El proyecto de Side track en pozos profundos en la formación Santa Rosa en Salta, Argentina



Entre los años 1995 y 2005 en el área Aguaragüe, provincia de Salta, se perforaron tres pozos profundos en la formación Santa Rosa de la cuenca Paleozoica del noroeste argentino. Estos pozos son: Ag.xp-1 en el año 1995, Ag.ap-1001 en el año 2000 y Ag.ap-1002 que se inició en 2001, se continuó en 2004 y en 2005.

El primer pozo en la zona, Ag.xp-1, se terminó de perforar en mayo de 1995, cuando se constató la existencia de gas en la Formación Santa Rosa entre 4,700 y 5,300 mbbp. Alcanzó la profundidad final objetivo de 5.335 metros, constituyendo un importante logro técnico para Tecpetrol. El segundo pozo fue Ag.ap-1001 que llegó hasta los 5.345 metros de profundidad.

En el año 2005 finalizó la perforación del tercer pozo Ag.ap-1002, perforando un tramo direccional de casi 1.500 metros, de los cuales más de 500 corresponden a la perforación horizontal en la Formación Santa Rosa hasta una profundidad final de 5.818 metros.

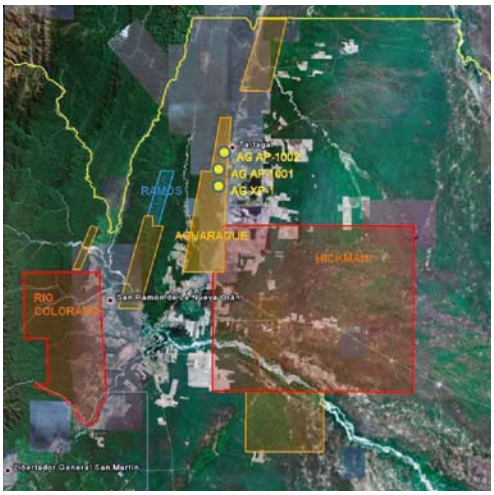
Los pozos fueron perforados por Tecpetrol en su calidad de operador de Aguaragüe, una de las áreas centrales de la cuenca Noroeste. Desde 1992 actúa como operador (23%) a través de la UTE Aguaragüe que integra junto con YPF (30%), Mobil Argentina S.A. (23%), Petrobras Energía S.A. (15%), CGC S.A. (5%), y Ledesma S.A.A.I. (4%).

Se trata de pozos récord por sus características y por las dificultades que se presentaron desde el inicio hasta el final de la perforación, entre las que se encuentran las fuertes tendencias de la formación a desviar la trayectoria de la vertical, debido a la inclinación de las capas, la profundidad final programada, la dureza, la abrasividad y las extremas temperaturas, junto con las altas presiones, que requirieron de la utilización de herramientas e instrumentos de alta tecnología.

Ubicación del proyecto

La estructura de la Sierra de Aguaragüe está situada en la provincia de Salta en el noroeste argentino, a pocos kilómetros de la ciudad de Tartagal y próxima a la frontera con Bolivia, en coincidencia con el Cinturón Plegado Subandino.

Es productora de gas y condensado desde reservorios fisurados de la Formación Huamampampa y Santa Rosa, desde profundidades de 4.000 y 5.000 metros respectivamente.



Mapa de la ubicación de los pozos en la Formación Santa Rosa, Aguaragüe, Salta.

Marco geológico

El yacimiento se ubica en una extensa región en la que durante el paleozoico se depositó una acumulación importante de sedimentos marinos de edad silurodevónica (edad geológica que se ubica entre los 438 y los 355 millones de años) y de otros marinos y continentales de edad carbonífera (edad geológica que va desde los 355 a los 290 millones de años). Ambos ciclos resultaron productivos de petróleo y gas en distintos yacimientos en los territorios de la Argentina y de Bolivia. Esta columna sedimentaria fue muy deformada en la etapa principal de los movimientos formadores de montañas que produjeron el levantamiento de la Cordillera de los Andes hace 15 millones de años. En dicha región se generaron las Sierras Subandinas, entre las que se encuentra la Sierra de Aguaragüe.

El proyecto de perforación de ramas laterales

En 2006, el área Aguaragüe contaba con los tres pozos profundos mencionados (Ag.xp-1, Ag.ap-1001 y Ag.ap-1002).

Para lograr mejor productividad en los reservorios Santa Rosa e Icla, surge el proyecto geológico de perforar ramas laterales en los pozos existentes, diseñándolas para atravesar la zona geológica interpretada como más favorable en la estructura que alberga el yacimiento. La idea fue aprovechar los tres pozos existentes y que las ramas laterales comenzaran en los 4.000 metros de profundidad, evitando perforar nuevamente estos metros.

