



La fuerza que transforma Bolivia

■ Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización

■ Informe Enero a Diciembre 2014





Contenido

PRESENTACIÓN	5
NOTICIAS DE LA VPACF – GESTIÓN 2014	7
ACTIVIDADES DE LA VPACF – GESTIÓN 2014	13
CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN HIDROCARBURÍFERA	15
CENTRO NACIONAL DE MEDICIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS	21
GERENCIA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS	27
GERENCIA NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS	39
GERENCIA NACIONAL DE FISCALIZACIÓN	63
DIRECCIÓN DE SERVICIOS DE PERFORACIÓN	67
PAGO DE PATENTES PETROLERAS	77
CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	79
CONTRATOS PETROLEROS	81
PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE HIDROCARBUROS	91



Presentación

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, luego de la Nacionalización viene trabajando en la consolidación y sostenibilidad del sector a través de un Plan Estratégico Corporativo que muestra a YPFB como el principal actor y define la priorización e intensificación de tareas de exploración y prospección en pos de encontrar nuevas reservas de gas natural y petróleo.

En el marco de una administración y seguimiento transparente de los contratos petroleros suscritos entre YPFB y diferentes empresas del rubro que operan en el país, estamos preparados para encarar tareas operativas en exploración y perforación, posicionando a YPFB como una empresa petrolera estatal con control absoluto de la cadena productiva.

Los resultados alcanzados hasta el 2014, denotan una gestión corporativa rentable, eficiente y líder en el ámbito público nacional, que sitúan actualmente a YPFB en los primeros sitialos de los Rankin empresariales nacionales y regionales, situación que permite vislumbrar un futuro promisorio y halagüeño de crecimiento y dirección del sector hidrocarburífero, pilar fundamental de la economía nacional.

Ing. Luis Carlos Sanchez Arregui
VICEPRESIDENTE DE ADM. CONTRATOS Y FISCALIZACIÓN
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS





Noticias de la VPACF – Gestión 2014

CONSTRUCCION DEL EDIFICIO DE LA VICEPRESIDENCIA DE ADMINISTRACIÓN, CONTRATOS Y FISCALIZACIÓN

El proyecto de construcción del Edificio de la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización (VPACF) se encuentra alineado con el objetivo estratégico de YPFB como Corporación, en cuanto a consolidar a YPFB como una corporación moderna, rentable, eficiente, transparente, operando bajo normas de seguridad, medio ambiente y de seguridad social empresarial.

Este proyecto de inversión iniciado el 10 de diciembre de 2012 presenta significativos avances registrando a finales de la gestión 2014, un Avance Físico de Ejecución de Obra del 98%.

La recepción provisional de este proyecto de envergadura fue realizada el 17 de diciembre de 2014, habiéndose estimado la recepción definitiva para la gestión 2015.





COMITÉ DE CONCILIACIÓN COMO SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

La Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización (VPACF) operativizó un Comité de Conciliación como alternativa de solución a la controversia originada porque la empresa BG Bolivia Corporation no estaba de acuerdo con pagar la penalidad por concepto de reducción injustificada de la producción de Hidrocarburos Existentes con producción de Hidrocarburos Nuevos, en el marco del Contrato de Riesgo Compartido.

El Régimen de Solución de Controversias del Contrato de Riesgo Compartido N° 06/97 permitía que las Partes (YPFB - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y BGBC - BG Bolivia Corporation) tengan la posibilidad de resolver sus diferencias ante un tercero imparcial.

A este fin, en cumplimiento al procedimiento establecido en el Reglamento para la Contratación de bienes, obras y servicios especializados en el extranjero, en el marco del Decreto Supremo N° 26688 y N° 224, la VPACF gestionó las convocatorias públicas externas que llevaron a la contratación de un "CONSULTOR INTERNACIONAL DE RECONOCIDO PRESTIGIO EN LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA PARA CONFORMAR UN COMITÉ DE CONCILIACIÓN". Dicho Comité de Conciliación definiría si BGBC redujo de manera injustificada la producción de hidrocarburos existentes producidos durante el periodo 2001 al 2005.

Antecedentes de la Controversia

La Ley N° 1689 de Hidrocarburos clasificaba los Hidrocarburos en Nuevos y en Existentes y establecía que los Hidrocarburos Existentes debían ser producidos prioritariamente y prohibía a los Titulares de los Contratos de Riesgo Compartido, reducir injustificadamente la producción de hidrocarburos existentes para sustituirla por hidrocarburos nuevos".

El Sistema General de Regalías y Participaciones contemplaba alícuotas diferenciadas según el tipo de hidrocarburo clasificado como hidrocarburo "Nuevo" e hidrocarburo "Existente". Para hidrocarburos existentes se aplica un 32% adicional.

El Decreto Supremo N°24419 "Reglamento de Hidrocarburos Existentes y Nuevos" (RHEN) establecía los alcances, los sistemas de administración de los reservorios con hidrocarburos existentes y nuevos y determinaba los parámetros de control;

señalando que en caso de reducción injustificada de la producción, el titular está obligado a pagar por concepto de penalidad los montos deficitarios relacionados a los volúmenes respectivos de la reducción injustificada.

Asimismo, señalaba que en caso de que el titular no esté de acuerdo con la penalidad a pagar, se sujetará bajo la cláusula referida al régimen de solución de controversias del contrato de riesgo compartido.

Comité de Conciliación

YPFB y BGBC de común acuerdo, activaron el procedimiento establecido en la Cláusula Décimo Cuarta Régimen de Solución de Controversias y el Anexo B del Contrato de Riesgo Compartido N° 06/97, consistente en que cada una de las Partes (YPFB y BGBC), debían designar a una empresa internacional de reconocido prestigio en la industria para actuar como miembro del CDC y ambos miembros designados debían designar un tercer miembro; constituyendo de esta manera el Comité de Conciliación.

YPFB a través de la nota VPACF-186/2012 de fecha 12 de marzo de 2012 comunicó oficialmente a BGBC que RYDER SCOTT COMPANY es el experto designado por YPFB ante el Comité de Conciliación. (Designación efectuada producto de la convocatoria pública externa)

BG Bolivia Corporation a través de la nota BGBC-GM-0410-2012 de 30 de marzo de 2012 hizo conocer a YPFB el nombramiento de GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES como Experto ante el Comité de Conciliación.

Ambos Expertos (Ryder Scott y Gaffney, Cline) con carta s/n de fecha 14 de enero de 2013 designaron a SPROULE WORLDWIDE PETROLEUM CONSULTANTS como Tercer Experto para conformar el Comité de Conciliación.

El Comité de Conciliación debería determinar si durante las gestiones 2001 al 2005, BG ha sustituido de manera injustificada la producción de Hidrocarburos Existentes con producción de Hidrocarburos Nuevos y en su caso, la aplicabilidad de las penalidades.

Actuación de las Partes ante el Comité de Conciliación

El Comité de Conciliación conformado por las empresas RYDER SCOTT COMPANY, GAFFNEY CLINE & ASSOCIATES Y SPOULE PETROLEUM (Expertos), comunicaron a YPFB y BGBC como Partes del Contrato

de Riesgo Compartido, que las actuaciones de las Partes se iniciarían el 30 de abril de 2013.

Las Partes presentaron sus Argumentos técnicos, económicos y legales, conteniendo pruebas y alegatos del caso. Las reuniones se llevaron adelante desde el 30 de abril al 07 de mayo de 2013, de acuerdo al siguiente cronograma:

CRONOGRAMA DE ACTUACIONES ENVIADO POR EL CDC

FECHA	HORARIO	PARTE
30/04/2013	- Introducción de cada miembro que participe en el CDC	CDC
	- Discusión del proceso de conciliación y procedimientos (sólo los participantes del comité conciliación)	CDC
	- Revisión del cronograma de conciliación, procesos y procedimientos con YPFB y BGBC	YPFB y BGBC
	- Acuerdo sobre quién será el primera Parte (YPFB o BGBC) o si no se alcanza un acuerdo - por moneda al aire	YPFB y BGBC
	- Discutir y acordar el papel del comité de conciliación para resolver la controversia	YPFB y BGBC
	Break and snack	
	- Presentación de Argumentos de la Primera Parte (con la Segunda Parte presente y en silencio)	BGBC
	- Presentación de Argumentos de la Segunda Parte (con la Primera Parte presente y en silencio)	YPFB
01/05/2013	- Los miembros del Comité de Conciliación se reúnen individualmente y en privado	CDC
	- El Comité de Conciliación revisa la presentación de YPFB y BGBC (sólo miembros del comité de conciliación)	CDC
02/05/2013	- Refutación a presentación realizada por la Segunda Parte (con Primera Parte presente y en silencio)	BGBC
	- Refutación a presentación realizada por la Primera Parte (con la Segunda Parte presente y en silencio)	YPFB
03/05/2013	- Los miembros del Comité de Conciliación se reúnen individualmente y en privado	CDC
	- El Comité de Conciliación revisa la presentación de YPFB y BGBC (sólo miembros del comité de conciliación)	CDC
	- Reunión del comité de conciliación únicamente con BGBC para la presentación y discusión de cierre final	
04/05/2013	Reuniones del CDC	
05/05/2013	Reuniones del CDC	
06/05/2013	- Reunión del comité de conciliación únicamente con la Segunda Parte para una presentación de cierre final y discusión	YPFB
	- Reunión del Comité de conciliación con ambas Partes	YPFB-BGBC
07/05/2013	- Reunión del comité de conciliación únicamente con la Segunda Parte para una presentación de cierre final y discusión	YPFB
08/05/2013	Reuniones del CDC	CDC
09/05/2013	Reuniones del CDC	CDC
10/05/2013	Reuniones del CDC	CDC

El Comité de Conciliación a partir del 10 de mayo de 2013 tenía 10 días hábiles para determinar si BG Bolivia sustituyó de manera injustificada la producción de Hidrocarburos Existentes por la producción de Hidrocarburos Nuevos.

Fallo del Comité de Conciliación

En fecha 21 de mayo de 2013, el Comité de Conciliación conformado por los 3 expertos remitió a YPFB y a BGBC la Resolución Final Notariada, estableciendo criterios de carácter vinculante según el Contrato de Riesgo Compartido suscritos entre ambas empresas.

La Resolución o Fallo emitido por el Comité de Conciliación (CDC), entre otros criterios concluye que la empresa BGBC efectivamente “sustituyó de manera injustificada la producción de Hidrocarburos Existentes por la producción de Hidrocarburos Nuevos”, corroborando los argumentos expresados por YPFB al CDC.

BGBC ha sustituido de manera injustificada la producción de Hidrocarburos Existentes con producción de Hidrocarburos Nuevos de acuerdo al siguiente detalle:

AÑOS	VOLUMEN SUJETO A PENALIDAD SEGÚN RESOLUCIÓN DEL CDC (MMpc)
1999	528,61
2000	237,34
2001	2.480,47
2002	113,98
2003	14,88
2004	-
TOTAL	3.375,28

Según la Ley N° 1689 de Hidrocarburos, la Secretaría Nacional de Energía (cuyas competencias hoy corresponden al Ministerio de Hidrocarburos y Energía) tenía la atribución de controlar la reducción injustificada de hidrocarburos existentes y la de aplicar penalidades por la ocurrencia de la misma.

En tal sentido, YPFB remitió al MHE el Reporte Final en relación a los procedimientos, conclusiones y Resolución del Comité de Conciliación, a fin de monetizar los nuevos volúmenes sujetos a penalidades que a decisión del Comité de Conciliación BGBC sustituyó de manera injustificada la producción de Hidrocarburos Existentes con producción de Hidrocarburos Nuevos.

Logro de la VPACF

YPFB en representación del Estado y como parte firmante del Contrato de Riesgo Compartido N° 06/97, ha cumplido con aportar funcionalidad a este mecanismo de solución de controversias y remitió los resultados al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, expresados en el siguiente cuadro:

Años	VOLUMEN SUJETO A PENALIZACIÓN SEGÚN YPFB-MHE	VOLUMEN SUJETO A PENALIZACIÓN SEGÚN BG Bolivia	VOLUMEN SUJETO A PENALIDAD SEGÚN RESOLUCIÓN CDC
1999	528,61	528,61	528,61
2000	237,34	237,34	237,34
2001	3.342,28	0	2.480,47
2002	1.005,16	0	113,98
2003	14,88	0	14,88
2004	-	-	-
Volúmenes sujetos a Penalidad	5.128,28	765,95	3.375,28

Pago de la Penalidad

La empresa BG Bolivia cumpliendo la Resolución Final del Comité de Conciliación hizo efectivo en la gestión 2014 la suma de **Bs 40.782.478,63 (Cuarenta millones setecientos ochenta y dos mil, cuatrocientos setenta y ocho 63/100 Bolivianos)** en favor del Estado Boliviano (TGN) por concepto de Penalidades por Reducción Injustificada de Hidrocarburos Existentes en el marco del contrato de Riesgo Compartido.

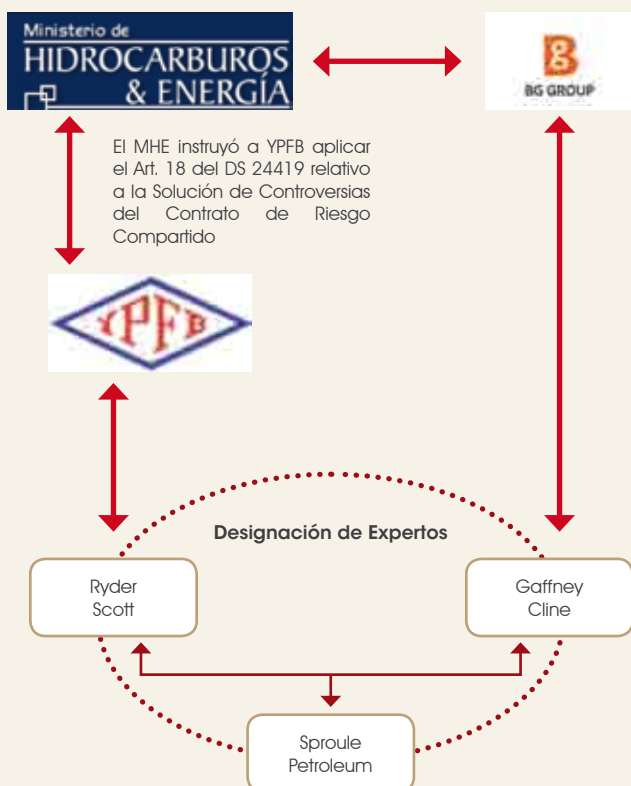
CONTROVERSIA ENTRE YPFB Y BG BOLIVIA

LEY N° 1689

BG Bolivia no estaba de acuerdo con el pago de la Penalidad por reducción injustificada de la producción de Hidrocarburos Existentes (HE) por Nuevos (HN) determinado por el MHE conforme lo establecía la Ley N° 1689 de Hidrocarburos y sus reglamentos.

El MHE controlaba el régimen de regalías solicitó a BG el pago de penalidades por sustitución injustificada de la producción de H existentes. BG negaba el pago.

Volumen en controversia (En MMpc)



Fallo que determina que BG sustituyó de manera injustificada la producción de Hidrocarburos existentes

Años	VOLUMEN SUJETO A PENALIZACION SEGÚN YPFB-MHE	VOLUMEN SUJETO A PENALIZACION SEGÚN BG Bolivia	VOLUMEN SUJETO A PENALIDAD SEGÚN RESOLUCIÓN CDC
1999	528,61	528,61	528,61
2000	237,34	237,34	237,34
2001	3.342,28	0	2.480,47
2002	1.005,16	0	113,98
2003	14,88	0	14,88
2004	-	-	-
Volúmenes sujetos a Penalidad	5.128,28	765.95	3.375,28

YPFB remitirá la Resolución del CDC al MHE para su monetización y cobro a BG Bolivia, penalidad que tiene como destino el TGN



TGN



Actividades de la VPACF – Gestión 2014

De acuerdo a las funciones y responsabilidades, la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización (VPACF) dependiente de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, a través de sus tres Gerencias y dos Centros Nacionales, genera proyectos exploratorios, promueve y recomienda la asignación de áreas exploratorias, administra, negocia, gestiona y realiza seguimiento a contratos petroleros, evalúa, propone y hace seguimiento a PDDs y PTPs, además de fiscalizar la producción de hidrocarburos en calidad y volumen para efectos impositivos, regalías y participaciones; en ese objetivo, las actividades desarrolladas durante el segundo semestre de la gestión 2013, estuvo principalmente centrada en la Administración, Fiscalización y Seguimiento a los Contratos Petroleros suscritos con los Titulares, exploración de nuevas áreas petroleras, así como el control e incremento de volúmenes de Producción en los diferentes Campos en explotación, enmarcados dentro las actividades desarrolladas por la Gerencia Nacional de Fiscalización (GNF), Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos (GERH) y la Gerencia Nacional de Administración de Contratos (GNAC), el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH) y el Centro Nacional de Medición y Control de Hidrocarburos (CNMCH), todas ellas dependientes de la VPACF.







CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN HIDROCARBURÍFERA (CNIH)

MISIÓN DEL CNIH

Concentrar, organizar y preservar la información técnica que representa el historial petrolero del país para brindar un servicio de calidad a YPFB, a las empresas operadoras, a los interesados en invertir en actividades de exploración y/o explotación petrolera y al sector hidrocarburos del Estado Boliviano.

ORGANIGRAMA

El CNIH tiene una estructura y Manual de Organización y Funciones aprobado por el Directorio de YPFB, consta de una Dirección dependiente de la Vicepresidencia de Administración Contratos y Fiscalización (VPACF); está conformado por la Unidad de Información Geológica, la Unidad de Información Geofísica y la Unidad Litoteca. El CNIH cuenta con 18 funcionarios de los cuales 8 son profesionales, tiene operaciones en Santa Cruz y Villa Montes.

RESPONSABILIDADES

El CNIH tiene tres grandes responsabilidades que son la administración de:

1. Documentos Físicos: Toda la documentación técnica está concentrada en el Archivo Central

del CNIH en Santa Cruz, desde los documentos escritos en los años 20s hasta lo último que están produciendo las compañías. Toda la documentación está inventariada y clasificada en una base de datos que representa el catálogo de documentación disponible del CNIH, con aproximadamente 250.000 ítems. Este catálogo está disponible en el Portal Intranet, accesible a todo funcionario de YPFB.

2. Banco de Datos Corporativo: Se está organizando y conformando el Banco de Datos Corporativo de Hidrocarburos de YPFB el mismo que contará con alto nivel de control de calidad en sus datos, los mismos que serán de gran utilidad para las unidades de estudio y generación de proyectos. Con este propósito se ha trabajado en una etapa de organización de la información digital, para lo cual se inició desde el año 2011 con la digitalización y remasterización de registros eléctricos de pozo, digitalización de mapas y secciones geológicas, remasterización de información sísmica de campo, Vectorización (conversión de secciones sísmicas de papel a formato digital SEG-Y) de secciones sísmicas antiguas y la migración a un moderno sistema de gestión documental. En los años subsiguientes se continuará con este proceso de organización y control de calidad de la información digital hasta concluir con el Banco de Datos mencionado cargando

los datos de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos del país, el mismo que será fundamental para apoyar al Plan de Exploración PEX 2010-2022 que emprendió YPFB.

- 3. Muestras de Campo:** Todas las muestras de campo han sido concentradas en la Litoteca del CNIH, donde se tienen testigos y recortes de pozo, secciones delgadas de palinología y petrografía, fósiles y muestras de líquidos. Actualmente, se está trabajando en el reacondicionamiento de los testigos y recortes de pozo de las colecciones YPFB y empresas privadas.

SERVICIO BRINDADO

Durante la Gestión 2014 se atendieron a las siguientes empresas e instituciones:

EMPRESAS PETROLERAS

PAIS	COMPAÑÍA
Argentina	YPF S.A.
	Pluspetrol
Brasil	Petrobras Bolivia
Bolivia	YPFB Petroandina S.A.M.
	YPFB Chaco S.A.
	YPFB Andina S.A.
	GTL-International
	Matpetrol
	Tavisa
Inglaterra	BG-Bolivia
China	Eastern Petrogas
España	Repsol
Iran	N.I.O.C
Venezuela	PDVSA

EMPRESAS DE SERVICIO

PAIS	INSTITUCION
CHINA	SINOPEC
	BGP - CNPC
Argentina	Rappallini
EUA	Ryder & Scott
Francia	Schlumberger

OTRAS INSTITUCIONES

PROCEDENCIA	INSTITUCION
YPFB GNAC-DDP GNEE GNF	GERH
	GNAC-DDP
	GNEE
	GNF
Universidades UDABOL - Oruro UMSFJ - Chuquisaca UMSA UAGRM UPSA	UDABOL - La Paz
	UDABOL - Oruro
	UMSFJ - Chuquisaca
	UMSA
	UAGRM
	UPSA
Otras Empresas Saguapac Hidrocarburos Bolivia	ENDE
	Saguapac
	Hidrocarburos Bolivia
Ministerio de Hidrocarburos	VMEEH

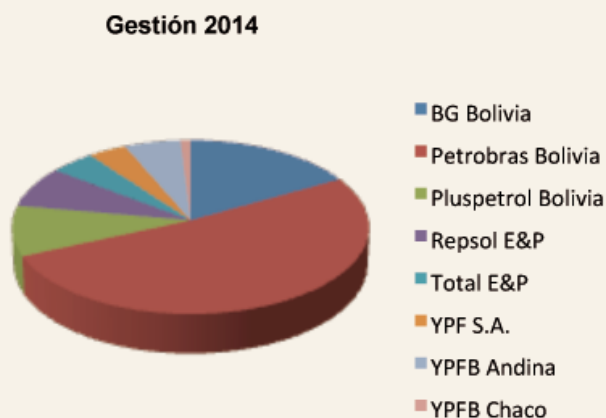
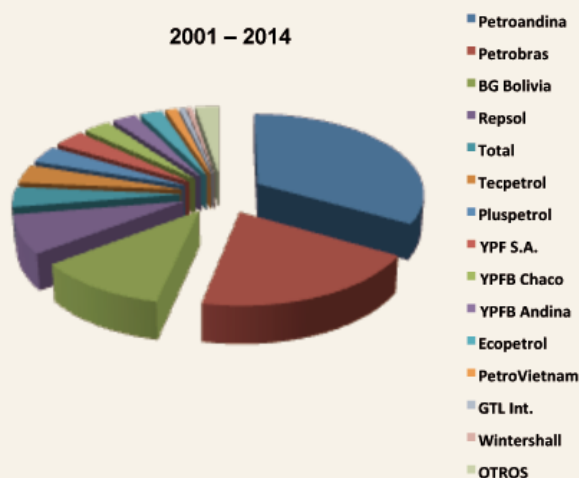
El ingreso recaudado por venta de documentación en la Gestión 2014 fue de \$us. 1.253.781,39.

A continuación se muestra la gráfica de las ventas anuales realizadas por el CNIH desde el 2001, año en



que se aprobaron las tarifas de información, hasta el 2014. Los montos de la vertical están expresados en dolares americanos.

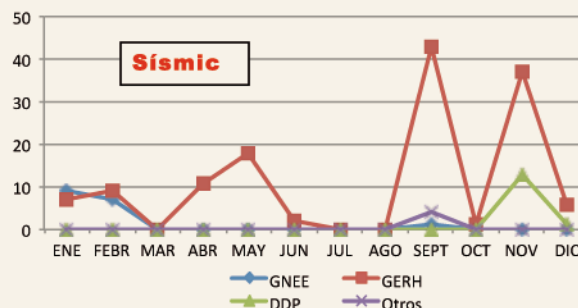
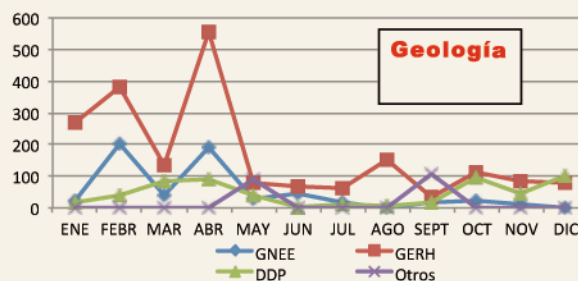
La siguiente gráfica muestra los porcentajes de venta de información que se han hecho por empresa operadora del 2001 al 2014.



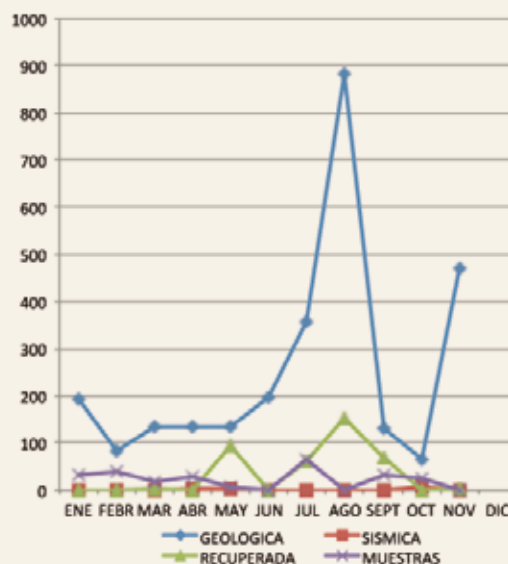
ATENCIÓN A UNIDADES DE YPFB Y RECEPCIÓN DE INFORMACIÓN NUEVA

En la Gestión 2014 el CNIH brindó atención a requerimientos de información de las Unidades internas de YPFB, es especial a la GERH, GNEE y DDP, clasificada por geología y geofísica, tal como se indica en la siguiente tabla. Asimismo, se muestra la tabla de documentación nueva recibida durante el 2014, clasificada por geología, sísmica y muestras litológicas de pozo.

ATENCIÓN INTERNA A YPFB Cantidad de documentos



DOCUMENTACIÓN NUEVA RECIBIDA Cantidad de documentos



REMASTERIZACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA

El CNIH tenía en la Ciudad de La Paz en la ex Planta de Entre Rios un depósito de 27.000 cintas magnéticas de 1/2 pulgada (9 tracks) la gran mayoría de estas con información sísmica de campo adquirida entre los años 60s y los 90s, también se tenían cintas con

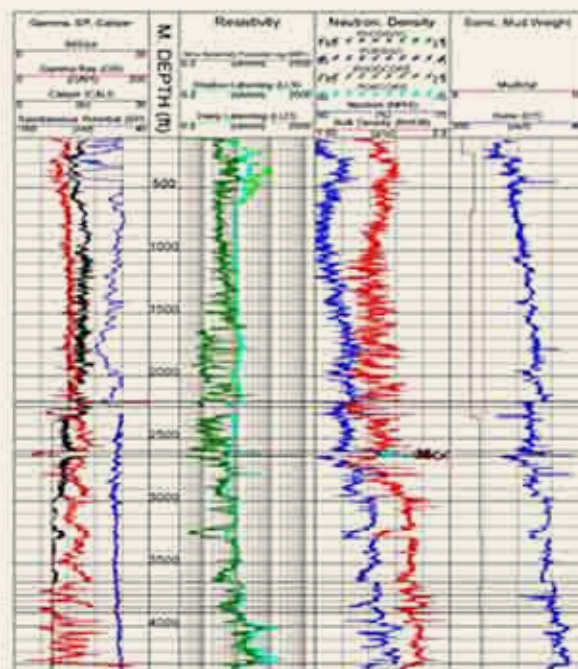
información sísmica procesada (migradas y stack) y con registros eléctricos de pozo.

En los años 2012 y 2013 se contrataron servicios de remasterización (copiado de datos a medios de almacenamiento modernos siguiendo procedimientos de control de calidad) para la información sísmica de campo y para los registros eléctricos de pozo, con el objeto de asegurar que esa información quedará bien preservada, confiable y lista para ser utilizada en cualquier momento en proyectos de exploración y/o de explotación. En la gestión 2014 este trabajo se continuo con personal propio del CNIH, tratando de recuperar datos de cintas bastante deterioradas que no se pudieron leer en los años anteriores. Asimismo, se copiaron líneas sísmicas 2D y cubos sísmicos 3D que han sido adquiridos en los últimos años, efectuandoles el control de calidad respectivo. A medida que se va terminando este trabajo ya no será necesario guardar las cintas magnéticas de 1/2 pulgada y se deberán dar de baja, por ese motivo se fueron encajonando cintas y almacenando primeramente en Camiri y finalmente en los depósitos del CNIH del Distrito Comercial Oriente (DCO).



REMASTERIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO

En esta gestión se han contratado los servicios de digitalización de registros eléctricos de pozo con el objetivo de complementar su respectiva base de datos que será de enorme utilidad para apoyar los trabajos de interpretación geológica de áreas; en especial para apoyar el trabajo del Plan de Exploración que lleva adelante YPF.



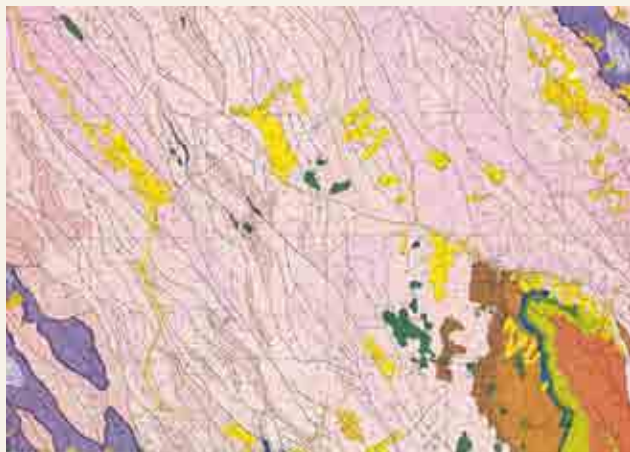
A partir de mediados de los 80s las empresas de servicio empezaron a entregar registros eléctricos en formato digital a las compañías petroleras, inicialmente en cintas magnéticas de 9 tracks, posteriormente en cintas de 4 mm y finalmente en CD o DVD. YPF ha remasterizado el total de cintas magnéticas de 9 tracks, (1.235 cintas) grabadas con este tipo de dato, el trabajo realizado fue copiar esos datos siguiendo procedimientos de control de calidad, convertir la información leída a formatos DLIS y LAS y finalmente copiar esos datos a medios modernos de almacenamiento.

Los pozos perforados antes del año 1984 no cuentan con registros eléctricos en digital, sin embargo, hoy en día es importante contar con estos datos para poder llevar adelante proyectos de reinterpretación geológica con software moderno que requieren datos solo en formato digital. YPF cuenta con una gran cantidad de pozos que tienen registros eléctricos únicamente en papel, film o sepia que requieren ser digitalizarlos, es decir, convertirlos de

papel a formato digital LAS. El CNIH contrato en esta gestión el servicio de digitalización de 2,1 millones de metros de curvas de registros eléctricos, equivalente a 250 registros.

DIGITALIZACIÓN DE MAPAS GEOLÓGICOS

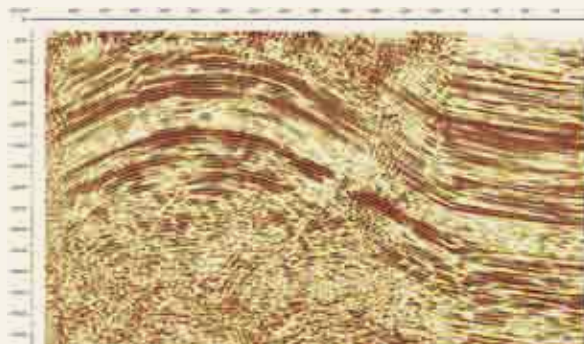
Una actividad importante que se ejecutó en la gestión 2014 fue la contratación del servicio de digitalización de Mapas y Cortes Geológicos, es decir, convertir los mapas y cortes de papel o film a formato digital vectorizado "shapefile" y ASCII con el objeto de facilitar la reinterpretación de áreas geológicas permitiendo modificar los mapas y cortes geológicos con facilidad de acuerdo a nuevos estudios y reinterpretaciones que se hagan de las diferentes áreas. Esta es una actividad muy importante para apoyar la prospección geológica de nuevas áreas y de áreas ya estudiadas en virtud a que facilita la integración y mejoras de los mapas geológicos, con el objeto de conocer mejor el comportamiento geológico de las áreas de interés petrolero. Otra aplicación importante es facilitar la actualización e integración de los diversos mapas regionales para mejorar la conformación del Mapa Geológico de Bolivia, proyecto que normalmente se elabora en conjunto entre YPFB y SERGEOTECMIN. Asimismo, se facilitará la sobreposición de mapas geológicos a diferente escala con el objeto de buscar resultados que apoyen los estudios geológicos para la industria petrolera. En esta oportunidad se digitalizaron 120 mapas (Geológicos, Estructurales, Isocrónicos, Isopaquicos y Paleoestructurales) y cortes geológicos del Subandino Sur y Pie de Monte.



VECTORIZACIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS

El CNIH tiene gran cantidad de secciones sísmicas en papel, film o sepia que no cuentan con la versión en digital SEG-Y, sin embargo, para realizar

interpretaciones sísmicas, hoy en día, es necesario contar con el SEG-Y de la línea ya que el trabajo se realiza mediante software especializado que solo requiere los datos en formato digital; por ese motivo, las empresas petroleras ya no requieren estos datos en papel, buscan las secciones sísmicas de preferencia en formato SEG-Y para utilizarlas en sus sistemas modernos de interpretación sísmica.



El CNIH debe modernizarse con facilidades de atención a las compañías y a las Unidades técnicas de YPFB, habilitando estaciones de trabajo para visualizar datos que faciliten la toma de decisiones; uno de los datos que se deben desplegar son las secciones sísmicas en formato digital SEG-Y con el objeto de evaluar la calidad de las mismas por parte de las empresas.

Para convertir una sección sísmica en papel o film a un archivo digital SEG-Y es necesario escanear la sección y luego someterla a un proceso de vectorización de traza por traza, para obtener la sección completa o la parte requerida, cargando finalmente el cabezal donde se incluyen los datos topográficos.

SISTEMA DE CATALOGACIÓN DE DOCUMENTACIÓN DE HIDROCARBUROS

En el Archivo Central del CNIH se encuentran informes técnicos de: geología de superficie, geología regional, perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, registros eléctricos, pruebas de producción, informes de reservorios, datos de producción por pozos y campos, sísmica 2D, sísmica 3D, gravimetría, magnetometría, magnetotelúrica, geoquímica, reservas, informes de laboratorio, gasoductos, oleoductos, plantas, imágenes de satélite, fotografías aéreas, inversiones, contratos, licitaciones de áreas, libros y revistas técnicas y una gran cantidad de información geográfica y de medio ambiente.

Para administrar toda esa documentación, que suman más de 250.000 documentos inventariados,



en la gestión 2014 se consolidó el cambio del Sistema de Gestión Documental AssetDB por el nuevo Sistema EcoFile, el mismo que incluye la consulta de los datos inventariados y el acceso al documento escaneado al mismo tiempo, la operación en red hace que todos los funcionarios internos de YPFB tengan acceso a los datos a través de la intranet de YPFB. El proceso incluyó la migración de datos, el desarrollo de flujos de trabajo específicos y la estandarización de códigos de pozo y sísmica.





CENTRO NACIONAL DE MEDICIÓN Y CONTROL HIDROCARBURIFERO (CNMCH)

OBJETIVO DEL CNMCH

"Medir, verificar, calibrar, contrastar, ajustar, controlar, monitorear, reportar los volúmenes y calidad de los hidrocarburos gaseosos y líquidos en toda la Cadena Hidrocarburífera"

OBJETIVO DEL CNMCH

Misión

"La VPACF a través del Centro Nacional de Medición y Control Hidrocarburífero, realiza el seguimiento y control de la medición en tiempo real en toda la cadena Hidrocarburífera.

Satisfaciendo los requerimientos de información a objeto de validar la medición de volumen y calidad de hidrocarburos, optimizando el beneficio de los bolivianos"

Visión

Lograr la Excelencia, en todos los procesos de la medición y control de calidad del sector Hidrocarburífero, promoviendo y asegurando el aprovechamiento con calidad, en forma responsable, con innovación de nuevas tecnologías para el bienestar de los bolivianos"



CERTIFICACION ISO 9001:2008

CENTRO NACIONAL DE MEDICION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO

- Confirmación metrológica de gas y Líquidos.
- Monitoreo a tiempo real mediante sistema SCADA y emisión de reportes.
- Calibración de instrumentos patrones y Análisis de calidad de Hidrocarburos.



CRONOLOGÍA DE LA CERTIFICACIÓN



Nº DE DOCUMENTACION CERTIFICADA



TRANSFERENCIA DE CONOCIMIENTO



REALIZACION DE CAPACITACION

Petro Ecuador
Peru Petro
Gobernacion de Tarija Tecnologia en Medicion



PARTICIPACION DE FERIAS YPFB

Personal especializado del CNMCH participo en las diferentes ferias del País, presentando la ultima tecnología adquirida por los laboratorios y el monitoreo en tiempo real de la sala de control:

FEXPOCRUZ ciudad de Santa Cruz

EXPOSUR ciudad de Tarija

FEXPOCHACO ciudad de Villa Montes

REORIENTACION HUB SATELITAL CNMCH AL SATELITE TUPAC KATARI VSAT TK-1

BENEFICIOS DE LA MIGRACION:

La ABE proporcionara servicio de ANCHO DE BANDA que será utilizado por el CNMCH/VPACF/YPFB para el sistema de comunicación de datos de volúmenes de hidrocarburos producidos mediante el sistema satelital SCADA/CNMCH.

YPFB para el funcionamiento del sistema de comunicación requiere un segmento satelital de 5 MHz, para el funcionamiento de la Estación Maestra SAT/VMT y 150 estaciones remotas de los puntos de medición (RTU).

