



CORPORACIÓN

**NUEVAS
INVERSIONES,
MAYOR
PRODUCCIÓN**



Inversiones permitirán cumplir contratos de exportación, abastecer la demanda interna y promover la industrialización

YPFB PRIORIZA CINCO BLOQUES GASÍFEROS



El desarrollo de los megacampos que aportan más del 65% de la producción nacional de gas natural y líquidos se dinamiza con una inversión de 3.254,8 millones de dólares, programada para el período 2010-2015, por las empresas operadoras que ejecutan Planes de Desarrollo (PDD) y Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP), bajo supervisión de YPFB Corporación.

La adenda que firmaron el 26 de marzo de este año, YPFB y Enarsa con el aval de los gobiernos de Bolivia y Argentina, impulsó la inversión petrolera en el país al garantizar el desarrollo del contrato de compra y venta de gas natural hasta el año 2026 que debe alcanzar una producción de 27,7 Millones de Metros Cúbicos por día (MMmcd).

Este instrumento no sólo estabilizó e incrementó las exportaciones de gas boliviano con un sistema de garantías recíprocas vigente desde el 1 de mayo, sino además concretó la reactivación de importantes prospectos hidrocarbúricos, el desarrollo de campos y vasta infraestructura tecnológica para potenciar la productividad nacional que también sustenta la creciente demanda del mercado de Brasil.

Este nuevo contexto ha permitido que Petrobras, Repsol, Total y la subsidiaria YPFB Andina, entre otras empresas operadoras, emprendan la perforación de nuevos pozos, lo que incrementará la producción de gas y líquidos, por lo que es necesario ampliar y construir más plantas de procesamiento de gas y el tendido de ductos para transportar este energético a los mercados.

Estas obras de infraestructura movilizan a cerca de medio centenar de empresas de servicios, maquinaria pesada y más de cinco mil trabajadores, entre ingenieros, técnicos y obreros especializados.

El objetivo es incrementar progresivamente la producción de gas natural y líquidos asociados para garantizar el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los compromisos de exportación a los mercados de Brasil y Argentina y la industrialización de los hidrocarburos. El desarrollo de los megacampos, demanda este año una inversión de más de 446 millones de dólares.

En el contexto de la nacionalización de los hidrocarburos decidida por el gobierno del presidente Evo Morales, los contratos de operación suscritos entre YPFB y las operadoras establecen la obligación de los titulares de las

BLOQUE	INVERSIÓN QUINQUENIO	INVERSIÓN 2010
San Alberto	\$us 214.000.000	\$us 96.125.623
San Antonio	\$us 542.800.000	\$us 105.043.232
Caipipendi (Margarita Huacaya)	\$us 1.298.000.000	\$us 140.474.552
Bloque XX		
Tarija Oeste (Itaú)	\$us 350.000.000	\$us 27.300.000
Bloque Ipati Aquío	\$us 850.000.000	\$us 78.045.800
TOTAL	\$US 3.254.800.000	\$US 446.989.207

Fuente: Casa Matriz-YPFB

petroleras de presentar planes de desarrollo que estipulen las actividades a ser ejecutadas después de la declaratoria de comercialización, o a solicitud de una actualización para asegurar la eficiente y económica explotación de un campo en el área del contrato.

En base a ese lineamiento, las empresas operadoras presentaron Planes de Desarrollo a YPFB en los que establecen el nivel incremental de la producción esperada, el plateau (máximo) de producción en el tiempo y las actividades a desarrollar para ese efecto, según precisó la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo.

Una vez aprobado el Plan de Desarrollo, éste se ejecuta a través de los Programas de Trabajo y Presupuesto que son instrumentos contractuales anuales donde se especifican las actividades y el costo presupuestado de cada actividad en la industria hidrocarbúrica.

Actualmente, constituyen una prioridad el desarrollo de los megacampos en producción, San Alberto y San Antonio (Sábalo) y las inversiones que garantizan el contrato GSA con Brasil. Del mismo modo, el impulso del Bloque Caipipendi y los campos Margarita, Huacaya, además de Itaú en el Bloque XX y el Bloque conformado por Ipati y Aquío para el cumplimiento del contrato vigente y la adenda recientemente suscrita con Argentina.

La evolución del trabajo de todas las empresas y especialistas en el desarrollo de campos redundará en el incremento de la producción o explotación de gas natural y líquidos asociados. Progresivamente, se prevé un incremento sustancial de la producción entre 2010 y 2015.

YPFB INCREMENTARÁ LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 71 MMMCD



El presidente de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación), Carlos Villegas, informó que la producción de gas natural en el país llegará el 2014 aproximadamente a 71 millones de metros cúbicos por día (MMMcd), para garantizar el abastecimiento del mercado interno, el mercado externo y la industrialización.

“La nueva producción que vamos a entregar hasta el 2014 es de 26 MMMcd, más la producción actual que es de 45 MMMcd, estamos hablando más o menos de 71 MMMcd”, puntualizó el presidente de la estatal petrolera durante un informe

a la Comisión de Economía Plural Producción e Industria de la Cámara de Diputados, realizado el 4 de noviembre.

Villegas respondió de esta manera a los cuestionamientos que formularon los diputados de la oposición sobre el desarrollo de campos realizado desde el 2005, año en que las reservas de gas presentaron una cifra de 12.8 TCF (Trillones de Pies Cúbicos por su nomenclatura en inglés), según un estudio de la empresa De Goyler & Mac Naughton. Actualmente, la certificación de la empresa estadounidense Ryder Scott está en proceso de análisis.

En este contexto, el presidente de la estatal petrolera destacó que antes de la Nacionalización de los Hidrocarburos (1 de mayo de 2006) la producción en Bolivia era sólo de 38 MMMcd, ahora con la nueva política de hidrocarburos la producción bruta alcanzó 45 MMMcd.

Agregó que esta cifra se añadirá a la producción

de los megacampos Margarita y Huacaya que hasta el año 2012 entregarán 8 MMMcd. En este momento, ambos campos registran una producción de 2 MMMcd. A partir de 2014, estos reservorios entregarán otros 7 MMMcd para alcanzar 15 MMMcd.