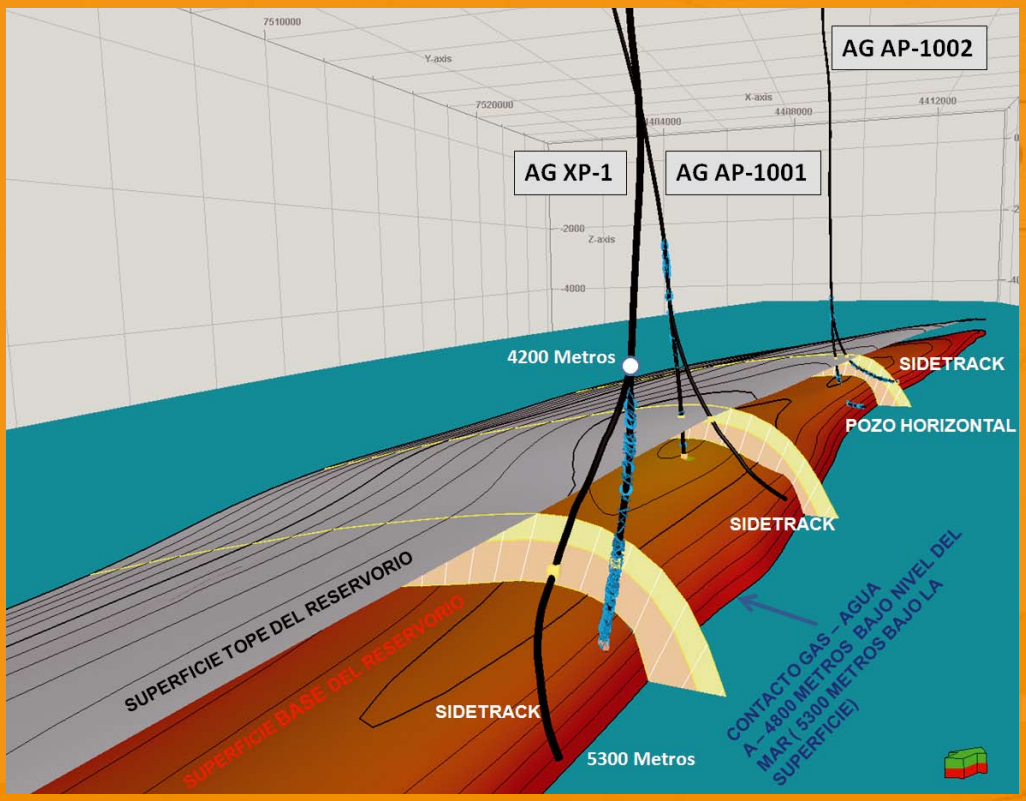
Para comprender la importancia del proyecto y por qué las ramas laterales representan una gran ventaja al dirigirse a mejores zonas es necesario entender de qué tipo de reservorio se trata. Son rocas muy profundas, muy compactas y cuya permebilidad y volumen poral se ha producido por el fracturamiento natural de esa roca. El fracturamiento se debe principalmente al transporte tectónico, que es el desplazamiento de una masa de roca sobre una falla a gran escala, y al plegamiento de la masa rocosa.

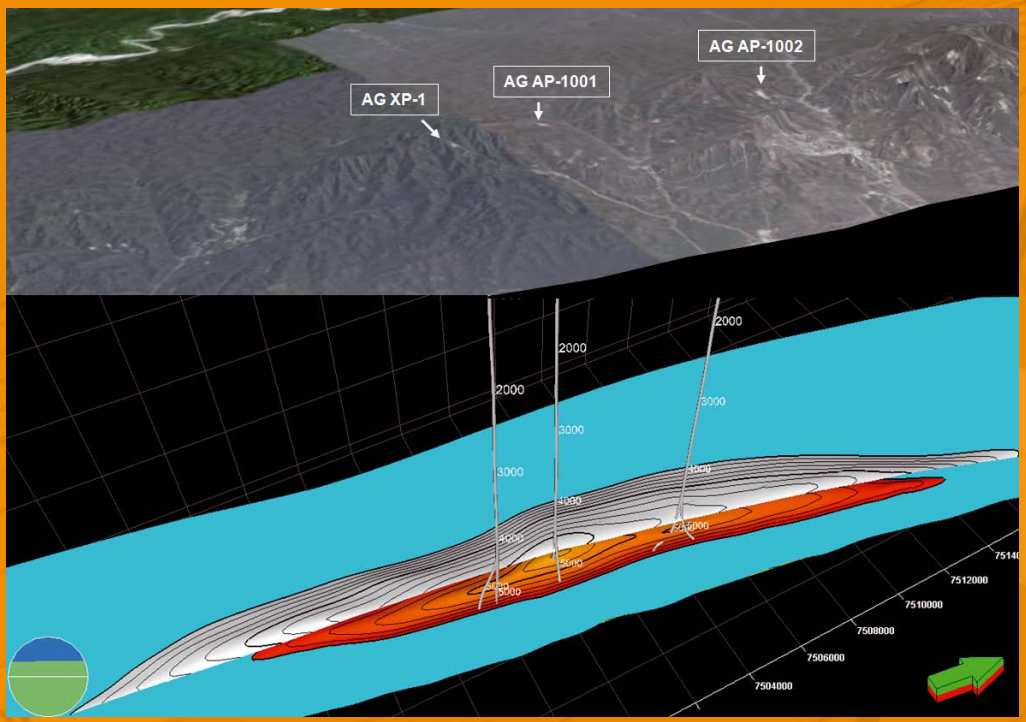
Como se trata de una zona de estructuras plegadas, la hipótesis de trabajo fue tratar de buscar zonas de mayor deformación, donde la roca se haya plegado intensamente (mayor curvatura) por ende se asume mayor rotura y, por lo tanto, mayor porosidad y permeabilidad. Esto le da la posibilidad a los pozos de tener una buena producción y drenar toda la estructura, porque esa densa red de fractura mencionada, estaría conectada en todo el yacimiento, con zonas de menor densidad de fracturas.