Programar la necesidad de ampliar el segmento satelital, conjuntamente con la integración de nuevos puntos de medición que serán integrados al SCADA/CNMCH.

Realizar consultorías de soporte técnico para optimizar el uso de segmento satelital del sistema de comunicación VSAT/CNMCH.

Fortalecer la cooperación entre ambas empresas, identificar e implementar los mecanismos técnicos que permitan fomentar la capacitación e investigación en los sistemas de comunicación satelital para transmisión de datos.

ENTIDAD	MHZ	PRECIO POR 1 MHZ
ABE	5	114.840
STS	3	250.000
AHORRO(%):		217,69%

FIRMA CONVENIO CON LA GOBERNACION SANTA CRUZ

PLANTAS DE SANTA CRUZ : WEB HMI – DATOS PLANTA(Gas Venta), 9

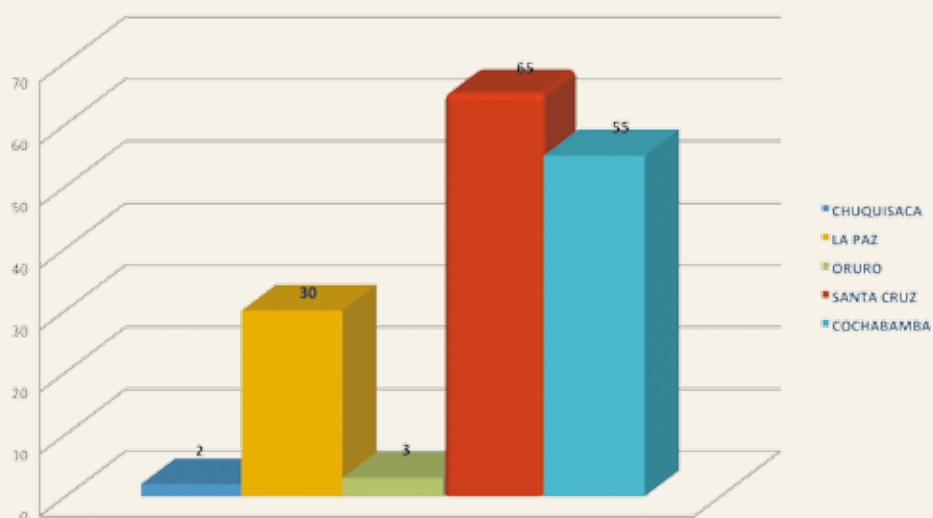
ANDINA	PLANTA RIO GRANDE
ANDINA	PLANTA SIRARI
ANDINA	PLANTA YAPACANI
CHACO	PLANTA PERCHELES
CHACO	PLANTA SANTA ROSA
PESA	PLANTA COLPA
PLUSPETROL	PLANTA TACOBO
PLUSPETROL	PLANTA TAJIBO
VINTAGE	PLANTA NARANJILLO

Plantas WEB HMI – TRANSPORTE - CITY GATE

1. TRANSPORTE - EGSA GUARACACHI
2. TRANSPORTE - EGSA PARQUE
3. TRANSPORTE - FLEXIBILIZACION
4. TRANSPORTE - NARANJILLO
5. TRANSPORTE - PALMASOLA
6. TRANSPORTE - PERCHELES
7. TRANSPORTE - REDES LAZO SUR
8. TRANSPORTE - REDES PARQUE
9. TRANSPORTE - REDES UV 138
10. TRANSPORTE - RG GAA
11. TRANSPORTE - RG INYECCION
12. TRANSPORTE - RG TRONCAL NORTE
13. TRANSPORTE - RG URBANO
14. TRANSPORTE - ENDE ANDINA
15. TRANSPORTE - SIRARI
16. TRANSPORTE - YAPACANI
17. TRANSPORTE - COLPA
18. TRANSPORTE - TACOBO
19. GOB - CHIQUITOS
20. GOB - CRE IPIAS
21. GOB - MINA DON MARIO
22. GOB - SAN MATIAS
23. GTB CHIQUITOS
24. GTB MUTUM
25. GTB RIO GRANDE



155 REMOTAS INTEGRADAS DE REDES DE GAS POR DEPARTAMENTO



RUMBO A LA ACREDITACION ISO 17025

El Laboratorio de Calibración y Ajuste de Patrones será certificada a nivel internacional en las normas ISO 17025:

Magnitud Presión de 0 a 1.000 psi

Magnitud Presión de 1.500 a 10.000 psi

EQUIPOS PATRONES PARA LA CALIBRACION DE PRESION

CONTROLADOR DE PRESION PPC4
0-1500 PSI



BAROMETRO-INDICADOR DE PRESION
RPM4



CONTROLADOR DE PRESION PPCH
1500-15000 PSI



MODULOS DE PRESION
ESTATICA
(ALTA 1000-10000 PSI)



INFORME DE CALIBRACION



MODULOS DE PRESION
DIFERENCIAL
(BAJA 0-1000 PSI)



CALIBRACION DE PUENTES DE MEDICION



CONFIRMACION METROLOGICA







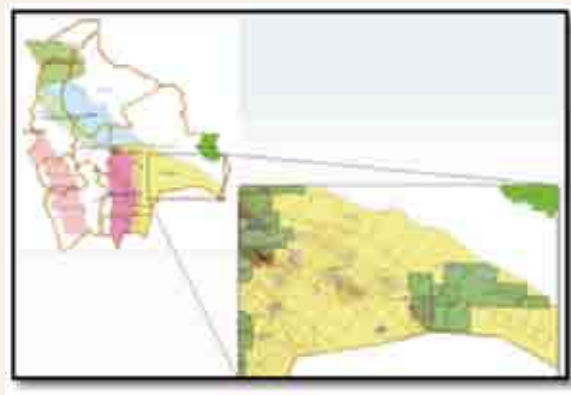
GERENCIA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS (GERH)

La Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos (GERH), fue creada en la gestión 2012 con el objetivo fundamental de realizar todos los estudios de gabinete enmarcados en las actividades de exploración. Es una gerencia conformada por un nutrido grupo de profesionales sénior en las ramas de la geología y la ingeniería petrolera que coadyuvan al desarrollo de proyectos exploratorios en todo el país.

ESTUDIO DE PROSPECTIVIDAD DE LA SUBCUENCA ROBORÉ

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Subcuenca Roboré se encuentra ubicada en la región suroriental del departamento de Santa Cruz, comprendiendo gran parte de la Provincia Cordillera. La misma abarca un área aproximada de 68.000 Km² que bordea el Cratón de Guaporé desde las Sierras Chiquitanas continuando hacia el sur hasta la frontera con la República del Paraguay, quedando delimitada de la Llanura Chaqueña por el Alto de Izozog.



GEOMORFOLOGÍA

Esta zona se caracteriza por ser una Llanura aluvial de Antepaís o Foreland, donde se tiene una espesa cubierta cuaternaria, con mínima o nula deformación. En esta extensa llanura sobresalen afloramientos de rocas Mesozoicas, Paleozoicas y Precámbricas distribuidas en las Serranías de San José, Santiago y Sunsás, con cumbres que alcanzan los 1.290 m (Cerro Chochis).



GEOLOGÍA Y TECTÓNICA

La Subcuenca de Roboré es una depresión limitada al Suroeste por el Alto de Izozog y al Noreste por el Cratón de Guaporé, existiendo en la parte central un Horst (Tucavaca-Sirimenquis-Ravelo) que separa los depocentros de Tita por el NW y Fortín Paredes por el SE; estos depocentros podrían constituir potenciales cocinas de hidrocarburos.

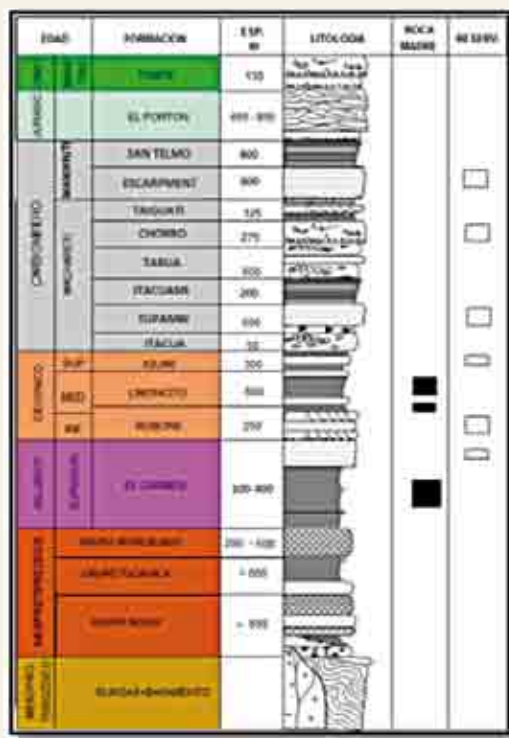
Durante el Precámbrico existieron varios pulsos orogénicos como ser, la orogénesis Transamazónica (2.000 m. a), San Ignacio (1.400-1.280 m.a), Sunsás (1.280-950 m.a), que originaron una serie de fajas móviles intracontinentales y el ciclo Brasiliano (900-500 m. a) que dio lugar a la cratonización de la Plataforma Sudamericana.

A fines del Proterozoico por movimientos de placas se originó una Triple Fractura que dió origen a un rift abortado, conocido como el Aulacógeno de Tucavaca o Rift de Roboré que fue rellenado y posteriormente reactivado durante el Jurásico-Cretácico. Los Grupos Murciélago y Tucavaca fueron levantados y erodados y están marcados por fallas normales, mostrando el desarrollo de Horst y Grabens, siguiendo una subsidencia durante el Paleozoico, depositándose sedimentos correspondientes al Silúrico, Devónico y Carbonífero dentro de una cuenca sedimentaria tranquila. El área permaneció estable depositándose posteriormente sedimentos Mesozoicos y Neógenos.

A los 10.5 m. a (Mioceno superior), se formó la actual cuenca de foreland en una posición de retrarco (Uba, C et al, 2005) y la orogénesis Andina no afectó a estos sedimentos.

El Alto de Izozog tiene una importancia vital en la conformación de la morfología de la Subcuenca de Roboré, pues produce un adelgazamiento litosférico por la irrupción de cuerpos ígneos provenientes del

manto, originando también zonas levantadas que a veces son confundidas con estructuras anticlinales compresivas y cuyo eje se extiende 90 Km hacia el norte con una dirección SE-NE (Rodazz, 2006). El emplazamiento del Alto de Izozog para algunos autores tiene edades que varían desde el Carbonífero al Jurásico (asociado al rift mesozoico de carácter regional) hasta Terciario. También este cuerpo ígneo abortado produjo un sobrecalentamiento e incremento notorio en el gradiente geotérmico, que ocasiona la sobremaduración de la materia orgánica contenida en las formaciones Silúricas-Devónicas, que son conocidas como las principales rocas generadoras de hidrocarburos.



ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica de la Subcuenca de Roboré comprende formaciones correspondientes al Proterozoico, Silúrico, Devónico, Carbonífero y Jurásico-Cretácico. El Basamento metamórfico fue atravesado en el pozo Otuquis-X1, donde se presentan una serie de granitos y gneises de edad Proterozoica. El Neoproterozoico comprende a: El Grupo Boqui (Arenisca, conglomerados, limolitas y calizas); Grupo Tucavaca (conglomerados, areniscas, diamictitas, pelitas y calizas de ambiente marino somero) y el Grupo Murciélago (calizas arreciferas y no arreciferas) de edad ediacarana aflorante en la Snía. de Sunsás y donde se encontró el Oil Seep de Lomas Los Bailadores. El Silúrico-Fm. El Carmen (90 % de lutitas y 10 % de areniscas). El

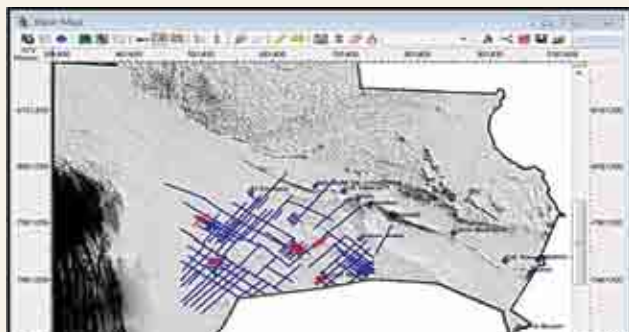
Devónico por variación facial es preponderantemente pelítico, no existiendo los buenos reservorios presentes en el Subandino, así tenemos la Fm. Roboré (Devónico Inferior) sincrónica con la Formación Santa Rosa y la Fm. Limoncito (Devónico medio) equivalente a las Formaciones Icla, Huamampampa y Los Monos). El Carbonífero se caracteriza por una secuencia de conglomerados, areniscas, arcillitas y diamictitas.

POZOS PERFORADOS EN EL ÁREA

POZOS	AÑO	UBICACIÓN	OBJETIVO	PROFUNDIDAD ALCANZADA (m)	RESULTADOS	OBSERVACIONES	POSIBILIDAD HIDROCARBURIFERA
RAVELO-X1	1976	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Santa Rosa	2.177	No se detectó: ninguna manifestación de hidrocarburos	Fm. Santa Rosa constituida de arenas cuarcíticas sin porosidad intergranular y pobre porosidad secundata	La Posibilidad Hidrocarbúfera resulta pobre
TUCAVACA-X1	1977	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Tupambi y Fm. Santa Rosa	4.667	Se realizaron las siguientes pruebas en agujero abierto: 1.- Ir. 1901 m, Fm. Tupambi, recupero 0.075 pc de gas y 7500 cc de filtrado 2.- Ir. 2901 m, Fm. Huamampampa, recupero 0.665 pc de gas, sin indicios de petróleo 3.- Ir. 4432 m, Fm. Santa Rosa, nivel gasífero de baja permeabilidad con posible diaclasa.	La Fm. Tupambi mostro buena detección de gas durante la perforación con 410 unidades de gas total y cuatro componentes en el cromatograma	La Fm. Tupambi analizada sin lugar a dudas es gasífera pero tan solo presenta 10 metros de espesor antes de caer en acuifero
TUCAVACA SUD ESTE-X1	1977	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Tupambi	2.390	Se realizaron las siguientes pruebas en agujero abierto: 1.- Ir. 1725 m, Fm. Tarija, Arenisca acuifera de buena porosidad. 2.- Ir. 1884 m, Fm. Tupambi, Arenisca acuifera de baja permeabilidad 3.- Ir. 2276 m, Fm. Iquiri, Arenisca gasífera de baja permeabilidad 4.- Ir. 2298 m, Fm. Iquiri, Nivel Petrolífero con poco gas y baja permeabilidad	Existe una marcada diferencia litológica y comportamiento de reservorio entre los pozos TCV-0X1 y TSE-0X1, para la Fm. Tupambi	El Pozo no aportó hidrocarburos durante las pruebas de producción.
SIRIMENQUIS-X1	1977	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Tupambi y Fm. Iquiri	2.680	En algunos niveles de la formación Iquiri se tuvo detecciones de gas hasta de 110 UGT y 5 componentes pero resultó: un nivel de baja Permeabilidad.	La Fm. Tupambi (principal objetivo del pozo) no registró absolutamente ninguna manifestación de hidrocarburos durante la perforación	El pozo resultó seco por ausencia de estructura para el Carbonífero y parte alta del Devónico
OTUQUIS-X1	1988	Prov. German Busch; Dpto de Santa Cruz	Fm. El Carmen	4050	Se efectuó una prueba de formación en agujero abierto en el tramo de 974 m correspondiente al Devónico, en la que se recuperó solamente lodo gasificado. Repitiéndose una prueba en agujero entubado cuyos resultados confirmaron que estas areniscas tienen alta saturación de agua y baja presión de reservorio.	Toda la secuencia Pre-Silúrica y Silúrica se caracterizó por la ausencia total de indicios de hidrocarburos. Por lo que no existe ningún parámetro de interés en casi 2.000 m de sedimentos.	Se determinó la ausencia de hidrocarburos comercialmente explotables en la estructura Otquis para el Devónico y ausencia total de indicios para las sedimentitas del Silúrico y el grupo de calizas infrayacentes
TUCAVACA-X2	1989	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Tupambi	2.087	La Fm. Tupambi mostro pobre detecciones de gas de 15 UGT con 5 componentes, durante la perforación. Por lo que se realizó una prueba de agujero abierto: 1.- Ir. 1888 m, Fm. Iquiri, Nivel Seco de baja permeabilidad	A pesar de encontrarse en una posición estructural mas alta que en el pozo TCV-X1, los resultados fueron negativos	Se obtuvieron datos petrofísicos de regular porosidad pero baja permeabilidad para esta formación, haciendo estas arenas no aptas para un entrapamiento de hidrocarburos
USTAREZ-X1	1999	Prov. Cordillera; Dpto de Santa Cruz	Fm. Santa Rosa	3.099	La Fm. Santa Rosa se perforó con muy baja detección de valores de gas total. Se realizó un ensayo a pozo abierto, arrojando resultados negativos, recuperándose una muestra de lodo de terminación con rastros de hidrocarburos.	Se determinó que la Fm. Santa Rosa presentaba un alto grado de diagénesis, lográndose en algunos casos a un leve metamorfismo, de igual manera si bien existía un alto porcentaje de fracturación en estas rocas, solo un 44% se encontraban parcialmente abiertas.	Los estudios demostraron pobres valores de porosidad primaria y secundaria en las areniscas cuarcíticas descritas, con pobre posibilidad hidrocarbúfera.

INFORMACIÓN SÍSMICA

Para el estudio de la Subcuenca Roboré se dispuso de 106 secciones sísmicas, con una longitud acumulada de 5441 Km. Las secciones sísmicas pertenecen a distintas brigadas de adquisición sísmica y a distintos niveles de procesamiento.



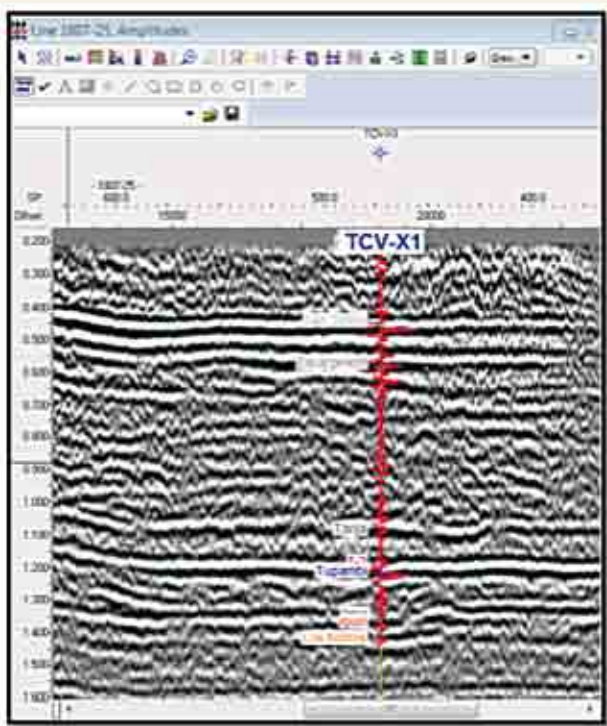
➤ Líneas Sísmicas presentes en la Subcuenca de Roboré

PROCESO	CANTIDAD	LONGITUD ACUMULADA Km
STACK	71	3485.48
MIGRADAS	35	1955.6
	106	5441.08

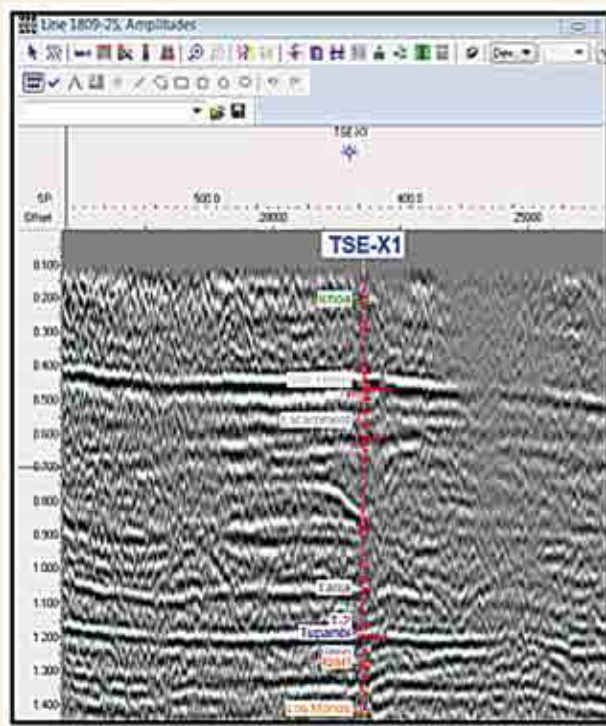
FORMATO	CANTIDAD	LONGITUD ACUMULADA Km
SEG-Y	63	3519.13
VECTORIZADA	43	1921.95
	106	5441.08

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Para realizar el amarre de los topes de las formaciones que se encuentran en profundidad y la sección sísmica que se encuentra en tiempo se utilizaron las pruebas de velocidades de los pozos TCV-X1 y TSE-X1, a estos pozos adicionalmente se le generaron sismogramas sintéticos que permitieron identificar con mayor exactitud los reflectores sísmicos que correspondían a los topes de las formaciones que se han atravesado en la perforación de los pozos ya mencionados.

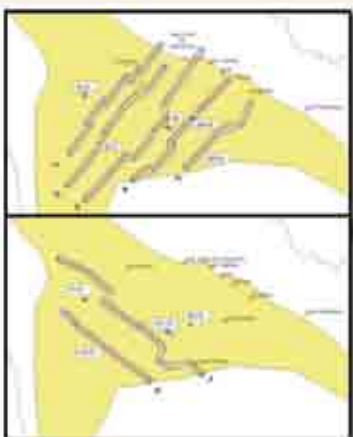


Sismograma Sintético Pozo Tucavaca-X1



Sismograma Sintético Pozo Tucavaca SE-X1

INTERPRETACIÓN DE PERFILES SÍSMICOS COMPUESTOS

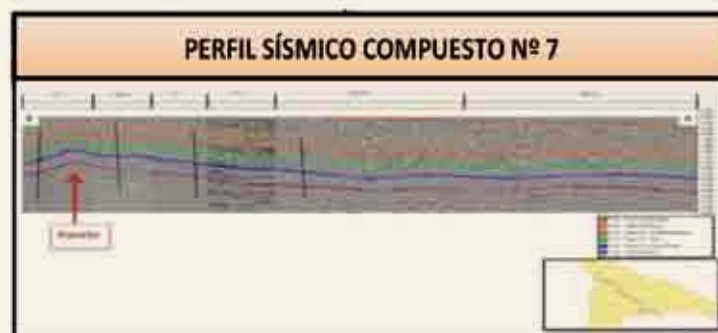
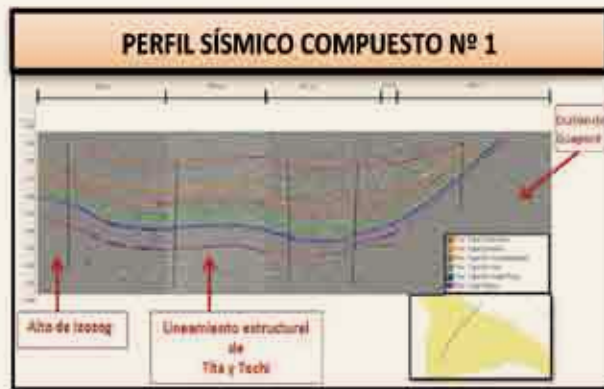


Perfiles Sísmicos interpretados

Con la finalidad de tener una concepción más regional de la Subcuenca Roboré se elaboraron perfiles sísmicos compuestos que atraviesan el área de estudio, los mismos que fueron confeccionados a partir de las secciones sísmicas existentes.

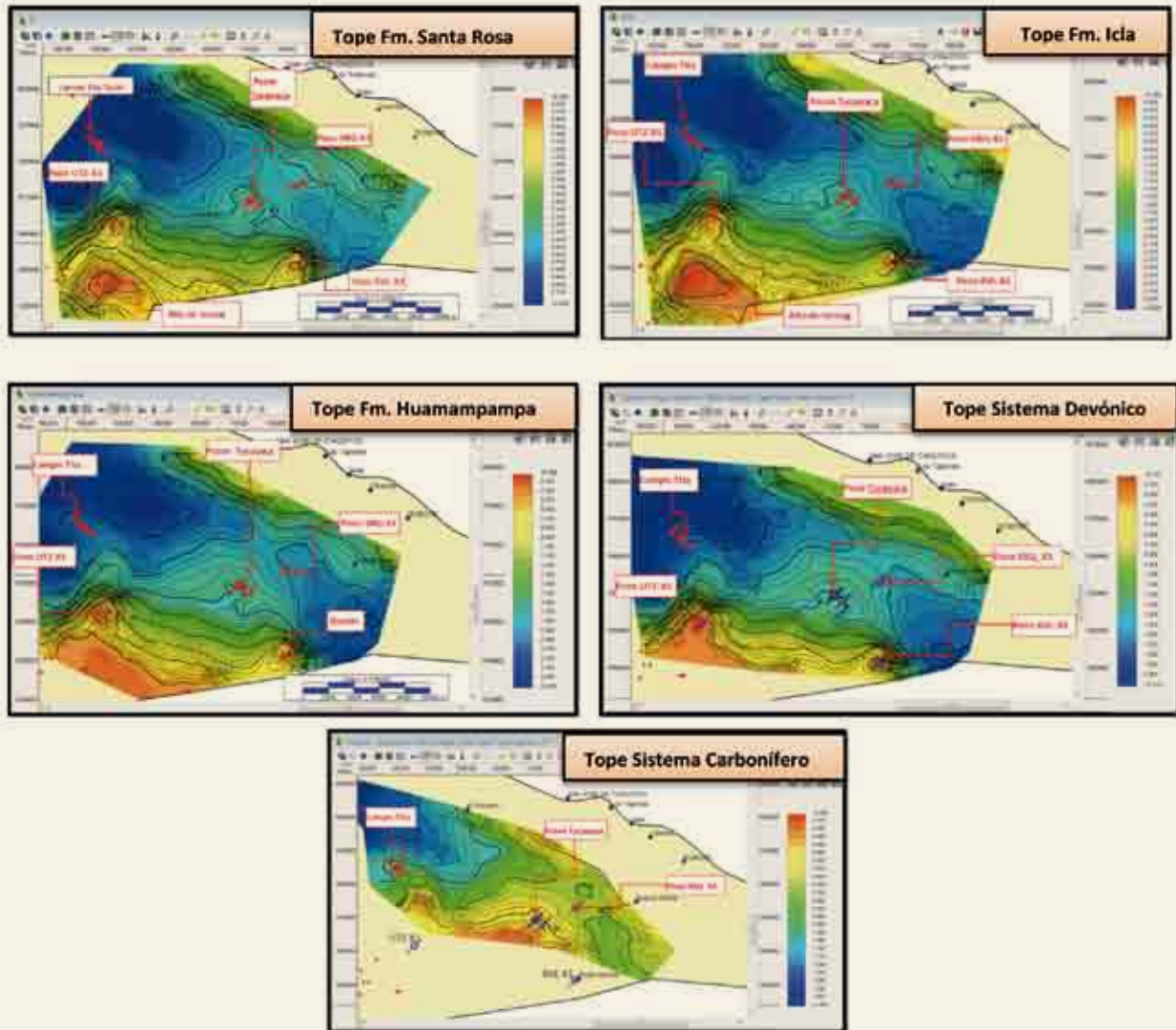
Se interpretaron los horizontes sísmicos correspondientes a las siguientes formaciones: Tope Carbonífero, Tope Devónico, Tope Huamampampa, Tope Icla, Tope Santa Rosa.

En este sentido se realizaron 7 perfiles sísmicos compuestos orientados en dos direcciones distintas, los primeros cinco llevan la orientación SO – NE y los dos restantes se encuentran en sentido NO – SE.

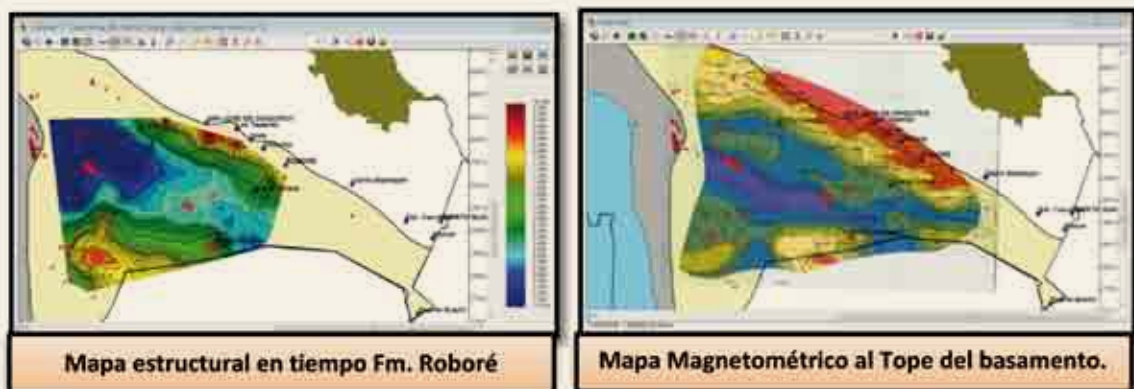


MAPAS ESTRUCTURALES EN TIEMPO

Se interpretaron 106 líneas sísmicas con una longitud acumulada de 5.441 Km, distribuidas en una superficie aproximada de 41.000 Km².



CORRELACIÓN MAPA MAGNETOMÉTRICO Y ESTRUCTURAL EN TIEMPO. FORMACIÓN ROBORÉ (SANTA ROSA)



Comparando el mapa de anomalías Magnéticas (Prakla, 1969) con el mapa estructural en tiempo, se observa una buena correlación entre los mismos, donde resalta un alto magnético en el centro de la cuenca (color verde en el mapa Magnetométrico) que correspondería a las estructuras de Tita, Tucavaca y Ravelo.

GRADIENTE GEOTÉRMICO

El mapa de gradiente geotérmico de Roboré muestra que la Subcuenca es relativamente fría con gradientes entre 1–1,5°F/100 pies. Se debe hacer notar, que esta región presenta un contraste marcado con el Arco de Izozog ubicado al sur de la cuenca, donde el gradiente geotérmico se eleva hasta alcanzar valores entre 2– 3°F/100 pies





SISTEMA PETROLERO

Roca Generadora

Las rocas madres a nivel regional son de edad Devónica (Frasniano-Eifeliano, Emsiano-Pragianio-Lockhoviano) correspondientes a las Formaciones Iquiri, Limoncito (Los Monos, Huamampampa e Icla) y Roboré, además de la Fm. El Carmen perteneciente al sistema Silúrico.

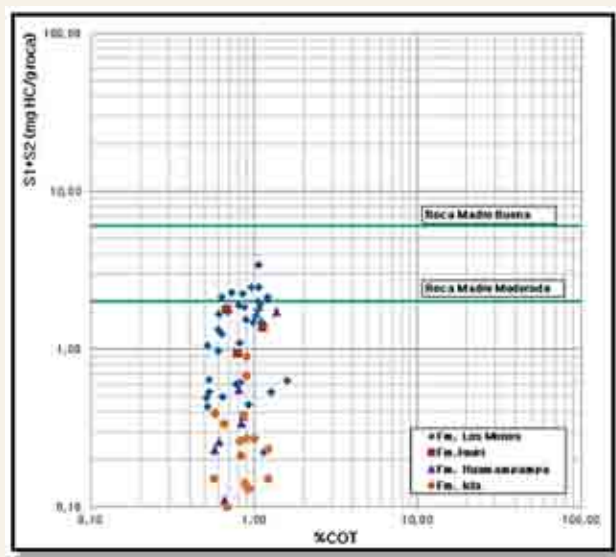


La Formación Iquiri en el Pozo TCV-X1 presenta valores pobres a moderados de COT (promedio 0.87%), con potencial de generación (S1+S2) pobre 1.35 mg HC/g. Las muestras de la Formación Los Monos tienen datos de COT pobres a moderados (promedio de 0.80%) y un S1+S2 promedio de 1.69 mg HC/g. La Formación Huamampampa con valores de COT moderados (promedio de 0.86%), y un pobre potencial de generación de 0.49 mg HC/g. La Formación Icla, tiene valores pobres a moderados de COT (promedio 0.88%), un S1+S2 pobre (promedio 0.34 mg HC/g); La Formación Roboré

tiene datos pobres a moderados de COT (promedio 0.88 %), con un S1+S2 promedio de 0.33 mg HC/g.

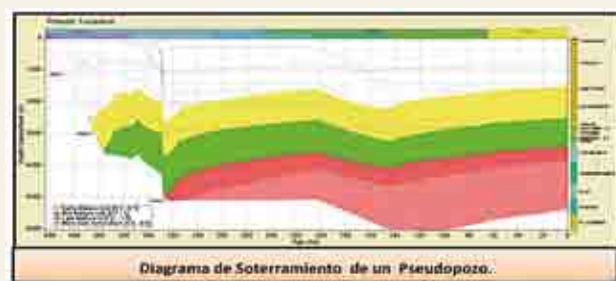
Las Formaciones Iquiri y Los Monos tienen un querógeno de tipo II, constituido por material amorfo, con afinidad lípida-algal, con capacidad de generación de petróleo, mientras que las Formaciones Huamampampa con querógeno de tipo II-III e Icla y Roboré presentan querógeno de tipo III, apto para generar condensado y gas seco.

En cuanto a la madurez térmica, las Formaciones Iquiri y Los Monos, presentan valores de Reflectancia de Vitritina entre 0.82% y 0.86% de Ro. La Formación Huamampampa entre 0.97% y 1.15% de Ro (ventana intermedia de generación de petróleo), mientras que las muestras de las Formaciones Icla y Roboré tienen datos de Ro comprendidos entre 1.20% y 1.54 % que podrían generar y expulsar gas húmedo.



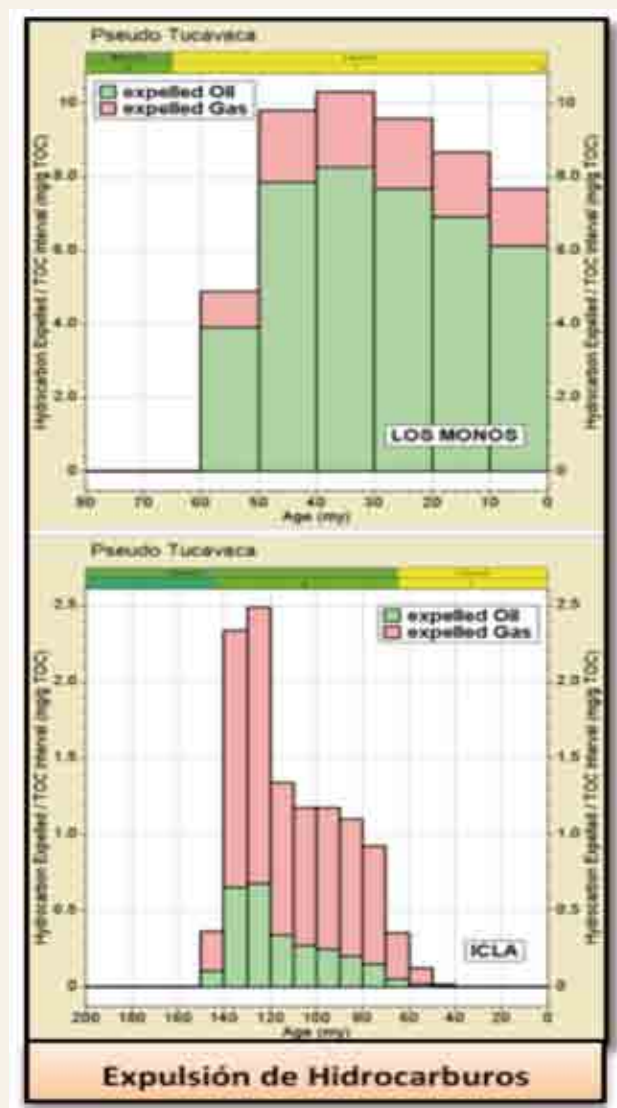
MODELAJE GEOQUÍMICO

Para determinar los ciclos de generación migración y expulsión de hidrocarburos, se utilizó el Software Basin Mod 1-D v 2012.



Se realizó un modelaje geoquímico 1-D en un pseudopozo ubicado en una depresión existente entre los altos de Tucavaca y Tita.

En el diagrama de soterramiento se puede observar que la primera subsidencia de la cuenca ocurrió durante el Carbonífero (330 m.a.) donde las rocas de la Formación Los Monos empiezan a generar petróleo (0.7-1% de Ro) a 3500 m de profundidad; la Formación Icla generó gas húmedo (1-1.3% de Ro) a 5000 m; la segunda y más importante subsidencia ocurre durante el Mesozoico (140 m.a.), donde se tiene una columna Cretácica-Jurásica-Carbonífera sobre el Devónico, originando que la Formación Los Monos expulse petróleo y algo de gas seco entre 60 m.a. y el presente, mientras que la Fm. Icla expulsa mayor cantidad de gas seco que petróleo entre 140 a 40 m.a. (ver gráficos de expulsión). No se valoró la Formación Roboré y el Carmen por escasez de muestras.



CARGA DE HIDROCARBUROS

La carga de hidrocarburos a las trampas estratigráficas y/o combinadas se puede haber realizado por fallas normales a partir de los depocentros o cocinas ubicadas al Noroeste y Sureste del alto de Tucavaca-Sirimenquis.

ROCA RESERVORIO

Los reservorios serían las areniscas de la Formación Tupambi del Carbonífero, así como las areniscas de las Formaciones Roboré (Santa Rosa) e Iquiri del Devónico.