Adicionalmente, el campo Itaú entregará a partir de enero de 2011 al menos 1,5 MMMcd en la perspectiva de llegar a 5 MMMcd. En tanto, en el megacampo Sábalo actualmente está en curso la construcción del tercer tren de la planta de procesamiento de gas, para procesar el incremento de producción de gas hasta 6 MMMcd el 2012.

“En consecuencia, la producción no solamente se va a mantener, va a ir aumentando y eso implica el cumplimiento de los compromisos del mercado interno, mercados de exportación a Argentina y Brasil y la industrialización. Esta es la diferencia sustantiva con las anteriores políticas de hidrocarburos”, agregó Villegas ante los diputados.

INVERSIONES REALIZADAS EN LA GESTIÓN 2010

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación) ejecutó hasta agosto de la presente gestión, el 54% de los 197 millones de dólares de inversión destinada al desarrollo de proyectos hidrocarbúricos en el departamento de Tarija, según informó el presidente de la estatal petrolera, Carlos Villegas. Las inversiones de YPFB, destinadas a las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos, dan prioridad a la perforación de dos pozos en San Alberto (SAL 15 y SAL 17) y uno en Sábalo, donde comenzó la construcción del tercer tren de la planta de procesamiento de gas.

De acuerdo al informe oficial, YPFB Corporación a través de sus empresas subsidiarias tiene previsto invertir en esta gestión 2010 \$us. 50,67 millones en proyectos de exploración; 107,08 millones de dólares en explotación, 0,47 en almacenaje, 23,50 en transporte.

Mientras que Casa Matriz tiene previsto invertir hasta diciembre de esta gestión 10 millones de dólares en la Planta de Separación del Gran Chaco, 3,47 en redes de gas, 1,10 en comercialización y 0,53 en fortalecimiento institucional.

En el campo Margarita como en Huacaya, la empresa operadora Repsol realiza la instalación de la planta de gas y el mantenimiento de un pozo. En 2012, terminará la primera fase de la planta procesadora de gas de Margarita que se estima alcanzará una capacidad de producción de 14 MMMcd hasta el año 2014.

Del mismo modo, YPFB Corporación impulsa la construcción de la planta de extracción de licuables del gas natural en la provincia tarijeña Gran Chaco. Este complejo gasífero estará funcionando el segundo semestre de 2013 y tendrá la capacidad de procesar 30 MMMcd, separará metano, gasolina en sus dos vertientes y etano.

PERFORACIÓN DE POZOS EN DESARROLLO 2010

POZO	OPERADOR	UBICACIÓN	ESTADO ACTUAL
San Alberto-17	Petrobras	Tarija	En perforación
San Alberto-15	Petrobras	Tarija	Productor
Víbora-35H	YPFB Andina	Santa Cruz	No productor
Bulo Bulo-13	YPFB Chaco	Cochabamba	Productor
Sábalo-7	Petrobras	Tarija	En perforación
Taiguati	BG	Tarija	No productor
Bulo Bulo-14	YPFB Chaco	Cochabamba	Productor
Dorado-1005	YPFB Chaco	Santa Cruz	En Perforación
H. Suárez Roca-11D	YPFB Chaco	Santa Cruz	En perforación
Bulo Bulo-10	YPFB Chaco	Cochabamba	En perforación

Fuente: YPFB Corporación

YPFB CONCRETA LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS



Con los estudios de Ingeniería Básica y Conceptual concluidos, la Gerencia de Plantas de YPFB Corporación se apresta a complementar la ingeniería de detalle procura y construcción, con el objetivo de poner en funcionamiento las plantas de extracción de líquidos de Río Grande y Gran Chaco.

Desde el 2013, ambas plantas tendrán la

capacidad de procesar un caudal de gas natural 35.6 Millones de Metros Cúbicos por día (MMmcd) para producir aproximadamente 2.561 toneladas métricas por día (TM/día) de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y un volumen importante de gasolina natural, además de etano para la industrialización.

“Con estas dos plantas vamos a tener una producción que no solamente va a cubrir el mercado interno sino la exportación de GLP, gasolina, isopentano y en la planta de Tarija hemos previsto separar etano para la industrialización y entrar a la etapa del etileno y del polietileno”, indicó Carlos Villegas, presidente de YPFB.

PLANTA DEL GRAN CHACO

La Planta de Separación de Gran Chaco producirá cerca a 2.200 TM/día de GLP, alrededor de 2.600 BB/día y procesará un caudal máximo de gas natural de 30 MMmcd, según informó la Gerencia Nacional de Plantas de YPFB Corporación.

Los estudios de Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica registran un avance del 50%.

“Está en curso la Ingeniería Básica a cargo del consorcio Hytech - Bolpegas que entregará los estudios a fines de enero de 2011. Entre febrero y marzo se realizará la licitación para la Ingeniería Procura y Construcción y la planta debe ser entregada en el segundo semestre de 2013”, indicó Villegas.

La Planta de Separación de Gran Chaco, que será una de las más grandes de Sud-América, se implementará con tecnología de punta y licenciada que permitirá el recobro de 99% propano-butano (GLP) y, lo más importante, podrá recuperar más del 93% de etano, materia prima

para la industria Petroquímica”, señala el Gerente Nacional de Plantas de Separación, Gerson Rojas.

“En el mes de abril de 2011, se iniciará la licitación para las fase de Ingeniería a detalle e IPC, con lo que se garantiza las operaciones de producción de GLP para el cuarto trimestre de 2013, con el respectivo beneficio para el Estado por la exportación de GLP y con la posibilidad de exportar gasolinas y etano”, sostuvo Rojas.

Del crédito otorgado por el BCB, en este año YPFB Corporación invertirá 5 millones de dólares en los estudios de ingeniería conceptual y básica del proyecto de separación de líquidos Gran Chaco. Para el año 2011, se tiene planificada la ingeniería de detalle, procura y construcción de la planta.

Se prevé concluir con dicha construcción en el segundo semestre de la gestión 2013. “El BCB ha iniciado los desembolsos de recursos para esta planta”, anotó Villegas.

PLANTA DE RÍO GRANDE

El complejo de fraccionamiento de líquidos Río Grande será construido en la localidad del mismo nombre en el departamento de Santa Cruz y producirá al día cerca a 361 toneladas métricas de GLP, alrededor de 600 barriles de gasolinas naturales no estabilizadas y procesará un caudal máximo de gas natural de 5,6 MMmcd.