Esta fue la premisa del proyecto: perforar de una manera más eficiente (a menor costo), direccionando ramas laterales o *side track* a zonas en las que se cree que hay mejor productividad, para luego poner en producción todo en conjunto.

Figura superior
Fm. Santa Rosa (vista desde el sureste). Pozos y sidetracks en la estructura que conforma el reservorio.

Figura inferior
Serranía de Aguaragüe. En subsuelo, yacimiento con una profundidad media de 5.000m y un largo total 30 km.


AG AP-1002
AG XP-1
AG AP-1001
4200 Metros
SIDETRACK
POZO HORIZONTAL
SIDETRACK
SUPERFICIE TOPE DEL RESERVORIO
SUPERFICIE BASE DEL RESERVORIO
SIDETRACK
5300 Metros
CONTACTO GAS – AGUA A - 4800 METROS BAJO NIVEL DEL MAR (5300 METROS BAJO LA SUPERFICIE)


AG AP-1002
AG AP-1001
AG XP-1
2000
3000
4000
7512000
7510000
7508000
7506000
7504000

Selección de los pozos

El pozo con la instalación más óptima para hacer el *side track* porque tenía mayor diámetro era el Ag.xp-1 que coincidentemente era el de mayor productividad en ese momento. Fue necesario realizar una evaluación porque para hacer la perforación de una nueva rama se necesita dejar de producir entre cuatro y cinco meses. El pozo Ag.ap-1001 tenía caudal muy bajo y las instalaciones complicadas y Ag.ap-1002 era un pozo recién terminado, que se había puesto en producción y estaba en observación.

Se decidió iniciar con el pozo con la instalación más apta aunque fuera el de mayor producción. El pozo Ag.xp-1 fue el elegido para la perforación de una rama lateral que se desarrolló en mayo de 2007. Sus resultados superaron las expectativas. Después se siguió con el Ag.ap-1001 (segundo semestre de 2007) pero, como tenía complicaciones en las instalaciones y hubo algunos problemas, se pasó a perforar la rama lateral del Ag.ap-1002 (primer semestre de 2008). Se terminó este pozo y se volvió a completar la rama lateral del Ag.ap-1001, que se terminó en el segundo semestre de 2008. En los pozos Ag.ap-1001 y Ag.ap-1002 se cumplieron con los resultados de producción esperados.

Desafío operativo

El desafío del área de Operaciones consistió en la planificación, programación e ingeniería de los pozos. El pozo Ag.xp-1 fue elegido para perforar una rama lateral, desde 4.200 hasta 5.400 metros de profundidad. Se acondicionó el pozo para abrir una ventana en la tubería de revestimiento a 4.200 metros de profundidad. Luego se perforó la nueva rama lateral con 45° de inclinación y un giro de 120° hasta 5.400 metros bajo la superficie, uniéndola al pozo existente mediante la aplicación, por primera vez en la Argentina a esa profundidad, de la tecnología multilateral y empalmando luego la instalación de producción de ambas ramas para explotarlas en conjunto.