ROCA SELLO

Las pelitas de la Formación Limoncito para el Devónico y el T-2 para el Carbonífero serían los sellos más importantes en la Subcuenca de Roboré.

TRAMPAS

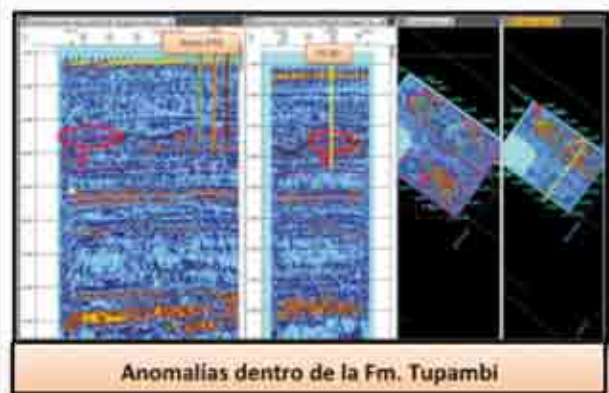
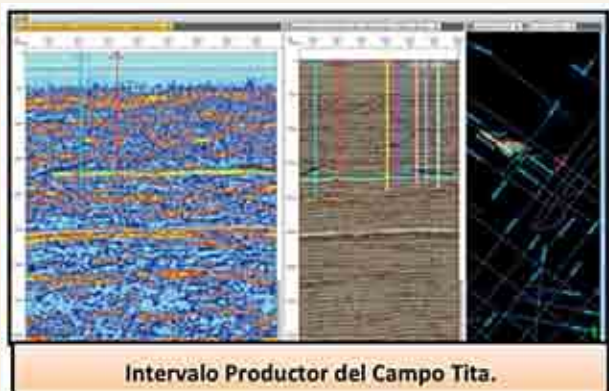
Debido a que los efectos de la deformación Andina ocurrida durante el Mioceno-Plioceno fueron tenues a nulos en el Foreland de Roboré no se esperan trampas compresionales, pero si, estructuras relacionadas a empuje del basamento y trampas asociadas a fallas normales e igualmente trampas estratigráficas y/o combinadas.

OIL SEEP

En la serranía de Sunsás en la localidad Lomas Los Bailadores (ver mapa de Geomorfología), en los afloramientos de las calizas arrecíferas del Grupo Murciélagos, la Brigada 1 de YPF (1981), recolectó varias muestras de petróleo pesado (Asfaltitas), que fueron analizadas por la empresa Chevron (1992). Los resultados de estos análisis indican que las rocas encajonantes del Grupo Murciélagos, tienen un COT muy pobre (0.15%) y que el petróleo se dispone a lo largo de fracturas, el cual, tiene una relación alta de bitumen/COT (396 mg/gCOT) que sugiere que la roca contiene HC migrados. Este petróleo ha sido afectado por evaporación de los componentes livianos y no ha sido significativamente biodegradado. La distribución modal de n-parafinas nC16-nC25 sugiere que estas muestras están asociadas a un oil seep activo. El análisis de biomarcadores determina que este petróleo deriva de rocas madres que alcanzaron una madurez de ventana temprana de petróleo (Reflectancia de Vitritina: 0.6-0.7%); el elevado índice de Gammaceranos indica que las rocas generadoras

fueron depositada en un ambiente hipersalino. En conclusión este estudio define que el petróleo es derivado de rocas Paleozoicas o más antiguas (Precámbricas-Cámbricas).

Los factores que controlan las trampas estratigráficas implican cambios de facies, pinch-out, truncamientos debido a erosión, hidrodinámica, diagénesis, u otros factores como fallas y discordancias.

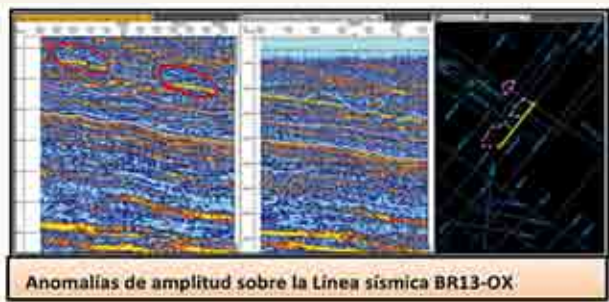


Mediante el uso del atributo "Envelope" que se utiliza para realzar las anomalías de amplitudes, atribuidas generalmente a cambios bruscos de impedancia acústica, se logró visualizar el intervalo productor del campo Tita, el mismo que como se puede observar no corresponde a una trampa estructural, sino más bien a una trampa del tipo combinada (estructural/estratigráfica).

Se realizó un estudio de atributos sísmicos en el cubo perteneciente al campo Tita, obteniéndose algunas anomalías interesantes dentro de la Fm. Tupambi las cuales no han sido perforadas por los pozos ubicados en el Campo Tita-Techi, tal como se muestra en la figura.

Se extendió el estudio en búsqueda de eventos con anomalías de amplitud sísmica similares a las observadas en el campo Tita, encontrándose

algunas interesantes, sobre la línea BR13-OX que se encuentra hacia el sur de los campos Tita y Techí, donde se visualizan reflectores de alta intensidad dentro de formaciones intra-carboníferas los cuales mantienen similares características a las anomalías encontradas en el campo Tita vinculadas con presencia de canales en ambos casos.



En términos de estudios estratigráficos hay que señalar que la sísmica existente presenta un tipo de procesamiento sin conservación de amplitudes y frecuencias originales, lo que genera gran incertidumbre al usar técnicas de atributos sísmicos, por esto se recomienda un reprocesamiento de las líneas dirigido a este tipo de estudio para poder disminuir esta incertidumbre.

Debemos mencionar que más del 40% de las secciones sísmicas que se trabajaron son vectorizadas, por lo que no se pudo extender este estudio de atributos sísmicos a las zonas aledañas al área Fortín Paredes donde se obtuvieron interesantes anomalías Geomicrobiales.

CONCLUSIONES

Analizando el mapa estructural en tiempo, generado para el Devónico se pueden definir los altos intermedios de Tita Techí, Tucavaca-Sirimenquis, Ravelo, que fueron formados por influencia del Arco de Izozog y también se observan los bajos estructurales ubicados al NW y SE del Alto Intermedio de Tucavaca, donde el Devónico se encontraría a 6399 m y 5000 m respectivamente, que podrían constituir las cocinas de generación de HC, que cargarían las trampas estratigráficas y /o combinadas presentes en el área.

La generación efectiva de hidrocarburos provendría de los bajos estructurales mencionados y la migraciones no serían tan largas como se creía.

Existen reservorios y sellos que tienen que ser definidos, conjuntamente con los cierres de las anomalías sísmicas.

RECOMENDACIONES

Para validar las anomalías de amplitud estudiadas en las cercanías del campo Tita y verificar su relación con la presencia de fluidos en trampas estratigráficas, es indispensable un reprocesamiento de las líneas, dirigido hacia estudios de AVO, sólo de esta manera se reducirá la incertidumbre presente en el análisis de atributos realizados.

Los futuros trabajos deberían enfocarse en las proximidades de los campos Tita-Techi, ya que además de presentar anomalías de amplitud sísmica, éstas se tornan aún más interesantes al tener un sistema petrolero comprobado en esta zona, así como también el Área de Fortín Paredes.

Es recomendable realizar una definición de la estratigrafía de la Subcuenca de Roboré a través de análisis lito y bioestratigráficos, así como de correlaciones con registros eléctricos y afloramientos de las serranías de San Jose y Santiago.

BIBLIOGRAFIA

Chevron Overseas Petroleum Inc. 1992. Biomarker Analysis of Loma Los Bailadores Seep, Eastern Bolivia. Archivo CNIH-YPFB

Uba C, et al, 2005. Facies Analysis and Basin Architecture of the Neogene Subandean Synorogenic wedge, Southern Bolivia. *Sedimentary Geology*, vol 180 (91-123).

YPFB-Phillips Tca. (1989). Robore Basin Final Report. Archivo CNIH-YPFB

Roddaz M. 2006. Miocene Tidal influenced sedimentation to continental Pliocene Sedimentation in the Forebulge-Backbulge depozones of the Beni-Mamore Foreland Basin. *Journal of South American Earth Sciences*, vol 20(351-368)







Gerencia Nacional de Administración de Contratos – GNAC

La Gerencia Nacional de Administración de Contratos (GNAC) fue creada con Resolución de Directorio 055/2011 del 14 de junio de 2011, referida al Rediseño Organizacional de la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización (VPACF) con el objetivo principal de dirigir la gestión, administración y negociación de los Contratos Petroleros suscritos entre YPFB y empresas petroleras, para hacer cumplir los aspectos técnicos, normativos, económico-financieros y legales de los mismos. Para este fin, conforme al Manual de Organización y Funciones (MOF) de YPFB, la GNAC tiene la siguiente estructura organizativa:



A continuación se presenta un resumen de las actividades realizadas durante la gestión 2014 por la GNAC, sus Direcciones y Unidades constituidas.

1. DIRECCIÓN DE NEGOCIACIÓN Y GESTIÓN DE CONTRATOS – DNGC

Unidades Dependientes	➤ Unidad de Gestión y Negociación de Contratos (UNGC) ➤ Unidad de Administración de Procesos de Licitación (UAPL)
Principales Funciones	➤ Negociar Nuevos Contratos Petroleros. ➤ Renegociar los Contratos Suscritos. ➤ Coordinar las actividades de las Unidades de Seguimiento y Control-USC. ➤ Administrar (análisis y control) los procesos de licitación de los Contratos de Operación.

La DNGC está constituida por dos unidades: la Unidad de Gestión y Negociación de Contratos (UGNC) y la Unidad de Administración de Procesos de Licitación (UAPL). A continuación se detallan los principales logros para el periodo comprendido entre enero a diciembre de 2014 por cada una de las unidades:

1.1 UNIDAD DE GESTIÓN Y NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS - UGNC

Entre los principales objetivos de la Unidad de Gestión y Negociación de Contratos (UGNC), se encuentra la gestión para la suscripción de nuevos contratos en áreas exploratorias, a fin de incrementar las actividades exploratorias de hidrocarburos y consecuentemente lograr mejores condiciones de ingresos para YPFB.

A continuación se resumen los principales hitos y tareas de los contratos negociados y la gestión para su aprobación durante la gestión de 2014:

NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS

Contrato de Servicios Petroleros con Eastern Petroleum & Gas S.A. - Área Sanandita

El 17 de mayo de 2013 mediante Ley N° 380 se aprobó el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas a favor de YPFB, correspondiente al área Sanandita.

Actualmente el contrato cuenta con la autorización y aprobación de la Asamblea Legislativa Plurinacional y se encuentra en proceso de protocolización. El contrato no fue protocolizado por razones atribuibles a la Empresa Eastern Petroleum & Gas, por lo tanto el 14 de noviembre de 2014 se reiteró a la empresa la necesidad de protocolizar el mismo.

Contrato de Servicios Petroleros con GTLI - Área Almendro, Río Beni, Itacaray y Cupecito

Mediante Resoluciones Camarales N° 40, 41, 42 y 43/2014, la Cámara de Diputados resolvió rechazar los Proyectos de Ley N° 116, 117, 118 y 119/2014, correspondiente a la Aprobación de los Contratos de Servicios Petroleros para estas áreas, por lo tanto, las mismas quedan libres para que YPFB las disponga, conforme a normativa legal vigente.

Contrato de Servicios Petroleros con Total E&P Bolivie y Gazprom - Área Azero

El 17 de mayo de 2013, mediante Ley N° 379, se autorizó la suscripción el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB correspondiente al área Aero con las empresas TOTAL E&P BOLIVIE y GAZPROM.

En fecha 20 de septiembre de 2013, mediante Ley N° 405, se aprueba el Contrato de Servicios Petroleros para su exploración y explotación.

En fecha 30 de junio de 2014 (Fecha Efectiva), se llevó a cabo la protocolización del Contrato de Servicios Petroleros, en Notaría de Gobierno del Departamento de La Paz.

Contrato de Servicios Petroleros con Petrobras Bolivia S.A. - Área Cedro

Mediante Resolución del Directorio de YPFB N° 16/2013 del 20 de marzo de 2013, YPFB aprobó la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros para el área Cedro y el 20 de septiembre de 2013, mediante Ley N°406, la Asamblea Legislativa Plurinacional aprueba la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros para su exploración y explotación.

En fecha 26 de diciembre de 2013, mediante Ley N° 467, se aprueba el Contrato de Servicios Petroleros para su exploración y explotación. En fecha 25 de febrero de 2014 (Fecha Efectiva), se Protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros, en Notaría de Gobierno del Departamento de La Paz.

Contrato de Servicios Petroleros con BG Bolivia- Área Huacareta

Mediante Resolución del Directorio de YPFB N° 18/2013 del 20 de marzo de 2013, YPFB aprueba el Contrato de Servicios Petroleros para el área Huacareta, el 01 de octubre de 2013 la Asamblea Legislativa Plurinacional mediante Ley N° 420 aprueba la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros para su exploración y explotación

En fecha 26 de diciembre de 2013, mediante Ley N° 468, se aprueba el Contrato de Servicios Petroleros para su exploración y explotación.

En fecha 21 de enero de 2014 (Fecha Efectiva), se Protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros, en Notaría de Gobierno del Departamento de La Paz.

Contrato de Servicios Petroleros con Petrobras Bolivia S.A. - Área Sunchal

En fecha 19 de junio de 2013 se YPFB resuelve a través de Resolución de Directorio N° 49/2013 aprobar los términos y condiciones del Contrato De Servicios Petroleros.

El 31 de marzo de 2014, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía remitió el Anteproyecto de Ley del área Sunchal conjuntamente con sus antecedentes a la Comisión de Economía Plural Producción e Industria de la Cámara de Diputados.

Contratos de Servicios Petroleros con Petrobras Bolivia S.A. – Áreas Astillero y San Telmo

Mediante Resolución de Directorio YPFB aprobó los términos y condiciones del Contrato de Servicios Petroleros mediante Resolución de Directorio N° 049/2013. Posteriormente en fecha 03 de diciembre de 2014 se modificaron las mismas, a través de Resolución de Directorio N° 90/2014.

El 13 de mayo de 2014 se remitió al Ministerio de Hidrocarburos y Energía el Anteproyecto de Ley para el área Astillero y el 14 de mayo de 2014 para el área San Telmo.

Contratos de Servicios Petroleros con YPFB Chaco S.A. - Áreas Isarsama, San Miguel y El Dorado Oeste

En la gestión 2013, mediante Leyes N° 407, N° 408 y N° 409, se autorizaron la suscripción el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB correspondiente a las áreas El Dorado Oeste, Isarsama y San Miguel, respectivamente.

En fecha 21 de enero de 2014 se aprobó los Contratos de Servicios Petroleros para su exploración y explotación para las distintas áreas, mediante las Leyes N° 407 (Dorado Este), Ley N° 409 (San Miguel) y Ley N° 408 (Isarsama).

En fecha 21 de enero de 2014 (Fecha Efectiva), se Protocolizaron los Contratos de Servicios Petroleros en Notaría de Gobierno del Departamento de La Paz de las áreas mencionadas.

Contrato de Servicios Petroleros con YPFB Chaco S.A. - Área Carohuaicho 8A

En fecha 23 de septiembre de 2013, mediante la Resolución de Directorio N° 076/2013, se aprobaron los términos y condiciones del Contrato de Servicios Petroleros.

En fecha 24 de noviembre de 2014, la Asamblea Legislativa Plurinacional aprueba la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación mediante la Ley N° 609.

Actualmente, el Anteproyecto de Ley de aprobación del Contrato está siendo analizado por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

Contratos de Servicios Petroleros con YPFB Andina S.A. e YPFB Chaco S.A. - Áreas Carohuaicho 8B y Oriental

En fecha 23 de septiembre de 2013, mediante Resoluciones de Directorio N° 78/2013 y N° 79/2013, se aprobaron los términos y condiciones del Contrato de Servicios Petroleros para el área Carohuaicho 8B y Oriental respectivamente.

En fecha 24 de noviembre de 2014, la Asamblea Legislativa Plurinacional aprueba la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación mediante la Ley N° 608 para el área Oriental y Ley N° 607 para el área Carohuaicho 8B.

Actualmente, los Anteproyectos de Ley de aprobación del Contratos están siendo analizados por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

Contrato de Servicios Petroleros con YPFB Andina S.A. e YPFB Chaco S.A. - Área Carohuaicho 8C

En fecha 16 de abril de 2014, mediante Resolución de Directorio N° 24/2014, se aprueban los términos y condiciones para la suscripción del área Carohuaicho 8C.

Actualmente, el Anteproyecto de Ley de Autorización para la suscripción del Contrato está siendo analizado por la Asamblea Legislativa Plurinacional

Contrato de Servicios con YPFB Andina S.A Área Carohuaicho 8D.

En fecha 23 de septiembre de 2013, mediante la Resolución de Directorio N° 078/2013, se aprobaron los términos y condiciones para la suscripción del Contrato de Servicios Petroleros.

Actualmente, los Anteproyectos de Ley de aprobación del Contratos están siendo analizados por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

GESTIÓN DE CONTRATOS

Cesión de Derechos y Obligaciones a Matpetrol S.A. - Contrato de Operación para El Área Tatarenda.

A partir de un análisis de los estados financieros de Matpetrol S.A., se concluyó que la situación financiera permitirá a la mencionada empresa cubrir sus obligaciones contractuales de corto y largo plazo, ante una cesión de la totalidad de derechos y obligaciones por parte de la empresa ORCA S.A. a la empresa Matpetrol S.A., operador del Contrato de Operación para el área de Tatarenda.

En este sentido, se realizarán las gestiones ante el Directorio de YPFB para la aprobación de cesión y se remitió el 28 de noviembre de 2014 al Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su evaluación.

Cesión de Derechos y Obligaciones a YPFB Chaco – Contrato de Operación para El Area el Dorado

El Contrato de Operación de YPFB Chaco del Área el Dorado inicialmente contaba con una participación del 90% y debido a la existencia de un 10% de participación vacante, se consideró que YPFB Chaco cuente con una participación del 100%, en este sentido en fecha 11 de noviembre de 2014 se promulgó la Ley N° 595 que aprueba la modificación al contrato para que YPFB Chaco pueda acceder al 100% de participación y se coordinó con la Gobernación de La Paz observaciones y actualmente está a la espera de su resolución definitiva.

A continuación se presenta un cuadro en el que se establece el estado de los contratos de servicios petroleros en trámite:

Situación Actual de los Contratos Gestionados y Negociados (Gestión 2014)

No.	TIPO CONTRATO/TITULAR	AREA	SITUACION ACTUAL
CONTRATOS EN PROCESO			
1	CONTRATO DE SERVICIOS CON YPFB ANDINA E YPFB CHACO	ORIENTAL CAROHUAICHO 8B CAROHUAICHO 8A	LA PLENARIA DE LA CÁMARA DE SENADORES APROBÓ EL ANTEPROYECTO DE LEY, SE ESPERA FECHA DE PROMULGACIÓN
2	CONTRATOS DE SERVICIOS CON PETROBRAS	SAN TELMO ASTILLERO SUNCHAL	SE AGUARDA LA POSICIÓN OFICIAL DE YPFB, SUJETA A LOS LINEAMIENTOS DE LA LEY DE INCENTIVOS, EN CONSIDERACIÓN A LA SOLICITUD DE PETROBRAS DE NO CONTINUAR EL TRAMITE DE APROBACIÓN DEL ANTEPROYECTO DE LEY
3	CONTRATOS DE SERVICIOS CON YPFB ANDINA E YPFB CHACO	PROYECTO CAROHUAICHO 8D	LA PLENARIA DE LA CÁMARA DE DIPUTADOS APROBÓ EL ANTEPROYECTO DE LEY Y FUE REMITIDO A LA CÁMARA DE SENADORES
4	CONTRATOS DE SERVICIOS CON YPFB ANDINA E YPFB CHACO	CAROHUAICHO 8C	EN ETAPA DE ELABORACIÓN DEL INFORME TÉCNICO Y ESTÁ EN REVISIÓN CON UDAPE
CONTRATOS EN ETAPA FINAL			
5	YPFB CHACO S.A.	EL DORADO OESTE	PROTOCOLIZADO EL 21/01/2014
6	YPFB CHACO S.A.	SAN MIGUEL	PROTOCOLIZADO EL 21/01/2014
7	YPFB CHACO S.A.	ISARSAMA	PROTOCOLIZADO EL 21/01/2014
8	BG BOLIVIA	HUACARETA	PROTOCOLIZADO EL 21/01/2014
9	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	CEDRO	PROTOCOLIZADO EL 25/02/2014

10	TOTAL E&P BOLIVIE. GAZPROM	AZERO	PROTOCOLIZADO EL 30/06/2014
11	EASTERN PETROLEUM & GAS	SANANDITA	AUN NO SE PROTOCOLIZÓ
GESTIÓN DE CONTRATOS			
12	CONTRATOS DE OPERACIÓN CON YPFB ANDINA E YPFB CHACO	PROYECTO SARARENDA: CAMIRI Y GUAIRUY	REMITIÓ AL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA LOS ANTEPROYECTOS DE LEY DE APROBACIÓN DE LAS ADENDAS AL CONTRATO DE OPERACIÓN
13	ANEXO F CON YPFB ANDINA	SARA BOOMERANG I	EN REVISIÓN ANTE EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA
14	CONTRATO DE OPERACIÓN CON MATPETROL	TATARENDA	LA EMPRESAS MATPETROL S.A. Y ORCA S.A. ACLARARON EL PORCENTAJE DE CESIÓN DEL CONTRATO, ACTUALMENTE SE COORDINA ENTRE LA GNAC Y EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA LA APROBACIÓN DEL PROCESO
15	CONTRATO DE OPERACIÓN CON YPFB CHACO	EL DORADO	APRUEBA LA MODIFICACIÓN AL CONTRATO PARA QUE YPFB CHACO PUEDA ACCEDER AL 10% DE PARTICIPACIÓN VACANTE Y SE COORDINÓ CON LA GOBERNACIÓN DE LA PAZ OBSERVACIONES Y ACTUALMENTE ESTÁ A LA ESPERA DE SU RESOLUCIÓN DEFINITIVA.

Fuente: UGNC

TAREAS ADICIONALES

La UNGC en la gestión 2014 también realizó las siguientes actividades:

Reglamento Unidad de Seguimiento y Control (USC)

Se trabajó con el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en la actualización del Reglamento de las Unidades de Seguimiento y Control (USC - aprobado mediante Resolución Ministerial N° 130/2009) para las Operaciones Petroleras. Actualmente el mismo está siendo analizado por ambas instancias.

Se cuenta con Informes de seguimiento de las reuniones de la USC realizadas mensualmente las cuales se presentan cada trimestre al Vicepresidente de Administración de Contratos y Fiscalización e

informes semestrales al Directorio de YPFB de acuerdo a lo estipulado en el Reglamento respectivo.

Se generaron planillas digitales de seguimiento de las USC's, su actualización es efectuada por cada responsable de las USC's vía correo electrónico luego de cada reunión.

Aprobación de Las Declaraciones de Comercialidad (DDC) y Planes de Desarrollo (PDD)

Se ha gestionado la aprobación y evaluación económica de los Planes de Desarrollo (PDD) y Declaratorias de Comercialidad (DDC), presentados por los Operadores, analizando y evaluando la viabilidad económica de los estos respecto a los presentados por los Operadores, recomendando la aprobación de los PDD y los DDC desde el punto de vista económico, según el siguiente detalle:

Cuadro de Actividades PDD y DDC

N°	ACTIVIDAD	RESULTADO
1	Se realizó la evaluación de la viabilidad económica de la Declaratoria de Comercialidad del Campo Junin Este	Se elaboró informes económico financiero para la aprobación de la Declaratorio de Comercialidad
2	Se realizó la evaluación de la viabilidad económica de la Declaratoria de Comercialidad del campo Dorado Oeste	Se elaboró informes económico financiero para la aprobación de la Declaratorio de Comercialidad
3	Se efectuó la evaluación de la viabilidad económica de la actualización del plan de desarrollo campo Curiche.	Se elaboró informes económico financiero para la aprobación del Plan de Desarrollo.
4	Se han evaluado y analizado económicamente Proyectos de la GERH (Cupecito, Florida y Sauce Mayu)	Se elaboró informes económicos correspondientes.

Incentivos a La Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Se lograron avances en el consenso del anteproyecto de Ley de Incentivos con el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, habiéndose analizado el objetivo y alcance de la norma desde las diferentes perspectivas económica-financiera, técnica y política.

Se efectuaron tareas de socialización del anteproyecto de Ley de Incentivos con las empresas, habiéndose recogido sugerencias y propuestas, que sirvieron para retroalimentar los lineamientos de la política hidrocarburífera plasmada en la mencionada norma, en lo que concierne la exploración y explotación.

Modelo de Precios y de Ingresos del Estado

Se trabajó en la actualización del Modelo de Precios para la proyección de los precios del gas natural de exportación a Brasil (GSA) y Argentina (ENARSA), tanto en términos de datos que lo alimentan como de la Segunda Adenda al Contrato con ENARSA.

Este modelo permitió realizar proyecciones trimestrales del precio promedio ponderado de venta de gas natural al mercado externo para su aplicación en los modelos económicos de evaluación de proyectos hidrocarburíferos.

Por otro lado, contar con estimaciones del nivel de precios del gas natural de exportación para las próximas gestiones permitió analizar la posición del Estado en cuanto a la percepción de ingresos por exportación de gas natural. En tal sentido, se desarrolló un modelo de estimación de ingresos del Estado que permitió realizar proyecciones de la renta petrolera a partir de diferentes niveles del precio internacional del petróleo que se utiliza como referencia para el caso boliviano (WTI).

En tal sentido, se elaboró el documento "Estudio del precio del Petróleo" conjuntamente con la GNPIE.

Se han perfeccionado y elaborado documentos de trabajo como los Modelos de Evaluación Económica detallados. Asimismo, se han desarrollado el Modelo de Precios, Modelo de Asignaciones y Modelo para el cálculo de la Tasa de descuento de proyectos hidrocarburíferos, instrumentos que son utilizados en las negociaciones de Contratos Petroleros, aprobaciones de Declaratorias de Comercialidad, Planes de Desarrollo y evaluaciones económicas y financieras para las gestiones a los contratos petroleros.

Otras actividades

Asimismo se desarrollaron otras actividades relevantes desarrolladas en el periodo 2014, las cuales se presentan a continuación:

- Organización de los Congresos Internacionales de YPFB Gas y Petróleo 2012, 2013 y 2014.
- Elaboración y Gestión de los mecanismos de incentivos a inversiones para la exploración de hidrocarburos.
- Elaboración del documento Resultados de la Nacionalización 2006 - 2014.
- Redacción preliminar del Libro de Resultados de la Nacionalización 2006 -2014.
- Apoyo al caso de Juicio de Responsabilidades denominado Petrocontratos.
- Apoyo en el Proceso de Cesión de las áreas Ipati y Aquio.
- Apoyo al Plan Estratégico Corporativo.

1.2 UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN DE PROCESOS DE LICITACIÓN - UAPL

La Unidad de Administración de Procesos de Licitación (UAPL) es una unidad técnica de apoyo que regula los Procesos de Licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios realizados por los Titulares en el marco de los Contratos de Operación y el Decreto Supremo N° 329, entre sus principales funciones están:

- Registrar, procesar, analizar, evaluar y presentar la información necesaria para la toma de decisiones del Gerente de la GNAC referente a los Procesos de Licitación.
- Recepcionar y mantener una única Base de Proveedores para la Unidad en base a los Registros de Proveedores que cada Titular remite.
- Registrar y archivar los Contratos y Adendas remitidos por los Titulares.

Entre las principales actividades realizadas por al UAPL esta gestión están:

Administración de solicitudes

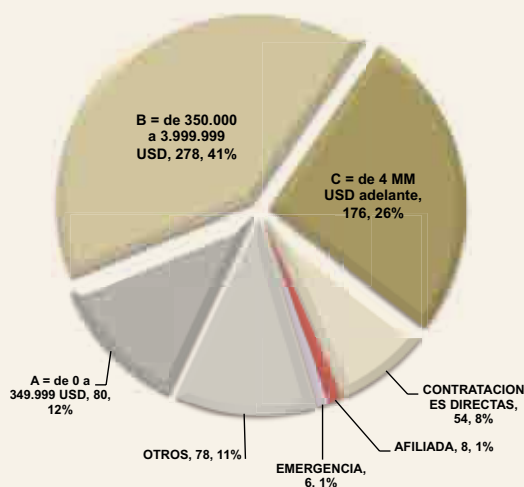
Del 2 de enero de 2014 al 31 de diciembre de 2014, la Unidad de Administración de Procesos de Licitación (UAPL), en el marco de la Cláusula 16 de los Contratos de Operación y el Decreto Supremo N° 329, respondió 680 solicitudes remitidas por los Titulares, de las cuales 490 fueron aprobadas y 25 fueron rechazadas de acuerdo al análisis técnico, económico y legal realizado. El siguiente cuadro y el siguiente gráfico muestran las solicitudes atendidas, por tipo de procedimiento:

SOLICITUDES ATENDIDAS POR TIPO DE PROCEDIMIENTO GESTIÓN 2014

TIPO DE PROCEDIMIENTO	Nº DE SOLICITUDES	APROBADAS	RECHAZADAS	COMPLEMENTO DE INFORMACIÓN	OTROS	TOTAL
A = de 0 a 349.999 USD	80	70	3	2	5	80
B = de 350.000 a 3.999.999 USD	278	243	6	18	11	278
C = de 4 MM USD adelante	176	137	3	16	20	176
CONTRATACIONES DIRECTAS	54	34	9	9	2	54
AFILIADA	8	4	3		1	8
EMERGENCIA	6	2	1		3	6
OTROS	78				78	78
Total general	680	490	25	45	120	680

Fuente: Base de datos UAPL-DNGC-GNAC-YPFB

GRÁFICO DE SOLICITUDES ATENDIDAS POR TIPO DE PROCEDIMIENTO GESTIÓN 2014



Fuente: Base de datos UAPL-DNGC-GNAC-YPFB

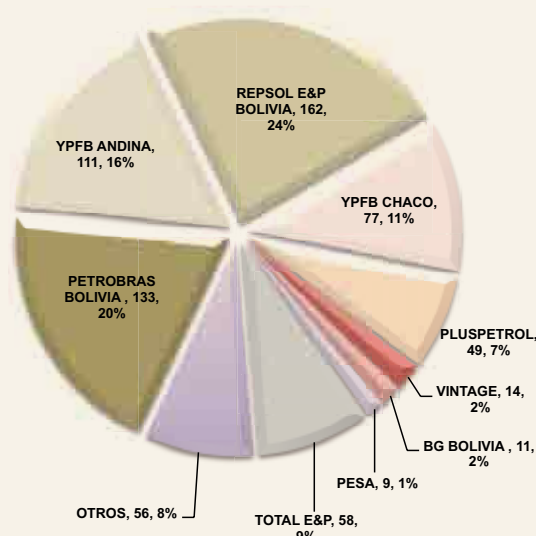
El siguiente cuadro y el siguiente gráfico muestran la distribución de solicitudes por Titular y por tipo de solicitud, observándose en este periodo que Petrobras Bolivia S.A. fue el Titular que realizó el mayor número de solicitudes.

SOLICITUDES ATENDIDAS POR TITULAR Y TIPO DE SOLICITUD GESTIÓN 2014

TITULAR	Nº DE SOLICITUDES	A	B	C	DIRECTA	AFILIADA	EMERGENCIA	OTROS	TOTAL
PETROBRAS BOLIVIA	133	11	64	44	6	0	1	7	133
YPFB ANDINA	111	26	40	36	9	0	0	0	111
REPSOL E&P BOLIVIA	162	30	53	50	17	2	3	7	162
YPFB CHACO	77	6	48	11	8	0	0	4	77
PLUSPETROL	49	1	35	5	2	4	0	2	49
VINTAGE	14	4	9	0	1	0	0	0	14
BG BOLIVIA	11	0	7	1	3	0	0	0	11
PESA	9	0	5	0	4	0	0	0	9
TOTAL E&P	58	2	17	29	4	2	1	3	58
OTROS	56							56	56
TOTAL GENERAL	680	80	278	176	54	8	5	79	680

Fuente: Base de datos UAPL-DNGC-GNAC-YPFB

GRÁFICO DE SOLICITUDES ATENDIDAS POR TITULAR Y TIPO DE SOLICITUD GESTIÓN 2014



Fuente: Base de datos UAPL-DNGC-GNAC-YPFB

Los Titulares remiten a la Gerencia Nacional de Administración de Contratos, de acuerdo al D.S. N° 329, los contratos que suscriben para la provisión y/o prestación de materiales, obras, bienes y/o servicios. El siguiente cuadro muestra los montos contratados por tipo de procedimiento durante el periodo analizado:

MONTOS CONTRATADOS GESTIÓN 2014

TIPO DE PROCEDIMIENTO	MONTO USD
B = de 350.000 a 3.999.999 USD	161.061.314
C = de 4 MM USD adelante	534.415.360
CONTRATACIONES DIRECTAS	52.256.675
TOTAL	747.733.349

Fuente: Base de datos UAPL-DNGC-GNAC-YPFB

OBJETIVOS ALCANZADOS DURANTE LA GESTIÓN 2014

- Se respondieron las solicitudes de los Titulares en los plazos establecidos.
- Se realizaron reuniones con los diferentes Titulares, con el fin que los mismos expliquen sus Sistemas de Contrataciones, lo que facilitó una mayor comprensión a sus Procesos de Licitación remitidos a YPFB.
- Se realizó el diseño del Sistema de Contrataciones de la UAPL para su implementación en la gestión 2015.
- Se elaboró y presentó la primera propuesta de actualización del Reglamento de Licitaciones para Operaciones Petroleras en el Marco de los Contratos de Operación (D.S. N° 329) para su socialización con unidades internas y externas de YPFB, así como su posterior remisión al Ministerio de Hidrocarburos y Energía en la gestión 2015.
- Se realizó un Taller con todos los Titulares donde se presentó la propuesta de actualización del Reglamento de Licitaciones para Operaciones Petroleras.

2. DIRECCIÓN DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN – DDP

La Dirección de Desarrollo y Producción (DDP), dependiente de la Gerencia Nacional de Administración de Contratos (GNAC), tiene como objetivos: preparar, analizar, evaluar y aprobar Planes de Desarrollo y Programas de Trabajo y Presupuestos, presentados por las empresas operadoras respecto a las Áreas de Explotación, así como; desarrollar proyectos con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos y la actividad de Cuantificación y Certificación de Reservas.

A continuación se describe las principales actividades realizadas por esta Dirección durante la gestión 2014:

Unidades Dependientes	➤ Unidad de Cuantificación de Reservas ➤ Unidad de Megacampos ➤ Unidad de Campos Medianos y Pequeños
Principales Funciones	➤ Elaborar, proponer y aprobar Planes de Desarrollo. ➤ Evaluar y aprobar Programas de Trabajo y Presupuesto de las empresas operadoras. ➤ Elaborar y proponer Programas de Trabajo y Presupuesto. ➤ Cuantificación y Certificación de Reservas en función a la producción y nuevos descubrimientos.

CUANTIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

La Cuantificación de Reservas es un servicio internacionalmente empleado en la industria hidrocarburífera con el objetivo de determinar volúmenes de reservas de hidrocarburos líquidos y gaseosos, contenidos en los reservorios, en las categorías probada, probable y posible, empleando definiciones internacionalmente establecidas por la Sociedad de ingenieros petroleros (SPE), el congreso Mundial del Petróleo (WPC) y otras.

Mediante la Cuantificación de Reservas se obtiene el respaldo básico para:

- Definir de las alternativas óptimas de los Planes de Desarrollo para la programación de actividades a ser ejecutadas, para asegurar la eficiente y económica explotación de un Campo.
- Aprobar de las actividades y presupuestos anuales presentados en los PTP enfocados a desarrollo de las reservas e incremento de la producción.
- Garantizar el abastecimiento del mercado interno actual y futuro.
- Cumplir con los compromisos adquiridos por nuestro país en importantes contratos de compra - venta de gas natural con Brasil y Argentina.
- Atender los proyectos de Industrialización de Gas comprometidos por el estado.
- En nombre del Estado, YPF ejerce el derecho de propiedad de los hidrocarburos y está a cargo de la propiedad y control de los hidrocarburos producidos; también actúa como único comercializador de la producción en el mercado interno y externo.

PROGRAMAS DE TRABAJO Y PRESUPUESTO

Una de las funciones asignadas a la Dirección de Desarrollo y Producción y que marca un hito importante en la administración de los contratos petroleros, constituye la etapa de revisión de Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP's), mediante los cuales se aprueba, propone y evalúa los proyectos de Desarrollo para los distintos campos.

Producto del trabajo conjunto de YPFB Corporación y empresas operadoras, se evaluaron los PTP's modificados 2014, cuyas inversiones programadas aprobadas por YPFB para la gestión 2014 alcanzaron 2.543.026.009,10 MMUSD.