Los estudios para la implementación de la planta registran un avance del 89%. Actualmente está en curso la licitación para la contratación de una “Empresa Internacional Especializada para realizar la Ingeniería, Procura, Construcción y Puesta en Marcha (IPC) de la Planta de Separación de Líquidos Río Grande”- Primera Convocatoria.

“Estamos en proceso de licitación de la ingeniería de detalle, procura, construcción y puesta en marcha a una empresa llave en mano de la planta Río Grande. A fines de diciembre de este año, esperamos firmar el contrato o en el peor de los casos a fines de enero de 2011”, sostuvo el presidente de YPFB Corporación, Carlos Villegas.

Aspectos como la selección de tecnologías fueron absueltos ya que esta Planta de Separación será implementada con tecnología de punta que permitirá el mayor recobro de GLP.

La Gerencia Nacional de Plantas de Separación de Líquidos definió la micro localización de la planta, que permitirá reducir los gastos en el CAPEX (inversión) y OPEX (presupuesto operativo), como también la implementación de sistemas de calidad y resguardo del medio ambiente.

Técnicos de la Gerencia de Plantas de Separación de Líquidos de la estatal petrolera junto a expertos de la empresa consultora Tecna Bolivia S.A. – Tecna Estudios y Proyectos de Ingeniería S.A, desarrollaron la Ingeniería Conceptual y la Ingeniería Básica Extendida.

En la gestión 2011, también se tiene planificado invertir los recursos del Banco Central de Bolivia (BCB) para continuar la ejecución de la ingeniería de detalle, procura y construcción de la planta y su conclusión está prevista para el año 2012.

Una vez que se concluya el proceso de licitación para la IPC, se iniciará esta fase hasta la Puesta en Marcha, estimando que la planta comience a operar el primer trimestre de 2013.

SAN ANTONIO INCREMENTARÁ PRODUCCIÓN HASTA 22,1 MMMCD



Con una inversión programada de 542,8 millones de dólares, el Bloque San Antonio aumentará su producción hasta 22,1 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), según precisan los Planes de Desarrollo aprobados por YPFB Corporación.

Los recursos serán invertidos por YPFB Andina, Petrobras y Total E & P Bolivie en la perforación del pozo SBL-7 (2010), la construcción del Tercer Tren en la Planta de Procesamiento (2010 - 2011), la perforación del pozo SBL-8 (2012) y la perforación del pozo SBL-6, previsto para el año 2013.

La producción actual del bloque es de 13,4 MMmcd, pero mediante un revamping (renovación) se tendrá una producción adicional de 2 MMmcd, la cual llegará a un total de 15,4 en 2011.

“Enero de 2012 es un punto importante de inflexión en la producción de San Antonio, pues habrá un aporte adicional de 6,7 MMmcd para llegar a un total de 22,1 MMmcd”, señaló Carlos Villegas, presidente de YPFB Corporación.

En 2010, YPFB Andina, Petrobras y Total E & P Bolivie destinarán 52 millones de dólares en diferentes actividades. “Se invertirán 52 millones en las actividades de perforación y el inicio de la construcción del tercer tren de la planta de procesamiento a fin de tener incrementos en la producción”, precisó.

Los recursos se emplearán en la perforación del pozo SBL-7, el camino y planchada de SBL-8, el tercer tren de la Planta de Gas Sábalo, la ampliación de su capacidad actual y el levantamiento de la Sísmica 3D (trabajo retrasado y en espera de la respuesta de las comunidades a la consulta y participación, requisito previo a la obtención de la licencia ambiental).

Las tareas de sísmica 3D tienen el objetivo de brindar mayor soporte técnico y disminuir el riesgo geológico asociado a la perforación de los futuros pozos en el Campo Sábalo; además de mejorar su producción.

Inicialmente, se presentó un programa que incluye el proceso de obtención de licencia ambiental y de licitación para contratación de una compañía que ejecute el servicio. En caso que la licencia sea obtenida, de acuerdo al cronograma, se revisará el Programa de Trabajo y Presupuesto en el que se incluirá la fase de ejecución de la Sísmica 3D.

SBL-7 es un pozo multilateral equipado con completación inteligente. Concluye la rama inferior con una profundidad de 5.050 metros y la previsión de la entrada en producción es para el año 2011.

Los trabajos en el pozo SBL 8 se iniciarán en enero de 2011, también será multilateral y equipado con completación inteligente. Aguarda la realización de una prospección sísmica para la ubicación del pozo SBL 6 a ser iniciado entre 2012 y 2013.

Por otro lado, se busca ampliar la capacidad de procesamiento de la planta de Gas San Antonio con la construcción de un tercer tren. Esta obra contem-

pla ingeniería de detalle, provisión, construcción, montaje, precomisionado, comisionado y asistencia en puesta en marcha de un tren de procesamiento de gas natural con características semejantes a los existentes.

Además, se incluyen equipos para facilidades de entrada, Unidad de Remoción de Mercurio, Unidad de Endulzamiento, Unidad de Dew Point, Estabilización de Condensados, Sistema Auxiliares, Sistema de Control, Sistema de Seguridad y Emergencia. El proyecto tiene un avance del 40% y se prevé concluir en agosto de 2011.

Asimismo, se contempla la adecuación y ampliación de la capacidad de la Planta de Tratamiento de Agua con el fin de atender el aumento de producción de nuevos pozos. El proyecto que registra un avance del 22%, consiste en la ingeniería de detalle, provisión, construcción, montaje, pre comisionado, comisionado y asistencia en puesta en marcha para la planta de tratamiento de agua.

Para subir la producción a 2 MMmcd, aumentará la capacidad de procesamiento de los trenes 1 y 2 de la Planta de Gas San Antonio, los trabajos tienen un avance del 54% y terminan a fines de año.

Se realizarán modificaciones en los equipos de planta en ambos trenes para lograr un incremento en la capacidad de 10% a 15% adicional. Las tareas se llevarán a efecto en el separador de entrada, separador frío, scrubber succión propano, filtro de salida de gas, separador flash, KOD y aerocondensador de propano.