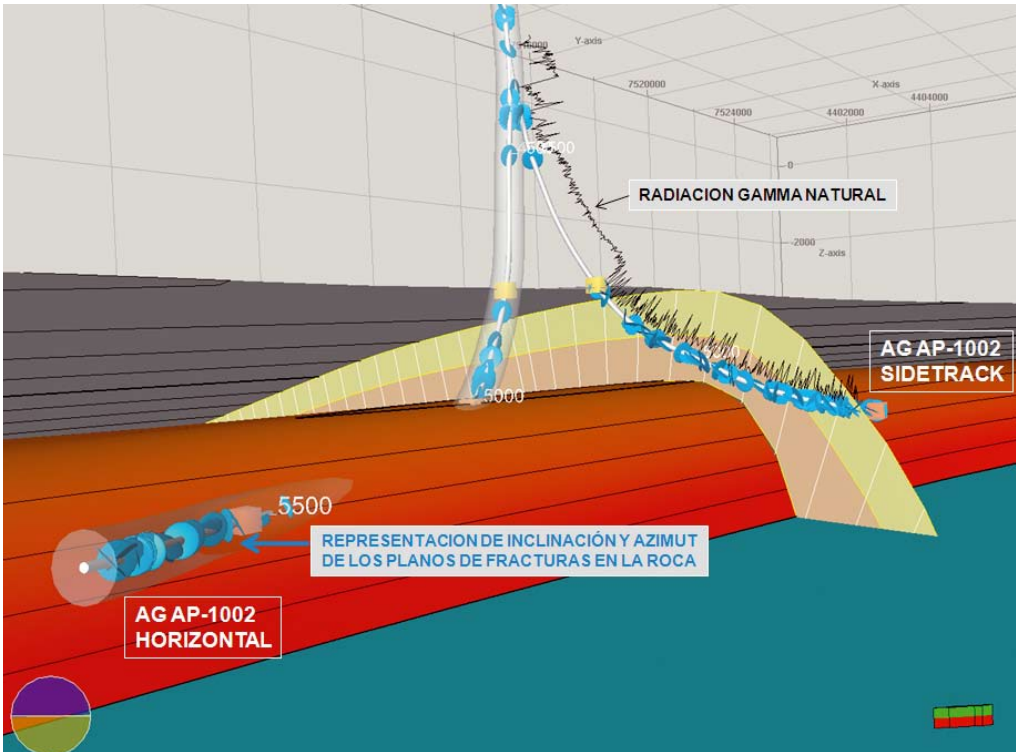
La complejidad geológica, las altas temperaturas y las presiones a estas profundidades imponen un desafío tecnológico importante. La operación debe realizarse desde superficie, a través de una abertura de 25 centímetros de diámetro, que llega hasta más de 5.000 metros de profundidad. Hay pocos proyectos en el mundo de esta envergadura. Además, en profundidad se tienen 150° centígrados de temperatura y una presión de reservorio del orden de los 450 kg/cm^2. Todas estas condiciones hacen que la tecnología requerida sea la más avanzada.

No solamente es necesario bajar herramientas para perforar a través de ese diámetro y con esas condiciones sino que además hay que direccionar el pozo y dirigirlo con un cierto ángulo en determinada dirección para poder cumplir con el objetivo geológico. Este tipo de operación es compleja y se debe tener en cuenta la alta probabilidad de que surjan contingencias.

Para la perforación de las ramas laterales se utilizó tecnología de última generación, que permitió continuar extrayendo gas en pozos de gran profundidad, apoyándose en estudios geológicos que lograron identificar zonas de mayor productividad y definir con precisión la trayectoria de los pozos. Como ejemplo de la alta tecnología utilizada en estas perforaciones, el sistema multilateral *(Hook Hanger)* bajado en el pozo Agap-1002 logró un récord mundial, alcanzando una profundidad de 4.315 metros y superando la marca anterior lograda por la empresa Saudi ARAMCO (4.298 metros). El proyecto incluyó la perforación sobre un pozo ya existente de una rama productiva adicional, de casi 1.100 metros, alcanzando una profundidad final de 5.360 metros.

El sistema multilateral requiere del uso de una herramienta que conecta la rama original del pozo con la rama nueva que se acaba de perforar dirigida y con un cierto ángulo. Se trata de un sistema para vincular los dos pozos en un mismo *tubing* hacia arriba para producir gas de ambas ramas y después poder tener un acceso a uno u a otro cuando haya que ir a reparar algo en profundidad. Permite bloquear una entrada, pasar a la que interesa y hacer la reparación o lo que se necesite y luego se vuelve a producir. En el mundo ya se hacían sistemas multilaterales de dos ramas o más. Pero siempre en profundidades más someras y con una geología menos complicada, con menor dureza de la roca, menor temperatura, menor presión y menor complejidad estructural. Se trató de un desafío muy importante que tuvo que afrontar el equipo de Tecpetrol.

Por esta razón, los pozos en esta zona tienen costos muy elevados. La perforación de ramas laterales en pozos ya existentes tiene un costo de menos de la mitad de un pozo nuevo. Por lo tanto, con menos de la mitad del costo, se obtuvo una producción similar (o incluso mejor porque fue direccionada) a la que se hubiera obtenido con un pozo nuevo.



