

# Boletín Estadístico

ENERO- DICIEMBRE

# 2013



*La fuerza que transforma Bolivia*

**Boletín Estadístico Gestión 2013**  
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Estudios  
Información proporcionada por:

- Gerencia Nacional de Comercialización
- Gerencia Nacional de Administración de Contratos
- Gerencia Nacional de Fiscalización

Diseño y Diagramación:  
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Todos los derechos reservados  
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos  
Calle Bueno N° 185  
[www. ypfb.gob.bo](http://www.ypfb.gob.bo)



2014  
La Paz – Bolivia

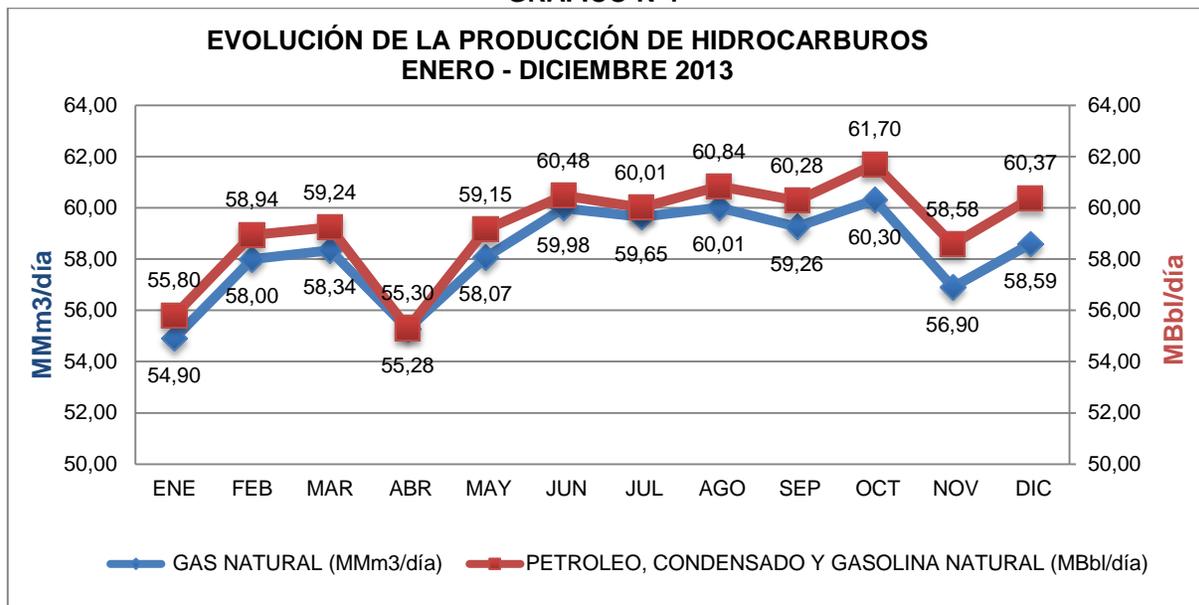
**CONTENIDO**  
**BOLETÍN ESTADÍSTICO 2013**

1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
2. GAS NATURAL
  - 2.1 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
  - 2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR DEPARTAMENTO
  - 2.3 BALANCE DE GAS NATURAL
3. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL
  - 3.1 MERCADO INTERNO POR SECTOR
  - 3.2 PRECIOS DE COMPRA DE GAS NATURAL SEGÚN SECTOR Y EMPRESA DEMANDANTE
  - 3.3 MERCADO EXTERNO POR MERCADO DE DESTINO
  - 3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO
    - PRECIOS DE PETRÓLEO WTI PROMEDIO MENSUAL
    - PRECIOS PONDERADO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL – CONTRATO YPFB - PETROBRAS
    - PRECIOS DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA – CONTRATO YPFB - ENARSA
4. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
  - 4.1 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL
  - 4.2 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO
  - 4.3 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR DEPARTAMENTO
  - 4.4 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS OBTENIDOS POR REFINERÍAS
    - GASOLINA ESPECIAL
    - DIESEL OIL
    - JET FUEL
    - KEROSENE
    - GASOLINA PREMIUM