San Alberto y San Antonio invertirán este año \$us 201 millones

\$US 756 MILLONES PARA GARANTIZAR EL M

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación) y las compañías petroleras operadoras invertirán 756,8 millones de dólares en los megacampos gasíferos durante el quinquenio 2010 – 2015 en procura de garantizar el mercado de Brasil, según informó el presidente de la estatal petrolera, Carlos Villegas Quiroga.

De acuerdo a los planes trazados, los megacampos San Alberto y San Antonio invertirán este año 201 millones de dólares en la perspectiva de asegurar el contrato de exportación de gas natural GSA (Gas Supply Agreement).

Con el objetivo de incrementar la producción nacional de hidrocarburos, las operadoras YPFB Andina, la brasileña Petrobras y la francesa Total destinan mayores recursos en los bloques San Alberto y San Antonio (Sábalo) para ejecutar proyectos hidrocarburíferos como la perforación de pozos, tendido de ductos, plantas de agua, entre otros.

Conforme a la relación contractual vigente, la inversión para el desarrollo de los megacampos entre la asociación de empresas operadoras se distribuye de la siguiente manera: YPFB Andina (50%), Petrobras (35%) y Total (15%).

Los proyectos de inversión en ambos bloques ubicados en el departamento de Tarija, incrementarán la producción en aproximadamente 5 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) en los próximos años, según los Planes de Desarrollo establecidos. La producción actual de gas de ambos bloques gasíferos es de 25 MMmcd en promedio.

Alrededor de 1.400 técnicos y obreros trabajan en ambos bloques, los mismos que corresponden a más de 26 empresas contratistas que ofrecen servicios de ingeniería, análisis de campo, perforación de pozos, construcción y montaje, provisión de tuberías, supervisión de obras y soporte, entre otros.

Las empresas contratadas para las obras son: "Techint" (proyecto de construcción y Montaje de Tercer Tren de la Planta de Gas Sábalo), "Serpelbol" y "Bolinter" (proyectos como la construcción de la Planta de Agua en San Alberto y la ejecución del ducto para el transporte de gas desde el pozo SAL 15 hasta la planta de gas de San Alberto), "Marlim" (2 taladros de perforación de pozos) y "DLS" (1 taladro de perforación de pozos).

Estas empresas fueron contratadas por Petrobras en calidad de Titular y Operador de los Bloques San Alberto y San Antonio.

Entre las obras necesarias para optimizar la producción de gas en los mayores reservorios gasíferos, también se incluye la ejecución del Nuevo Cruce Río Grande construido como un gasoducto alternativo al de GTB – Río Grande con la finalidad de minimizar los riesgos de transporte de gas natural a Brasil.

El contrato de compra-venta de gas natural GSA (Gas Supply Agreement) entre YPFB y Petrobras por el periodo 1999-2019 inicialmente establecía el envío de 16 MMmcd de gas natural; sin embargo, después de la firma de dos Adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMmcd actualmente en vigencia.

"En la primera gestión gubernamental, se logró otra Adenda al contrato con Brasil para el pago de licuables. Asimismo, identificamos para Brasil fundamentalmente la termoeléctrica de Cuiabá y Mato Grosso siendo uno de los estados más prósperos en materia de crecimiento económico actual", explicó Villegas.



SE INCREMENTA LA PRODUCCIÓN EN SAN ALBERTO

En el bloque San Alberto se invertirán 214 millones de dólares en el próximo quinquenio para la perforación de cuatro pozos, entre ellos el SAL-15 que entra en producción a segunda quincena de diciembre de 2010 con un volumen de gas natural adicional de 1,70 MMmcd.

YPFB Corporación y las operadoras tienen previsto invertir este año 96,1 millones de dólares en la perforación de los pozos SAL-15 y SAL-17, planchadas SAL-X11 y SAL-16 (2012), ducto SAL-15 y una planta de agua, para sustentar una producción de gas natural en 13,2 MMmcd.

"Para asegurar el contrato con Brasil, están en curso inversiones que tienen un horizonte hasta el 2015. En San Alberto se tiene previsto invertir 214 millones de dólares. Este año 96,1 millones de dólares, fundamentalmente para mantener la producción en 13,2 MMmcd", sostuvo Carlos Villegas, presidente de YPFB Corporación.

El pozo SAL-17 se encuentra en proceso de perforación y los trabajos alcanzaron una profundidad de 5.285 metros y entrará en producción en 2011.

También para el año 2011 se planificó el inicio de trabajos en el pozo SAL-X11, las tareas programadas incluyen el abandono del pozo actual (vertical) y la realización de un desvío

para su conversión en un pozo casi horizontal para aumentar su producción diaria.

Las obras del pozo SAL-16 comenzarán a fines de este año con un procedimiento similar al SAL 15, un pozo multiphase con completación inteligente.

Asimismo, se tiene prevista la construcción de un ducto y facilidades para el pozo SAL-15 desde la planta de gas de San Alberto (PGSAL).

El proyecto contempla la construcción y montaje de un ducto de 12,6 Km. y Ø 10" y fibra óptica que conectará el pozo de producción SAL 15 y se extiende, en total, a 15 Km. y dentro de la misma zanja, hasta la PGSAL, a través de las instalaciones de superficie de pozo y planta.

Actualmente, el equipo de perforación finaliza los trabajos en tanto se concluyen las obras y facilidades para el pozo SAL-15 a la Planta de Gas de San Alberto. En total se mandará una inversión adicional de 10,5 millones de dólares.

La perforación del pozo SAL-15 finalizó después de 15 días de trabajo y demandó una inversión aproximada de 10,5 millones de dólares, de parte de la Asociación YPFB Andina, Petrobras (35%) y Total (15%).

MERCADO DE BRASIL



POZO CON CUATRO POZOS

para incremen-
tes de 2011 con
multilateral y equi-
y montaje de
inadido al trans-
pozo hasta la

montaje de un
parte desde el
forma paralela
además de las

liza la retirada
para conectar el
este trabajo de
es de dólares.
pués de 7.884
e 65,3 millones
ina (50%), Pe-

El SAL-15, es el primer pozo perforado de la segunda fase del desarrollo del Campo de Gas San Alberto, y el primer pozo en Bolivia de tipo multilateral (dos ramas), equipado con sistemas de válvulas de producción inteligente y sensores de presión, temperatura y caudal para cada rama, donde se aplicaron tecnologías de avanzada.