Pozo Ag. ap-1002. Geometría de las ramas perforadas.

Control geológico, parámetros de perforación y perfilaje

Durante la perforación de los pozos se realizó un control permanente de la litología (un tipo de roca) que el trépano perforaba metro a metro y de los hidrocarburos líquidos y gaseosos presentes en la roca que se iba atravesando.

En general, se obtiene una cromatografía completa de los gases provenientes del fondo del pozo. La cromatografía es la determinación de porcentajes en componentes de un gas, como por ejemplo metano, etano, propano, etc., que son detectados en superficie con sensores especiales. También se obtiene registro de todos los parámetros de perforación, como el torque, peso sobre el trépano, velocidad de penetración, volumen de recortes extraídos, condiciones del lodo, etc. El monitoreo y procesamiento de la información se realiza en una cabina de alta tecnología.

Por otro lado el servicio de direccional, brinda la información de la posición en la cual se está perforando (azimut e inclinación del pozo). Con toda esta información, el equipo de geólogos e ingenieros de perforación de Tecpetrol evalúan día a día el comportamiento del pozo, si se está cumpliendo el objetivo y el pronóstico geológico, si hacen falta correcciones operativas, entre otros aspectos del proyecto.

Es importante destacar que ante un imprevisto, cualquier decisión debe tomarse con esta información y en forma muy rápida ya que el equipo de perforación con todas las compañías de servicio que operan las 24 horas tiene un costo diario muy alto. Por esta razón, el uso de tecnología avanzada y la experiencia de la gente adquieren un valor muy importante. En situaciones difíciles como las que surgen en la cuenca del noroeste, muchas veces se presenta el dilema entre no descuidar el objetivo geológico por el cual se perfora el pozo y la viabilidad operativa de las maniobras requeridas, condiciones del lodo, parámetros de perforación, que no atenten contra ese objetivo. Esto fomenta un trabajo constante de equipo donde intervienen todas las disciplinas para consensuar en la mejor solución.

Al finalizar la perforación, se bajan herramientas de perfilaje que con registros eléctricos, acústicos y radioactivos permiten evaluar características de la roca. Así se pueden determinar las zonas de mayor interés interpretando distintos datos con imágenes en 360°.

Estos datos son de extrema utilidad para definir, por ejemplo, el volumen de cemento necesario para fijar una cañería o poder observar y medir el rumbo, inclinación y frecuencia, de los estratos rocosos y las fracturas presentes. Dichas herramientas miden fracturas con apertura de 1 milímetro. Posteriormente, con mediciones en profundidad de la producción y la presión, se puede comprender de dónde y porqué produce el pozo para luego simular en forma dinámica el desarrollo del yacimiento en un modelo geológico ajustado por la información mencionada. De esta manera, se puede ir perfeccionando el desarrollo del campo con la ubicación de nuevos pozos, acotar las reservas de gas y pronosticar en cuánto tiempo se pueden extraer.

Pozo de exploración profundo en Yacimiento Aguaragüe, Salta.

Desafío logístico

La logística también constituyó un reto para este proyecto debido a que los pozos se encuentran ubicados sobre montañas, en zonas selváticas, con mucha vegetación, caracterizadas por frecuentes lluvias y distantes a los centros petroleros importantes.



Experiencia de perforación y completación en las ramas laterales

En esta sección se da una síntesis de las experiencias de perforación y completación de pozos multilaterales en la estructura profunda de la Sierra de Aguaragüe mediante la perforación de ramas laterales y el uso de completaciones multilaterales de nivel 3. Estas últimas consisten en la unión de las ramas sin dejar el pozo abierto, pero sin cemento detrás del *casing* (cañería de revestimiento) en la unión, con posibilidad de acceso interior en todas las ramas.

Una etapa importante fue analizar el grado de dificultad esperable para cada proyecto de *re-entry,* es decir, cuando se vuelve a ingresar a un pozo para continuar la perforación. Se evaluó:

- Tipo de completación
- Diámetro del *casing* en la zona de apertura de la ventana
- Sistema de multilateral nivel 3 a utilizar
- Requerimientos de la perforación direccional
- Longitud de la rama lateral

En cuanto a las instalaciones de producción, antes de ser intervenidos los pozos el Ag.xp-1 y el Ag.ap-1001 producían de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa mediante instalaciones duales mientras que el Ag.ap-1002 sólo lo hacía de Santa Rosa con instalación simple.