PRESUPUESTOS CAPEX - OPEX PTP 2014 MODIFICADO

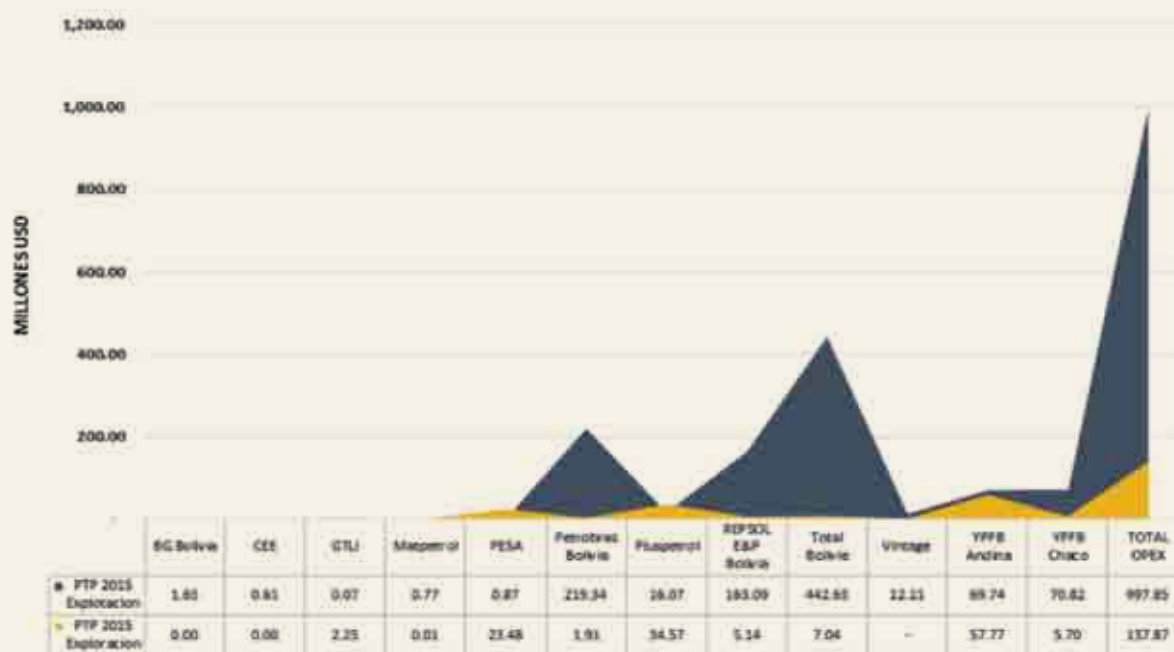
INVERSIONES CAPEX-OPEX APROBADO 2014	
Total CAPEX:	USD: 1.464.758.044,57 MM
Total OPEX:	USD: 1.078.267.964,53 MM
Total CAPEX-OPEX:	USD: 2.543.026.009,10 MM

CAPEX PTP 2015 - APROBADO YPFB



Fuente: DDP

CAPEX EXPLORACIÓN & EXPLOTACIÓN PTP 2015



Fuente: DDP

CAPEX EXPLORACIÓN & EXPLOTACIÓN PTP 2015



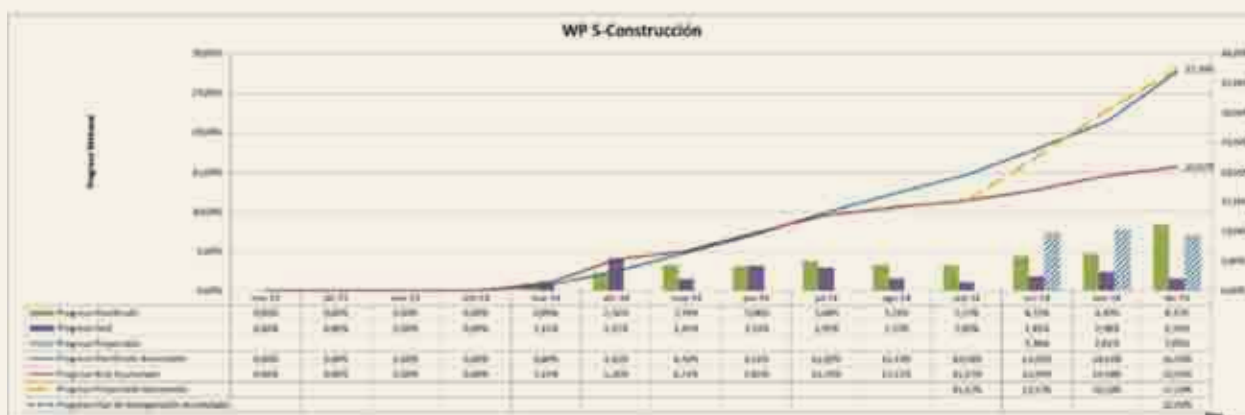
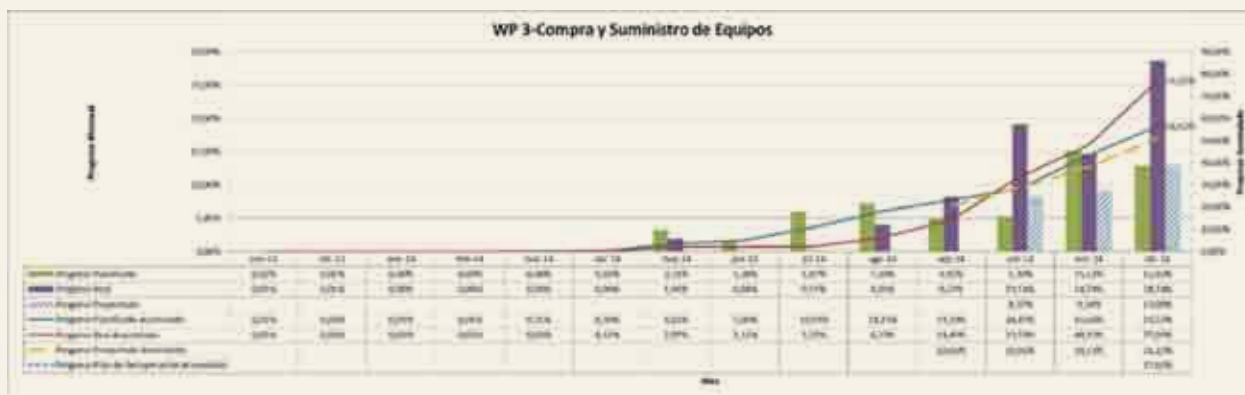
Fuente: DDP

CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE PROCESAMIENTO

En esta parte, se remarca la construcción de la Planta de proceso de gas natural de Incahuasi, que procesará la producción de los campos Aquio e Incahuasi a partir de 2016, esta planta en su Fase I, tendrá una capacidad de 6.5 MM mcd; permitirá cumplir con los compromisos del Mercado Interno y de exportación asumidos por el Estado boliviano.



Planta de Proceso de Gas Natural de Incahuasi



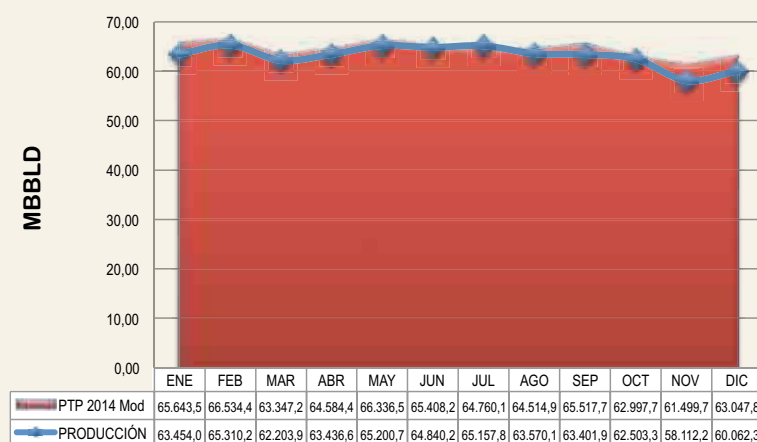
PRODUCCIÓN 2014

GAS DE VENTA PTP's Mod, A.E, PRODUCCIÓN REAL



Fuente: DDP

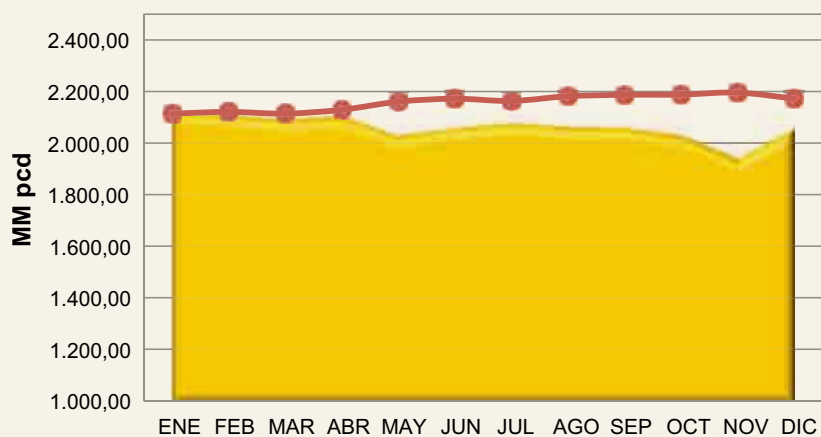
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS GESTIÓN 2014 PTP' Mod Vs Real



Fuente: DDP

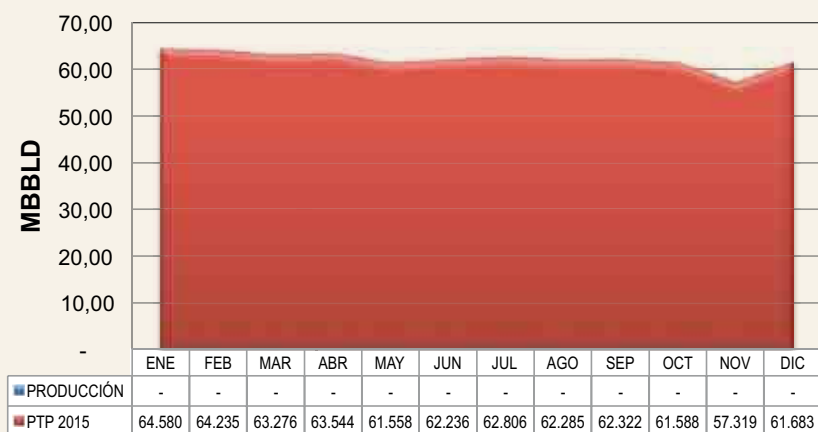
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN 2015

PRODUCCIÓN DE GAS PUNTO DE FISCALIZACIÓN PTP 2015 — A.E. (MI&ME)



Fuente: DDP

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS PTP's 2015



Fuente: DDP

REVISIÓN Y APROBACIÓN PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO CURICHE

YPFB recibió de Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., la "Actualización Plan de Desarrollo Campo Curiche", en fecha 2 de octubre del 2014.

El PDD propone el desarrollo de los niveles arenosos atravesados entre 800 y 1550 metros e involucra las Formaciones Tariquia Inferior (reservorios Chaco 2 y Chaco 3) y Yecua-Petaca en el sector sur de la estructura y la Fm Tariquia Superior (A, B y E) y Tariquia Inferior (reservorios Chaco 1 y Chaco 2) en la parte norte del Campo, en una posición estructural más alta.

Actualmente el campo cuenta con 8 pozos en producción. El plan de desarrollo actualizado propuesto prevé la perforación de un pozo nuevo, CUR-1009D para desarrollo del reservorio Tariquia Inferior Norte y otro contingente CUR-1010D para mejorar el factor de recuperación de la zona norte y ensayar algún otro nivel que no fue evaluado todavía.

Este PDD de actualización Plan de Desarrollo Campo Curiche, fue aprobado por YPFB en fecha 22 de diciembre del 2014.

REVISIÓN Y APROBACIÓN DECLARATORIA DE COMERCIALIDAD PARA EL CAMPO DORADO OESTE

YPFB revisó la información presentada por la operadora YPFB Chaco para la Declaratoria de Comercialidad del campo Dorado Oeste, la misma que una vez verificada la información y el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Ley de Hidrocarburos fue aprobada.

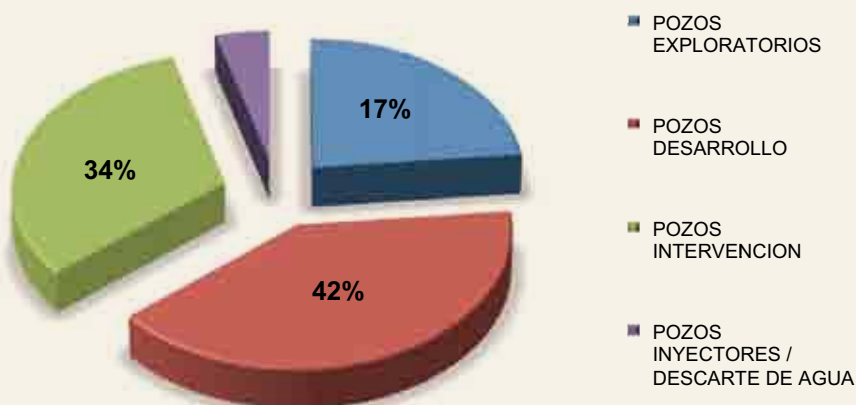
PERFORACIÓN

La perforación e intervención de pozos, es una actividad que se efectúa en forma continua, considerando que varios pozos tienen una planificación plurianual, con el objetivo principal de incrementar la producción de hidrocarburos, a continuación se muestra el estado actual al 31 diciembre de 2014:

PREFORACION E INTERVENCION DE POZOS

PTP 2014	POZOS EXPLORATORIOS	POZOS DESARROLLO	POZOS INTERVENCIÓN	POZOS INYECTORES / DESCARTE DE AGUA
73 POZOS	17 POZOS	31 POZOS	25 POZOS	2 POZOS
100 %	17 %	42 %	34 %	

Fuente: DDP



3. DIRECCIÓN DE GESTIÓN ECONÓMICA DE CONTRATOS – DGEC

La Dirección de Gestión Económica de Contratos (DGEC), dependiente de la Gerencia Nacional de Administración de Contratos (GNAC), tiene como objetivos principales la administración, planificación, coordinación, ejecución y control de todas las actividades inherentes a la gestión económica y financiera de los Contratos de Operación, de acuerdo a directrices establecidas por la GNAC.

Unidades Dependientes	➤ Unidad de Revisión de Costos (URC) ➤ Unidad de Cálculo de Retribuciones, Regalías, IDH y Participaciones (UCRRIP) ➤ Unidad de Análisis de Costos y Retribuciones (UACR)
Principales Funciones	➤ Dirigir, coordinar, supervisar y realizar los procesos de revisión de Costos e Inversiones reportados por los Titulares, producto de los Contratos Petroleros. ➤ Organizar, coordinar, supervisar y realizar los procesos de Cálculo de Retribuciones, Regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y Participación al Tesoro General de la Nación (TGN). ➤ Consolidar y obtener parámetros para el análisis del CAPEX y OPEX.

A continuación se describe las principales actividades realizadas por las Unidades de esta Dirección durante la gestión 2014:

3.1 UNIDAD DE REVISIÓN DE COSTOS – URC

Los objetivos de la Unidad de Revisión de Costos - URC son revisar y evaluar los Costos Reportados por los Titulares, de acuerdo a la normativa y disposiciones legales vigentes. La URC tiene las siguientes funciones:

- Revisar, verificar y validar la información y documentación de la ejecución de los Costos (Costos de Operación y Costos de Capital) reportados por los Titulares.
- La URC se asegura que los informes de los fiscales de campo sean concluyentes, los mismos que respaldan la aprobación y/o rechazo de los Costos Reportados por los Titulares.

La Unidad de Revisión de Costos (URC) realizó las siguientes actividades correspondientes a la gestión 2014:

SEGUIMIENTO A LAS AUDITORÍAS EXTERNAS DE COSTOS DE LAS GESTIONES 2010 Y 2011

Hasta el 31 de diciembre de 2014, se ha logrado concluir las auditorías externas, de cuatro (4) Operadoras; PESA, VINTAGE, MATPETROL, BG BOLIVIA, por las gestiones 2010 y 2011, cuyos resultados han sido evaluados en los Informes finales de seguimiento.

COSTOS RECUPERABLES OBSERVADOS EN LAS AUDITORIAS EXTERNAS 2010 Y 2011 (En dólares americanos)

OPERADOR	AUDITOR	AÑO	IMPORTE OBSERVADO POR AUDITORÍA
PESA	DELOITTE	2010	419.199
PESA	DELOITTE	2011	80.384
VINTAGE	PWC	2010	396.486
VINTAGE	PWC	2011	512.897
MATPETROL	PWC	2010	1.579
MATPETROL	PWC	2011	-117
BG BOLIVIA	DELOITTE	2010	4.013.004
BG BOLIVIA	DELOITTE	2011	8.749.405
TOTAL			14.172.837

Fuente: URC

El seguimiento a estas auditorías, también aplico para los Operadores: Petrobras Bolivia S.A., Repsol E&P Bolivia, YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A. y Pluspetrol Corporation, mismas que por las controversias surgidas entre las Partes para la aprobación definitiva de los Costos Recuperables derivaron en la contratación de peritos especialistas, con el objeto de resolver las controversias tarea que hasta el cierre de la gestión 2014 aún no se habían logrado definir los informes finales de auditoría externa.

REVISIÓN DE COSTOS RECUPERABLES CORRESPONDIENTE A LA GESTIÓN 2012

Hasta el 31 de diciembre de 2014, se ha logrado concluir con la revisión de los Costos Recuperables de los nueve (9) Operadores cuyos resultados han sido comunicados formalmente a los Operadores en los informes de resultados, en el marco del Contrato de Operación se establece que YPFB en primera instancia debe realizar la revisión a los Costos Recuperables cuyo resultado se detalla a continuación:

COSTOS RECUPERABLES OBSERVADOS POR YPFB POR EL PERIODO INICIADO EL 1ro DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 (En dólares americanos)

OPERADOR	COSTOS REPORTADOS	COSTOS OBSERVADOS	COSTOS APROBADOS POR YPFB
BG BOLIVIA	51.345.364	16.848.302	34.497.062
PETROBRAS	234.610.758	9.709.334	224.901.424
PLUSPETROL	70.542.114	9.626.987	60.915.127
YPFB ANDINA	145.785.308	5.872.389	139.912.919
REPSOL E&P	102.989.250	4.462.978	98.526.272
YPFB CHACO	145.333.662	3.673.200	141.660.462
VINTAGE	16.574.640	1.815.438	14.759.202
PESA	18.258.959	1.091.164	17.167.795
MATPETROL	737.697	15.715	721.982
TOTAL	786.177.752	53.115.507	733.062.245

Fuente:URC

BG Bolivia es el operador con más costos observados debido principalmente a la no presentación de documentación de respaldo, los primeros seis operadores representan el 95% del total de los costos observados.

REVISIÓN DE COSTOS DE LA GESTIÓN 2013

Hasta el 31 de diciembre de 2014, se ha logrado concluir el trabajo de campo de la Revisión de Costos Recuperables de tres (3) Operadoras; VINTAGE, REPSOL Y MATPETROL, y se encuentra en proceso de revisión los Operadores : YPFB Andina y YPFB Chaco con un avance aproximado del 40%.

CRONOGRAMA DE TRABAJO REVISIÓN DE COSTOS 2013 (En dólares americanos)

OPERADOR	FECHA DE TRABAJO DE CAMPO		EMISIÓN DE INFORME PRELIMINAR	EMISIÓN DE INFORME FINAL
	INICIO	FINALIZACIÓN		
VINTAGE	21/07/2014	15/09/2014	15/04/2015	29/05/2015
REPSOL	28/07/2014	26/09/2014	15/04/2015	29/05/2015
MATPETROL	08/12/2014	18/12/2014	15/04/2015	29/05/2015
YPFB ANDINA	29/09/2014	20/02/2015	15/04/2015	29/05/2015
YPFB CHACO	17/11/2014	30/01/2015	15/04/2015	29/05/2015

Fuente:URC

Los restantes cuatro (4) Operadores: PESA, PLUSPETROL, PETROBRAS y BG se tiene previsto su ejecución en la gestión 2015 hasta el 31 de marzo.

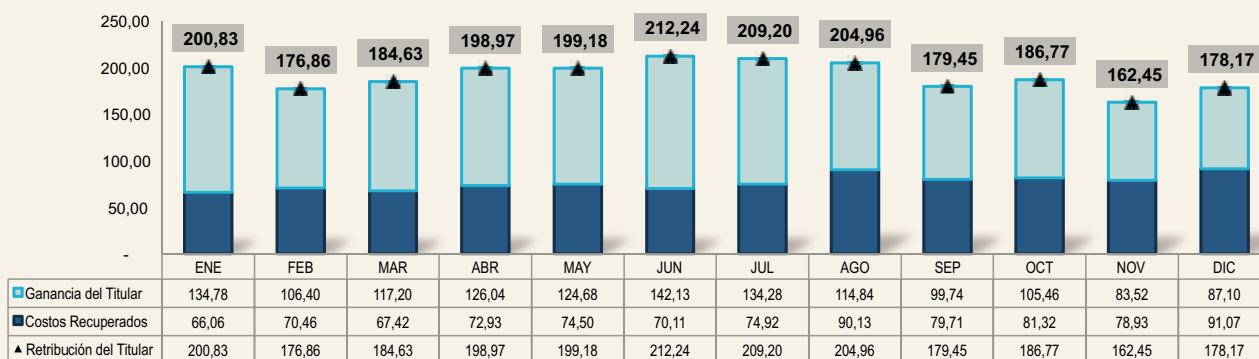
3.2 UNIDAD DE CÁLCULO DE RETRIBUCIONES, REGALÍAS, IDH Y PARTICIPACIONES - UCRRIP

Dentro de las funciones de la Unidad de Cálculo de Retribuciones, Regalías, IDH y Participaciones -UCRRIP- está la de efectuar el cálculo de la Retribución del Titular, así como el de calcular y liquidar el monto correspondiente a Regalías, Participación al TGN e IDH.

RETRIBUCIÓN AL TITULAR

En los Contratos de Operación (CO) se define a la Retribución del Titular (RT) como el único pago compuesto por dos variables: Costos Recuperados y la Ganancia del Titular, la UCRRIP es la unidad encargada de realizar el cálculo a cuenta de la Retribución del Titular con la información disponible generada al interior de YPFB, hasta el día 40 posterior al mes de producción. En el siguiente cuadro se muestran los montos para el Año 2014 de este cálculo a cuenta realizado.

CÁLCULO A CUENTA DE LA RETRIBUCIÓN DEL TITULAR GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)

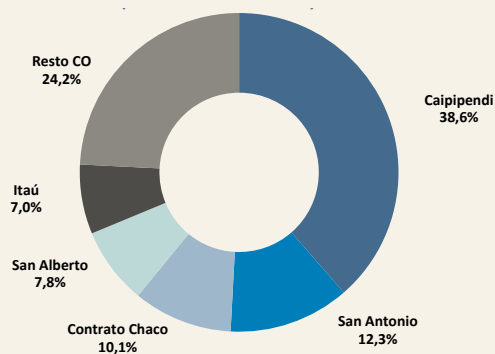


Información preliminar, sujeta a re-liquidación, no incluye el Impuesto al Valor Agregado.

Fuente: UCRRIP

Durante la gestión 2014, se registró el cálculo a cuenta de la Retribución al Titular por 2,293.72MMUS\$, constituido por Costos Recuperados (917.55 MMUS\$) y Ganancia del Titular (1,376.17 MMUS\$).

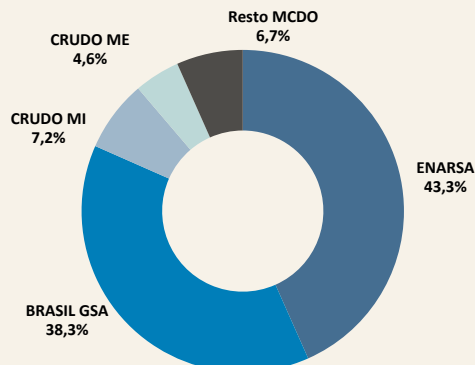
RETRIBUCIÓN DEL TITULAR POR CO GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN PORCENTAJE)



Información preliminar, sujeta a re-liquidación

Fuente: UCRRIP

RETRIBUCIÓN DEL TITULAR POR MERCADO GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN PORCENTAJE)



Información preliminar, sujeta a re-liquidación

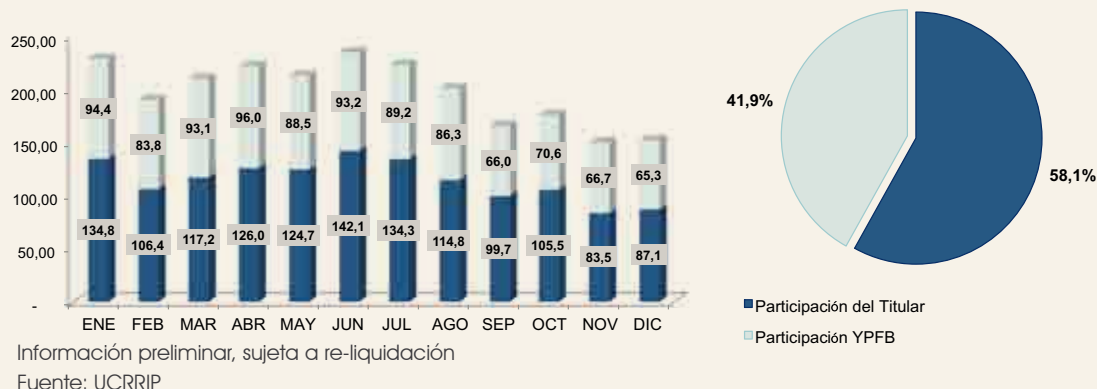
Fuente: UCRRIP

Para el periodo de análisis enero a diciembre 2014, el 75.8% del cálculo a cuenta de la Retribución del Titular se concentró en cinco Contratos de Operación, los cuales son: Caipipendi, San Antonio, Contrato Chaco, San Alberto e Itaú.

Del total de la Retribución al Titular, los megacampes (Caipipendi, San Antonio y San Alberto) representan el 58.7%.

Manteniendo el periodo de análisis, gestión 2014, pero distribuyendo el cálculo a cuenta de la Retribución del Titular en los mercados, los mercados de exportación de gas natural ENARSA de Argentina y GSA de Brasil representan el 81.6% del total de la Retribución del Titular.

GANANCIA DEL TITULAR Y PARTICIPACIÓN DE YPFB GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS Y PORCENTAJE)



Del 1 de Enero al 31 de Diciembre de 2014, según lo establecido en los Contratos de Operación para la explotación de Gas Natural, Petróleo y GLP, YPFB ha captado recursos que ascienden a 993.07 MMUS\$ por concepto de Participación, representando el 41.9% del total de ganancias. Por otra parte, los Titulares percibieron ganancias por 1,376.17 MMUS\$, representando el 58.1%. En resumen, los Contratos de Operación generaron una Ganancia a Distribuir Total de 2,369.25 MMUS\$ para la gestión 2014.

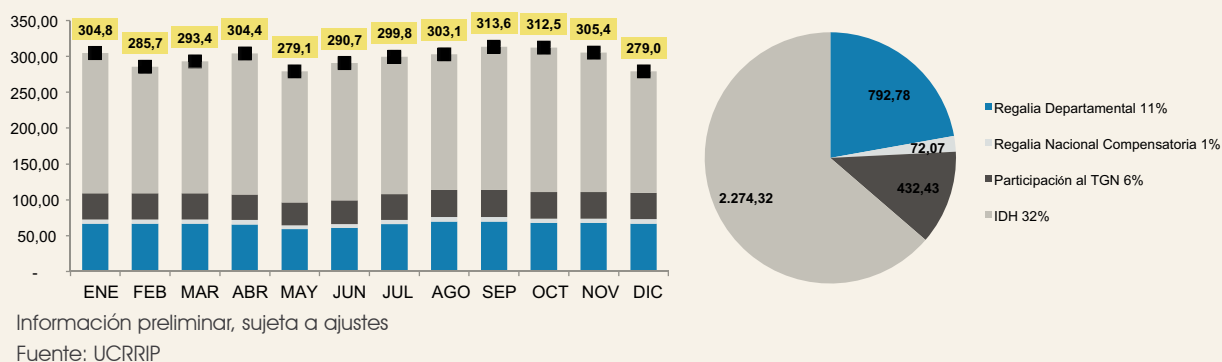
RELIQUIDACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN AL TITULAR PERIODO 2007 (MAYO A DICIEMBRE)

En fecha 19 de diciembre de 2013, una vez cerrada la variable costos de transporte y compresión de gas natural por parte de la Gerencia Nacional de Comercialización, se convocó a las empresas operadoras para la entrega oficial de los cálculos de la Reliquidación de la Retribución del Titular por Contrato de Operación y mes del periodo comprendido entre el 02 de mayo al 31 de diciembre de 2007. Asimismo, en el mes de junio de 2014, se circularizó a los Operadores de los Contratos de Operación el Documento de conciliación de la Reliquidación de la RT que permitirá cerrar en forma definitiva los importes correspondientes a este periodo.

IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN AL TGN

De acuerdo al Decreto Supremo N° 29528, el pago mensual del IDH se realiza dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción, consolidando el total de las operaciones realizadas durante el mes objeto de liquidación, pudiendo la Administración Tributaria prorrogar el plazo señalado, mediante Resolución Administrativa en casos excepcionales en el marco de la Ley N° 2492.

PAGOS POR IDH, REGALÍAS, PARTICIPACIÓN AL TGN E IDH GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)



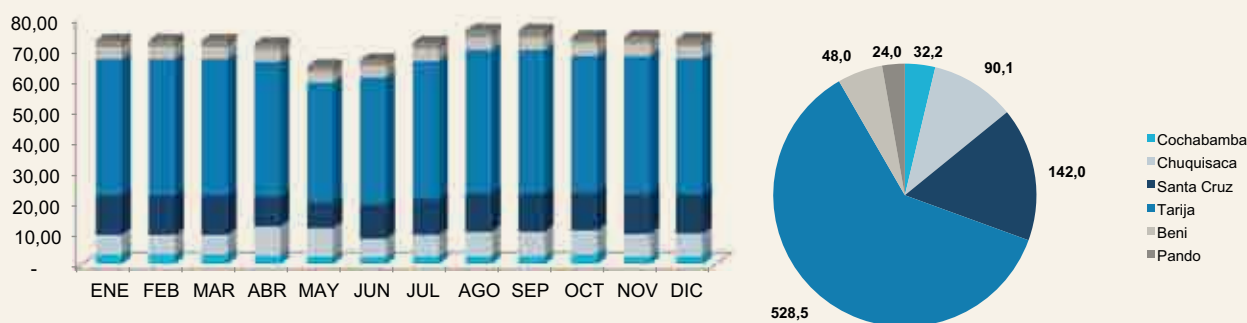
Asimismo, se establece que el pago de Regalías y Participación al TGN se debe realizar dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción sobre la base de los montos determinados en el último Informe de Liquidación de Regalías y Participación al TGN, emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

En la gestión 2014, YPFB hizo efectivo el pago por concepto del IDH (2,274.32 MMUS\$), Regalías Departamentales (792.78 MMUS\$), Regalía Nacional Compensatoria (72.07 MMUS\$) y Participación al TGN (432.43 MMUS\$), totalizando un pago por 3,571.60 MMUS\$.

REGALÍAS

Las Regalías Departamentales son percibidas por los Departamentos productores de hidrocarburos en función a su producción fiscalizada. En tal sentido, de los cuatro departamentos productores, Tarija es el que ha percibido mayores ingresos (61.1% del total de Regalías equivalente a 528.48 MMUS\$), esto se debe principalmente a que en este departamento se encuentran los Megacampos de San Antonio, San Alberto y Margarita-Huacaya, donde se obtiene la mayor parte de la producción de Gas Natural para el abastecimiento del Mercado Interno y el cumplimiento con los Contratos de Exportación, asimismo, Santa Cruz es el segundo departamento que obtuvo ingresos por concepto de regalías, alcanzando un total de 142.04 MMUS\$, monto equivalente al 16.4% del total de ingresos por regalías.

PAGOS REGALÍAS POR DEPARTAMENTO GESTIÓN 2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)



Nota: Las Regalías se pagan dentro de los 90 días finalizado el mes de producción sobre la base de la última liquidación emitida oficialmente por el MHE, por esta razón en algunos meses el valor de estos pagos se repite.

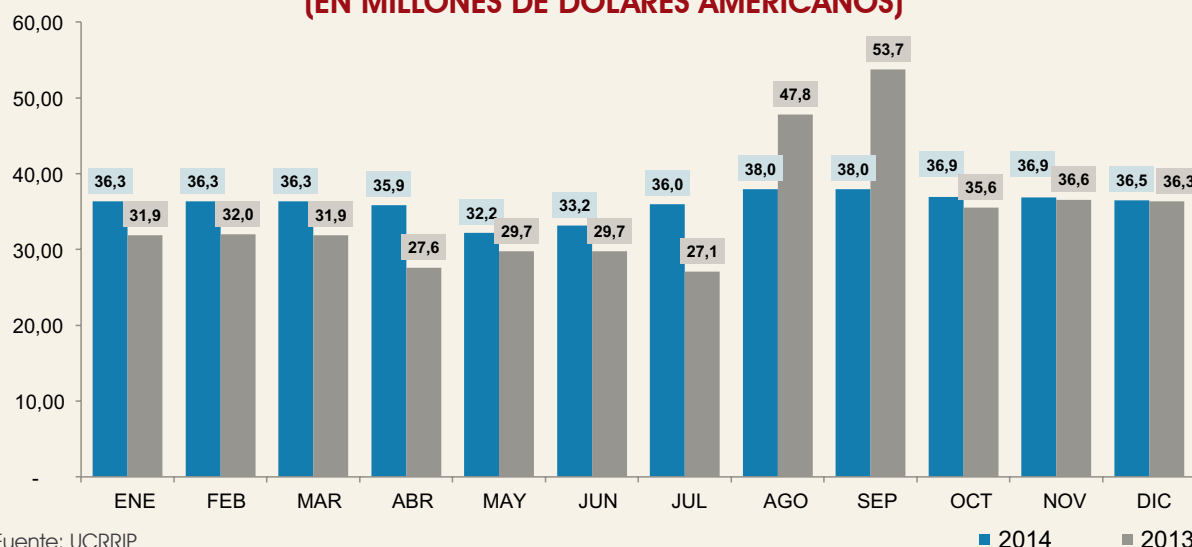
Fuente: UCRRIP

Por otra parte, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 981, de 7 de marzo de 1988, los Departamentos de Beni y Pando captan regalías mediante la Regalía Nacional Compensatoria del 1%. Durante la gestión 2014, los citados departamentos percibieron 48.05 MMUS\$ y 24.02 MMUS\$, respectivamente.

PARTICIPACIÓN AL TGN

La Participación al TGN tiene una alícuota del 6% sobre el total de producción de hidrocarburos medidos en punto de fiscalización, la cual se paga al igual que las Regalías, dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción que corresponda sobre la base de la última liquidación emitida oficialmente por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía. En el periodo de análisis, YPFB realizó un total de pagos por 432.43 MMUS\$ por concepto de la Participación al TGN, presentando un incremento de 12.48 MMUS\$ con relación al mismo periodo en la Gestión 2013.

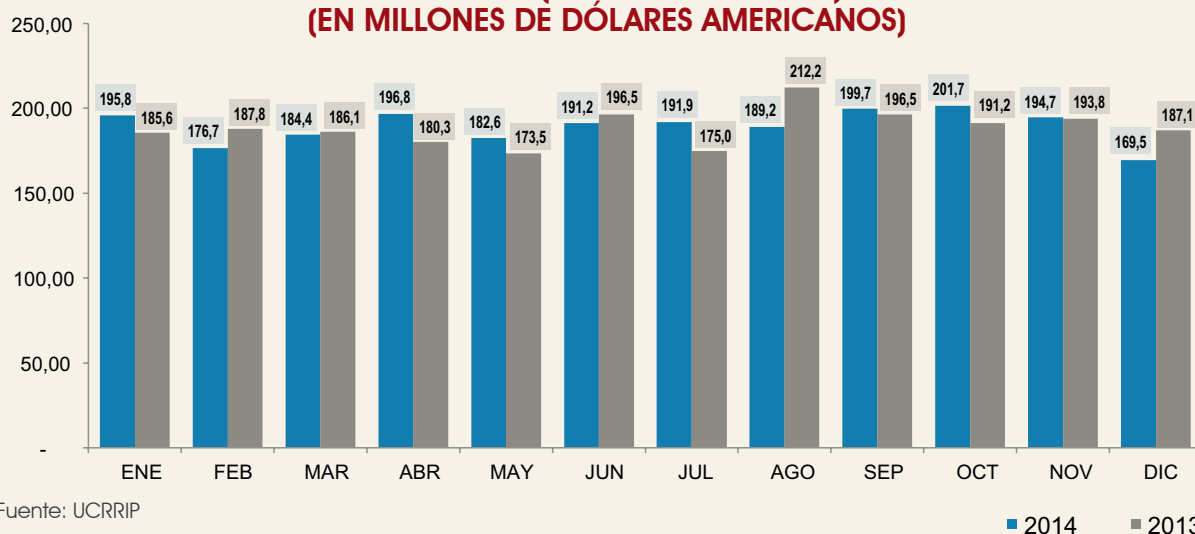
COMPARACIÓN DE LOS PAGOS POR PARTICIPACIÓN AL TGN 2013-2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)



IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS - IDH

A diferencia de las Regalías y la Participación al Tesoro General de la Nación, el IDH se paga en base a la producción fiscalizada del mes correspondiente. Entre Enero y Diciembre de 2014, YPFB realizó un pago de 2,274.32 MMUS\$ por concepto de este impuesto, presentándose un incremento de 8.64 MMUS\$ con relación a similar periodo en el año 2013. Estos ingresos son redistribuidos por el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Servicio de Impuestos Nacionales según normativa vigente, y son destinados al financiamiento de políticas gubernamentales como la Renta Dignidad, el Fondo de Educación Cívica, Fondo de Compensación, Fondo Indígena y Coparticipación a los Departamentos Productores y No Productores de Hidrocarburos.