La evolución general de la obra es del 64%, el ducto tiene un avance del 89%, el avance general de facilidades de la planta es del 50%, el pozo registra 10% de avance y su conclusión está prevista para marzo de 2011.

Para el transporte de hidrocarburos desde la planchada del pozo hasta la PGSAL, también se comprará cañería que será empleada en la construcción y montaje del ducto y facilidades para el pozo SAL 17.

La ampliación de la capacidad de almacenaje PGSAL cuenta con un avance general del 99% y se prevé concluir el proyecto en abril del próximo año.

En paralelo, se realizará la adecuación del camino de acceso y planchada SAL 11 para permitir un nuevo ingreso al pozo.

Actualmente, San Alberto cumple con la nominación de gas programada y trabaja a su máxima capacidad de producción, según informó la empresa estatal petrolera.

INVERSIONES HASTA EL 2015 ASOCIADOS AL MERCADO DE BRASIL

PROYECTO	INVERSIÓN PRIVADA (MM\$US)	INVERSIÓN YPFB CORPORACIÓN (MM\$US)	MONTO TOTAL (MM\$US)
	160.5	53.5	214.00
	407.1	135.7	542.80
	15.0	15.0	30.00
TOTAL*	582.60	204.20	786.80

Fuente: Casa Matriz-YPFB

NUEVO CRUCE RÍO GRANDE EN MARCHA

Gas TransBoliviano (GTB) invertirá 30 millones de dólares entre 2010 y 2015 en la construcción de un cruce alternativo al gasoducto GTB – Río Grande, confirmó su principal ejecutiva, Katya Diederich.

Para este año, esta empresa filial de YPFB Transporte, destinará 17,12 millones de dólares para la construcción del nuevo cruce y la perforación horizontal direccional. El objetivo del proyecto es garantizar la continuidad del servicio y operaciones de exportación de gas natural, minimizar los riesgos de transporte durante la época de lluvias y cuidar de la población y el medio ambiente.

La obra de 2,7 kilómetros, se construye en Río Grande. Según un informe de GTB, el proyecto fue diseñado para superar la situación de emergencia que se presentó el 2007 con el cruce antiguo, producto de una fuerte riada en la región.

“Este proyecto nace como una garantía de continuidad del servicio para evitar cualquier contingencia y garantizar, que bajo ninguna circunstancia, se interrumpan los volúmenes de exportación a Brasil”, menciona el informe.

“La perforación dirigida del cruce de 2,7 kilómetros para un ducto de 32 pulgadas, que representa un récord histórico sobre todo en Latinoamérica, por el diámetro del caño y la longitud de la perforación que se hace debajo del lecho del río, tiene un avance superior al 67%, mientras que la construcción en línea

regular (en la superficie) de 2,9 kilómetros (5,6 kilómetros totales de construcción) tiene un avance del 72%”, detalló Katya Diederich, gerente general de GTB.

La longitud del cruce actual es de 1,5 kilómetros y podrá soportar los movimientos del cauce del río y posibles inundaciones. “En realidad el nuevo cruce pasa bajo el lecho del río, va paralelo al trazo antiguo, solamente que la parte enterrada bajo el río se la está construyendo más larga y más profunda que la anterior”, especificó.

El cruce alternativo está ubicado en Río Grande, distante a 50 kilómetros de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, al lado oeste del río y representa el punto de partida del gasoducto de 3.150 kilómetros (557 Km. en el lado boliviano) que transporta gas natural al Brasil. El consumo masivo del energético boliviano se concreta en Sao Paulo, una de las ciudades más importantes del vecino país.

Tras la conclusión de la obra, se deberá cumplir con algunos procedimientos que consisten en una prueba hidrostática del caño con agua, una inspección por el interior del ducto y otra instrumentada para verificar que el caño esté con todas las condiciones. A partir de ahí, se hará una interconexión de la cañería que está en el lecho del río con la cañería sobre terreno. El proyecto, que es ejecutado por la empresa TATCO Bolivia Ltda, concluirá entre finales del presente año y principios de 2011.



\$US 1.298 MILLONES EN EL DESARROLLO DE MARGARITA Y HUACAYA



El consorcio conformado por las empresas Repsol YPF, BG Bolivia y PAE E&P Bolivia invertirá 1.298 millones de dólares en el desarrollo de los campos Margarita y Huacaya, en la perspectiva de incrementar la producción de hidrocarburos a 14 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) hasta el año 2014, según establece un informe de YPFB Corporación.

De acuerdo a los datos oficiales, este año se invierte 140 millones de dólares y hasta 2015 se estima un total de 1.298 millones de dólares. Para el próximo año la operadora Repsol YPF realizará una importante inversión en el bloque Caipipendi, del que forman parte los campos Margarita y Huacaya.

Se prevé la construcción e instalación de dos módulos de procesamiento, la perforación de cuatro pozos de desarrollo en Margarita y otros tres en Huacaya.

“En este momento, ambos campos registran una producción de 2 MMmcd. Sin embargo, el desarrollo de esta actividad permitirá una producción adicional de 6 MMmcd para llegar a 8 MMmcd hasta el año 2012. En 2014 se espera una producción adicional de 6 MMmcd para llegar a un total de 14 MMmcd”, según detalla un informe de la estatal petrolera.

Los megacampos Margarita, Sábalo y San Alberto, aportaron el 65% del caudal de hidrocarburos líquidos en el primer semestre de 2010; es decir, 26.890 BPD de los 41.380 barriles, de acuerdo con el Boletín Estadístico enero-junio 2010 de YPFB.

El incremento de la producción de hidrocarburos líquidos de los campos Margarita y Huacaya del bloque Caipipendi se sumará al de Sábalo del bloque San Antonio y otros como San Alberto, y los campos Itaú e Incahuasi.