- 4.5 PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO
- 4.6 VOLÚMENES DE IMPORTACIÓN
- 5 COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
  - 5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO
    - VENTA DE DIESEL OIL
    - GASOLINA ESPECIAL
    - KEROSENE
    - GASOLINA PREMIUM
  - 5.2 MERCADO EXTERNO
    - EXPORTACIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO
- 6 GAS LICUADO DE PETRÓLEO
  - 6.1 PRODUCCIÓN DE GLP EN PLANTAS
  - 6.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN REFINERÍAS
  - 6.3 PRODUCCIÓN TOTAL DE GLP
- 7. COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO
  - 7.1 VENTAS DE GLP AL MERCADO INTERNO
  - 7.2 VENTAS DE GLP AL MERCADO EXTERNO
- 8. IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN
  - 8.1 PAGOS DE YPFB POR CONCEPTO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
  - 8.2 REGALÍAS POR DEPARTAMENTO
- 9. INVERSIÓN 2012 Y 2013 EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS
- 10. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN
- 11. GLOSARIO DE TÉRMINOS

# 1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

GRÁFICO N°1



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

CUADRO N°1  
PRODUCCIÓN BRUTA 2013

PRODUCCIÓN BRUTA ENERO - DICIEMBRE 2013				
MES	GAS NATURAL (MMm3/día)		PETROLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día)	
	2012	2013	2012	2013
ENE	40,59	54,90	39,91	55,80
FEB	47,79	58,00	47,06	58,94
MAR	49,43	58,34	49,13	59,24
ABR	46,13	55,28	44,53	55,30
MAY	52,42	58,07	51,49	59,15
JUN	49,83	59,98	51,05	60,48
JUL	47,60	59,65	49,96	60,01
AGO	49,30	60,01	51,27	60,84
SEP	57,59	59,26	59,00	60,28
OCT	57,63	60,30	58,20	61,70
NOV	58,19	56,90	58,90	58,58
DIC	56,83	58,59	57,40	60,37
PROM	51,11	58,27	51,49	59,22
<b>Tasas de Crecimiento</b>		↑ 14,01%		↑ 15,02%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

Nota: La Producción Bruta de Hidrocarburos se refiere a la producción medida en Boca de Pozo.

