2" con motores tipo *rotary steerable* o RSS para reducir los microdoglegs y garantizar una uniformidad y mejor uniformidad del caliper y de la calidad del pozo.

Figura #6



La perforación del tramo de 6" fue realizada en buen tiempo, pese a los problemas de aporte de gas.

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

Grande parte de las lecciones aprendidas en SAL-15 fueron incorporadas al proyecto SBL-7, incluyendo, pero no limitadas a:

- Apertura de ventana en el cañería con trepano tipo Pathmaker;
- Uso de *roller reamers* en un arreglo empaçado para el acondicionamiento del agujero antes de la bajada de cualquier *liner* y de la unión multilateral;
- Utilización de centralizadores rígidos con roletes para los *liners*;
- Nuevo sistema de sellos para la herramienta del diverter;
- Para el SBL-7 se modificaron los *collets* del *lateral diverter* para resistir hasta 40 Klb, eliminando de esta manera la posibilidad de recuperar involuntariamente el *lateral diverter*;
- El *top packer* de SBL-7 fue distanciado del *hook hanger* con una pieza adicional de 8 m de largo;
- La necesidad de pre calibrar los sensores de caudal con datos del gas del campo antes de su instalación en el pozo.

Pozo SBL-7

Proyecto

Pozo piloto y/o rama inferior: La perforación de la rama inferior sería ejecutada hasta la profundidad de 5.148 m y un ángulo vertical superior a 60° en la Fm. Santa Rosa. Esta rama se realizaría en dos fases de 8 ½" y 6 1/8", con un DST programado para evaluar el potencial de la Fm. Santa Rosa.

Rama superior: se programó un *casing side track* en la cañería de 9 ¾" Cr13, próximo a la base de la Fm. Los Monos. Esta rama estaba programada para atravesar horizontalmente las Fm. Huamampampa e Icla, en dos fases de 8 ½" y 6", llegando a la profundidad final de 4.329 m.

Secuencia Realizada

Perforación Pozo Piloto (Rama Inferior)

La programación del pozo piloto fue alterada debido tener encontrado los toques de las formaciones productoras muy abajo del esperado, así como por la decisión de profundizar el pozo para evaluar todo el paquete de arenas en la Fm. Santa Rosa, y no solo las arenas del tope de la formación.

Las Fm. Huamampampa e Icla fueron atravesadas por el pozo piloto dirigido de 8 ½" llegando a una profundidad de 5.231 m, con una inclinación de 36°. Un liner de 7" fue bajado y cementado. Posteriormente, una rama de 6 1/8" fue perforada hasta profundidad de 5.380 m, con una inclinación de 27°.

Evaluación Fm. Santa Rosa - DST N°1

La prueba DST N°1 fue realizada a pozo abierto en el tramo de 5.200 a 5.380 m. Finalizada la prueba, un liner de 5" pre-perforado fue bajado quedando el zapato en 5.379 m. Luego, se bajó tapón recuperable 7" WRP con el fin de aislar la Fm. Santa Rosa para posteriormente realizar una prueba en la Fm. Icla.

Evaluación Fm. Icla - TCP/DST N°2

Para esta prueba se bajó una sarta combinada de DST con cañones TCP, y la Fm. Icla fue cañoneada *under-balance*. Los resultados de esta prueba fueron equivalentes a los obtenidos durante el DST N°1 por falla en

el tapón. Al retirara el arreglo de prueba, fue evidenciado que la camisa de ecualización del tapón se había erosionado.

Se bajó arreglo de completación inferior constituido por *packer* de producción de 7 y niple asiento 2,313" BXN (con tapón), garantizando un aislamiento entre la Fm. Icla y la Fm. Santa Rosa.

Evaluación Fm. Icla - DST N°2A

El DST N°2A fue realizado para evaluar la Fm. Icla de forma individual en el intervalo 4.666 – 4.948 m. Por la corta duración de los periodos de flujo no se realizaron mediciones de gas y líquidos, apenas constatado la presencia de gas en la Fm. Icla.