REPSOL FIRMA CONTRATO CON TECHINT PARA CONSTRUIR LÍNEAS Y DUCTOS

En presencia del presidente ejecutivo de YPFB, Carlos Villegas, la compañía operadora Repsol firmó el 12 de noviembre un contrato con la empresa Techint para la ingeniería, aprovisionamiento, construcción y montaje de líneas de recolección, evacuación y “loop” para los campos Margarita y Huacaya, dentro del Área de Contrato Caipipendi.

En cumplimiento de los planes de desarrollo previstos por los contratos de operación en vigencia, Repsol procede con la primera etapa del Plan de Desarrollo de los campos Margarita y Huacaya, los cuales junto a la construcción de una planta de procesamiento de gas en el campo Margarita, permitirán incrementar la producción de gas natural hasta 8 MMmcd desde 2012.

“Para el gobierno boliviano el proyecto Caipipendi es una de las prioridades para consolidar y apuntalar al sector de los hidrocarburos”, destacó Villegas al ponderar que la ejecución del mismo es importante para ratificar el compromiso asumido por el Estado boliviano con la Argentina y entregar mayores volúmenes de gas natural conforme a la última Adenda suscrita.

La firma del contrato se realizó en instalaciones de la Vicepresidencia Nacional de Operaciones de YPFB Corporación en la ciudad de Santa Cruz y estuvo a cargo del presidente ejecutivo de Repsol, Jorge Chiacharelli y el director comercial ejecutivo de Techint, Gerardo Luis Freire y el representante Sergio Viana.

El presidente de Repsol, Jorge Chiacharelli destacó que en el proyecto se emplearán a 700 personas, un 95% de personal boliviano, los cuales sumados a los 1.300 trabajadores en planta constituyen un verdadero desafío para la seguridad industrial. Por su parte, Gerardo Luis Freire de Techint agradeció por la confianza depositada en la empresa y comprometió llevar a efecto el proyecto.

De acuerdo a Repsol, la primera fase del desarrollo de los campos Margarita y Huacaya, en el bloque Caipipendi, demandará una inversión de 500 millones de dólares, la cual se viabilizará junto a sus socios BG Bolivia y PAE E&P Bolivia.

El plan de desarrollo de Margarita y Huacaya se ha diseñado en dos fases y prevé un incremento de la capacidad de procesamiento de gas desde los dos millones de metros cúbicos diarios actuales a 14 millones de metros cúbicos diarios para inicios de 2014, lo que permitirá aumentar de manera importante la producción de gas natural, destinada al mercado interno y a la exportación a Argentina.

El Consorcio Caipipendi es operado por Repsol Bolivia, que tiene una participación del 37,5%, y tiene como socios a BG Bolivia Corporation Sucursal Bolivia (37,5%) y PAE E&P Bolivia Limited Sucursal Bolivia (25%).

BLOQUE CAIPIPENDI

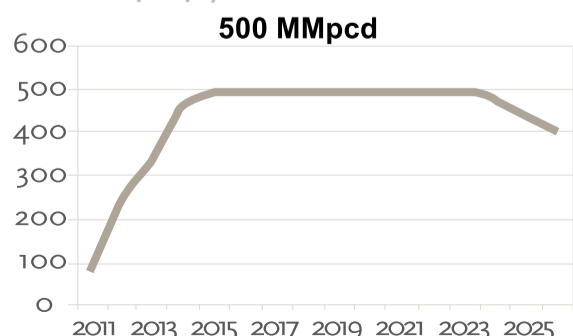
Inversiones hasta 2015: 1.298 millones de dólares

Inversiones 2010: 140 millones de dólares

Desarrollo de los Campos Margarita y Huacaya
(reservorio Huamampampa)

Actividades:

- Construcción e instalación de dos módulos de procesamiento (Técnicas Reunidas)
- 2012 Prod. adicional 6 MMm 3d. Llegando a un total de 8 MMm 3d.
- 2014 Prod. adicional 6 MMm 3d. Llegando a un total de 14 MMm 3d.
- Perforación de 4 pozos de desarrollo en Margarita y 3 en Huacaya.



Fuente: Casa Matriz-YPFB



DESARROLLO DEL CAMPO ITAÚ DEMANDARÁ \$US 350 MILLONES



El proyecto de desarrollo del campo Itaú ubicado en el Bloque XX Tarija Oeste demandará una inversión de 350 millones de dólares para activar la producción en los pozos X1 y X2 y la perforación del pozo X4, según YPFB Corporación y la operadora Total E&P Bolivie.

El desarrollo del campo Itaú está dividido en dos fases, en la primera se invertirán 20 millones de dólares con el objetivo de iniciar la producción y aprovechar la capacidad ociosa en la planta de San Alberto, sin aguardar a que Itaú construya su propia planta.

“Actualmente, se instala un gasoducto de 15 kilómetros desde el pozo Itaú hasta la planta de gas San Alberto, además de la construcción de facilidades de producción en la planchada del pozo y en la misma planta San Alberto. Esta fase se encuentra en etapa de construcción y permitirá empezar la producción a inicios de 2011”, según un informe de la operadora francesa Total E&P Bolivie.

Para la segunda fase del proyecto se estima una inversión complementaria de 330 millones de dólares para alcanzar una producción de gas natural de 5 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) y condensado asociado en el orden de 4,400 barriles por día (BPD).

Para alcanzar éste objetivo se precisa realizar tareas técnicas de re-entry (volver a la entrada) de los pozos Itaú X1 y X2 hasta alcanzar la formación Huamampampa, asimismo perforación del pozo Itaú X4, construcción de facilidades de producción en planchadas y líneas de recolección.

Adicionalmente, se tiene previsto la construcción de la planta de procesamiento de gas para Itaú, que estará ubicada en los predios de la actual planta de gas de San Alberto. Este complejo debe estar listo y en funcionamiento en el segundo semestre de 2013.

Desde enero de 2011, el campo Itaú producirá aproximadamente 1,5 MMmcd de gas natural y 1.060 BPD de condensado. El año 2013, aportará una producción de 3,5 MMmcd y en 2015 entregará un volumen total de 5 MMmcd.

UN DUCTO DE 15 KM. DE ITAÚ A SAN ALBERTO

Alcance: El objetivo de la Fase 1 del desarrollo de Itaú es permitir la puesta en producción del campo y aprovechar la capacidad ociosa en la planta de San Alberto, sin esperar que este campo tenga su propia Planta.