COMPARACIÓN DE LOS PAGOS POR IDH 2013-2014 (ENERO - DICIEMBRE) (EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)



3.3 UNIDAD DE ANÁLISIS DE COSTOS Y RETRIBUCIONES - UACR

El objetivo de la UACR es centralizar la información económica de los Contratos de Operación, elaborar indicadores y reportes periódicos y realizar el análisis de los costos e inversiones petroleras en Bolivia. Las

funciones se realizan a partir de la concreción de su dotación son las siguientes:

- Centralizar toda la información financiera relacionada a los Contratos de Operación.
- Elaborar reportes estadísticos periódicos de información financiera de los Contratos de Operación, tanto para clientes internos en YPFB como para clientes externos.
- Realizar informes de análisis de información financiera, costos de operación (OPEX) e inversión (CAPEX), indicadores de la industria, etc.

Con la finalidad de cumplir con el objetivo de la unidad, se realizaron en la gestión 2014 las siguientes actividades:

DESARROLLO Y APROBACIÓN DE NUEVOS FORMULARIOS FINANCIEROS

La información reportada por los Prestadores de Servicios respondía únicamente a las estructuras contables de cada compañía, lo que resultaba en heterogeneidad de la información disponible. Se emprendió un proyecto de homogeneizar la información relacionada a Costos de Operación (OPEX), Costos de Inversión (CAPEX) tanto para obras en curso como para inversiones capitalizadas y Amortización de Inversiones Capitalizadas que entrarán en vigencia a partir de enero 2015 y con el envío retroactivo de la gestión 2014. A continuación se describe el objetivo general de cada formulario:

- **FORMULARIO FINANCIERO DE OPERACIÓN – FFO.-** El Formulario Financiero de Operaciones (FFO) tiene como objetivo el reporte de los costos de operación (OPEX) en los que incurren los Operadores. Su estructura responde a la necesidad de desglosar la información contable disponible y organizarla en elementos, grupos y centros de costo que permitan el análisis financiero de las operaciones. Los elementos y grupos de costo permiten, en definitiva, la identificación homogénea de los hechos generadores del gasto reportado por los Operadores, sin afectar la estructura contable particular de cada Operador.
- **FORMULARIO FINANCIERO DE GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS – FFGA.-** El Formulario Financiero FFGA tiene como objetivo el reporte de los costos generales y administrativos (G&A) que son distribuidos en los Contratos, Campos y Centros de Costo del Operador. Su estructura responde a la necesidad de establecer un desglose de aquellos costos indirectos reportados en el formulario FFO y su asignación en el total de

gastos generales y administrativos de la empresa, segregado de sus costos propios de Joint Venture.

- **FORMULARIO FINANCIERO DE INVERSIONES DE CAPITAL – FFI.-** El Formulario Financiero FFI tiene como objetivo el reporte de los costos de inversión (CAPEX) en los que incurren los Operadores para los diferentes proyectos que llevan adelante. Su estructura responde a la necesidad de establecer un desglose de costos de inversión por rubro, tipo de proyecto y sub-proyecto.
- **FORMULARIO FINANCIERO DE ACTIVACIÓN – FFA.-** El Formulario Financiero FFA tiene como objetivo el reporte de las notificaciones de activación contable de los proyectos ejecutados por los Operadores.

De manera paralela a la implementación de nuevos formularios financieros, se vio la necesidad de establecer sistemas informáticos que permitan la gestión y almacenamiento de información financiera de una manera confiable y trazable. En colaboración con la DNTI se puso en marcha el Sistema de Registro Financiero de Operaciones Petroleras – RFO.



ESTABLECIMIENTO DE UN PROCESO INTEGRAL PARA EL RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES

Con la finalidad de contar con información actualizada respecto a las inversiones y de contar con las responsabilidades claras de cada unidad e YPFB que gestiona estas inversiones, se desarrolló un procedimiento integral para el reconocimiento de inversiones capitalizadas con el objetivo de reducir la duplicidad de tareas y establecer un canal único de gestión de las solicitudes.

Se elaboró un flujograma detallado de todo el proceso de aprobación de una activación contable, en el que participan además de la UACR; la Unidad de Revisión de Costos, la Gerencia Nacional de Fiscalización, la Dirección de Desarrollo y Producción y la Dirección Nacional de Medio Ambiente. Finalmente, y con la finalidad de gestionar la información de mejor manera, se coordinó con la DNTI la creación de un repositorio de información

digital, de acceso a través de la intranet de YPFB en la que se clasifican y se ordenan los proyectos por Operador, Contrato, Campo y rubro.



EVALUACIÓN Y CONSOLIDACIÓN DE INFORMACIÓN DE COSTOS DE PERSONAL

Se realizó la evaluación de la estructura, poblamiento, trazabilidad y confiabilidad de la información relacionada a Planillas de Salarios del sector petrolero en Bolivia. Se consolidó una base de datos para el período 2008 – 2014 con la información reportada mensualmente por el Operador.

EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA DEL PERIODO 2007 - 2014

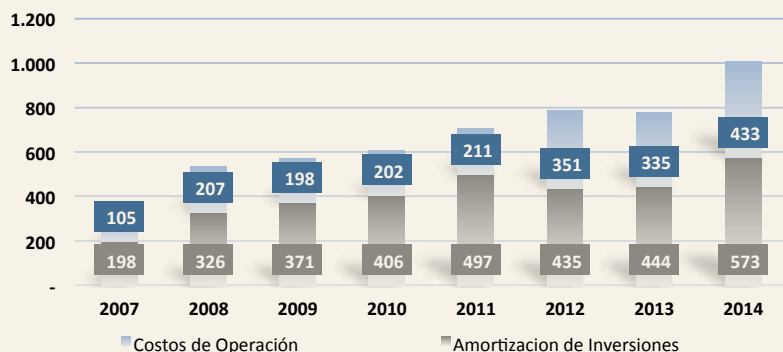
El objetivo principal de la actividad fue contar con los cimientos que permitan a la Unidad el desarrollo de reportes, indicadores y análisis de los costos petroleros. La UACR realizó la revisión de toda la información disponible, con la finalidad de asegurar que la misma es confiable y que se cuenta con procedimientos que aseguren la confiabilidad y la trazabilidad de la misma. Como resultado, se obtuvieron bases de datos planas de información para el periodo 2007 (mayo) a diciembre 2014 y cuyo resumen se presenta a continuación:

COSTOS RECUPERABLES:

Costos de Operación y Amortización de Inversiones Capitalizadas

Los Costos Recuperables son todos los costos y gastos incurridos y reportados por el Titular conforme al Procedimiento Financiero y Contable, establecido en el Contrato de Operación. Los Costos Recuperables se componen de Costos de Operación y Amortización, a continuación se muestra la composición del costo en una evolución anual:

COSTOS RECUPERABLES: Periodo: Mayo 2007 a Diciembre 2014 Expresado en Millones de Dólares Americanos



Los Costos recuperables acumulados a diciembre de 2014 alcanzan los **5.293 MMUS\$** y están compuestos:

- 61% de amortización
- 39% de Costos de Operación

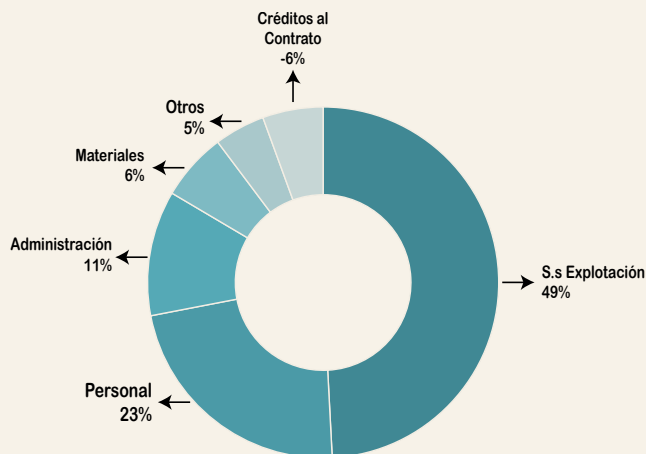
Fuente: UACR - DGEc a partir de la información reportada por los Operadores

En la gestión 2014 se han reportado 433 MMUS\$ por concepto de costos de operación donde su distribución se presenta a continuación:

COMPONENTES DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN

Periodo: Enero –Diciembre 2014

Expresado en porcentaje



“En la gestión 2014 se han reportado **433,2 MMU\$** por concepto de costos de operación”

Fuente: UACR – DGEC a partir de la información reportada por los Operadores

INVERSIONES DE CAPITAL:

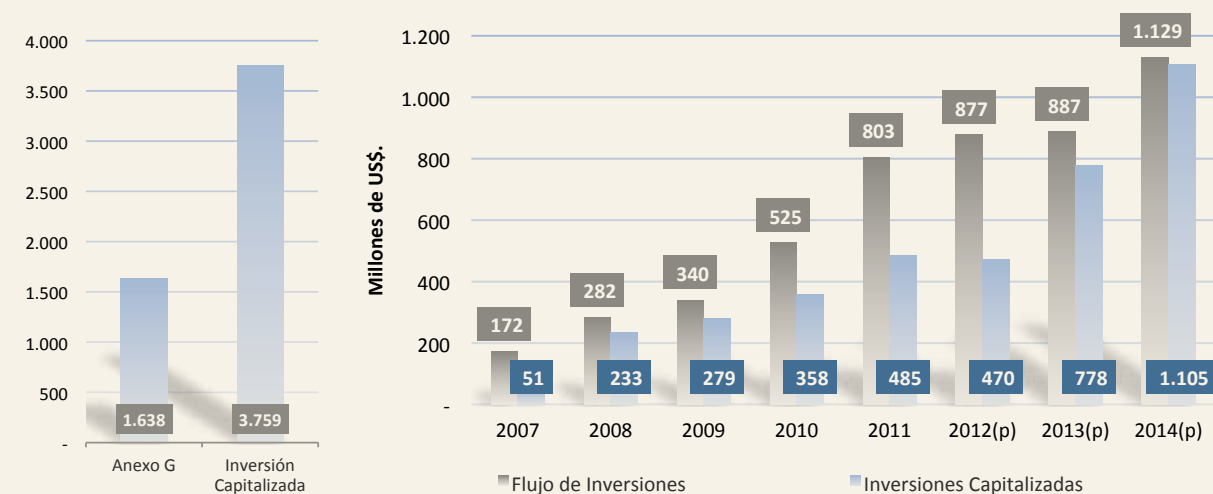
Flujo de Inversiones (obras en curso) e Inversiones Capitalizadas

Mensualmente las empresas responsables de la operación de los Contratos de Operación remiten información de Flujo de Inversiones (obras en curso); así como las notificaciones de activación contable, que se refieren a la solicitud de inicio de amortización de un proyecto de inversión exitoso concluido. A continuación se presenta la evolución anual:

INVERSIONES ANEXO G

Periodo: Mayo 2007 – Diciembre 2014

Expresado en Millones de Dólares Americanos



(p) Preliminar

Fuente: UACR - DGEC a partir de la información reportada por los Operadores

Para la gestión 2014, el flujo de inversiones puede ser analizado considerando también la ejecución del Programa de Trabajo y Presupuesto (PTP) programado.

EJECUCIÓN DE INVERSIONES POR OPERADOR

Periodo: Gestión 2014
Expresado en millones de dólares americanos

OPERADOR	EJEC 2014	PTP INICIAL		PTP MODIFICADO	
		PTP	% EJEC	PTP	% EJEC
TOTAL E&P	470	554,9	85%	525,2	90%
REPSOL E&P	236	249,2	95%	277,9	85%
PETROBRAS	154,3	270,6	57%	223,7	69%
YPFB ANDINA	85,7	128,5	67%	150,2	57%
YPFB CHACO	84,7	111,8	76%	104,8	81%
PLUSPETROL	59	157,9	37%	94,7	62%
BG BOLIVIA	19,8	16,5	121%	27,6	72%
VINTAGE	13,8	18,8	73%	19,4	71%
PESA	3,3	7,2	45%	4,2	79%
MATPETROL	1,9	5	39%	3,1	62%
CANADIAN	-	4,5	0%	1,4	0%
GTLI	-	2	0%	2,3	0%
TOTAL	1.128,60	1.526,80	74%	1.434,50	79%

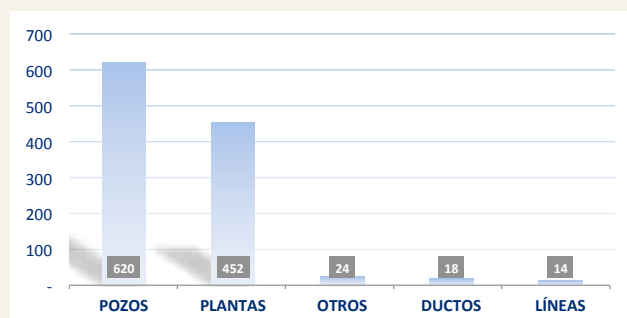
Fuente: UACR – DGEC a partir de la información reportada por los Operadores

Al mes de diciembre la ejecución acumulada de inversiones (obras en curso) es de 1.128,60 MMUS\$, lo cual representa el 74% de la ejecución del PTP 2014 inicial y un 79% del PTP modificado.

Finalmente, a diciembre de la gestión 2014 se observa que el destino principal de las inversiones es el rubro Pozo (55%) que incluye la perforación de pozos, sísmica y estudios de G&G además de otros relacionados seguido por la inversión en Plantas de Procesamiento (40%). En resumen el 95% de la inversión realizada en 2014 está destinada a Pozos y Plantas de Procesamiento.

INVERSIONES POR RUBRO

Periodo: Enero a Diciembre de 2014
Expresado en Millones de Dólares Americanos





GERENCIA NACIONAL DE FISCALIZACIÓN - GNF

CREACION Y UBICACION

La GNF se crea desde la promulgación de la Ley N°3058 de Hidrocarburos de fecha 17 de mayo de 2005, como brazo de la Vicepresidencia de Administración Contratos y Fiscalización, para cumplir con las funciones establecidas en la Ley marco del sector hidrocarburos, en concordancia con las funciones establecidas en los Estatutos de YPFB.

La GNF tiene como sede la Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija en cumplimiento al artículo 23 de la Ley N°3058 de Hidrocarburos.



FUNCIONES

En cumplimiento al Artículo 22, numeral IV incisos c) y d) de la **Ley N° 3058** de Hidrocarburos y de acuerdo a la Sección III, Artículo 31, incisos c), d), k), l), m) y o) del **Decreto Supremo N° 28324** Estatutos de YPFB, la GNF dependiente de la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización cumple las siguientes funciones:

- Fiscaliza y certifica los volúmenes de hidrocarburos en el Punto de Fiscalización de la Producción para efectos de cálculo de regalías, participación al TGN y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos.
- Registra y controla los reembolsos de las sumas pagadas por los operadores de los contratos petroleros por concepto de patentes.
- Certifica, fiscaliza y supervisa el cumplimiento de la autorización expresa dictada por el Ministerio de Hidrocarburos para la quema, inyección y uso de gas combustible.
- Supervisa la ejecución de técnicas y procedimientos modernos de explotación racional, a fin de establecer niveles de producción de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios.

Asimismo, en virtud de los Contratos de Operación, la GNF:

- Integra todas las labores de fiscalización en cuanto a las actividades de exploración, perforación, intervención y explotación de los hidrocarburos.
- Verifica y fiscaliza que estas actividades sean ejecutadas correctamente y de acuerdo a las Prácticas Prudentes de la Industria.
- Fiscaliza las actividades en campo, ejecutadas por las empresas operadoras para fines de Costos Recuperables.
- Realiza las reuniones mensuales de las Unidades de Seguimiento y Control de acuerdo al contrato de operación.

PRODUCTOS DE LA GNF

- Certificados de Producción de Hidrocarburos Mensuales.
- Certificados de quema, inyección y uso de gas combustible autorizados por el Ministerio de Hidrocarburos.
- Registros el Histórico de la producción certificada de Hidrocarburos.
- La fiscalización de la ejecución de las actividades contempladas en el Programa de Trabajo y Presupuesto.
- El cálculo anual de patentes petroleras.
- La valoración de las UTE´s (Unidades de Trabajo en Exploración). (Aclarar con VPACF)
- El Manejo der las discrepancias en relación con el Contrato de Operación en cuanto a las actividades en campo (ej. Rechazo de Costos Recuperables, Incumplimiento de normas técnicas).
- El control racional en la explotación de los reservorios.

FISCALES DE LA VPACF - GNF

Los fiscales de la GNF destacan la presencia de YPFB en representación del Estado Boliviano en cada campo, pozo, planchada y sísmica del país verificando cada actividad "in situ" para que éstas se realicen en el marco de las normas de la industria. Verificando el cumplimiento de los Contrato de Operación "in situ". Estos fiscales son los

que revisan los programas de trabajo presentados por las operadoras y verifican que estos trabajos se hayan realizado de manera adecuada para el reconocimiento de los costos recuperables conforme al DS. 29504.



PROYECTOS DE GEOFISICA EJECUTADOS POR YPFB

YPFB en su plan de exploración a través de la operadoras Repsol, Petroandina, YPFB Chaco S.A., YPFB Andina S.A. y Pluspetrol, llevó adelante la adquisición sísmica de siete proyectos geofísicos en las gestiones 2014 – 2015, las áreas estudiadas comprenden, Huacaya, Margarita Sur, Iñau, Itacaray, Palacios Norte y Tacobo-Curiche-Tajibo, respectivamente. La Unidad de Control de Geología y Geofísica (UCGG), dependiente de la VPACF-GNF-DGP, realizó la fiscalización y verifico la correcta ejecución de los proyectos mencionados.

Repsol llevó adelante la adquisición de datos sísmicos en los campos de Huacaya y Margarita Sur, de los departamentos de Chuquisaca (Prov. Luis Calvo) y Tarija (Prov. Gran Chaco) con los proyectos Huacaya 3D con un área de 543km², Huacaya Norte 2D y Margarita Sur 2D, 91km y 176km lineales respectivamente, el proyecto se llevó acabo del



Fig. 1. Proyecto Huacaya 3, desarrollo de trabajos y resultados preliminares obtenidos

10 de Noviembre de 2013 Octubre del 2014, para tal cometido se empleó un sistema novedoso de NODOS (inalámbrico). El objetivo de iluminar las formaciones devónicas y carboníferas del Sub Andino Sur.

Petroandina SAM, realizo la adquisición de datos sísmicos 2D con una longitud de 498.78km en el Área Iñau Sub Andino Sur en el Departamento de Chuquisaca, del 19 de Octubre del 2013 ha Junio del 2014, con el objetivo de iluminar las Formaciones Devónicas de la zona.

YPFB Chaco S.A., realizó la adquisición sísmica de 40 km lineales en el área de Itacaray Sub Andino Sur, en la Provincia Luis Calvo departamento de Chuquisaca, del 18 de Junio al 29 de Julio de 2014. El objetivo de iluminar las Formaciones Devónicas del área.

YPFB Andina realizo la adquisición de datos sísmicos en el área de Palacios Norte-Sara Boomerang, del 05 de Octubre al 04 de Diciembre de 2014, con una longitud de 115 km, en las provincias Ichilo y Sara del departamento Santa Cruz. El objetivo principal es iluminar las formaciones Petaca - Yantata.

Pluspetrol realizó la adquisición de datos sísmicos 3D en los campos Tacobo-Curiche (715km²) y sísmica 2D en el campo Tajibo (30km) en el Departamento de Santa Cruz Provincia Cordillera, desde el 25 de septiembre de 2014 hasta Enero de 2015. El objetivo principal es iluminar las Formaciones Devónicas del bloque bajo de la zona.



Fig. 2. Campamento Volante Proyecto Palacios Norte 2D.



Fig. 3. Actividades realizadas en el Proyecto Tacobo-Curiche y Tajibo.





Dirección de Servicios de Perforación (DSP)

CREACION DE LA DIRECCION DE SERVICIOS DE PERFORACION - DSP

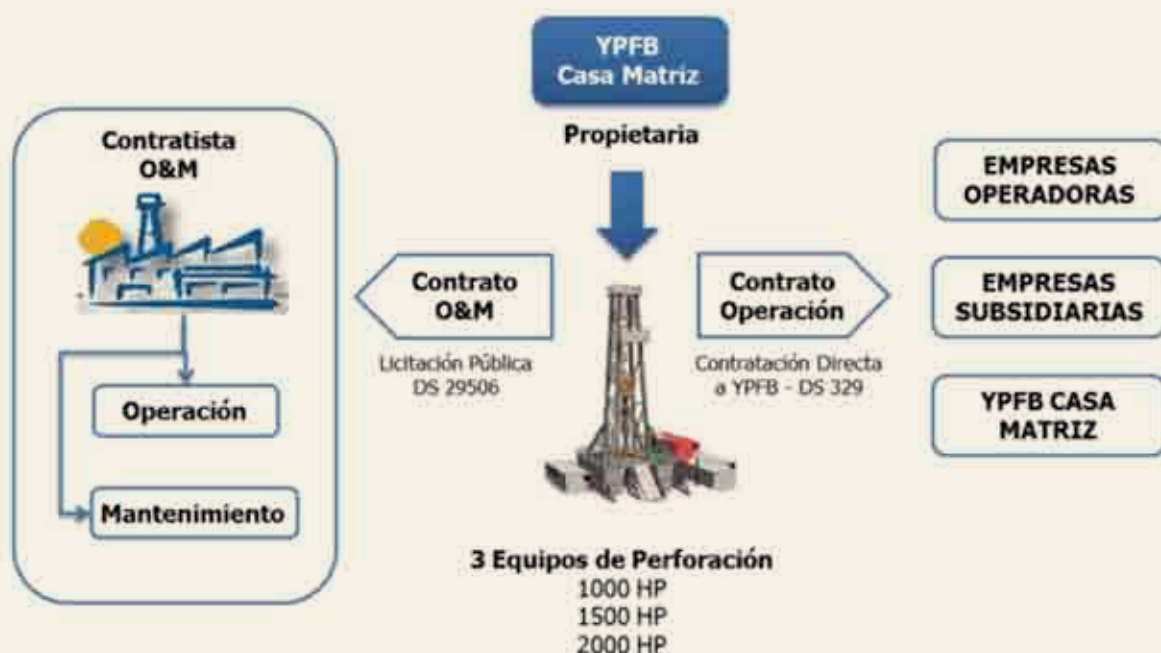
La Dirección de Servicios de Perforación fue creada el 25 de septiembre de 2012 a través de Resolución de Directorio N° 077/2012 dependiente de la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización con el objetivo de asumir funciones de supervisión de los servicios de operación y mantenimiento de los Taladros de Perforación adquiridos por YPFB buscando prestar servicios de perforación, terminación e intervención en pozos de petróleo y gas a empresas de la Corporación como a empresas privadas que realicen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Esta Dirección dependiente de la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización operará los 3 equipos adquiridos por YPFB y realizará las gestiones administrativas para garantizar su pleno empleo y rentabilidad.

YPFB retoma las actividades operativas en Perforación después de muchos años en que las empresas estratégicas fueron capitalizadas, permitiendo que YPFB participe en todas las actividades de la cadena productiva.

YPFB a través de la Dirección de Servicios de Perforación – DSP como titular de los equipos ejecutará la perforación de pozos exploratorios tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en proyectos que lleve adelante como Casa Matriz, en proyectos dirigidos por las Subsidiarias YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A. y YPFB Petroandina S.A.M., así como en proyectos a cargo de las empresas operadoras que tienen vigentes contratos petroleros.

La grafica siguiente muestra la forma de como YPFB está llevando adelante las actividades de perforación:



El ícono más reconocible de la industria del petróleo y gas es una torre que sobresale por su altura en la localización del pozo. El equipo de perforación representa la culminación de un proceso de exploración intensivo; sólo puede validarse un área prospectiva mediante la perforación de un pozo.

OBJETIVOS GENERALES

- Fortalecer la Corporación YPFB con la adquisición de herramientas y Equipos de Perforación
- Cumplir con los compromisos asumidos por el gobierno nacional, reactivando la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo de campos mediante la perforación de pozos, con el fin de incrementar las reservas de hidrocarburos para la exportación de gas natural y satisfacer la demanda del mercado interno
- YPFB recupera su rol operativo en la actividad exploratoria Coadyuvar a los procesos exploratorios en nuevas áreas, desarrollo de campos existentes y mantenimiento de la producción en los campos de explotación e intervención de pozos

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Perforación de pozos exploratorios y de desarrollo de Gas y Petróleo
- Perforación e Intervención de pozos de desarrollo gasíferos y petrolíferos

EQUIPOS DE PERFORACION ADQUIRIDOS

Los tres equipos adquiridos de la fábrica China RG Petromachinery a través de la empresa Estatal China CAMC, son Equipos de última generación Modelo 2012, con sistemas electrónicos VFD y MCC controles especializados para todos los parámetros de perforación, las partes principales de generación y distribución de energía son de origen USA y alemán lo que da más garantía de la solidez técnica de los mismos.

La efectiva coordinación con la empresa CAMC, la empresa SUNLINE (empresa de logística China contratada por CAMC), y su empresa de transporte EXPRINTER contratada por SUNLINE; a su vez la coordinación con la Administración de Servicios Portuarios Bolivia –ASPB, la Aduana Nacional de Bolivia – ANB, la Almacenera Boliviana – ALBO S.A., y la Terminal de Puerto Arica - TPA se hizo el seguimiento correspondiente a la salida de los equipos desde el Puerto Chino hasta la recepción de los mismos en dependencias de YPFB, habiéndose realizado toda la logística y gestiones de Comercio Exterior sin mayores contratiempos e imprevistos, empleando en todo el proceso tiempos razonablemente necesarios y de acuerdo a lo planificado.

Durante el segundo semestre 2013 tal como estaba previsto en el Contrato y Adenda suscrita con la empresa CAMC proveedora de los Equipos de Perforación, se recibió en el Distrito Comercial Oriente de YPFB, la totalidad de la carga que conformaba el Equipo de Perforación de 2000HP, la misma que comprendía 166 unidades de transporte entre tráilers y lowboys.

A partir del mes de Noviembre 2013 se comenzó a recibir el Equipo de Perforación de 1500HP en los predios del Distrito Comercial Oriente, el total de la carga estuvo compuesta por 126 unidades de transporte entre tráilers y lowboys; al cierre del mes de Enero 2014 se recibió el 100% del mismo.

El tercer Equipo de Perforación de 1000HP salió del puerto Chino en abril de 2014, arribando al puerto de Arica-Chile en Mayo 2014 y se recibió el total de la carga en predios de YPFB en agosto 2014, cuya carga estaba conformada por 114 unidades de transporte entre tráilers y lowboys.



> Vista de los tres equipos armados en China



> Partes de los equipos recibidos en Santa Cruz



➤ Vistas del equipo armado en China para su inspección y pruebas

CARACTERISTICAS EQUIPO DE PERFORACION YPFB 39 DE 2000HP

Tipo Equipo:	Modelo y Fabricante	Eléctrico 2000 HP (5 Motores-Generadores) Año Fabricación 2012
Mástil	(JJ 590) RG	46.32m altura, tiro Triple capacidad nominal 1.300.000 Lbs.
Top Drive	1275 AC CANRIG	Capacidad 750Tn de 1200 HP. (FABRICACIÓN USA)
Bombas de lodo	(F-1600) RG	3 Unidades Max. Presión de descarga 5000psi, Max Q 800 gpm de 1600HP.
Motores y Generadores	3512-B CAT	5 Unidades 3512B. 1900 kva c/uno. CATERPILLAR (FABRICACIÓN USA).
VFD-MCC	(S-7300) Siemens	Energía clasificada: 1200KW 600V 50HZ; 37 KW 400 V 50HZ. (FABRICACIÓN ALEMANA)
BOP's:	SHENKAI	STACK 13.5/8"x 5000psi y 11"x 10000 psi, ANULAR DE 21,1/4» 2000psi.
Misceláneos:		Campamento completo para 100 personas, Bus para transporte personal, pala cargadora de 5 Tn, grúa de 35 Tn, Tanques para agua, diesel, almacenes-talleres y tres camionetas doble cabina Nissan Frontier de industria Japonesa.



➤ Vista de la consola de control en la caseta del perforador.



➤ Vista de un motor Caterpillar para generación de energía para el equipo.

CARACTERISTICAS EQUIPO DE PERFORACION YPFB 40 DE 1500HP

Tipo Equipo:	Modelo y Fabricante	Eléctrico 2000 HP (5 Motores-Generadores) Año Fabricación 2012
Mástil	(JJ450) RG	45.7m altura, tiro Triple capacidad nominal 1.000.000 lbs.
Top Drive	CANRIG 8050 AC	Capacidad 500 Tn de 800HP Nominal. (FABRICACIÓN USA)
Motores y Generadores	CATERPILLAR	4 Unidades 3512B. 1900 kva c/uno. CATERPILLAR (FABRICACIÓN USA)
VFD-MCC	Siemens	Energía clasificada: 1200KW 600V 50HZ; 37 KW 400 V 50HZ. (FABRICACIÓN ALEMANA)
BOP's:	SHENKAI	5.000 y 10.000 Psi (13.5/8" y 11"), unidad acumuladora de Presión (FKQ960-7) de 211 gal.
Misceláneos:		Campamento completo para 100 personas, Bus para transporte personal, para cargadora de 5 Tn, grua de 35 Tn, Tanques para agua, diesel, Almacenes-Talleres y tres camionetas doble cabina Nissan Frontier de industria Japonesa.



➤ Vista del Preventor y Grúas que vienen con cada equipo.

CARACTERISTICAS EQUIPO DE PERFORACION YPFB 41 DE 1000HP

Tipo Equipo:		Eléctrico 1500 HP (4 Motores-Generadores) Año Fabricación 2012
Mástil	(JJ -340) RG	42.7m altura, tiro Triple capacidad nominal 750.000 lbs.
Cable de perforación	6x19 S+IWRC	1.1/4" Longitud de 3900m.
Top Drive	CANRIG 6027AC	Capacidad 275 Tn. 600 HP (FABRICACIÓN USA)
Motores y Generadores	3512B CAT	3 Unidades 3512B. 1900 kva c/uno. CATERPILLAR (FABRICACIÓN USA)
VFD-MCC	Siemens	Energía clasificada: 1200KW 600V 50HZ; 37 KW 400 V 50HZ.
(FABRICACIÓN ALEMANA)	SHENKAI	5.000 y 10.000 Psi (13.5/8" y 11"), unidad acumuladora de Presión (FKQ960-7) de 211 gal.
Otros Equipos:		Silos para barritina 25 m3, Grúa 35 Tn, Montacarga 5 Tn. Elevadores y cuñas neumáticas y manuales, Llaves hidráulicas y manuales. Sistema de control y monitoreo de parámetros de perforación, niveles cajones de lodo, etc.

ESTADO ACTUAL DE LOS TRES EQUIPOS DE PERFORACION DE PROPIEDAD DE YPFB

Equipo YPFB-01 (1500HP)

El equipo de perforación YPFB-01 a la fecha se encuentra en la fase final de perforación del pozo BBL-16D de la empresa YPFB Chaco y preparando el inicio de los trabajos de completación.

Los próximos trabajos a realizar por este equipo serán con la empresa subsidiaria YPFB Chaco



➤ Equipo YPFB-01 Izaje del mástil en pozo BBL-16D



➤ Equipo YPFB-01 en pozo BBL-16D

Equipo YPFB-02 (2000HP)

El equipo de perforación YPFB-02 a la fecha se encuentra en la fase inicial de perforación del pozo DRD-X1001 de la empresa YPFB Chaco y según el programa de perforación serán aproximadamente 4000 mts, los que se perforen.

Los próximos trabajos a realizar por este equipo serán con la empresa subsidiaria YPFB Chaco.



➤ Equipo YPFB-02 izaje del mástil en pozo DRD-X1001



➤ Equipo YPFB-02 en pozo DRD-X1001



➤ Equipo YPFB-02 en pozo DRD-X1001

Equipo YPFB-03 (1000HP)

El equipo de perforación YPFB-03 se encuentra en pleno montaje previo al inicio de pruebas en la base de la Dirección de Servicios de Perforación de YPFB.

La primera perforación programada con este equipo será para la operadora YPFB Andina S.A..



➤ Equipo YPFB-03



➤ Equipo YPFB-03



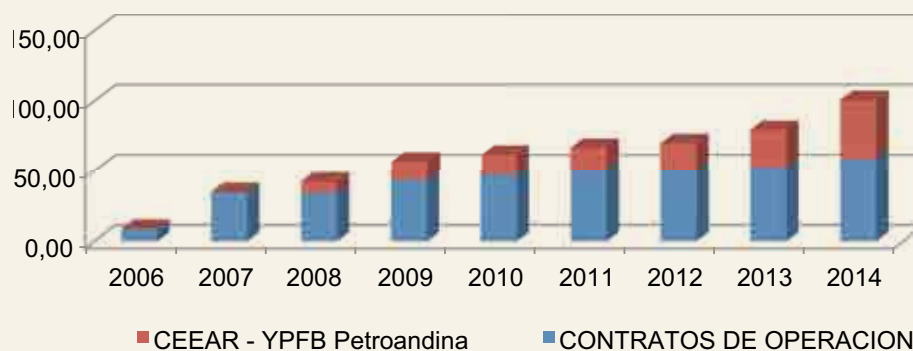
Pago de Patentes Petroleras

Pago de Patentes Petroleras.- En cumplimiento a los Artículos 47 al 50 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y Reglamento de Pago de Patentes aprobado por Decreto Supremo N° 28457 de 24/11/2005, modificado por Decreto Supremo N° 29846 de 10/12/2008, las Patentes Petroleras reembolsadas por los Titulares de Contratos de Operación y Contratos

de Exploración y Explotación en Áreas Reservadas, desde la gestión 2006 al 31 de diciembre 2014 ascienden a un total de MMBs524,04 (Quinientos veinticuatro 04/100 Millones de Bolivianos), importe que no incluye las Áreas de Contrato bajo causal de Fuerza Mayor: Tuichi, Amboró Espejos y Río Hondo, debido a que se encuentran en Áreas Protegidas.

REEMBOLSO DE PATENTES PETROLERAS GESTIONES 2006 A 2014 POR CONTRATOS PETROLEROS - EN MILLONES DE BOLIVIANOS

POR TIPO CONTRATOS Y POR GESTIONES										
CONTRATOS:	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
CONTRATOS DE OPERACIÓN	8,74	34,63	34,31	43,26	47,58	49,95	50,07	52,46	62,04	383,05
CEEAR - YPFB Petroandina	0,00	0,00	7,75	13,47	14,09	16,73	19,84	26,95	42,03	140,87
CSP EEAR - Eastern Petróeum	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,10	0,00	0,12
TOTAL	8,74	34,63	42,06	56,73	61,68	66,68	69,93	79,51	104,07	524,04



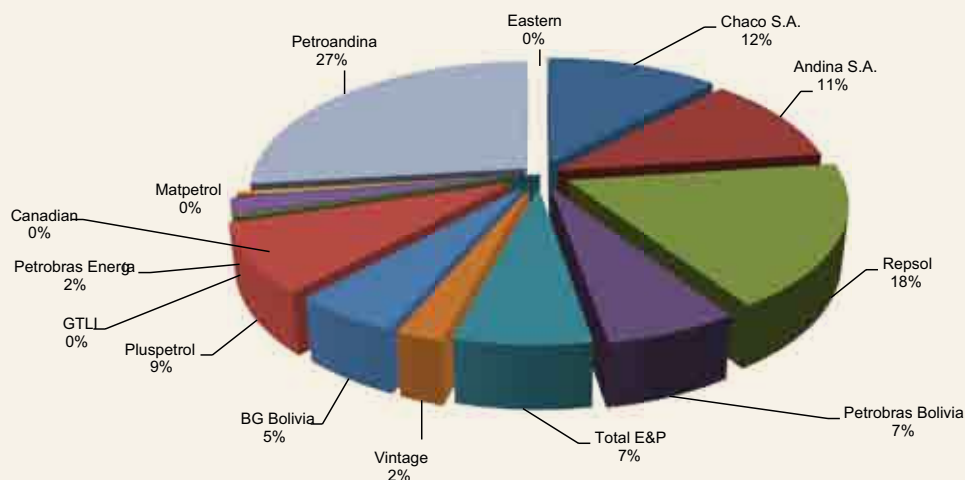
REEMBOLSO DE PATENTES PETROLERAS GESTIONES 2006 A 2014 POR COMPAÑÍAS PETROLERAS - EN MILLONES DE BOLIVIANOS

POR COMPAÑÍAS PETROLERAS											
Nº	Empresas	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
1	YPFB Chaco S.A.	1,37	5,41	5,34	6,88	7,20	7,47	8,94	9,36	10,84	62,81
2	YPFB Andina S.A.	1,17	4,61	4,56	5,87	6,14	7,06	8,80	9,22	9,87	57,31
3	Repsol E&P Bolivia S.A.	2,17	8,59	8,82	11,42	14,80	15,06	10,40	10,89	11,50	93,65
4	Petrobras Bolivia S.A.	0,80	3,18	2,89	3,76	3,31	4,77	4,76	4,98	6,11	34,56
5	Total E&P Bolivie	0,97	3,85	3,80	3,89	4,16	3,40	3,79	3,97	7,56	35,40
6	Vintage Petroleum Bol.	0,29	1,13	1,12	1,44	1,51	1,54	1,69	1,77	1,89	12,37
7	BG Bolivia	0,60	2,39	2,37	3,05	3,19	3,25	3,56	3,73	5,28	27,43
8	Pluspetrol Bolivia Corporation	1,04	4,13	4,08	5,26	5,50	5,60	6,15	6,44	6,80	44,99
9	Gas To Liquid International S.A.	0,03	0,10	0,10	0,13	0,14	0,14	0,15	0,16	0,17	1,13
10	PESA - Petrobras Argentina SA	0,24	0,95	0,94	1,21	1,26	1,28	1,41	1,48	1,56	10,33
11	Canadian Energy Enterprises	0,02	0,08	0,07	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12	0,83
12	Matpetrol S.A.	0,05	0,21	0,21	0,26	0,28	0,28	0,31	0,32	0,34	2,26
13	YPFB Petroandina SAM	0,00	0,00	7,75	13,47	14,09	16,73	19,84	26,95	42,03	140,87
14	Eastern Petroleum							0,02	0,10	0,00	0,12
TOTAL REEMBOLSADO AL 31/12/14		8,74	34,63	42,06	56,73	61,68	66,68	69,93	79,51	104,07	524,04

Notas:

- 2006: Corresponde a patentes cuarto trimestre del año por suscripción Contratos de Operación en octubre 2006.
- 2008: La Empresa Petrolera Andina S.A. cambió de razón social en FUNDAEMPRESA fecha 23/09/2008, denominándose YPFB Andina S.A. La Empresa Petrolera Chaco S.A. cambió de razón social en la gestión 2008, denominándose YPFB Chaco S.A.
- 2009: Contrato de Cesión del 100% del Área Palmar de la empresa Dong Won Corporation Sucursal Bolivia en favor de Gas To Liquid International S.A. protocolizado el 28/08/2009.
- 2011: El Contrato de Operación Bloque XX, Tarija Oeste, Campo Itaú, operador por TEPBO, cambió de operador a Petrobras Bolivia S.A. con contrato protocolizado el 31 de enero de 2011 y entró en operación comercial el 2 de febrero de 2011.
- 2013: Huacareta (BG Bolivia Corporation), Dorado Oeste, San Miguel, Isarsama (YPFB CHACO SA), Cedro (Petrobras Bolivia SA) y Azero (TEPBO): Pago duodécimas por activarse obligación de pago de patentes.
- 2014: Vintage Petroleum, incluye el pago adicional por concepto de pago de Patentes fuera de plazo. (Bs26,608,72). Chimoré 1: incluye el pago de Bs8,944,13 por concepto de Patente Incremental por cambio de fase exploratoria. Carohuaicho 8A, Carohuaicho 8B y Oriental: Pago duodécimas por activarse obligación de pago de patentes.