DST N°3

Para probar la Fm. Huamampampa se cañoneó con sarta TCP. Seguidamente se bajó sarta de DST N°3, y se evaluaron conjuntamente todas las arenas presentes en la Fm. Huamampampa. Para mejorar la eficiencia de los punzados se re-baleó el intervalo. La producción registrada fue baja cuando comparada con los caudales usuales en el campo Sábalo.

Completación de la Rama Inferior

Si bien el diseño original de la completación del pozo SBL-7 contemplaba a explotar solamente la Fm. Santa Rosa, los resultados de las pruebas re-orientaron la completación de forma que la rama inferior produzca selectivamente de tres formaciones aisladas entre sí a través de una camisa hidráulica/mecánica (Fm. Huamampampa), a través de una camisa mecánica (Fm. Icla) y a través de la tubería cola 3 ½" (Fm. Santa Rosa).

El arreglo de producción de la rama inferior fue ampliado con la instalación de un *packer* intermedio de 7" asentado para aislar la Fm. Icla, camisa deslizante mecánica (CMD) 2 7/8" y tubería de 4 ½", vinculado a la completación inferior con ensamblaje de sellos tipo *snap latch* 4". Posteriormente, se conecto un arreglo con *packer* superior en cañería de 9 ¾" para aislar la Fm. Huamampampa, camisa deslizante hidráulica (CMP Defender), niple asiento 2,313" BX y una combinación de *blast joints* y tubería de producción de 4 ½".

Para perforar la rama superior se dejó un tapón recuperable SB 4 ¾" en el *packer* superior y un colchón de arena sobre el mismo.

Perforación Rama Superior

La rama superior comenzó con la fase de 8 ½" posicionando el desvío (KOP) en la Fm. Los Monos, hasta la profundidad de 4.315 m con inclinación de 47°. La fase fue revestida con liner de 7" y cementada hasta el conector multilateral. A diferencia del realizado en SAL-15, donde se evito cementar el liner en su totalidad para no correr el riesgo de cementar involuntariamente el *lateral diverter*, pero hubo problemas de migración de gas, la cementación total del conector multilateral en SBL-7 logró buenos resultados y consiguiendo un buen sello hidráulico. No obstante, la cementación resultó en alguna dificultad y en la necesidad de una manobra adicional para la recuperación del *lateral diverter* (figura 7).

Figura #7



La fase de 6" se perforó hasta 5.060 m con inclinación de 80° atravesando las arenas principales arenas de la Fm. Huamampampa y caracterizando el tope de la Fm. Icla. Luego se bajó liner pre-perforado de 5".

Debido a que los campos de San Alberto y Sábalo ya presentan niveles de depletación, así como pérdidas y daños de formación por invasión del fluido de perforación en los niveles usuales de aporte de gas, para esta fase, rama superior, se diseñó un nuevo tipo emulsión inversa similar a los anteriores, pero de bajo contenido de sólidos, de densidad inferior a 8,0 lpg (libras por gallón), con una relación gas agua máxima de 85/15. Además hubo un control rígido de la presión en anular (ECD) para evitar un grande diferencial de presión contra los reservorios. Control este ejercido por la herramienta PWD (*pressure while drilling*) instalada en el arreglo de perforación y con lectura a tiempo real en superficie del ECD. Se quedó evidenciado que el nuevo diseño del fluido y el monitoreo del ECD fueron eficaces por el resultado en la prueba de producción que registró bajo daño hacia la formación.

Completación Final

Por las características del pozo multilateral, se diseñó una completación con tubería de producción de 7" 29 lb/ft, conexión Premium, y metalurgia especial en 13Cr, que se vincula al *packer* superior de la rama inferior a través de un ensamblaje de sellos tipo *snap latch* 4,725" con localizador y ancla.

El arreglo inteligente incluye una camisa de accionamiento remoto hidráulico tipo *On/Off* de 3 1/2" para aislar la rama inferior, camisa de accionamiento remoto hidráulico multi posiciones o ajustable de ocho posiciones de 5 1/2" para comunicar la rama superior, *packer* hidráulico 9 5/8" con pasaje para líneas de control y fibra óptica, sustituto de empalme, camisa deslizante mecánica CMD 5 1/2" y válvula de seguridad de sub-superficie.

Puntos positivos y de destaque

La tecnología para construcción de pozos multilaterales, de dos ramas, nivel 4 fue implementada con éxito en ambos los pozos.