La ventana se cortó en el *casing* de 9 5/8" en el caso del pozo Ag.xp-1 mientras que en los otros dos pozos el inicio de las ramas laterales se realizó luego de abrir sendas ventanas en los *Liners* de 7 5/8". Los *Liners* son las cañerías de revestimiento de un pozo colgadas en profundidad de un *casing.*

Los programas de perforación de las ramas laterales se desarrollaron en tres fases:

1. Acondicionamiento previo de pozo
2. Perforación de rama lateral
3. Terminación del pozo Multilateral

Cada fase comprende los siguientes procesos:

1. Acondicionamiento previo de pozo

- Recuperación de la instalación de producción dual (Ag.xp-1 y Ag.ap-1001) o instalación de producción simple (Ag. ap-1002).
- Cementación forzada de los punzados de la formación Huamampampa en Ag.xp-1 y Ag.ap-1001.
- Fijación *whipstock,* que consiste en la cuña que posiciona y sostiene la cañería de revestimiento de una rama, en la ventana o apertura realizada en la cañería de revestimiento del pozo original. Apertura ventana.

2. Perforación de la rama lateral

- Perforación direccional hasta la profundidad programada.
- Calibración y acondicionamiento de la rama lateral.
- Registro de perfiles a pozo abierto en la rama lateral.
- Entubación multilateral: sistema *Hook Hanger* (Baker Oil Tools) y *liner* rasurado, proceso de limpieza anular.

3. Terminación del pozo Multilateral

- Bajada de la instalación final de producción.
- Armado boca de pozo.
- Arranque del pozo.
- Ensayo inicial.
- Desmontaje del equipo de perforación.
- Conexión a la planta y puesta en producción.

En las distintas fases de las operaciones de acondicionamiento, perforación de las ramas laterales y completación de estos tres pozos se registraron algunos inconvenientes que obligaron a adaptar el programa para alcanzar los objetivos propuestos en cada caso.

Trabajo en equipo

La planificación geológica del proyecto se llevó adelante con recursos humanos internos de la compañía únicamente y *software* de última generación. De este modo, se facilitó la construcción de un modelo geológico 3D en profundidad y el seguimiento en tiempo real de la perforación para lograr un mejor direccionamiento de los pozos.

Los trabajos exploratorios, la programación y diseño del pozo, las operaciones de perforación, las tareas de terminación y todas aquellas asociadas al sondeo fueron realizadas por el equipo multidisciplinario de trabajo de Tecpetrol. En algunas instancias, se sumó el aporte técnico y la experiencia internacional de los socios de la UTE Aguaragüe, el aporte de empresas de servicios y de consultoras de más alto nivel de la industria. Todo el espectro de actividades de supervisión fue cubierto por el personal propio altamente calificado.

Entre las empresas internacionales de servicios vinculadas con el proyecto se puede mencionar a Pride International y H&P (equipo de perforación y terminación), Baker Hughes Intec, Sperry Sun y Schlumberger (perforación direccional), Geoservices (control geológico), Baroid y MI Swaco (lodo), Halliburton (cementación), Tritón (diseño y análisis estructural del pozo), Hughes Christensen Smith International y Reed (trépanos), Western Atlas y Schlumberger (perfilaje). Tenaris suministró las cañerías del pozo y colaboró en el diseño mecánico de las mismas.

Todos estos desafíos fueron superados exitosamente gracias al trabajo en equipo y al profesionalismo de las personas que participaron en el proyecto.

Resultados

Se lograron los resultados esperados ya que los pozos estuvieron dentro de lo previsto en AFE *(Approval for expenditures)* que es el cálculo del costo versus beneficio del proyecto. El pozo Ag.xp-1, que fue el primero, incluso superó ampliamente las expectativas.

Para dar una idea de su importancia: en la formación Santa Rosa los pozos o cada rama comienzan generalmente con una producción inicial del orden de los 500 mil m^3/d de gas. El pozo Ag.xp-1 llegó a dar más de 1 millón de m^3/d de gas de producción inicial. De ese modo, superó ampliamente las expectativas. Los pozos Ag-1001 y Ag-1002 tuvieron una producción inferior a la de este pozo, que fue excepcional, pero igualmente cumplieron con los objetivos previstos.

El 12 de junio de 2008, Tecpetrol puso en producción el pozo bilateral Ag.ap-1002, conectándolo al Gasoducto Norte y generando un aumento de gas inyectado al sistema troncal de gas de 700.000 m^3/día. Este nuevo gas se suma a la producción del pozo Ag.xp-1 de la misma área central explotada por la UTE Aguaragüe en Salta, que entró en producción en octubre de 2007 y obtuvo un potencial máximo productivo de 2,3 MMm^3/d de gas de ambas ramas en conjunto.