REEMBOLSO PATENTES GESTIONES 2006-2014



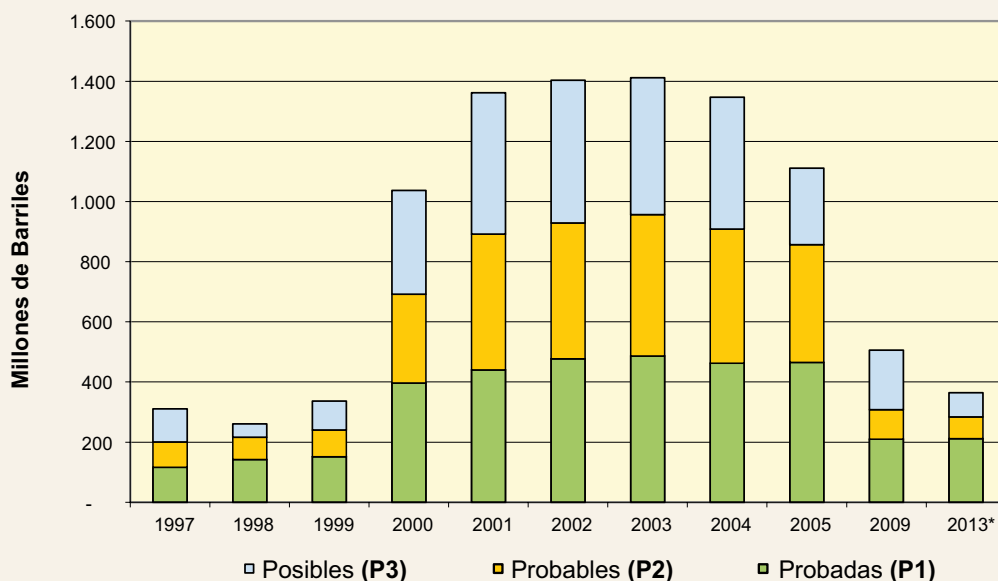
A efecto de cumplir con lo señalado por normativa legal inherente a las Patentes Petroleras, una vez efectivizados en la cuenta fiscal de YPFB, los reembolsos de Patentes por parte de las Empresas Operadoras que suscribieron Contratos de Exploración y/o Explotación con YPFB, la Gerencia

de Administración y Finanzas Corporativa, viabiliza en el plazo de 24 horas, la transferencia de dichos recursos a la cuenta Transitoria del TGN habilitada en el Banco Central de Bolivia, para que posteriormente el Tesoro General de la Nación proceda a la distribución de estos recursos según lo establecido.



Certificación de Reservas de Hidrocarburos

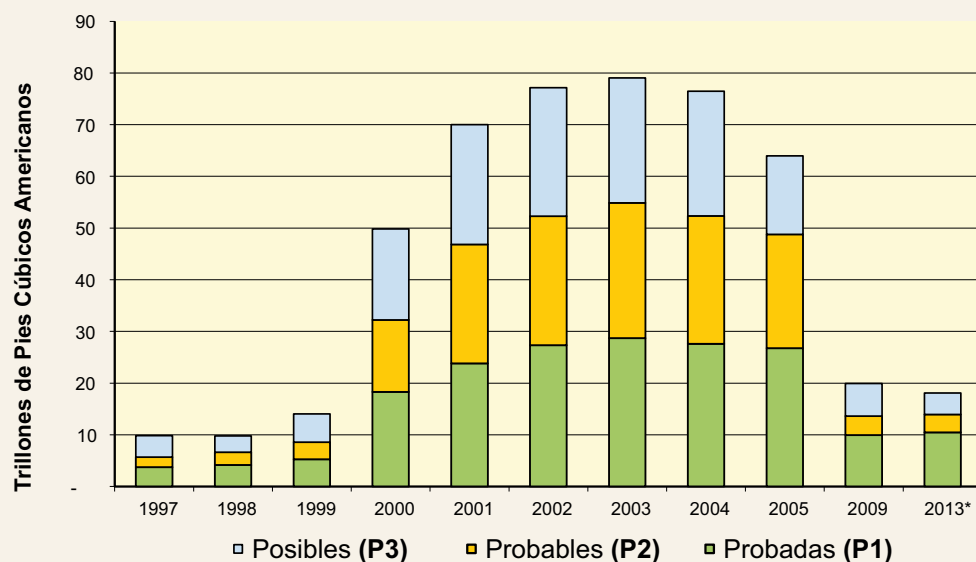
RESERVAS DE PETROLEO/CONDENSADO



Pet/Cond (MMBbl)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2009	2013*
Probadas (P1)	116,1	141,9	151,9	396,5	440,5	477,0	486,1	462,3	465,2	209,8	211,5
Probables (P2)	84,8	74,8	88,6	295,5	451,5	452,1	470,8	446,5	391,4	98,2	72,3
P1 + P2	200,9	216,7	240,5	692,0	892,0	929,1	956,9	908,7	856,6	308,0	283,7
Posibles (P3)	110,2	43,6	96,5	345,1	469,8	473,9	454,8	437,7	254,7	198,2	80,4

(*) Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de diciembre de 2013, realizado por la empresa internacional GLJ Petroleum Consultants.

RESERVAS DE GAS NATURAL



Gas Natural (TCF)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2009	2013*
Probadas (P1)	3,75	4,16	5,28	18,31	23,84	27,36	28,69	27,62	26,74	9,94	10,45
Probables (P2)	1,94	2,46	3,30	13,90	22,99	24,93	26,17	24,73	22,02	3,71	3,50
P1 + P2	5,69	6,62	8,58	32,21	46,83	52,29	54,86	52,35	48,76	13,65	13,95
Posibles (P3)	4,13	3,17	5,47	17,61	23,18	24,87	24,20	24,10	15,20	6,27	4,15

(*) Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de diciembre de 2013, realizado por la empresa internacional GLJ Petroleum Consultants.



CONTRATOS PETROLEROS

La Ley N° 3058 de Hidrocarburos de fecha 17 de mayo de 2005, norma las actividades hidrocarburíferas de acuerdo a la Constitución Política del Estado y establece los principios y procedimientos fundamentales que rigen en todo el territorio nacional para el sector Hidrocarburífero.

El Artículo 22 de la Ley N° 3058, establece la refundación de YPFB como empresa autárquica de derecho público para que participe en todas las actividades de la cadena productiva hidrocarburífera y que a nombre y representación del Estado, ejerce el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos y lo representa en la suscripción de contratos petroleros.

- El Decreto Supremo N° 28701 de Nacionalización de los Hidrocarburos de 1 de mayo de 2006, estableció que las empresas petroleras que hasta ese momento operaban en Bolivia bajo contratos de riesgos compartido debían migrar a nuevos contratos petroleros que cumplan con los actuales requisitos legales y constitucionales, razón por la que en octubre de 2006, YPFB suscribió 44 Contratos de Operación (CO) con 15 empresas petroleras, los mismos que entraron en vigencia a partir del 2 y 3 de mayo de 2007.
- Al 31 de diciembre de 2014 se encuentran vigentes 41 CO, en razón a que el CO para el Área Irenda no fue protocolizado, por lo tanto, no surtió efecto. Por otra parte, los COs para el Área Charagua y para el Área Ingre fueron devueltos al Estado y posteriormente asignados como Áreas Reservadas a favor de YPFB.

En el Cuadro N° 1 se detalla las Áreas con Contratos de Operación vigentes, suscritos entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y los Titulares de las empresas petroleras.

Cuadro N° 1: CONTRATOS DE OPERACIÓN VIGENTES a Diciembre 2014

No	Fecha Suscripción	Fecha Efectiva	Operador	Área de Contrato	Área de Exploración	Área de Explotación
1	27-oct-06	02-may-07	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.Suc.Bol.	Chaco	-	Chaco Sur
				Porvenir	-	Porvenir
				Naranjillos		Naranjillos
2	27-oct-06	02-may-07	Total E&P Bolivie Sucursal Bolivia	Ipati	-	Incahuasi
3	28-oct-06	02-may-07	BG Bolivia Corporation Sucursal Bolivia	Bloque XX Tarija Este	-	Palo Marcado
				La Vertiente	-	La Vertiente, Escondido, Taiguati
				Los Suris	-	Los Suris
4	28-oct-06	02-may-07	YPFB Chaco S.A	Chimoré I	Chimoré I	Kanata, Kanata Norte
				Juan Latino II	-	Percheles
				San Ignacio	-	San Ignacio
				Los Cusis	-	Los Cusis
				Vuelta Grande	-	Vuelta Grande
				Santa Rosa	-	Santa Rosa
				Santa Rosa W	-	Santa Rosa W
				San Roque	-	San Roque
				Palometas NW	-	Palometas NW
				Bulo Bulo	-	Bulo Bulo
				Patujusal	-	Patujusal, Patujusal Oeste
				Humberto Suárez Roca	-	Humberto Suárez Roca
				Los Monos	-	Los Monos
				Katari	-	Katari
				Junín	-	Junín
				Churumas	-	Churumas
				Carrasco	-	Carrasco, Carrasco Footwall
				Caigua	-	Caigua
				Montecristo	-	Montecristo
5	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Patujú	-	Patujú
6	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Víbora	-	Víbora
7	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Sirari	-	Sirari
8	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Guairuy	-	Guairuy
9	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Río Grande	-	Río Grande
10	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Cobra	-	Cobra
11	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Yapacaní	-	Yapacaní
12	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Boquerón	-	Boquerón
13	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Grigotá	-	Los Sauces
14	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Palacios	-	Palacios
15	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Amboró Espejos	Amboró Espejos	-
16	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Camiri	-	Camiri
17	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Puerto Palos	-	Puerto Palos
18	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Enconada	-	Enconada

Cuadro N° 1: CONTRATOS DE OPERACIÓN VIGENTES a Diciembre 2014 Cont

19	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Sara Boomerang III	Sara Boomerang III	Los Penocos, Arroyo Negro
20	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Cascabel	-	Cascabel
21	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	Sara Boomerang I	Sara Boomerang I	-
22	28-oct-06	02-may-07	YPFB Andina S.A.	La Peña-Tundy	-	La Peña-Tundy
23	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia	Cambeiti	-	Cambeiti
24	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia	Surubí	-	Surubí, Paloma, Suburí Bloque Bajo
25	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia	Tuichi	Tuichi	-
26	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia	Mamoré I	-	Surubí Noroeste
27	28-oct-06	02-may-07	Petrobras Bolivia S.A.	Bloque XX Tarija Oeste	-	Itaú
28	28-oct-06	02-may-07	Total E&P Bolivie Sucursal Bolivia	Aquio	-	Aquio
29	28-oct-06	02-may-07	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	Yacuiba	-	Madrejones Boliviano
				San Isidro	-	Tacobo-Curiche, Tajibo
				Río Seco	-	Río Seco
				O'Connor-Huayco	-	Huayco
30	28-oct-06	02-may-07	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	Bermejo-Toro- Barredero-Tigre, San Telmo	-	Bermejo-Toro-Barredero- Tigre, San Telmo
31	28-oct-06	02-may-07	GTL International	Palmar	-	Palmar
32	28-oct-06	03-may-07	Canadian Energy Enterprises CEE Bolivia SRL	Warnes	-	Warnes
33	28-oct-06	02-may-07	Petrobras Argentina S.A. Sucursal Bolivia	Colpa y Caranda	-	Colpa-Caranda
34	28-oct-06	02-may-07	Petrobras Bolivia S.A.	Río Hondo	Río Hondo	-
35	28-oct-06	02-may-07	Petrobras Bolivia S.A.	San Alberto	-	San Alberto
36	28-oct-06	02-may-07	Petrobras Bolivia S.A.	San Antonio	-	Sábalo
37	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia S.A.	Monteagudo	-	Monteagudo
38	28-oct-06	02-may-07	Repsol E&P Bolivia S.A.	Caipipendi	-	Margarita, Huacaya
39	28-oct-06	02-may-07	Matpetrol S.A	Tatarenda	-	Tatarenda
40	28-oct-06	02-may-07	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	Ñupuco	-	Ñupuco
41	28-oct-06	02-may-07	YPFB Chaco S.A.	El Dorado	-	El Dorado

Notas:

2008: La Empresa Petrolera Andina S.A. cambió de razón social en FUNDEMPRESA fecha 23/09/2008, denominándose YPFB Andina S.A.
La Empresa Petrolera Chaco S.A. cambió de razón social en la gestión 2008, denominándose YPFB Chaco S.A.

2009: Contrato de Cesión del 100% del Área Palmar de la empresa Dong Won Corporation Sucursal Bolivia en favor de Gas To Liquid International S.A. protocolizado el 28/08/2009.

2011: El Contrato de Operación Bloque XX, Tarija Oeste, Campo Itaú, operador por TEPBO, cambió de operador a Petrobras Bolivia S.A. con contrato protocolizado el 31/01/2011 y entró en operación comercial el 02/02/2011.

2013: BG Bolivia devolvió el campo Ibibobo de 3.54 parcelas, ubicado en el Bloque XX Tarija Este, por finalización del periodo de retención con fecha efectiva 06/09/2013.

El Artículo 34 de la Ley N° 3058, señala que se reservarán áreas de interés hidrocarburífero, tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales, a favor de YPFB para que desarrolle actividades de exploración y explotación por sí o en asociación con terceros.

- En cumplimiento a lo que dispone la Ley N° 3058, mediante Decretos Supremos N° 29130 de 13 de mayo de 2007 y N° 29226 del 9 de agosto de 2007, se otorgan, conceden y adjudican a YPFB áreas de interés hidrocarburífero a objeto de su exploración y explotación por sí o en asociación; para este fin, se conforma la empresa YPFB-Petroandina S.A.M., donde YPFB tiene la mayoría accionaria, en el marco del Acuerdo de Cooperación Energético suscrito en el año 2006 entre los Presidentes de la República de Bolivia y la República Bolivariana de Venezuela.

En fecha 3 de abril de 2008, YPFB suscribió con YPFB-Petroandina S.A.M. dos Contratos de Exploración y Explotación de Áreas Reservadas para los Bloques Aguarague Norte, Aguarague Centro, Aguarague Sur "A" y Aguarague Sur "B", Iñau, Iñiguazu y Tiacia en Zona Tradicional (ZT) y para los Bloques Secure, Madidi, Chispani, Lliquimuni y Chepite en Zona No Tradicional (ZNT); contratos que entraron en vigencia el 18 de septiembre de 2008.

En el Cuadro N° 2 se detalla los Contratos de Exploración y Explotación de Áreas Reservadas suscritos con YPFB-Petroandina S.A.M. vigentes al 31 de diciembre de 2014.

CUADRO N° 2: ÁREAS ASIGNADAS A YPFB-PETROANDINA S.A.M

N°	Área con actividad bajo contrato
1	LLIQUIMUNI (NT)
2	IÑAU (T)
3	AGUARAGUE SUR "A" (T)
4	IÑIGUAZU (T)

Fuente: GNAC - YPFB

- En el marco del Decreto Supremo N° 0459 del 24 de marzo de 2010, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió las Resoluciones Ministeriales N°150-2010 de 07 de mayo de 2010 y N° 262 de 14 de junio de 2011 donde se establecen los aspectos generales sobre la ejecución de actividades de Exploración y Explotación, la selección de empresas, conformación de la Sociedad de Economía Mixta en la etapa de explotación, así como aspectos para la elaboración de contratos bajo el régimen de prestación de servicios.

En virtud a las Resoluciones Ministeriales N°150, N° 262 y las Resoluciones de Directorio de YPFB N° 72 de 25 de agosto de 2011 y N° 061 de 18 de julio de 2012 (donde se aprueba y modifica el "Reglamento para la ejecución de Actividades de Exploración y Explotación en Áreas Reservadas"), YPFB autorizó a las empresas donde cuenta con participación accionaria, la elaboración de un proyecto inicial exploratorio, mismo que fue aprobado por YPFB en las siguientes áreas reservadas a favor de YPFB:

Carohuaicho 8A: se suscribió Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB con la empresa YPFB CHACO S.A.

Carohuaicho 8B y Oriental: se suscribieron Contratos de Servicios Petroleros para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB con las empresas YPFB Andina S.A. e YPFB Chaco S.A.

Al 31 de diciembre de 2014, la Asamblea Legislativa Plurinacional ha sancionado las Leyes que autorizan tres Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de Áreas Reservadas a favor de YPFB: Carohuaicho 8A, Carohuaicho 8B y Oriental, mismos que se encuentran en trámite de obtención de las Leyes de Aprobación y posterior protocolización ante Notario de Gobierno.

En el Cuadro N° 3 se detalla las Áreas con Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de Áreas Reservadas a favor de YPFB que fueron protocolización ante Notario de Gobierno.

**CUADRO N° 3: CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS
PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE ÁREAS
RESERVADAS A FAVOR DE YPFB PROTOCOLIZADOS
EN LA GESTION 2004**

N°	Áreas	Empresa
1	CEDRO	PEROBRAS BOLIVIA S.A.
2	HUACARETA	BG BOLIVIA
3	EL DORADO OESTE	YPFB CHACO S.A.
4	ISARSAMA	YPFB CHACO S.A.
5	SAN MIGUEL	YPFB CHACO S.A.
6	AZERO	GAZPROM/TOTAL

Fuente: GNAC - YPFB

Cuadro N° 4: CONTROL DE EJECUCIÓN DE UTE CERTIFICADAS - CONTRATOS DE OPERACIÓN (A DICIEMBRE 2014)

Nº Contr.	OPERADOR	ÁREA DE CONTRATO	ÁREA			FECHA				OBLIGACIONES DE UNIDADES DE TRABAJO PARA LA EXPLORACIÓN							ACTIVIDADES
			Zona	Depto.	Parcelas	Fase	Año	Inicio.	Conc.	Com prom.	Transf	Obligac.	Crédito	Certific.	Ejec.	Saldo	
1	TOTAL E&P	Ipalti	T	SCZ, CHU	24,55	4	10	02-may-07	07-ago-08	674,22		674,22		582,39	582,39	91,83	Certificación de UTE 21-nov-08: 60.88 Km² Sísmica 3D en el Área = 395.72 UTE; 143.39 Km² Sísmica 3D fuera del Área = 186.67 UTE Incumplimiento de 91.83 UTE, monto depositado por el Operador del Contrato con destino al TGN. Fase 4 ampliada en 258 días por Fuerza Mayor debido al atraso en la otorgación de la Licencia Ambiental para la ejecución de la Sísmica 3D. Concluyó el Período Adicional de Exploración al terminar la Fase 4 y devolvió el Área Remanente de exploración. Se levantó el Área de Contrato en Retención Ipalti, efectuándose la Declaratoria de Comercialidad con fecha efectiva el 29/04/2011.
2	YPFB CHACO	Chimoré I	T	CBB,	11,50	4	8	08-nov-11	07-nov-14	700		700			-	700	Obligaciones de UTE a definir en el momento de suspender la Fuerza Mayor por causales Medio Ambientales (Área Protegida) Levantamiento y cese de Fuerza Mayor del Área de Contrato a partir del 08/11/2011. Obligación remanente de 700 UTE
3	YPFB ANDINA	Amboró Espejos	NT	SCZ	83,50	1	5	02-may-07	-	-		-			-	-	Obligaciones de UTE a definir en el momento de suspender la Fuerza Mayor por causales Medio Ambientales.
4	YPFB ANDINA	Sara- Boomerang III	T	SCZ	13,00	4	9	01-ene-12	31-dic-14	1200		136.08	1.063,92	1.063,92	1.063,92	136,08	Obligación de UTE remanente a considerar en los volúmenes de trabajo PTP 2011 Se levantó la Fuerza Mayor por causal de Comunidades en fecha 01/01/2011. Obligación de UTE remanente 136.08 UTE
5	YPFB ANDINA	Sara- Boomerang I	NT	SCZ	37,75	2	6	01-ene-12	31-dic-14	677,65		677,65	-	-	-	677,65	Obligaciones de UTE a definir en el momento de suspender la Fuerza Mayor por causal de Comunidades. Se levantó la Fuerza Mayor en fecha 01/01/2012. Obligación remanente de 677.65 UTE
6	REPSOL YPF	Tuichi	NT	LPZ, BNI	205,00	2	6	02-may-07	-	-		-			-	-	Obligaciones de UTE a definir en el momento de suspender la Fuerza Mayor por causales Medio Ambientales (Área Protegida).
7	TOTAL E&P	Aquio	T	SCZ, CHU	10,16	2	4-5	02-may-07	01-may-09	234,88		234,88		679,81	679,81	444,93	Obligación de UTE remanente.
		(cambio de fase)	T	SCZ, CHU	10,10	3	6-7	02-may-09	01-may-11	900,00		900,00	444,93	710,30	1.155,23	255,23	Certificación de UTE 28-Abr-09 92.25 Km² Sísmica 3D en el Área = 480.00 UTE 311.49 Km² Sísmica 3D fuera del Área = 199.81 UTE Perforación del Pozo Aquio X-1001 programado a 6300 m. Certificación de UTE 06-Oct-10 Pozo AQL-X1001 hasta 2901 m = 710.30 UTE Se efectuó de comercialidad en fecha 29/04/2011
8	PETROBRAS	Ingre	NT	CHU	14,00	2	6-7-8	02-may-07	06-nov-09	-		-	619,43	2.077,79	2.697,22	2.697,22	Certificación de UTE 30-Oct-08 Pozo Ingre-X1 hasta 2108 m = 472.40 UTE
		(cambio de fase)	NT	CHU	12,50	3	9-10	07-nov-09	06-nov-11	500,00		500,00	2.697,22		2.697,22	2.197,22	Certificación de UTE 27-Oct-09 Pozo Ingre-X1 hasta 5077 m = 1605.39 UTE. Área devuelta al término de la Fase 3
9	PETROBRAS	Rio Hondo	NT	LPZ, BNI, CBB	400,00	1	4	02-may-07	-	-		-			-	-	UTE cumplidas en la Fase 1.
10	PETROBRAS	San Alberto	T	TJA	12,61	5	11- 12	02-may-07	09-oct-08	-		-	2.980,17		2.980,17	2.980,17	Perforación del Pozo San Alberto - 15 programado a 5365 m.
		(cambio de fase)	T	TJA	12,61	6	13- 14	10-oct-08	09-oct-10	900,00		900,00	2.980,17		2.980,17	2.080,17	Devolución del Área Remanente de Exploración San Alberto Este y San Alberto Oeste. Continúa el Contrato de Operación con el Área de Exploración correspondiente al Campo San Alberto.
11	REPSOL YPF	Caipipendi	NT	CHU, TJA, SCZ	77,96	5	14- 15	02-may-07	05-jun-08	550,23		550,23		1.405,63	1.405,63	855,40	Certificación de UTE 22-abril-08 Pozo Cuevo West -X2 tramo 5421a 5620m = 252.73 UTE Certificación de UTE 05-junio-08 Pozo Huacaya X-1(D) tramo 1087 - 4800m = 1152.90 UTE Devolución del Área Remanente de Exploración Caipipendi. Continúa el Contrato de Operación con las Áreas de Exploración correspondientes a los campos Margarita y Huacaya.
12	REPSOL YPF	Charagua	T	SCZ	39,70	4	8-10	10-sep-09	09-sep-12	1.250,80		1.250,80			-	1.250,80	Área de Exploración bajo causal de Fuerza Mayor por Comunidades. Levantamiento de Fuerza mayor por Comunidades 10/09/2009. De acuerdo al Anexo F del Contrato de Operación para el Área Charagua y luego del Levantamiento de la Fuerza Mayor, el Operador comunicó a YPFB la solicitud de Devolución del Área de Contrato con fecha efectiva al 28/11/2011. Obligación de UTE no ejecutada de 1250.80, el monto de penalidad por incumplimiento, fue depositado por el Operador del Contrato con destino al TGN.

Fuente de Información: Escrituras Públicas, cartas de aprobación y conclusión de Fuerza Mayor.

Cuadro N° 5:
PERFORACIÓN DE POZOS DE EXPLORATORIOS
Enero - DICIEMBRE 2014

POZO	ÁREA DE CONTRATO	OPERADOR	UBICACIÓN	FECHAS DE EJECUCIÓN		PROFUNDIDAD (m)		ACTIVIDAD / ESTADO DEL POZO
				Inicio	Conclusión	Programada	Alcanzada	
CAI-X1001D	Caigua	YPFB Chaco	Tarija	18-jun-13	10-feb-14	3505 m	3500 m	Ejecutado / Productor
JNE-X1000	Junin	YPFB Chaco	Santa Cruz	08-mar-14	19-abr-14	1300 m	1300 m	Ejecutado / Productor
SMG-X1	San Miguel	YPFB Chaco	Cochabamba	10-oct-14		3593 m	3422 m	En ejecución / En Perforación
DRO-X1002	Dorado Oeste	YPFB Chaco	Santa Cruz	22-sep-13	12-feb-14	4503 m	4395 m	Ejecutado / Productor
DRO-X1001	Dorado Oeste	YPFB Chaco	Santa Cruz	30-oct-14		4300 m		En ejecución / En DTM
SIR-13 Re	Sirari	YPFB Andina	Santa Cruz	03-ene-14	25-mar-14	3750 m	3615 m	Ejecutado / Productor
BQN-5	Boqueron	YPFB Andina	Santa Cruz	24-may-14	01-sep-14	3100 m	3100 m	Ejecutado / No Productor
RGD-4 Re	Río Grande	YPFB Andina	Santa Cruz	19-feb-14	24-abr-14	3594 m	3594 m	Ejecutado / No Productor
RGD-99D	Río Grande	YPFB Andina	Santa Cruz	11-oct-14	14-dic-14	3431 m	3478 m	Ejecutado / Productor
BQN-4D	Boqueron	YPFB Andina	Santa Cruz	17-dic-14		3230 m		En ejecución / En DTM
TCB-X1003	Tacobo	Pluspetrol	Santa Cruz	12-dic-12	16-mar-14	6700 m	6309 m	Ejecutado / Productor
SID-X1 Re	San Isidro	Pluspetrol	Santa Cruz	11-abr-14	03-nov-14	6100 m	6100 m	Ejecutado / No Productor
TCB-X1002ST	Tacobo	Pluspetrol	Santa Cruz	27-nov-14	31-dic-14	6300 m	6005 m	Ejecutado / Abandono Temporal
CUR-X1007D	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	16-abr-14	09-jun-14	2000 m	2000 m	Ejecutado / Productor
SIN-X1	San Isidro Norte	Pluspetrol	Santa Cruz	27-jun-14	12-ago-14	3100 m	3200 m	Ejecutado / No Productor
TBY-X2	Timboy	Petroandina	Tarija	23-sep-13	26-sep-14	5115 m	3970 m	Ejecutado / Abandonado
LQC-X1	Liquimuni Centro	Petroandina	La Paz	28-dic-14		3897 m	92 m	En ejecución / En Perforación

Fuente de Información: Partes diarios de perforación, Informes semanales, mensuales de la GNF - DGP - UCPI

OPERADOR	Nro de Pozos Exploratorios	Nro de Pozos Ejecutados	Nro de Pozos en Ejecución
YPFB Chaco	5	3	2
YPFB Andina	5	4	1
Pluspetrol	5	4	1
Petroandina	2	1	1
Total Pozos:	17	12	5

Cuadro N° 6:
INTERVENCIÓN-TERMINACIÓN DE POZOS
Enero - Diciembre 2014

POZO	ÁREA DE CONTRATO	OPERADOR	UBICACIÓN	FECHAS EJECUTADAS		PROFUNDIDAD (m)		ACTIVIDAD / ESTADO DEL POZO
				Inicio	Conclusión	Programada	Alcanzada	
ICS-X1 G1	Ipati	Total	Santa Cruz	10-oct-14		5600 m	5600 m	En ejecución / En Intervención
JNN-3 (WO)	Junín	YPFB Chaco	Santa Cruz	09-sep-14	13-sep-14	2111 m	2103 m	Ejecutado / No Productor
CLP-49	Colpa	PESA	Santa Cruz	30-may-14	12-jul-14	2827 m	2827 m	Ejecutado / Productor
CLP-25	Colpa	PESA	Santa Cruz	17-jul-14	14-ago-14	2838 m	2838 m	Ejecutado / Productor
BQN-X2	Boqueron	YPFB Andina	Santa Cruz	20-dic-13	31-ene-14	2222 m	2222 m	Ejecutado / Productor
YPC-X4	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	22-feb-14	29-may-14	3114 m	3114 m	Ejecutado / Productor
YPC-13	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	04-jun-14	05-ago-14	3094 m	3094 m	Ejecutado / Productor
YPC-6	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	10-ago-14	28-sep-14	3128 m	3128 m	Ejecutado / Productor
YPC-20	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	01-oct-14	02-nov-14	2650 m	2650 m	Ejecutado / Productor
SIR-14D	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	18-dic-14				En ejecución / En DTM
CAM-134	Camiri	YPFB Andina	Santa Cruz	15-ene-14	24-ene-14	1356 m	1189 m TC	Ejecutado / Productor
GRY-9	Guairuy	YPFB Andina	Santa Cruz	25-sep-14	05-oct-14	805,85 m ZC	795,45 m TC	Ejecutado / Productor
GRY-20	Guairuy	YPFB Andina	Santa Cruz	08-oct-14	18-oct-14	745 m PF	701,8 m TC	Ejecutado / Productor
CAM-79	Camiri	YPFB Andina	Santa Cruz	27-oct-14	31-oct-14	1394 m	1240,13 m TC	Ejecutado / Productor
LPÑ-84	La Peña	YPFB Andina	Santa Cruz	10-nov-14	19-nov-14	2710 m	2609 m TM	Ejecutado / Productor
HCY-X1D	Caipipendi	Repsol	Chuquisaca	05-dic-14	22-dic-14	4800 m	4800 m	Ejecutado / Productor
SBL-X4	San Antonio	Petrobras Bolivia	Tarija	22-nov-14	27-nov-14	4260 m	4260 m	Ejecutado / Productor
TCB-X1003	Tacobo	Pluspetrol	Santa Cruz	22-ago-14	15-oct-14	6309 m	6309 m	Ejecutado / Productor
CUR-X1002	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	11-mar-14	17-abr-14	1812 m	1812 m	Ejecutado / Productor
CUR-1006	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	29-abr-14	21-jun-14	1850 m	1850 m	Ejecutado / Productor
CUR-1004	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	04-jul-14	26-jul-14	1652 m	1652 m	Ejecutado / Productor
TCB-X1004 ST	Tacobo	Pluspetrol	Santa Cruz	14-ago-14	04-nov-14	2100 m	2100 m	Ejecutado / Pozo Inyector
TCB-X1005	Tacobo	Pluspetrol	Santa Cruz	19-nov-14	28-nov-14			Ejecutado / Pozo Inyector
CUR-X1002	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	10-dic-14		1812 m	1812 m	En ejecución / En Intervención
PMO-6	Palo Marcado	BG	Santa Cruz	17-sep-14	01-oct-14	2650 m	2650 m	Ejecutado / Productor

Fuente de Información: Partes diarios de perforación, Informes semanales, mensuales de la GNF - DGP - UCPI

OPERADOR	Nro de Pozos Intervención	Nro de Pozos Ejecutados	Nro de Pozos en Ejecución
Total	1	0	1
YPFB Chaco	1	1	0
PESA	2	2	0
YPFB Andina	11	10	1
Repsol	1	1	0
Petrobras Bolivia	1	1	0
Pluspetrol	7	6	1
BG	1	1	0
Total Pozos:	25	22	3

Cuadro N° 7:
PERFORACIÓN DE POZOS DESARROLLO
Enero - Diciembre 2014

POZO	ÁREA DE CONTRATO	OPERADOR	UBICACIÓN	FECHAS EJECUTADAS		PROFUNDIDAD (m)		OBSERVACIONES / ESTADO DEL POZO
				Inicio	Conclusión	Programada	Alcanzada	
ICS-3	Ipati	Total	Santa Cruz	06-sep-13	06-sep-14	5250 m	5054 m	Ejecutado / Productor
ICS-2 ST	Ipati	Total	Santa Cruz	31-mar-14		5600 m	4756 m	En ejecución / En Perforación
MGR-7	Caipipendi	Repsol	Chuquisaca	06-sep-13		4750 m	5597 m	En ejecución / En Perforación
MGR-8	Caipipendi	Repsol	Tarija	10-nov-13		4500 m	5030 m	En ejecución / En Perforación
SRB-NO-5H	Surubi	Repsol	Cochabamba	14-nov-13	26-feb-14	3685 m	3429 m	Ejecutado / Productor
SRB-D5	Surubi	Repsol	Cochabamba	21-mar-14	11-may-14	3550 m	3483 m	Ejecutado / Productor
SRB-BB112	Surubi Bloque Bajo	Repsol	Cochabamba	07-jun-14	05-ago-14	3882 m	3882 m	Ejecutado / Productor
SRB.NO-4D ST	Surubi Noroeste	Repsol	Cochabamba	26-ago-14	08-nov-14	3780 m	3605 m	Ejecutado / Productor
PLM-A8 ST	Mamore	Repsol	Cochabamba	04-dic-14		3634 m	3710 m	En ejecución / En Completación
SBL-9	San Antonio	Petrobras Bolivia	Tarija	17-nov-13	05-sep-14	4910 m	4900 m	Ejecutado / Productor
SBL-103i	San Antonio	Petrobras Bolivia	Tarija	04-dic-13	09-sep-14	4500 m	4478 m	Ejecutado / Pozo Inyector
SAL-18	San Alberto	Petrobras Bolivia	Tarija	09-nov-14		5400 m	945 m	En ejecución / En Perforación
EDD-10	Escondido	BG	Tarija	06-may-14	11-jul-14	2040 m	2035 m	Ejecutado / Productor
CUR-1008D	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	06-dic-13	29-mar-14	3200 m	3200 m	Ejecutado / Productor
CUR-1009D	Curiche	Pluspetrol	Santa Cruz	14-nov-14		2800 m	2800 m	En ejecución / En Perforación
BBL-17	Bulo Bulo	YPFB Chaco	Cochabamba	20-abr-14		4400 m	4523 m	En ejecución / En Completación
SRS-11D	Santa Rosa	YPFB Chaco	Santa Cruz	01-may-14	15-jun-14	2360 m	2500 m	Ejecutado / Productor
PJS-11D-A	Patujusal	YPFB Chaco	Santa Cruz	27-jun-14	25-jul-14	1720 m	78 m	Ejecutado / Productor
JNE-1001D	Junin	YPFB Chaco	Santa Cruz	04-ago-14	30-sep-14	1445 m	1389 m	Ejecutado / Productor
BBL-16D	Bulo Bulo	YPFB Chaco	Cochabamba	11-ago-14		1848 m		En ejecución / En DTM
RGD-89D	Río Grande	YPFB Andina	Santa Cruz	19-oct-13	03-feb-14	3792 m	3740 m	Ejecutado / Productor
RGD-90D	Río Grande	YPFB Andina	Santa Cruz	09-may-14	20-sep-14	4482 m	4365 m	Ejecutado / Productor
RGD-95D	Río Grande	YPFB Andina	Santa Cruz	01-ene-15		4124 m	12 m	En ejecución / En Perforación
VBR-35H ST	Vibora	YPFB Andina	Santa Cruz	04-abr-14	11-may-14	3700 m	3640 m	Ejecutado / Abandonado
YPC-36	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	08-sep-14	24-nov-14	2100 m	2098 m	Ejecutado / Productor
YPC-33	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	12-oct-14	18-dic-14	2000 m	1917 m	Ejecutado / Productor
YPC-37	Yapacaní	YPFB Andina	Santa Cruz	19-nov-14		2100 m	2063 m	Pendiente Completación / Finaliza Etapa de Perforación

Cuadro N° 7:
PERFORACIÓN DE POZOS DESARROLLO
Enero - Diciembre 2014 Cont.