Para esto se instala un gasoducto de 15 kilómetros desde el pozo Itaú hasta la planta de gas San Alberto, además de la instalación de facilidades de producción en la planchada del pozo y en la misma planta San Alberto. Esta fase se encuentra en etapa de construcción, permitirá empezar la producción a inicios de 2011.

5 MMMCD Y LÍQUIDOS ASOCIADOS

Alcance: El objetivo del desarrollo del campo Itaú en su Fase 2 es alcanzar una producción de gas de 5 MMmcd y condensado asociado (4,400 BPD). Para alcanzar éste objetivo se precisa realizar lo siguiente:

- 1.- Re-entry de los pozos Itaú X1 y X2.
- 2.- Perforación de pozo Itaú X4.
- 3.- Construcción de facilidades de producción en planchadas y líneas de recolección.
- 4.- Construcción de planta de procesamiento de gas para Itaú, la cual estará ubicada en los predios de la actual planta de gas San Alberto.

Lo anterior debe estar listo y en funcionamiento en el segundo semestre del 2013.

SE INVERTIRÁN \$US 850 MILLONES EN LOS BLOQUES IPATI Y AQUÍO

En los Bloques Ipati y Aquío se invertirán 850 millones de dólares en los próximos cinco años para aprovechar un potencial estimado de 3 Trillones de Pies Cúbicos (TCF por sus siglas en inglés) de reservas de gas natural, de acuerdo a un análisis preliminar de YPFB Corporación.

Este año se invertirán 69 millones de dólares en el desarrollo de Aquío y \$us. 9.27 millones en Ipati", señaló Carlos Villegas, presidente de YPFB.

De acuerdo al informe, en la actualidad se perfora un pozo de exploración en Aquío X-1001 y está en construcción el camino de acceso para la perforación del pozo Incahuasi X-2. Perforación y Terminación Pozo AQI X1001

AQUIO X-1001

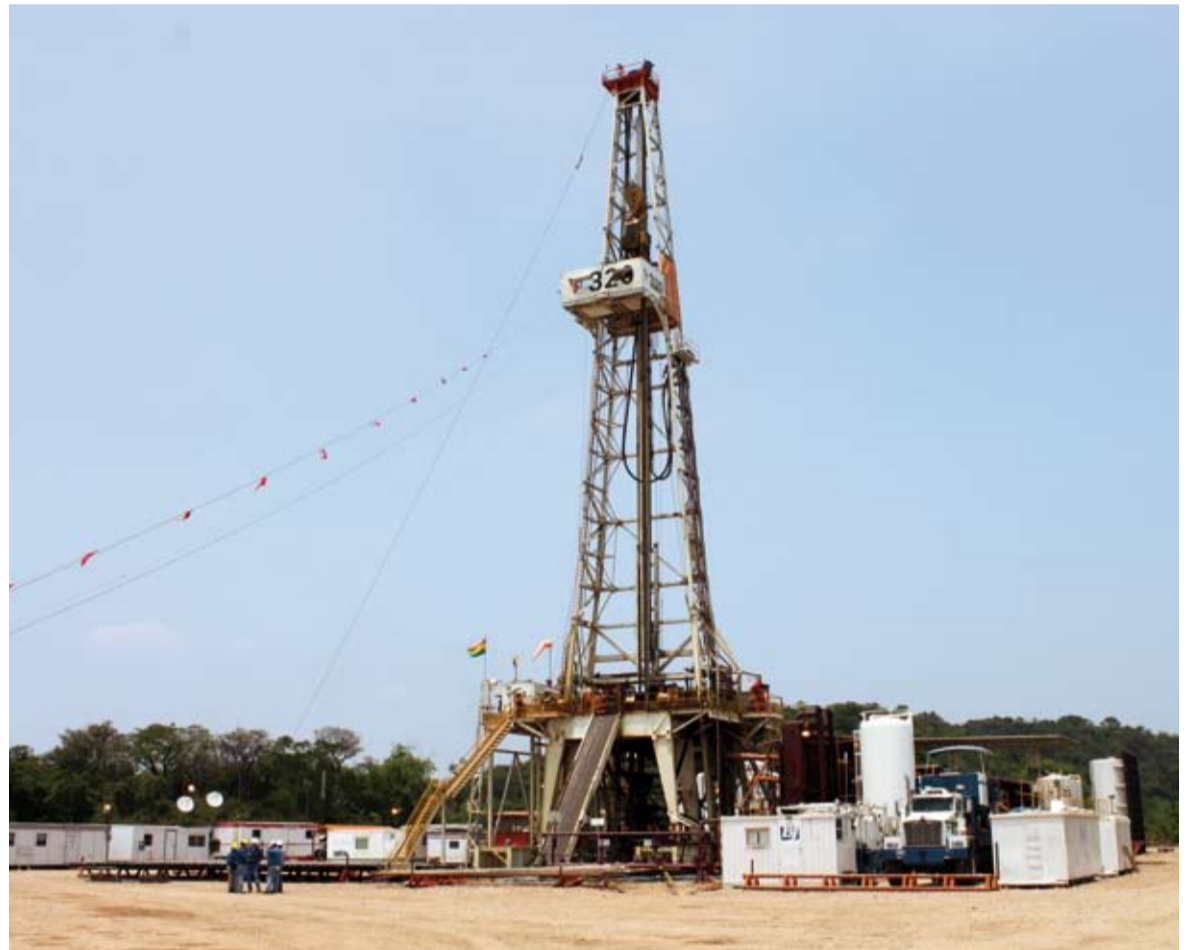
De acuerdo a un informe de la operadora Total, la perforación del pozo Aquío X-1001, ubicado en la serranía de Incahuasi provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz, comenzó en febrero y terminará en los próximos meses.

El pozo tiene como objetivo localizar los reservorios del Huamampampa, Icla (en parte) y Santa Rosa para evaluar el potencial hidrocarburífero. La profundidad estimada es de 6.300 metros y se invertirá cerca de 70 millones de dólares. Se utiliza un equipo de perforación de 3.000 HP (Caballos de fuerza).