En enero de 2009 se conecta la producción de aproximadamente 500 m^3/d de la rama del Ag.ap-1001. Todos los pozos sumaron con sus caudales iniciales, una inyección de gas al sistema que ronda los 2.300.000 m^3/día, y representan aproximadamente el 10 % de la extracción gasífera de la provincia de Salta.

Junio de 2008.
Puesta en producción de la rama lateral del pozo Ag.ap-1002

Con un concurrido evento de inauguración, el jueves 12 de junio de 2008 se realizó en el yacimiento Aguaragüe la tradicional apertura de válvula que puso en producción el pozo bilateral gasífero Ag.ap-1002 operado por Tecpetrol a través de la UTE Aguaragüe. Estuvieron presentes en el evento Carlos Ormachea, Vicepresidente Ejecutivo de Tecpetrol, Horacio Marín, Director General de Tecpetrol, Luis Betnaza, Director de Relaciones Institucionales de la Organización Techint, Julio De Vido, Ministro de Planificación Federal, Infraestructura y Servicios Públicos; Juan Manuel Urtubey, Gobernador de Salta, y Daniel Cameron, Secretario de Energía, entre otros funcionarios nacionales, provinciales y locales, y colaboradores de la empresa.

La rama lateral genera un aumento de 700 mil m^3/día de gas inyectado al sistema troncal. Junto a la producción del Ag.xp-1 de la misma área central representan alrededor del 10% de la extracción gasífera de la provincia.

Carlos Ormachea destacó que Tecpetrol viene cumpliendo un ambicioso plan de inversiones en sus áreas operadas, con miras a un aumento en la producción. El ministro Julio De Vido expresó en el encuentro que el gobierno seguirá apoyando a las compañías para continuar avanzando hacia el objetivo conjunto de asegurar los volúmenes de gas que la industria y la economía necesitan.

Durante los dos últimos años, la UTE Aguaragüe viene realizando inversiones en el área por 80 millones de dólares para desarrollar la formación geológica Santa Rosa con desafíos tecnológicos cada vez más exigentes. Como resultado de esto, se pusieron en producción los pozos Ag.xp-1, Ag.ap-1002 y Ag.ap-1001 que aportarán su producción al sistema troncal de gas. Ormachea explicó que en el consorcio Aguaragüe se tiene la satisfacción de haber logrado estos resultados superando las dificultades que plantea la cuenca noroeste que es la más compleja del país, tanto desde el punto de vista geológico como desde el de la perforación.

Tal como expresó en el evento, la compañía se siente parte de la comunidad: el desarrollo es un concepto que demanda la mejora continua de las operaciones así como de la comunidad en la cual se lleva a cabo la actividad. Para ello el equipo de Tecpetrol se esfuerza y trabaja para la capacitación, salud, vivienda, seguridad y medio ambiente de Tartagal.

Planta de tratamiento de gas, Campo Durán, Yacimiento Aguaragüe, Salta



Proyectos futuros

El reservorio llamado formación Santa Rosa contiene la mayor cantidad de reservas de gas que le queda a la UTE Aguaragüe. Por lo tanto, se está evaluando la posibilidad de continuar los trabajos en otro pozo adicional. Se trata de un pozo hecho en la década del 80, Aguaragüe-3, y no llega a la profundidad de la formación Santa Rosa. En este caso, el proyecto no involucra la perforación de una rama lateral sino que se trata de un *re-entry,* es decir, de ingresar en el pozo y profundizarlo. En este caso, Tecpetrol también se encuentra ante un desafío tecnológico porque, como el pozo no era tan profundo, el diámetro es más reducido que en los anteriores. Por lo que hay que llegar al fondo del pozo a los 4.200 metros y comenzar a perforar con un diámetro más chico hasta llegar a los 5.100 metros. Este proyecto futuro implica un nuevo desafío.

Con este proyecto se concluiría la posibilidad de utilizar los pozos existentes en el área por lo que se tendría que recurrir a pozos nuevos porque quedaría todavía volumen de reservas para extraer, siempre dependiendo de la evaluación de las variables económicas.

Actividad en la provincia de Salta

Desde el año 1992, opera el área Aguaragüe, una de las áreas centrales de la cuenca noroeste. Desde el inicio de la operación de la compañía, se han invertido 550 millones de dólares y se han producido 33.000 millones de m^3 e incorporado 18.000 millones de m^3 de reservas de gas por descubrimientos exploratorios.

En enero del año 2007, le fue adjudicada a Tecpetrol el área exploratoria Hickmann, en la que actúa como operador (50%) y está asociada con Petrobrás Energía S.A. (50%). El área se encuentra localizada al noreste de la provincia y cuenta con una superficie total de 6,555 km^2. También en la provincia de Salta, la compañía ganó la licitación del área exploratoria Río Colorado en octubre de 2007 asociada con Petrobras y Pluspetrol, siendo Tecpetrol el operador del consorcio. Participa también en el área Ramos.