POZO	ÁREA DE CONTRATO	OPERADOR	UBICACIÓN	FECHAS EJECUTADAS		PROFUNDIDAD (m)		OBSERVACIONES / ESTADO DEL POZO
				Inicio	Conclusión	Programada	Alcanzada	
NJL-121	Naranjillos	VINTAGE	Santa Cruz	28-dic-13	20-ene-14	1311 m	1330 m	Ejecutado / Productor
ÑPC-105	Ñupuco	VINTAGE	Tarija	16-oct-14	12-dic-14	1704 m	1704 m	Ejecutado / Productor
ÑPC-106	Ñupuco	VINTAGE	Tarija	19-dic-14		1700 m	1700 m	En ejecución / En Perforación

Fuente de Información: Partes diarios de perforación, Informes semanales, mensuales de la GNF - DGP - UCPI

OPERADOR	Nro de Pozos Desarrollo	Nro de Pozos Ejecutados	Nro de Pozos en Ejecución
Total	2	1	1
Repsol	7	4	3
Petrobras Bolivia	3	2	1
BG	1	1	0
Pluspetrol	2	1	1
YPFB Chaco	5	3	2
YPFB Andina	7	6	1
MATPETROL	1	1	0
VINTAGE	3	2	1
Total Pozos:	31	21	10



PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE HIDROCARBUROS

La producción certificada de hidrocarburos se reporta en los Cuadros N° 1 al 10.

El Cuadro N° 1 detalla la producción promedio de petróleo/condensado y gasolina natural por Empresas y Campos para la gestión 2014. Cabe señalar que la producción de gasolina natural incluye tanto el volumen extraído en el Campo como el calculado de acuerdo a la composición del gas natural para los Campos que no cuentan con facilidades de extracción de licuables. El Cuadro N° 2 resume esta misma producción por Operador y Departamentos.

El Cuadro N° 3 refleja la producción promedio de Gas Licuado de Petróleo proveniente de plantas de tratamiento de gas natural y refinerías, por Empresas.

El Cuadro N° 4 refleja la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP) sujeto al pago de regalías, por Operador y por Departamentos. El Cuadro N° 5 detalla la producción de GLP por Campos. Al igual que en el caso de la gasolina natural, el volumen total incluye el calculado para los campos sin facilidades de extracción de GLP.

El detalle de la producción bruta promedio de gas natural a Nivel Nacional por Empresas y por Campos se muestra en el Cuadro N° 6.

El Cuadro N° 7 proporciona la información referente al volumen promedio de gas natural sujeto al pago de regalías, detallado por Empresas y por Departamentos. El Cuadro N° 8 contiene la información por Campos. Cabe aclarar que este volumen no es el mismo que el gas natural entregado al gasoducto, dado que en los Campos sin facilidades de extracción de licuables se consideran los volúmenes de gas residual.

El Cuadro N° 9 es un resumen de la producción total promedio de gas natural a Nivel Nacional, indicando el destino del mismo, tanto en operaciones en campo y entregado al ducto. El Cuadro N° 10 resume la evolución de la producción promedio de hidrocarburos líquidos y gas natural desde Julio de 1999, mes en el cual se inició la exportación de gas natural al Brasil dentro del Contrato de Compra y Venta entre YPF y Petrobras S.A. hasta Diciembre de 2014.

Cuadro 1:
Producción Certificada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural
Enero-Diciembre 2014 (Barriles por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
YPFB ANDINA S.A.													
Arroyo Negro***	6	4	4	4	5	2	4	5	3	1	6	6	4
Boqueron***	29	42	117	148	149	135	147	145	175	238	243	244	151
Camiri***	150	155	157	159	155	157	156	158	158	155	171	170	158
Cobra***	21	15	13	15	20	19	13	5	0	0	0	0	10
Guairu***	62	63	62	60	60	59	61	71	65	74	72	70	65
La Peña***	141	139	139	138	136	135	133	130	128	128	112	126	132
Los Penocós***	141	130	121	117	117	114	100	106	89	105	111	98	112
Patuju***	152	159	151	145	142	146	145	135	126	127	130	127	140
Rio Grande*	1.769	1.839	1.877	1.829	1.803	1.728	1.704	1.654	1.575	1.579	1.609	1.632	1.716
Sirari**	191	174	170	205	180	164	164	170	157	145	133	131	165
Vibora**	1	1	0	1	3	2	3	2	1	2	1	1	1
Yapacani**	1.191	1.262	1.225	1.236	1.200	1.236	1.218	1.237	1.252	1.216	1.187	1.185	1.220
SUBTOTAL	3.852	3.981	4.035	4.058	3.968	3.895	3.847	3.819	3.729	3.769	3.774	3.790	3.876
YPFB CHACO S.A.													
Bulo Bulo***	1.830	1.804	1.742	1.625	1.538	1.556	1.526	1.504	1.480	1.449	1.424	1.403	1.573
Caigua	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Carrasco*	26	23	29	34	36	45	45	44	31	36	57	54	38
Carrasco Este***	183	120	21	1	2	2	0	0	0	0	0	0	27
Carrasco FW***	47	50	48	46	47	47	37	12	0	0	0	0	28
El Dorado***	159	163	162	166	172	176	182	169	156	149	148	157	163
El Dorado Oeste	4	27	0	0	0	0	0	154	193	188	173	355	91
El Dorado Sur***	1.104	1.082	1.082	1.088	1.075	1.100	1.018	1.001	933	954	950	815	1.017
H.Suarez R.***	190	184	200	203	200	207	202	199	203	202	197	194	199
Junin***	23	19	15	15	16	16	17	26	21	14	16	16	18
Junin Este***	0	0	0	0	0	2	1	1	1	3	3	3	1
Kanata***	35	35	32	27	30	52	44	36	31	12	4	2	28
Kanata Norte***	50	53	35	22	48	44	27	22	25	23	15	15	32
Los Cusis***	153	154	151	152	153	151	153	149	150	153	152	151	152
Montecristo***	17	17	17	17	17	16	17	17	17	16	16	17	17
Palometa NW***	53	39	31	32	34	29	26	28	31	40	42	39	35
Patujusal***	378	382	376	372	374	355	353	492	408	359	350	367	380
Patujusal Oeste	39	38	37	37	36	33	31	38	55	37	33	35	37
San Roque**	114	111	111	120	118	121	121	116	112	110	97	96	112
Santa Rosa**	48	52	53	53	54	50	55	51	46	48	43	39	49
Santa Rosa W	10	13	13	8	8	6	3	2	2	2	3	2	6
Vuelta Grande*	842	834	817	820	794	770	784	782	774	728	728	721	783
SUBTOTAL	5.305	5.200	4.971	4.837	4.752	4.779	4.644	4.845	4.669	4.524	4.453	4.481	4.788
VINTAGE PETROLEUM													
Chaco Sur***	7	9	9	10	12	11	12	11	9	9	9	7	10
Naranjillos***	101	105	105	103	104	103	101	100	101	100	98	97	101
Ñupuco***	88	102	96	93	89	81	73	66	58	46	46	68	75
SUBTOTAL	195	216	210	206	205	196	186	177	167	155	153	173	186
REPSOL E&P													
Surubi Bloque Bajo***	468	459	447	433	434	432	427	440	621	506	484	466	468
Cambeliti***	41	42	39	39	38	37	39	39	40	40	38	38	39
Margarita-Huacaya**	20.391	21.406	18.949	20.438	22.669	22.847	23.262	22.284	22.888	22.591	18.747	20.478	21.412
Monteagudo**	192	281	278	241	193	187	158	151	141	139	147	147	188
Paloma*	313	303	300	305	399	659	607	570	508	481	435	410	441
Surubi***	867	840	789	810	854	1.168	1.109	1.091	1.047	1.583	1.248	1.010	1.035
Surubi Noroeste***	1.769	1.730	1.737	1.725	1.731	1.592	1.588	1.353	1.370	1.275	1.243	1.330	1.537
SUBTOTAL	24.042	25.060	22.539	23.991	26.319	26.921	27.190	25.927	26.615	26.616	22.343	23.878	25.120

Cuadro 1: Producción Certificada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural Enero-Diciembre 2014 (Barriles por día) Cont.

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.													
Caranda***	306	331	295	283	314	288	297	291	288	283	272	313	297
Colpa*	238	232	237	232	236	233	214	231	241	203	209	204	226
SUBTOTAL	544	564	532	515	550	521	511	521	529	486	480	517	523
PLUSPETROL													
Bermejo***	38	38	38	40	39	39	38	38	38	39	41	40	39
Curiche***	251	237	224	327	430	452	481	530	552	531	514	474	417
Tacobo**	110	96	88	69	58	70	50	69	91	97	85	70	80
Tajibo**	56	57	56	57	58	57	57	57	54	54	53	52	56
Toro***	70	65	85	85	79	82	77	82	85	86	86	84	80
Bermejo X 44***	26	25	30	30	23	24	23	27	31	38	36	27	29
SUBTOTAL	552	519	522	609	686	724	727	804	852	846	816	747	700
BG BOLIVIA													
Escondido***	117	115	120	114	118	110	128	222	179	178	162	155	143
Los Suris***	27	25	24	23	27	26	25	24	23	23	23	21	24
Palo Marcado***	260	244	244	248	235	235	226	147	18	56	115	131	180
SUBTOTAL	404	384	388	385	381	372	379	394	220	257	299	307	347
PETROBRAS BOLIVIA													
Itau***	1.379	2.235	2.186	2.157	2.122	2.213	2.115	1.987	2.008	2.020	1.870	1.799	2.007
Sabalo**	19.411	19.396	19.218	19.156	19.009	18.228	18.693	18.435	17.965	17.391	17.747	18.470	18.593
San Alberto**	7.759	7.703	7.364	7.282	7.021	6.769	6.650	6.500	6.512	6.356	6.136	5.892	6.829
SUBTOTAL	28.549	29.334	28.768	28.594	28.151	27.210	27.458	26.922	26.485	25.767	25.753	26.161	27.429
MATPETROL													
Tatarenda***	85	90	105	106	110	107	105	109	123	141	137	110	111
SUBTOTAL	85	90	105	106	110	107	105	109	123	141	137	110	111
TOTAL E&P													
Incahuasi	0	0	0	0	23	0	39	0	0	0	0	0	5
SUBTOTAL	0	0	0	0	23	0	39	0	0	0	0	0	5
TOTAL NACIONAL	63.526	65.348	62.070	63.300	65.144	64.724	65.086	63.517	63.388	62.562	58.208	60.165	63.086

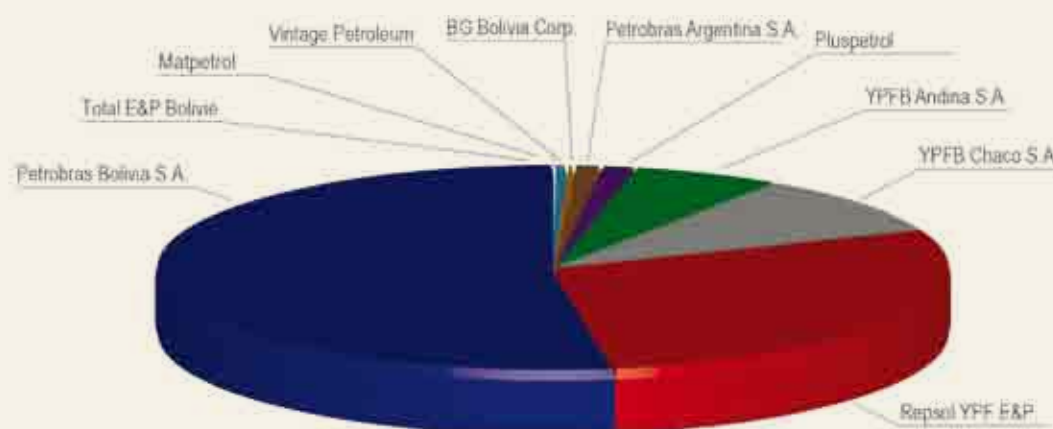
* Campos con facilidades de adecuación y planta de extracción de licuables.

** Campos con facilidades de adecuación y plantas de desgasolinado.

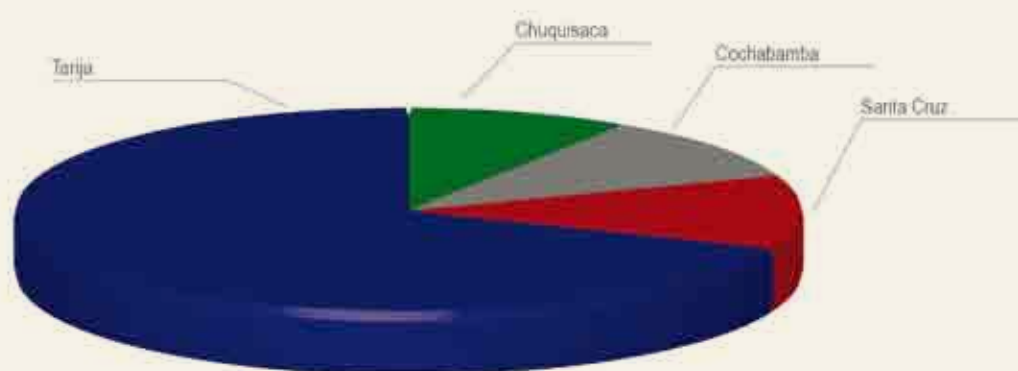
*** Campos con facilidades de separación de fluidos y sin planta de extracción de licuables o desgasolinado. Gas Natural procesado en planta de extracción de licuables en otro campo.

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 2:
Producción Certificada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural
Enero-Diciembre 2014 (Barriles por día)



OPERADOR	%
BG Bolivia	0,55%
Matpetrol	0,18%
Petrobras Argentina	0,83%
Petrobras Bolivia	43,48%
Pluspetrol	1,11%
Repsol E&P	39,82%
Total E&P	0,01%
Vintage	0,30%
YPFB Andina S.A.	6,14%
YPFB Chaco S.A.	7,59%
TOTAL NACIONAL	100,00%



OPERADOR	%
Cochabamba	8,25%
Chuquisaca	11,46%
Santa Cruz	11,69%
Tarija	68,60%
TOTAL NACIONAL	100,00%

Resumen por Operador (Barriles por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
BG Bolivia	404	384	388	385	381	372	379	394	220	257	299	307	347
Matpetrol	85	90	105	106	110	107	105	109	123	141	137	110	111
Petrobras Argentina	544	564	532	515	550	521	511	521	529	486	480	517	523
Petrobras Bolivia	28.549	29.334	28.768	28.594	28.151	27.210	27.458	26.922	26.485	25.767	25.753	26.161	27.429
Pluspetrol	552	519	522	609	686	724	727	804	852	846	816	747	700
Repsol E&P	24.042	25.060	22.539	23.991	26.319	26.921	7.190	25.927	26.615	26.616	22.343	23.878	25.120
Total E&P	-	-	-	-	23	-	39	-	-	-	-	-	5
Vintage	195	216	210	206	205	196	186	177	167	155	153	173	186
YPFB Andina S.A.	3.852	3.981	4.035	4.058	3.968	3.895	3.847	3.819	3.729	3.769	3.774	3.790	3.876
YPFB Chaco S.A.	5.305	5.200	4.971	4.837	4.752	4.779	4.644	4.845	4.669	4.524	4.453	4.481	4.788
TOTAL NACIONAL	63.526	65.348	62.070	63.300	65.144	64.724	65.086	63.517	3.388	62.562	58.208	0.165	63.086

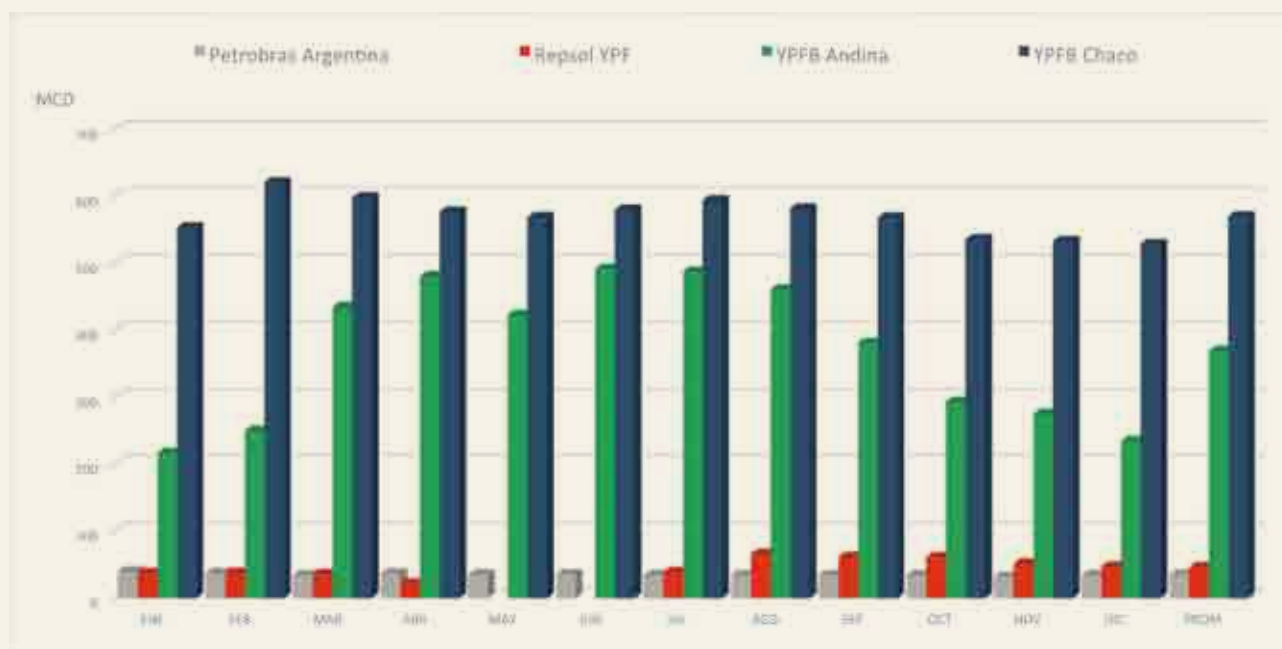
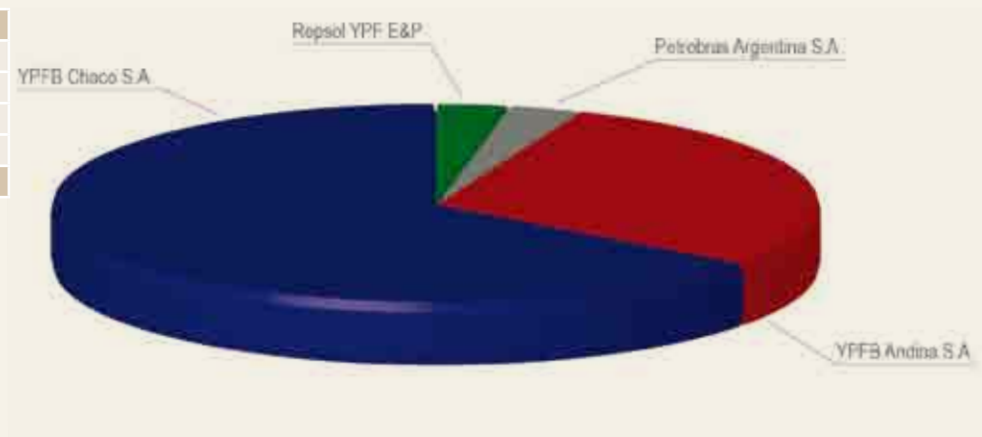
Resumen por Departamentos (Barriles por día)

DEPARTAMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Cochabamba	5.589	5.417	5.178	5.027	5.119	5.597	5.411	5.072	5.113	5.366	4.910	4.689	5.207
Chuquisaca	7.826	7.849	6.952	6.997	7.641	7.556	7.518	7.202	7.336	7.247	6.101	6.507	7.228
Santa Cruz	7.217	7.341	7.321	7.416	7.479	7.385	7.288	7.571	7.433	7.385	7.308	7.340	7.374
Tarija	42.895	44.741	42.617	43.859	44.905	44.187	4.869	43.672	43.505	42.563	9.889	1.629	43.278
TOTAL NACIONAL	63.526	65.348	62.070	63.300	65.144	64.724	65.086	3.517	3.388	62.562	58.208	60.165	63.086

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 3:
Producción Certificada de Gas Licuado de Plantas
Enero-Diciembre 2014 (Metros cúbicos por día)

OPERADOR	%
Petrobras Argentina	3,48%
Repsol E&P	3,80%
YPFB Andina S.A.	36,45%
YPFB Chaco S.A.	56,27%
TOTAL NACIONAL	100,00%



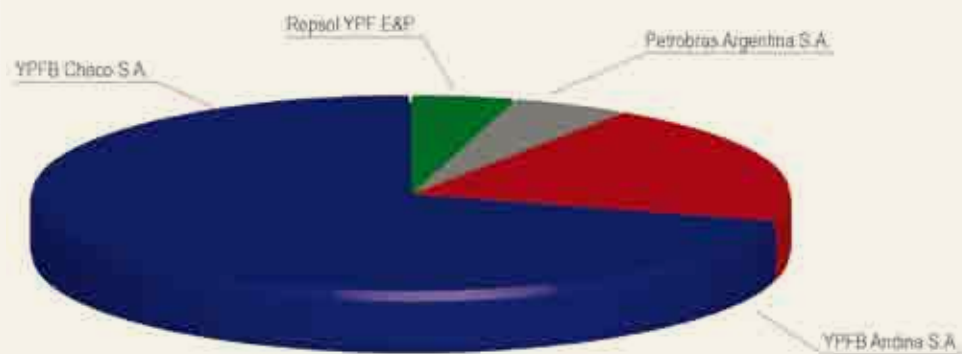
Resumen por Operador (Metros cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Petrobras Argentina	40	38	34	37	35	36	34	35	34	34	32	34	35
Repsol E&P	38	38	36	22			39	66	62	61	52	48	46
YPFB Andina S.A.	217	250	435	481	424	492	488	461	382	293	276	235	370
YPFB Chaco S.A.	554	622	599	577	569	581	594	582	569	536	534	529	571
TOTAL NACIONAL	848	948	1.104	1.118	1.028	1.109	1.156	1.145	1.047	925	894	846	1.014

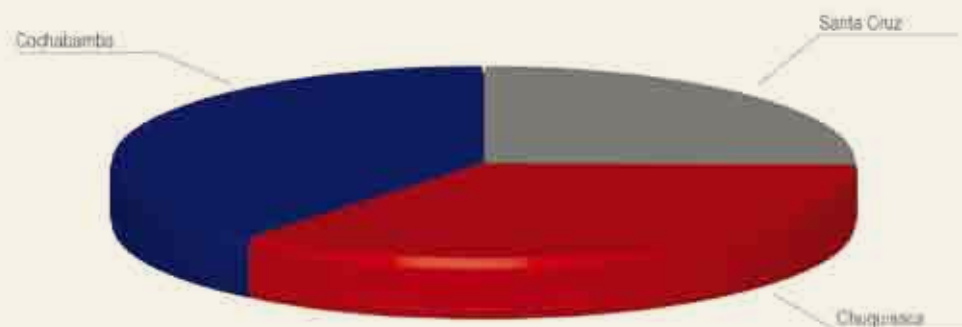
Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 4:
Producción Certificada de GLP sujeto a pago de Regalías
Enero-Diciembre 2014 (Metros cúbicos por día) Resumen por Operador

OPERADOR	%
Petrobras Argentina	4,47%
Repsol E&P	4,91%
YPFB Andina S.A.	27,86%
YPFB Chaco S.A.	62,75%
TOTAL NACIONAL	100,00%



OPERADOR	%
Cochabamba	36,85%
Chuquisaca	30,82%
Santa Cruz	32,33%
Tarija	0,00%
TOTAL NACIONAL	100,00%



Resumen por Operador (Metros cúbicos por día)

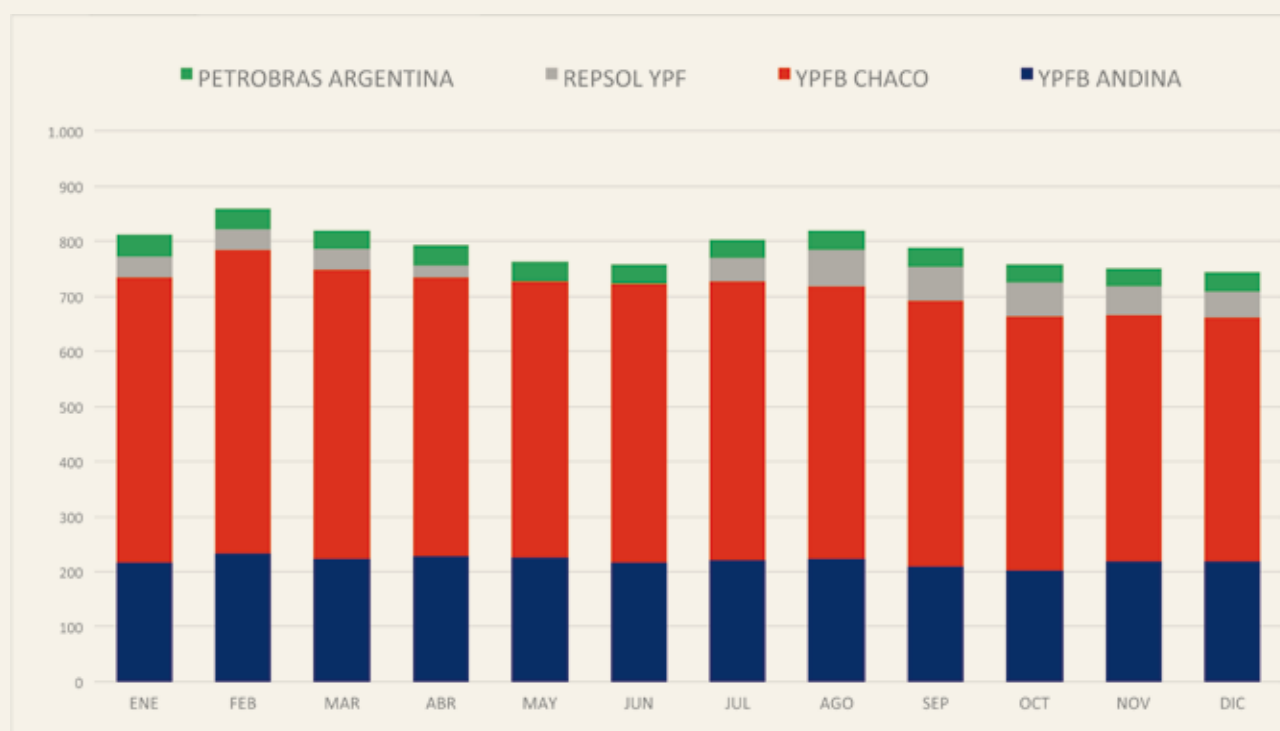
OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Petrobras Argentina	40	38	34	37	35	36	34	35	34	34	32	34	35
Repsol E&P	38	38	36	22	-	-	41	67	62	61	52	48	39
YPFB Andina S.A.	217	234	223	228	226	217	222	222	210	203	218	219	220
YPFB Chaco S.A.	519	550	527	506	501	506	506	495	482	461	448	442	495
TOTAL NACIONAL	813	860	820	793	762	759	803	819	788	758	750	743	789

Resumen por Departamentos (Metros cúbicos por día)

DEPARTAMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Cochabamba	319	332	313	277	247	259	292	314	300	292	274	270	291
Chuquisaca	237	256	250	252	253	247	254	248	244	230	227	220	243
Santa Cruz	257	272	257	265	261	253	256	257	244	236	250	253	255
Tarija	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL NACIONAL	813	860	820	793	762	759	803	819	788	758	750	743	789

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 5:
Producción Certificada de GLP sujeto a pago de Regalías
Enero-Diciembre 2014 (Metros cúbicos por día) Resumen por Campos



Resumen por Campos (Metros cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
YPFB ANDINA S.A.													
Rio Grande*	217	234	223	228	226	217	222	222	210	203	218	219	220
SUB TOTAL	217	234	223	228	226	217	222	222	210	203	218	219	220
YPFB CHACO S.A.													
Bulo Bulo***	245	263	261	243	234	241	235	232	225	223	215	216	236
Carrasco*	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	4
Carrasco Este***	25	18	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Carrasco FW***	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kanata***	7	7	7	6	8	13	11	10	8	3	0	0	7
Kanata Norte***	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	1	0	2
Vuelta Grande*	237	256	250	252	253	247	254	248	244	230	227	220	243
SUB TOTAL	519	550	527	506	501	506	506	495	482	461	448	442	495
REPSOL E&P													
Bloque Bajo***	8	8	8	4	0	0	3	6	6	7	6	6	5
Paloma	23	23	22	15	0	0	34	56	49	42	38	36	28
Surubi***	4	4	3	2	0	0	2	3	3	8	6	3	3
Surubi Noroeste***	3	4	3	1	0	0	1	2	3	4	3	3	2
SUB TOTAL	38	38	36	22	0	0	41	67	62	61	52	48	39
PETROBRAS ARGENTINA													
Caranda***	24	22	19	21	20	21	20	20	20	20	19	22	21
Colpa*	16	16	15	16	16	15	14	15	15	14	13	12	15
SUB TOTAL	40	38	34	37	35	36	34	35	34	34	32	34	35
TOTAL NACIONAL	813	860	820	793	762	759	803	819	788	758	750	743	789

* Campos con facilidades de adecuación y planta de extracción de licuables.

** Campos con facilidades de adecuación y plantas de desgasolinado.

*** Campos con facilidades de separación de fluidos y sin planta de extracción de licuables o desgasolinado. Gas Natural procesado en planta de extracción de licuables en otro campo.

Cuadro 6: Producción Certificada de Gas Natural Enero-Diciembre 2014 (Millones de pies cúbicos por día)

Resumen por Campos (Millones de pies cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
YPFB ANDINA S.A.													
Arroyo Negro***	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Boquerón***	1,34	1,89	4,27	5,12	5,33	5,27	5,19	5,77	6,80	8,55	8,42	8,35	5,52
Camirí***	0,64	0,65	0,65	0,64	0,64	0,64	0,64	0,65	0,65	0,65	0,66	0,65	0,65
Cascabel***	0,15	0,13	0,13	0,09	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,09
Cobra	0,66	0,52	0,43	0,43	0,30	0,19	0,19	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24
Guairuy***	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,10	0,00	0,11	0,08
La Peña***	0,16	0,14	0,13	0,14	0,13	0,12	0,11	0,19	0,19	0,27	0,15	0,17	0,16
Los Penocós***	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
Patujú***	13,94	14,51	14,28	14,00	14,09	14,29	14,25	13,49	12,36	12,29	12,31	12,17	13,50
Río Grande*	71,82	74,56	76,90	76,05	74,67	72,73	71,91	70,55	68,40	69,69	70,71	71,76	72,48
Sirari**	11,65	11,94	11,27	11,44	10,66	10,66	10,56	10,29	9,47	9,59	9,13	9,46	10,51
Víbora**	0,09	0,09	0,09	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,06	0,09
Yapacaní**	100,09	117,16	117,89	114,43	121,47	121,88	120,99	123,95	125,62	120,76	120,13	122,17	118,88
SUB TOTAL	200,65	221,70	226,16	222,56	227,63	226,09	224,16	225,34	223,75	222,06	221,69	225,01	222,23
YPFB CHACO S.A.													
Bulo Bulo***	66,37	65,75	63,68	59,76	57,64	59,22	57,41	56,47	55,33	54,53	53,88	53,01	58,59
Caigua	0,28	0,08	0,73	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
Carrasco*	0,41	0,34	0,54	0,62	0,59	0,74	0,85	0,87	0,83	0,91	1,30	1,21	0,77
Carrasco Este***	3,78	2,50	0,45	0,03	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57
Carrasco FW***	0,25	0,21	0,18	0,19	0,18	0,16	0,18	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
El Dorado***	6,84	6,70	6,56	6,61	6,54	6,67	6,65	6,34	5,87	5,78	6,12	6,47	6,43
El Dorado Oeste	0,05	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,37	3,03	3,04	2,76	5,39	1,45
El Dorado Sur***	34,53	34,33	34,53	34,42	34,32	33,71	31,79	31,88	30,87	31,37	30,69	28,84	32,61
H.Suarez R.***	0,25	0,23	0,23	0,22	0,20	0,24	0,20	0,19	0,20	0,20	0,23	0,22	0,22
Junin***	12,06	12,33	12,64	11,61	10,94	10,91	11,46	11,61	11,27	11,30	10,52	11,00	11,47
Junin Este***	0,00	0,00	0,02	0,06	0,01	1,38	1,13	1,15	1,17	2,75	4,95	5,22	1,49
Kanata***	1,95	1,84	1,76	1,56	1,89	3,03	2,69	2,41	2,00	0,84	0,13	0,12	1,68
Kanata Norte***	0,73	0,80	0,60	0,46	0,49	0,46	0,39	0,38	0,32	0,29	0,27	0,21	0,45
Los Cusis***	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,13	0,12	0,11
Montecristo***	0,17	0,17	0,17	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,17	0,17
Palometa NW***	13,63	12,22	10,96	12,32	15,83	15,55	15,44	14,59	14,17	14,10	13,78	13,72	13,86
Patujusal***	0,43	0,45	0,44	0,44	0,42	0,47	0,46	0,48	0,36	0,38	0,44	0,46	0,44
Patujusal Oeste	0,06	0,07	0,09	0,08	0,07	0,05	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,06
San Roque**	6,82	6,67	6,62	6,73	6,58	6,57	6,53	6,31	6,12	6,11	5,28	5,11	6,29
Santa Rosa**	23,51	23,44	22,20	20,16	20,70	21,53	23,22	23,30	23,62	22,69	22,22	21,70	22,36
Santa Rosa W	1,03	1,03	1,01	1,00	1,13	1,06	0,93	0,89	0,86	0,88	0,88	0,86	0,96
Vuelta Grande*	47,59	47,19	46,60	45,83	45,71	44,81	45,11	44,27	43,10	40,42	39,84	39,19	44,14
SUB TOTAL	220,85	217,20	210,12	202,36	203,54	206,85	204,82	203,95	199,49	195,95	193,62	193,07	204,32
VINTAGE													
Chaco Sur***	0,74	0,89	0,83	0,93	0,89	0,71	0,82	0,71	0,70	0,76	0,71	0,57	0,77
Naranjillos***	11,43	11,74	11,64	11,71	11,62	11,54	11,48	11,39	11,09	10,97	10,73	10,65	11,33
Ñupuco***	6,48	6,87	6,88	6,77	6,55	6,26	5,73	5,39	5,18	3,90	3,70	5,32	5,75
SUB TOTAL	18,65	19,50	19,34	19,41	19,06	18,50	18,03	17,49	16,97	15,63	15,14	16,54	17,86
REPSOL E&P													
Surubi Bloque Bajo***	1,10	1,13	1,11	1,11	1,02	1,05	1,05	1,06	1,22	1,06	1,05	1,03	1,08
Cambelti***	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Margarita-Huacaya**	504,72	525,83	466,16	501,28	570,26	577,00	584,34	562,44	582,92	579,72	479,32	519,26	537,77
Monteagudo**	0,60	0,53	0,62	0,73	0,78	0,80	0,87	0,86	0,88	0,82	0,71	0,61	0,73
Paloma*	3,72	3,67	3,65	3,63	7,42	10,59	10,10	9,86	8,70	8,29	7,41	8,30	7,11
Surubi***	0,83	0,77	0,75	0,89	0,81	1,06	1,03	1,08	0,90	1,49	1,25	0,85	0,97
Surubi Noroeste***	0,78	0,79	0,80	0,72	0,92	0,62	0,64	0,62	0,73	0,67	0,66	0,76	0,73
SUB TOTAL	511,91	532,88	473,27	508,51	581,37	591,26	598,20	576,08	595,50	592,22	490,56	530,98	548,56

Cuadro 6: Producción Certificada de Gas Natural Enero-Diciembre 2014 (Millones de pies cúbicos por día) Cont.