Por lo menos en pozos de gas, tendrá que realizar una cementación total del conector multilateral, pues en SBL-7 logró buenos resultados y consiguiendo un buen sello hidráulico.

Los valores de caudal de gas medidos con los *flowmeters* en SBL-7 se aproximaron bastante a aquellos medidos en superficie (± 2 MMscfd), sin embargo deberán ser re-calibrados en función a los datos de las pruebas de producción.

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

La bajada de las completaciones en ambos los pozos fueron exitosas y sin grandes problemas, considerando la cantidad de equipos, líneas, pozos profundos, etc.

A diferencia de SAL-15, en el pozo SBL-7, la completación inferior se instaló dentro de cañería 9 3/4", lo que permitió mas espacio y área de flujo para el gas.

Las lecciones aprendidas registradas en SAL-15 fueron tomadas en cuenta para la perforación y en la completación de SBL-7, esto contribuyó a optimizar los tiempos operativos, bien como cerrar las operaciones en el presupuesto aprobado inicialmente, sin necesidad de montos adicionales.

Puntos de mejora

Fue un proyecto desarrollado internamente sin una gestión de proyecto, y por la complejidad requeriría etapas de identificación y análisis de riesgos y/o contingencias tipo HAZOP o "*Drill well on Paper*".

El diseño del divertir para pozos de gas para incrementar la eficiencia de su sistema de sellos, bien como una ingeniería a permitir que el diámetro de pasaje de la rama sea también de 6 1/8", de manera a uniformizar trépanos de ambas las ramas.

Válvula *On/Off* debería ser remplazada por una válvula cuyo diseño ya no utiliza un *lock mandrel*, que tantos problemas nos ocasiono en SBL-7, y si un sistema similar a válvula *kelly cock*, con un sistema que es una

bola hidráulicamente actuada desde superficie, a través de una línea dando paso al flujo de fluidos o cerrándola completamente. La válvula *On/Off* tipo *ball* ya esta testada y comercializada desde 2009 en tamaño 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2"; con presiones de funcionamiento de 5.000 psi y 10.000 psi; bien como en las metalurgias que se utilizan en los campos de San Alberto o Sábalo.

Otra a mejoría para las válvulas sería tener los perfiles del *lock mandrel* telescópicos, evitando que un mismo perfil o diámetro pudiera ser utilizado en diferentes posiciones.

Además se hace necesario que el proveedor de dichas válvulas cambie o crie un procedimiento para que sus operadores de las válvulas no *by pass* el panel de control de las válvulas.

Configurar que 2 hilos de la fibra óptica sean para los sensores superiores, principales, y apenas un hilo para los sensores de la rama inferior. Tanto SAL-15 cuanto SBL-7 tiene la configuración de un hilo para la transmisión de datos de los sensores de la rama superior, y dos hilos para atender los sensores de la rama inferior.

Conclusiones

La perforación y la completación de los pozos SAL-15 y SBL-7 presentaron un sinnúmero de retos, mas los objetivos primarios de niveles de producción fueron logrados.

Las completaciones fueron exitosas en su instalación pero resultaron poco funcionales; bien como que no hubo gaño esperado en el manejo y gestión de los reservorios por la utilización de la tecnología, debido a fallas y otras complicaciones técnicas posteriores. No obstante, las causas de los problemas con la completación en los pozos SAL-15 y SBL-7 tuvieron causas diferentes, el error humano en SBL-7 fue muy relevante.