Sobre Tecpetrol

Tecpetrol es una empresa que se dedica a la exploración y producción de petróleo y gas. Tecpetrol y sus empresas afiliadas tienen operaciones en la Argentina, Colombia, Venezuela, Bolivia, Ecuador, México y Perú. En la Argentina, opera 17 áreas en las cuencas del Noroeste (Salta), San Jorge (Chubut y Santa Cruz) y Neuquina (Neuquén y Río Negro).

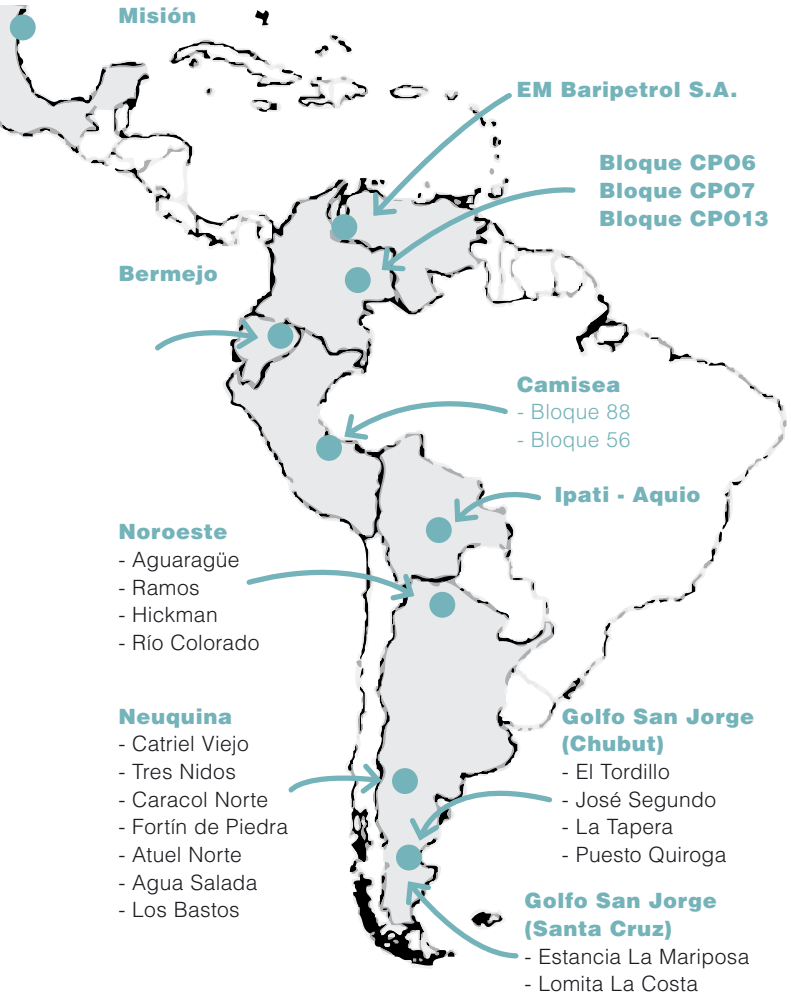
Posee una capacidad de producción operada de petróleo y gas de 80.000 barriles equivalentes de petróleo por día (50% de petróleo y 50% de gas). Actualmente tiene 1.000 pozos en producción en la Argentina.

Desde que asumió la operación de las áreas en el país, Tecpetrol viene invirtiendo en forma continua en actividades de exploración y desarrollo. Estas inversiones tienen como objetivo desarrollar reservas existentes e incorporar nuevas, utilizando las tecnologías más modernas disponibles buscando maximizar la producción de los yacimientos.

En cuanto a la actividad de la compañía en otros países, posee operaciones en Perú (Camisea), donde concentra sus mayores reservas fuera de la Argentina; forma parte de una empresa mixta en Venezuela (Baripetrol), gerencia un área en Ecuador (Campo Bermejo) y maneja varios yacimientos gasíferos en México (en el área Misión, cerca de la frontera con Estados Unidos). También participa en dos áreas de exploración y explotación en Bolivia (Ipati y Aquío), habiéndose producido un importante descubrimiento de gas en el año 2004 en Ipati. En Colombia, en asociación con Inepetrol, Tecpetrol hará la exploración, desarrollo y operación de tres bloques (CPO-6, CPO-7 y CPO-13).

La empresa emplea a 4.500 personas en forma directa e indirecta (contando con un staff permanente de 700 empleados).

La producción operada de petróleo y gas de Tecpetrol en el período 2007-2008 fue de 30,0 millones de barriles equivalentes de petróleo.



Mapa con las áreas de Tecpetrol en la Argentina y en el resto de América Latina