INCAHUASI X-2

La operadora Total en la presente gestión realizó la preparación para la perforación del segundo pozo exploratorio Incahuasi X-2 ubicado en la provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz, emprendimiento que demandará estimativamente una inversión de \$us. 50 millones el 2011.

"Las actividades en ejecución están referidas a la conclusión del camino y la planchada, mejoramiento y ensanchamiento de la plataforma, las obras civiles de acceso al pozo Incahuasi X-2 comenzaron



a mediados de junio y concluirán en diciembre del 2010, generó 200 empleos directos y movilizó más de 60 equipos entre livianos y pesados (tractores, orugas, motoniveladoras, palacargadoras, volquetas y cisternas)", indica el informe de operaciones.

Adicionalmente, se tiene previsto la apertura y estabilización de la zona donde estará ubicada la línea de agua, la construcción de la estación de bombeo próxima al río Itangua, planchada para el campamento, perforación de dos pozos de agua y un helipuerto para casos de emergencia o contingencia, "esto con el objeto de que pueda ingresar el equipo de perforación sin ninguna dificultad y riesgo", se especifica.

// Para aprovechar un potencial estimado de 3 TCF de reservas de gas natural //

EL SISTEMA SUR DE TRANSPORTE INCREMENTARÁ SU CAPACIDAD EN 97%

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación) tiene previsto incrementar la capacidad de transporte del Sistema Sur de Hidrocarburos Líquidos en un 97%.

El transporte se incrementará de 33.000 BPD (primera fase) hasta 56.200 BPD de crudo y condensado en una segunda fase. La producción se originará en el bloque Caipidendi, específicamente en Itaú y Sábalo.

Para ampliar los ductos desde el sur del territorio

nacional, YPFB Transporte programó una inversión de 27,10 millones de dólares para esta gestión y hasta el 2015 se tiene prevista una inversión de 204,90 millones de dólares.

Según el informe oficial, el incremento de producción de hidrocarburos líquidos, saldrá de los campos Margarita y Huacaya del bloque Caipidendi, Sábalo del bloque San Antonio y otros como San Alberto, campos Itaú e Incahuasi.

// El transporte se incrementará de 33.000 BPD hasta 56.200 BPD //

GASODUCTO JUANA AZURDUY ENVIARÁ MÁS GAS A LA ARGENTINA EN 2011



El proyecto del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) que se encuentra en ejecución ingresará en operación en mayo de 2011. En la Fase I permitirá incrementar la capacidad actual de transporte de 7.7 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) a 13 MMmcd, para atender la demanda incremental de gas natural a la Argentina, que alcanzará un máximo de 27.7 MMmcd en los siguientes años, según establece un informe de YPFB Transporte S.A., subsidiaria de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

El proyecto GIJA tiene un avance del 100% en estudios de ingeniería de detalle, 90% en cuanto a la obtención de licencias, materiales y servidumbre. En noviembre, se inicia la movilización e instalación del campamento para la construcción, informó la transportadora estatal.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación) y Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), ratificaron su voluntad y compromiso para la conclusión del proyecto Gasoducto de Integración Juana Azurduy y puesta en operación en el mes de mayo de 2011.

“En el lado boliviano han empezado las inversiones, hemos realizado las ingenierías a detalle, la compra de equipos y ratificamos la entrega del GIJA en mayo del 2011 como nos comprometimos. De igual manera, el gobierno argentino anunció la construcción de este ducto en su territorio. Hay una inversión para el GIJA de 180 millones de dólares y se cumplirán los plazos establecidos”, aseguró el presidente de YPFB, Carlos Villegas.

El Embajador de Argentina, Horacio Macedo, informó que “la curva de avance en la venta de gas, ha permitido la licitación del proyecto Juana Azurduy. Así que esperamos que lleguemos en la ejecución de este contrato a cumplir las pautas que están previstas en este acuerdo estratégico”, dijo.

El 10 de agosto, la Presidenta de Argentina, Cristina Kirchner, promulgó el Decreto 1136/2010 mediante el cual se aprueba la adecuación y ampliación de la traza provisoria del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). El gasoducto permitirá que Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y norte de Santa Fe accedan a redes de gas domiciliaria e industrial.

El GIJA es el sistema de transporte y/o compresión de gas desde el punto de interconexión con el gasoducto YABOG en el lado boliviano hasta la estación de compresión Campo Durán en el lado argentino.

La construcción de este nuevo gasoducto es parte de los acuerdos binacionales establecidos el 26 de marzo pasado en ocasión de la firma de la primera adenda al contrato de exportación de gas natural con la Argentina, vigente desde 2006.

Características

- En Bolivia, el Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) se construirá en el departamento de Tarija y se extenderá desde Campo Grande hasta Madrejones, frontera con Argentina. Tiene un costo estimado de 32,3 millones de dólares, correspondiente a la primera fase del proyecto (2010-2011). La segunda fase contempla el montaje de una estación de compresión (2012). La inversión final es de 88 millones de dólares.
- El tendido del GIJA contempla la construcción de una línea de extensión del gasoducto desde Campo Grande hasta la Frontera, en el punto de entrega de Pluspetrol en Madrejones. Tiene 13 kilómetros y 32 pulgadas de diámetro. Este trabajo ofrecerá facilidades para la medición de volúmenes, control y análisis del gas natural a ser entregado al vecino país.
- Del otro lado de la frontera, el gasoducto de 37 kilómetros de extensión partirá desde Refinor y llegará hasta Campo Durán. Al igual que el GIJA, entrará en funcionamiento en mayo de 2011. Esta infraestructura a futuro se unirá al Gasoducto del Nor Este Argentino (GNEA).
- Con el GIJA, Bolivia tendrá dos gasoductos de exportación de gas natural de clase mundial, al añadirse al ya existente gasoducto a Brasil operado por la subsidiaria de YPFB Transporte, Gas TransBoliviano S.A. (GTB). Finalmente, la puesta en marcha del GIJA y el aumento en la producción de los hidrocarburos en el sur del país desencadenará entre el 2011 y 2012 un nuevo megaproyecto de transporte de líquidos en Bolivia.



Apuntalamos
el desarrollo
nacional

YPFB Corporación. Unidad de Comunicación Institucional. www.ypfb.gob.bo



Corporación