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
PETROBRAS ARGENTINA													
Caranda***	9,40	8,99	8,49	8,52	8,49	8,59	8,73	8,56	8,19	8,14	8,08	7,64	8,49
Colpa*	8,12	8,10	8,20	8,01	7,81	7,32	7,11	7,09	7,69	7,34	7,29	7,53	7,63
SUB TOTAL	17,52	17,09	16,70	16,53	16,29	15,90	15,84	15,65	15,89	15,48	15,38	15,18	16,12
PLUSPETROL													
Curiche***	27,91	27,22	26,32	31,95	38,53	41,61	44,49	47,40	49,08	48,13	45,81	42,30	39,23
Tacobo**	23,08	18,89	12,20	8,80	7,12	8,93	8,92	8,49	9,19	8,64	8,95	8,90	11,01
Tajibo**	7,59	7,78	7,72	7,58	7,56	7,49	7,44	7,43	7,19	7,18	7,03	6,96	7,41
Bermejo X 44***	1,56	1,56	1,73	1,73	1,32	1,36	1,37	1,59	1,79	2,20	2,24	1,73	1,68
SUB TOTAL	60,14	55,44	47,97	50,07	54,53	59,40	62,22	64,91	67,24	66,15	64,03	59,89	59,33
BG BOLIVIA													
Escondido***	8,05	7,85	7,82	7,64	7,42	7,25	7,61	10,07	9,06	9,11	8,54	8,04	8,20
Los Suris***	0,86	0,83	0,76	0,75	0,73	0,73	0,74	0,74	0,71	0,70	0,75	0,75	0,75
Palo Marcado***	13,94	13,64	13,57	14,00	14,40	14,05	13,79	9,70	1,29	3,57	7,00	8,19	10,60
SUB TOTAL	22,85	22,33	22,15	22,39	22,55	22,04	22,14	20,51	11,06	13,38	16,29	16,97	19,55
PETROBRAS BOLIVIA													
Itau***	64,88	106,59	102,23	99,91	97,30	98,20	98,97	94,90	97,82	95,73	91,42	88,69	94,72
Sabalo**	669,44	669,84	666,35	668,96	667,16	646,68	665,30	665,19	639,96	618,37	632,93	655,93	655,51
San Alberto**	364,47	357,31	346,85	345,63	336,30	327,40	319,19	310,72	313,72	309,19	301,05	291,06	326,91
SUB TOTAL	1.098,78	1.133,74	1.115,42	1.114,50	1.100,75	1.072,28	1.083,45	1.070,81	1.051,49	1.023,29	1.025,41	1.035,68	1.077,13
MATPETROL													
Tatarenda***	0,34	0,32	0,29	0,28	0,26	0,24	0,23	0,26	0,30	0,31	0,30	0,25	0,28
SUB TOTAL	0,34	0,32	0,29	0,28	0,26	0,24	0,23	0,26	0,30	0,31	0,30	0,25	0,28
TOTAL NACIONAL	2.151,69	2.220,19	2.131,41	2.156,62	2.225,97	2.212,55	2.229,10	2.195,01	2.181,69	2.144,46	2.042,42	2.093,57	2.166,17

Resumen por Operador (Millones de pies cúbicos por día)

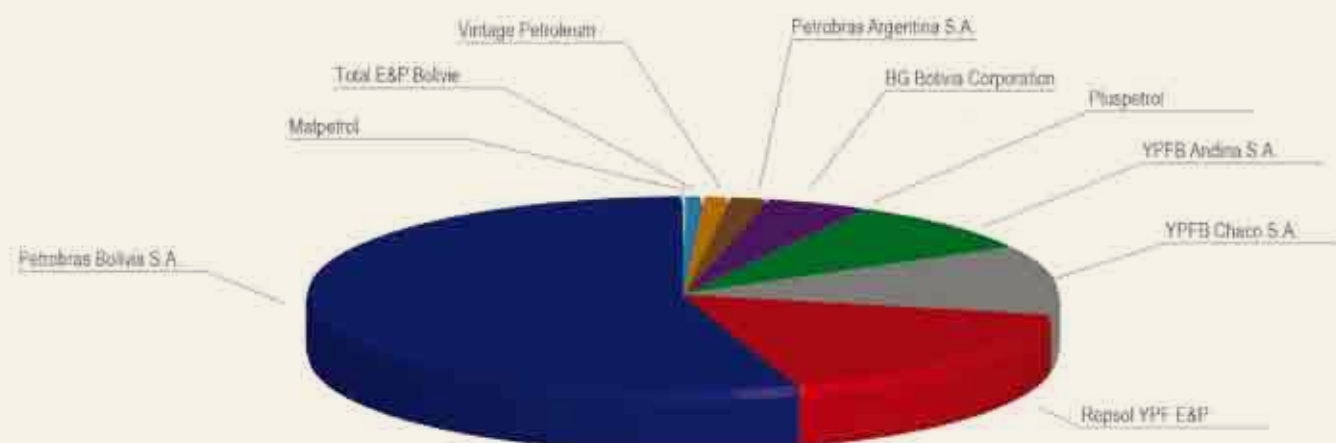
OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
BG Bolivia	22,85	22,33	22,15	22,39	22,55	22,04	22,14	20,51	11,06	13,38	16,29	16,97	19,55
Canadian Energy	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	0,00
Matpetrol	0,34	0,32	0,29	0,28	0,26	0,24	0,23	0,26	0,30	0,31	0,30	0,25	0,28
Petrobras Argentina	17,52	17,09	16,70	16,53	16,29	15,90	15,84	15,65	15,89	15,48	15,38	15,18	16,12
Petrobras Bolivia	1.098,78	1.133,74	1.115,42	1.114,50	1.100,75	1.072,28	1.083,45	1.070,81	1.051,49	1.023,29	1.025,41	1.035,68	1.077,13
Pluspetrol	60,14	55,44	47,97	50,07	54,53	59,40	62,22	64,91	67,24	66,15	64,03	59,89	59,33
Repsol E&P	511,91	532,88	473,27	508,51	581,37	591,26	598,20	576,08	595,50	592,22	490,56	530,98	548,56
Total E&P Bolivie	-	-	-	-	3,39	-	3,96	-	1,95	-	-	-	0,78
Vintage Petroleum	18,65	19,50	19,34	19,41	19,06	18,50	18,03	17,49	16,97	15,63	15,14	16,54	17,86
YPFB Andina S.A.	200,65	221,70	226,16	222,56	227,63	226,09	224,16	225,34	223,75	222,06	221,69	225,01	222,23
YPFB Chaco S.A.	220,85	217,20	210,12	202,36	203,54	206,85	204,82	203,95	199,49	195,95	193,62	193,07	204,32
TOTAL NACIONAL	2.151,69	2.220,19	2.131,41	2.156,62	2.229,36	2.212,55	2.233,06	2.195,01	2.183,64	2.144,46	2.042,42	2.093,57	2.166,17

* Campos con facilidades de adecuación y planta de extracción de licuables

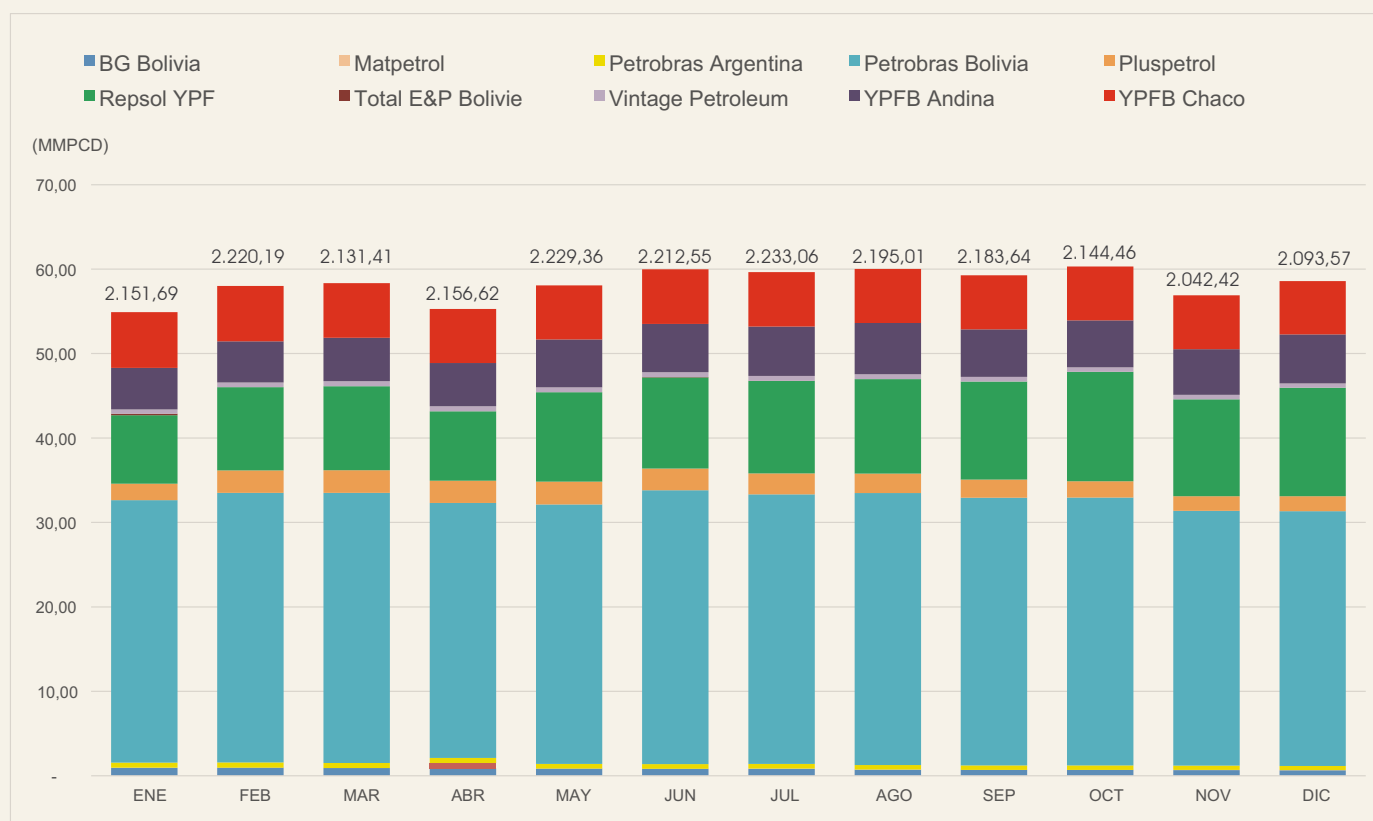
** Campos con facilidades de adecuación y plantas de desgasolinado

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Producción de Gas Natural por Empresas Petroleras

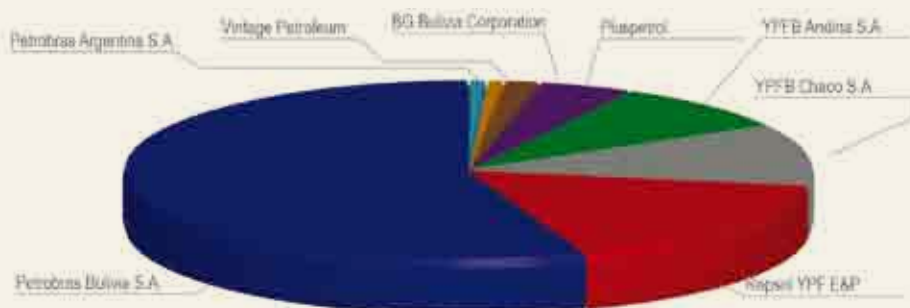


Producción de Gas Natural por Empresas (Expresado en MMPCD)

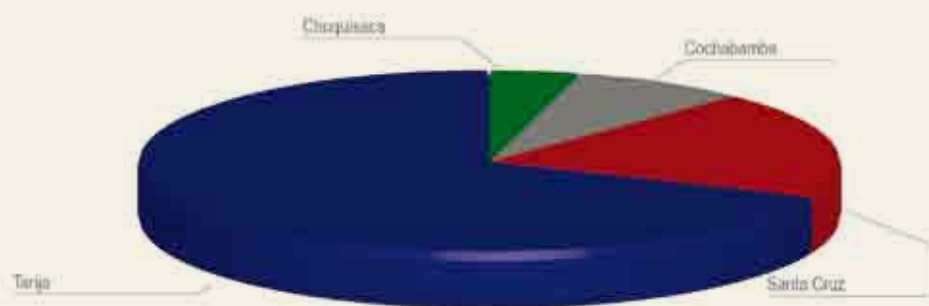


Cuadro 7:
Producción de Gas Natural sujeto a pago de Regalías y Participaciones
Enero-Diciembre 2014 (Millones de pies cúbicos por día)

OPERADOR	%
BG Bolivia	0,92%
Matpetrol	0,00%
Petrobras Argentina	0,69%
Petrobras Bolivia	50,07%
Pluspetrol	2,76%
Repsol E&P	25,54%
Total E&P Bolivie	0,00%
Vintage Petroleum	0,82%
YPFB Andina S.A.	10,11%
YPFB Chaco S.A.	9,10%
TOTAL NACIONAL	100,00%



OPERADOR	%
Cochabamba	3,14%
Chuquisaca	10,28%
Santa Cruz	18,14%
Tarija	68,45%
TOTAL NACIONAL	100,00%



Resumen por Operador (Millones de pies cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
BG Bolivia	22,68	22,17	21,99	22,22	22,38	21,87	21,74	20,36	10,83	13,23	16,14	16,83	19,37
Matpetrol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petrobras Argentina	15,69	15,22	14,81	14,88	14,65	14,24	14,24	14,07	14,27	13,92	13,79	13,57	14,45
Petrobras Bolivia	1.074,74	1.110,20	1.091,76	1.091,21	1.079,26	1.051,52	1.062,60	1.040,82	1.028,24	1.002,94	1.005,89	1.015,43	1.054,55
Pluspetrol	58,14	53,63	46,24	49,10	53,49	58,03	61,16	63,95	66,10	65,27	63,25	59,10	58,12
Repsol E&P	502,41	523,48	464,00	498,84	570,97	576,55	587,18	565,12	584,47	580,44	480,66	20,64	537,90
Total E&P Bolivie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vintage Petroleum	17,99	18,82	18,69	18,76	18,43	17,88	17,36	16,79	16,29	14,91	14,47	15,81	17,18
YPFB Andina S.A.	191,22	212,15	216,73	213,03	218,43	217,01	214,94	215,90	14,61	212,95	212,64	15,73	212,94
YPFB Chaco S.A.	207,16	203,12	196,56	189,70	190,94	194,26	192,04	191,44	187,14	183,58	181,96	181,55	191,62
TOTAL NACIONAL	2.090,03	2.158,78	2.070,78	2.097,73	2.168,53	2.151,36	2.171,27	2.128,46	2.121,96	2.087,25	1.988,81	2.038,66	2.106,14

Resumen por Departamentos (Millones de metros cúbicos por día)

DEPARTAMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Cochabamba	2,10	2,04	1,92	1,79	1,84	2,01	1,93	1,88	1,81	1,76	1,71	1,70	1,87
Chuquisaca	6,27	6,30	5,65	5,81	6,49	6,45	6,50	6,26	6,42	6,33	5,38	5,68	6,13
Santa Cruz	10,27	10,69	10,53	10,46	10,83	10,95	10,97	11,10	11,08	11,01	10,95	10,96	10,82
Tarija	40,55	42,11	40,54	41,34	42,24	41,51	42,09	41,02	40,77	40,00	38,29	39,39	40,82
TOTAL NACIONAL	59,18	61,13	58,64	59,40	61,41	60,92	61,48	60,27	60,09	59,10	56,32	57,73	59,64

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 8:

Producción de Gas Natural sujeto a pago de Regalías y Participaciones Enero-Diciembre 2014 (Millones de pies cúbicos por día)

Resumen por Campos (Millones de pies cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
YPFB ANDINA S.A.													
Boqueron***	1,33	1,88	4,11	5,10	5,31	5,24	5,16	5,68	6,76	8,51	8,38	8,31	5,48
Camiri***	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Cascabel***	0,15	0,13	0,13	0,09	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,09
Cobra	0,65	0,51	0,43	0,43	0,30	0,19	0,19	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24
Guairuy***	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,00	0,03	0,01
La Peña***	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,09	0,12	0,02	0,00	0,02
Patuju***	13,89	14,46	14,24	13,95	14,05	14,24	14,21	13,45	12,32	12,25	12,26	12,13	13,45
Rio Grande*	67,04	69,60	72,15	71,25	69,86	67,99	67,18	65,83	63,75	64,89	65,71	66,71	67,66
Sirani**	11,26	11,62	10,94	11,10	10,34	10,34	10,25	9,97	9,20	9,33	8,88	9,20	10,20
Yapacani**	96,86	113,91	114,69	111,07	118,45	118,87	117,86	120,66	122,41	117,77	117,33	119,29	115,76
Subtotal	191,22	212,15	216,73	213,03	218,43	217,01	214,94	215,90	214,61	212,95	212,64	215,73	212,94
Yapacani**	96,86	113,91	114,69	111,07	118,45	118,87	117,86	120,66	122,41	117,77	117,33	119,29	115,76
SUBTOTAL	191,22	212,15	216,73	213,03	218,43	217,01	214,94	215,90	214,61	212,95	212,64	215,73	212,94
YPFB CHACO S.A.													
Bulo Bulo***	63,70	62,91	60,88	57,14	55,10	56,61	54,86	53,94	52,84	52,08	51,49	50,64	56,02
Carrasco*	0,36	0,29	0,48	0,55	0,52	0,65	0,77	0,79	0,75	0,83	1,21	1,11	0,69
Carrasco Este***	3,50	2,30	0,42	0,03	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52
Carrasco FW***	0,24	0,21	0,17	0,19	0,17	0,16	0,18	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
El Dorado***	6,81	6,66	6,53	6,57	6,50	6,63	6,62	6,30	5,84	5,74	6,10	6,44	6,40
El Dorado Oeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,36	3,01	3,02	2,75	5,34	1,37
El Dorado Sur***	34,38	34,18	34,38	34,27	34,18	33,54	31,65	31,72	30,72	31,21	30,51	28,72	32,46
H.Suarez R.***	0,07	0,05	0,05	0,04	0,03	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,03
Junin***	12,04	12,32	12,63	11,59	10,92	10,90	11,45	11,59	11,26	11,29	10,51	10,99	11,46
Junin Este	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	1,13	1,15	1,14	2,49	4,94	5,22	1,45
Kanata***	1,87	1,75	1,67	1,49	1,80	2,88	2,56	2,30	1,90	0,81	0,12	0,12	1,61
Kanata Norte***	0,70	0,76	0,58	0,44	0,47	0,44	0,38	0,36	0,31	0,28	0,26	0,20	0,43
Los Cusis***	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	0,04	0,06	0,03	0,02	0,02
Palometa Nw***	13,61	12,20	10,95	12,31	15,82	15,54	15,43	14,58	14,15	14,09	13,76	13,70	13,85
Patujusal***	0,01	0,03	0,03	0,03	0,00	0,02	0,02	0,04	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02
San Roque**	6,48	6,33	6,29	6,38	6,24	6,23	6,16	5,95	5,76	5,75	4,96	4,80	5,94
Santa Rosa**	20,24	20,22	19,11	17,02	17,60	18,49	20,07	20,22	20,53	19,69	19,33	18,83	19,28
Santa Rosa W***	1,03	1,02	1,01	1,00	1,12	1,06	0,93	0,89	0,86	0,88	0,88	0,86	0,96
Vuelta Grande*	42,10	41,86	41,37	40,61	40,42	39,68	39,82	39,15	38,01	35,36	35,08	34,52	39,00
SUBTOTAL	207,16	203,12	196,56	189,70	190,94	194,26	192,04	191,44	187,14	183,58	181,96	181,55	191,62
VINTAGE PETROLEUM													
Chaco Sur***	0,73	0,88	0,82	0,92	0,89	0,70	0,81	0,70	0,69	0,74	0,70	0,56	0,76
Naranjillos***	10,95	11,23	11,13	11,21	11,12	11,04	10,93	10,84	10,54	10,42	10,21	10,11	10,81
Ñupuco ***	6,31	6,71	6,74	6,63	6,42	6,14	5,62	5,25	5,06	3,75	3,57	5,13	5,61
Porvenir	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Supuati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUBTOTAL	17,99	18,82	18,69	18,76	18,43	17,88	17,36	16,79	16,29	14,91	14,47	15,81	17,18
REPSOL E&P													
Surubi Bloque Bajo***	0,61	0,64	0,63	0,61	0,62	0,64	0,57	0,57	0,62	0,61	0,60	0,56	0,61
Margarita-Huacaya**	498,45	519,51	460,12	494,98	563,61	565,77	577,00	555,34	575,59	571,54	472,91	512,48	530,61
Monteagudo**	0,32	0,26	0,31	0,45	0,39	0,52	0,70	0,78	0,80	0,70	0,49	0,31	0,50
Paloma*	2,48	2,55	2,45	2,39	5,95	9,14	8,45	8,00	7,01	6,78	5,95	6,78	5,66
Surubi**	0,28	0,26	0,23	0,23	0,19	0,30	0,31	0,27	0,25	0,56	0,46	0,26	0,30
Surubi Noroeste***	0,27	0,27	0,26	0,19	0,21	0,18	0,15	0,15	0,20	0,26	0,24	0,24	0,22
SUBTOTAL	502,41	523,48	464,00	498,84	570,97	576,55	587,18	565,12	584,47	580,44	480,66	520,64	537,90

Cuadro 8:
Producción de Gas Natural sujeto a pago de Regalías y Participaciones
Enero-Diciembre 2014 (Millones de pies cúbicos por día) Cont.

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
PETROBRAS ENERGÍA S.A.													
Caranda***	8,32	7,88	7,37	7,62	7,56	7,69	7,82	7,65	7,31	7,28	7,19	6,82	7,54
Colpa*	7,37	7,34	7,44	7,26	7,08	6,55	6,42	6,42	6,97	6,64	6,60	6,75	6,90
SUBTOTAL	15,69	15,22	14,81	14,88	14,65	14,24	14,24	14,07	14,27	13,92	13,79	13,57	14,45
PLUSPETROL BOLIVIA													
Curiche***	27,85	27,06	25,99	31,84	38,45	41,12	44,40	47,32	49,00	48,04	45,73	42,21	39,08
Tacobo**	21,37	17,44	11,01	8,15	6,37	8,28	8,16	7,83	8,34	8,07	8,47	8,42	10,16
Tajibo**	7,40	7,60	7,55	7,41	7,39	7,32	7,27	7,25	7,01	7,00	6,85	6,78	7,24
Bermejo X 44***	1,52	1,52	1,69	1,69	1,28	1,32	1,33	1,55	1,75	2,16	2,20	1,69	1,64
SUBTOTAL	58,14	53,63	46,24	49,10	53,49	58,03	61,16	63,95	66,10	65,27	63,25	59,10	58,12
BG BOLIVIA S.A.													
Escondido***	8,00	7,80	7,77	7,60	7,38	7,21	7,33	10,02	9,00	9,04	8,48	7,98	8,13
Los Suris***	0,85	0,83	0,76	0,75	0,73	0,73	0,73	0,73	0,70	0,70	0,74	0,75	0,75
Palo Marcado***	13,83	13,53	13,46	13,88	14,28	13,94	13,68	9,61	1,13	3,49	6,91	8,10	10,49
SUBTOTAL	22,68	22,17	21,99	22,22	22,38	21,87	21,74	20,36	10,83	13,23	16,14	16,83	19,37
PETROBRAS BOLIVIA S.A.													
Itau***	61,31	103,34	98,10	95,52	93,77	95,10	95,85	91,76	94,66	92,52	88,27	85,42	91,30
Sabalo**	656,69	657,20	653,98	656,45	655,13	634,97	653,58	644,06	625,55	606,68	621,73	643,93	642,49
San Alberto**	356,74	349,66	339,68	339,23	330,36	321,46	313,17	305,00	308,03	303,75	295,90	286,08	320,75
SUBTOTAL	1.074,74	1.110,20	1.091,76	1.091,21	1.079,26	1.051,52	1.062,60	1.040,82	1.028,24	1.002,94	1.005,89	1.015,43	1.054,55
TOTAL NACIONAL	2.090,03	2.158,78	2.070,78	2.097,73	2.168,53	2.151,36	2.171,27	2.128,46	2.121,96	2.087,25	1.988,81	2.038,66	2.106,14

* Campos con facilidades de adecuación y planta de extracción de licuables

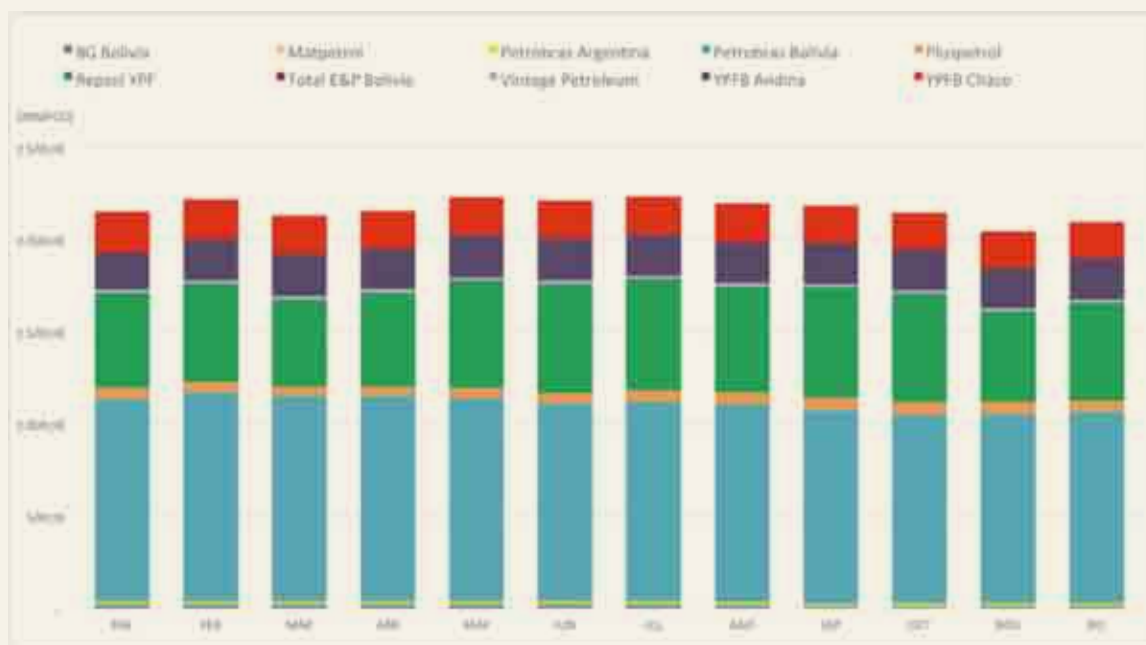
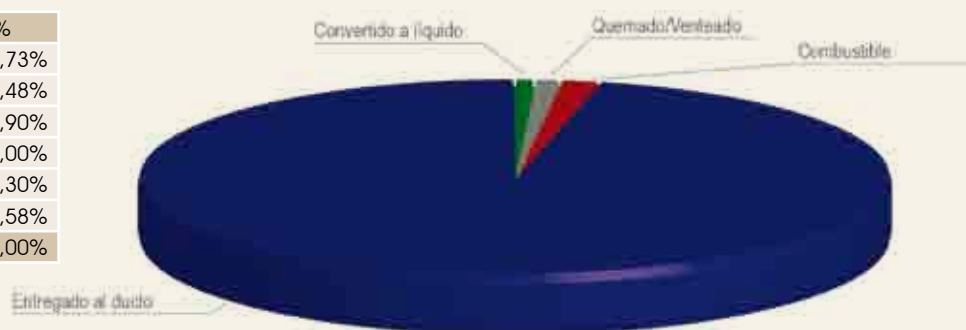
** Campos con facilidades de adecuación y plantas de desgasolinado

*** Campos con facilidades de separación de fluidos y sin planta de extracción de licuables o desgasolinado. Gas Natural procesado en planta de extracción de licuables en otro campo

Fuente de Información: Producción Certificada por YPFB, GNF-DRP

Cuadro 9:
Balance del Gas Natural Producido Enero-Diciembre 2014
(Millones de pies cúbicos por día)

OPERADOR	%
Entregado al ducto	96,73%
Combustible	1,48%
Convertido a líquido	0,90%
Inyectado	0,00%
Quemado/Venteadado	0,30%
Dioxido de Carbono	0,58%
TOTAL NACIONAL	100,00%



Resumen por Operador (Millones de pies cúbicos por día)

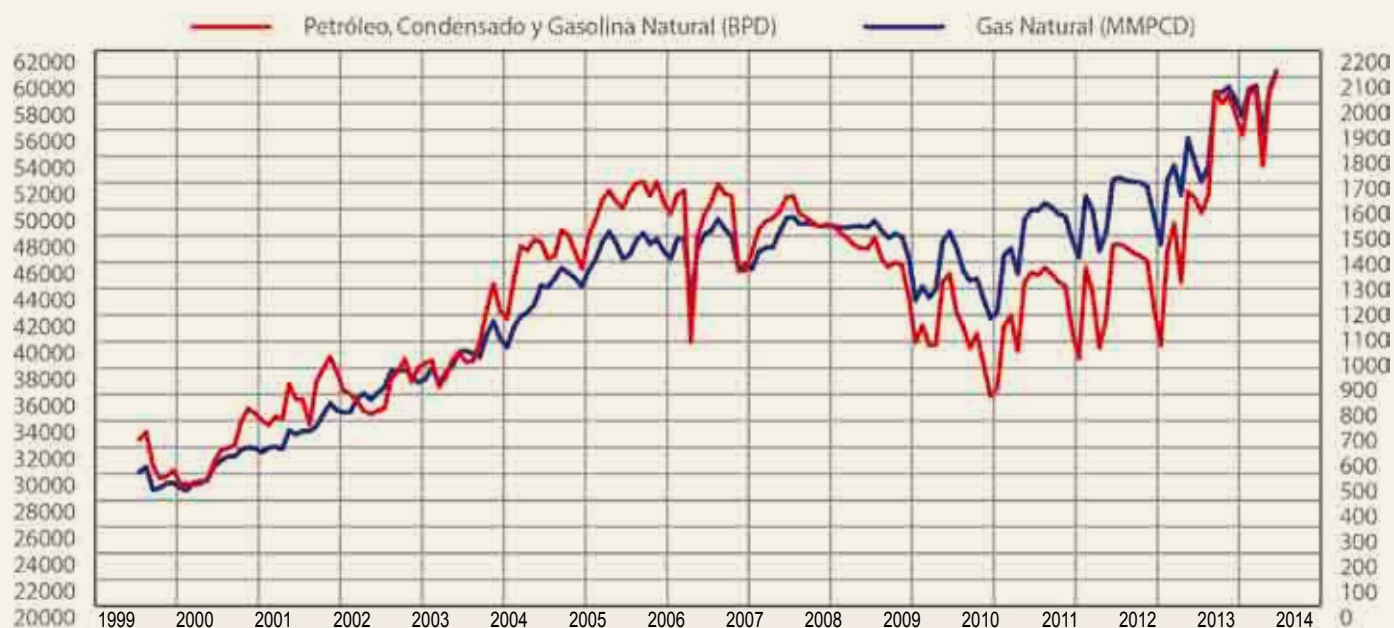
OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Entregado al ducto	2.077,58	2.146,33	2.059,91	2.087,51	2.158,36	2.140,98	2.160,80	2.117,72	2.110,60	2.076,56	1.978,76	2.028,94	2.095,34
Combustible	33,11	34,24	33,47	32,70	31,84	31,76	32,23	31,95	31,67	31,72	30,34	30,60	32,14
Convertido a líquido	20,11	20,80	19,81	19,74	19,74	19,11	19,40	19,67	19,52	19,08	18,43	18,94	19,53
Inyectado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quemado/Venteadado	6,42	4,61	5,03	4,22	6,89	8,17	8,16	13,34	9,64	5,34	3,64	3,70	6,60
Dioxido de Carbono	14,47	14,21	13,19	12,46	12,54	12,52	12,47	12,33	12,20	11,76	11,25	11,38	12,56
TOTAL NACIONAL	2.151,69	2.220,19	2.131,41	2.156,62	2.229,36	2.212,55	2.233,06	2.195,01	2.183,64	2.144,46	2.042,42	2.093,57	2.166,17

Resumen por Operador (Millones de metros cúbicos por día)

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Entregado al ducto	58,83	60,78	58,33	59,11	61,12	60,63	61,19	59,97	59,77	58,80	56,03	57,45	59,33
Combustible	0,94	0,97	0,95	0,93	0,90	0,90	0,91	0,90	0,90	0,90	0,86	0,87	0,91
Convertido a líquido	0,57	0,59	0,56	0,56	0,56	0,54	0,55	0,56	0,55	0,54	0,52	0,54	0,55
Inyectado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quemado/Venteadado	0,18	0,13	0,14	0,12	0,19	0,23	0,23	0,38	0,27	0,15	0,10	0,10	0,19
Dioxido de Carbono	0,41	0,40	0,37	0,35	0,36	0,35	0,35	0,35	0,35	0,33	0,32	0,32	0,36
TOTAL NACIONAL	60,93	62,87	60,35	61,07	63,13	62,65	63,23	62,16	61,83	60,72	57,83	59,28	61,34

Fuente de Información: Producción Certificada por YPF, GNF-DRP

Cuadro 10:
Evolución de la Producción de Hidrocarburos
Julio 1999 - Diciembre 2014



	HIDROCARBURO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1999	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	-	-	-	-	-	-	32.615	33.145	30.622	29.660	29.815	30.263
	Gas Natural (MMPCD)	-	-	-	-	-	-	530,78	550,61	461,60	468,01	486,01	487,43
2000	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	29.231	29.254	29.158	29.265	29.632	30.936	31.778	31.963	32.156	34.030	34.933	34.558
	Gas Natural (MMPCD)	468,07	459,66	487,94	493,20	498,39	555,83	577,20	592,35	593,38	620,22	628,22	624,86
2001	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	34.038	33.692	34.321	34.136	36.776	35.648	35.580	33.756	36.970	37.906	38.852	37.732
	Gas Natural (MMPCD)	610,18	626,85	631,33	622,20	695,18	680,05	693,72	693,25	712,38	757,76	803,58	775,76
2002	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	36.302	36.016	35.476	34.757	34.508	34.781	34.945	37.189	37.769	38.688	36.946	38.030
	Gas Natural (MMPCD)	767,44	768,07	824,48	842,63	817,26	844,87	866,34	933,21	936,52	933,19	915,14	885,70
2003	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	38.364	38.547	36.587	37.294	38.638	39.177	38.455	38.540	39.959	42.364	44.341	42.283
	Gas Natural (MMPCD)	899,78	943,06	881,49	924,38	952,03	1.008,69	1.011,17	1.000,17	986,77	1.074,51	1.126,86	1.058,27
2004	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	41.740	44.636	47.189	46.898	47.704	47.527	46.258	46.494	48.421	48.057	46.777	45.540
	Gas Natural (MMPCD)	1.025,70	1.105,39	1.145,62	1.163,43	1.193,94	1.270,08	1.262,11	1.298,49	1.338,55	1.320,28	1.298,54	1.267,67
2005	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	48.016	49.226	50.687	51.391	50.614	50.103	51.256	51.966	52.084	51.031	52.079	50.581
	Gas Natural (MMPCD)	1.329,45	1.372,60	1.442,54	1.482,32	1.438,56	1.375,99	1.390,18	1.448,94	1.477,11	1.434,85	1.453,06	1.406,58
2006	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	49.632	51.083	51.411	39.982	47.953	49.630	50.577	51.913	51.180	50.980	45.359	45.382
	Gas Natural (MMPCD)	1.375,66	1.452,79	1.457,31	1.211,79	1.418,66	1.471,48	1.488,26	1.531,81	1.493,33	1.464,02	1.332,02	1.354,46
2007	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	46.800	48.486	49.074	49.320	49.797	50.891	51.030	49.649	49.328	48.979	48.676	48.867
	Gas Natural (MMPCD)	1.334,95	1.405,78	1.419,24	1.420,59	1.479,70	1.535,63	1.540,75	1.513,01	1.515,48	1.511,94	1.504,41	1.505,59
2008	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	48.666	48.237	47.801	47.279	47.065	47.049	47.881	46.265	45.656	45.968	45.782	43.451
	Gas Natural (MMPCD)	1.505,14	1.498,90	1.499,15	1.503,43	1.503,59	1.501,44	1.525,43	1.487,23	1.459,20	1.474,02	1.463,55	1.381,75
2009	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	39.970	41.201	39.735	39.804	44.514	45.083	42.237	41.126	39.528	40.598	38.284	35.876
	Gas Natural (MMPCD)	1.211,94	1.265,43	1.221,97	1.257,26	1.444,58	1.481,17	1.420,34	1.329,02	1.288,49	1.296,87	1.216,27	1.141,31
2010	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	36.501	41.164	41.961	39.308	44.449	45.214	45.030	45.579	45.114	44.518	44.191	40.808
	Gas Natural (MMPCD)	1.164,15	1.388,70	1.416,88	1.316,84	1.529,11	1.569,97	1.568,78	1.595,90	1.579,89	1.552,44	1.542,15	1.450,69
2011	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	38.754	45.582	43.692	39.538	41.764	47.312	47.363	47.092	46.714	46.485	46.102	42.734
	Gas Natural (MMPCD)	1.382,25	1.624,78	1.565,98	1.407,08	1.482,49	1.687,72	1.696,56	1.684,25	1.680,94	1.678,27	1.661,21	1.547,95
2012	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	39.743	46.882	48.929	44.480	51.346	50.872	49.750	51.071	58.890	58.041	58.689	57.189
	Gas Natural (MMPCD)	1.433,40	1.687,79	1.745,59	1.629,04	1.851,34	1.759,84	1.681,13	1.741,15	2.033,85	2.035,11	2.054,99	2.006,79
2013	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	55.576,33	58.706,36	59.020,19	55.082,07	58.913,85	60.261,32	59.772,17	60.602,00	60.064,70	61.642,10	58.527,82	60.364,79
	Gas Natural (MMPCD)	1.938,77	2.048,34	2.060,30	1.952,30	2.050,77	2.118,19	2.106,37	2.119,32	2.092,83	2.129,50	2.009,37	2.069,19
2014	Pet/Cond. y Gasolina Natural (BPD)	63.526,28	65.347,95	62.069,54	63.299,71	65.144,26	64.724,47	65.086,24	63.516,56	63.388,26	62.561,62	58.207,96	60.164,74
	Gas Natural (MMPCD)	2.151,69	2.220,19	2.131,41	2.156,62	2.229,36	2.212,55	2.233,06	2.195,01	2.183,64	2.144,46	2.042,42	2.093,57







La fuerza que transforma Bolivia