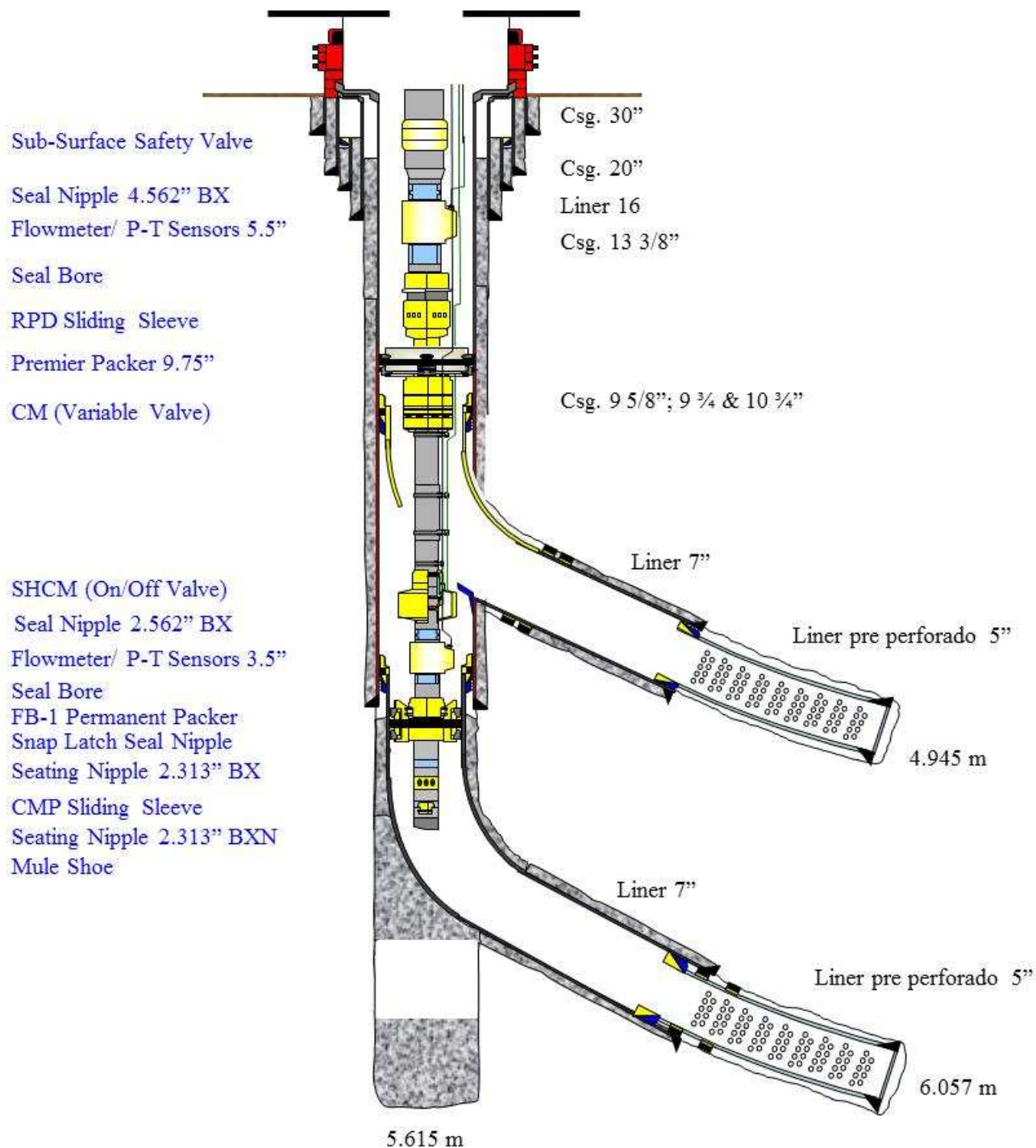
Evidentemente, la planificación de un pozo con tal nivel de complejidad de completación requiere ser realizado con la anticipación y con todo el detalle posible, identificando riesgos y contingencias.

Se pudo constatar la aplicabilidad de este tipo de tecnologías en pozos profundos y productores de gas; bien como la alternativa de perforación multilateral con su completación inteligente resulta ser más económica, menos riesgosa en comparación con la perforación de dos pozos desde una misma planchada, en ambientes como el subandino sur Boliviano, cuando considerado el costo y tiempos para la perforación, facilidades de producción, construcción de planchadas, etc. Siendo identificado varios puntos de mejorías que se tradujeron en ahorros sustanciales en cuanto a tiempo y costos operacionales para futuras operaciones.

Referencias bibliográficas

1. Informe final de perforación SAL-15, 2011.
2. Informe final de perforación SBL-7, 2012
3. Taller de lecciones aprendidas SAL-15, 25/11/2010.

Apéndice I – Estado Final Subsuperficie del Pozo SAL-15



Apéndice II – Estado Final Subsuperficie del Pozo SBL-7