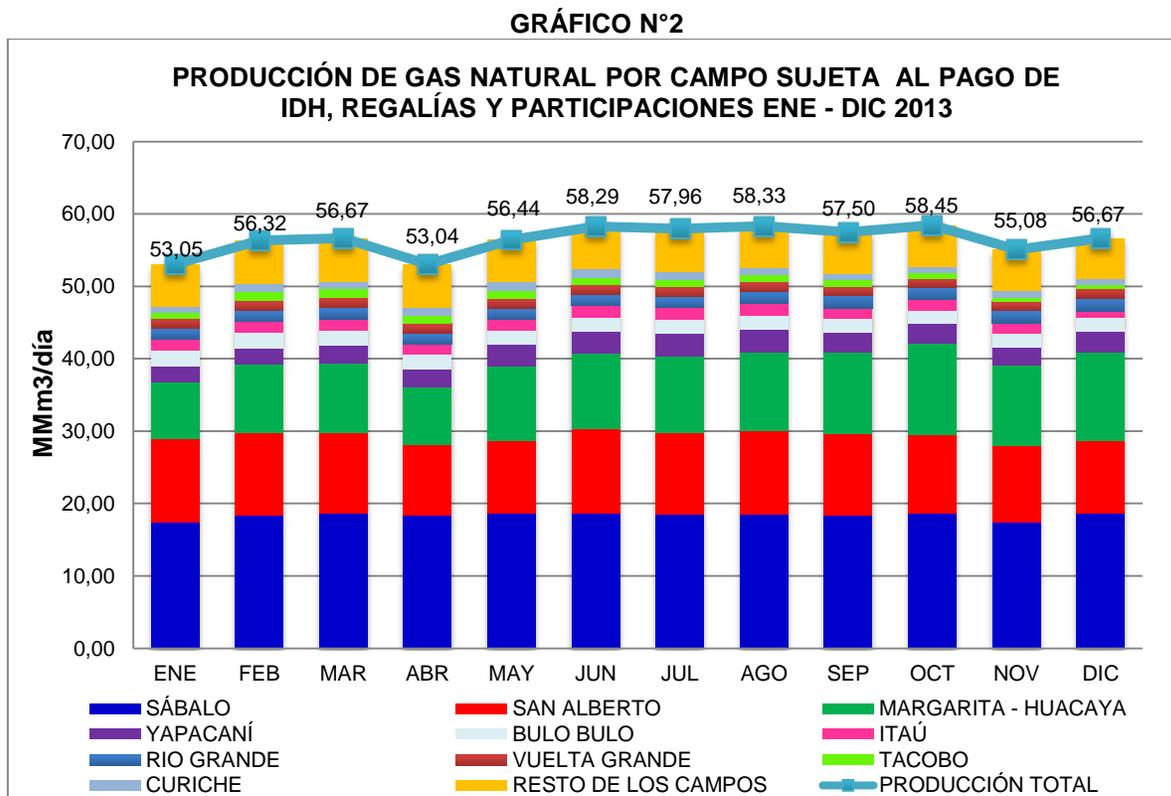
Durante la gestión 2013, la producción bruta de gas natural alcanzó un volumen promedio de 58,27 MMm<sup>3</sup>/día y la producción bruta de petróleo, condensado y gasolina natural llegó a un promedio de 59,22 MBbl/día.

El promedio de la Producción Bruta de Gas Natural en MMm<sup>3</sup>/día, se incrementó en 14,01% con relación a la gestión 2012. El mes que registró la mayor producción de gas natural fue octubre con un promedio de 60,30 MMm<sup>3</sup>/día.

La producción de hidrocarburos líquidos el año 2013, se incrementó en 15,02% con relación al año 2012 y ha seguido la misma tendencia del gas natural alcanzando en el mes de octubre un volumen máximo de 61,70 MBbl/día.

## 2. GAS NATURAL

### 2.1 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°2**  
**PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS**  
**Y PARTICIPACIONES POR CAMPO**  
**En MMm<sup>3</sup>/día**  
**ENERO - DICIEMBRE 2013**

CAMPO	SÁBALO		SAN ALBERTO		MARGARITA - HUACAYA		YAPACANÍ		BULO BULO		ITAÚ		RIO GRANDE		VUELTA GRANDE		TACOBO		CURICHE		RESTO DE LOS CAMPOS		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	11,40	17,45	9,21	11,51	0,00	7,75	1,44	2,29	2,11	2,17	1,50	1,53	1,38	1,50	1,60	1,39	1,42	0,84	0,64	0,74	8,33	5,87	39,05	53,05
FEB	15,41	18,34	11,27	11,47	0,00	9,48	1,51	2,22	2,11	2,11	1,63	1,53	1,40	1,50	1,61	1,37	1,52	1,22	0,71	1,05	9,04	6,04	46,20	56,32
MAR	16,63	18,59	11,45	11,22	0,00	9,59	1,45	2,42	2,09	2,08	1,70	1,57	1,48	1,56	1,60	1,35	1,49	1,21	0,75	1,08	9,23	5,99	47,87	56,67
ABR	16,30	18,40	8,95	9,78	1,16	7,89	1,84	2,45	2,07	2,06	1,11	1,45	1,55	1,55	1,58	1,30	1,44	1,16	0,80	1,10	7,80	5,91	44,60	53,04
MAY	16,45	18,60	11,30	10,13	5,74	10,23	1,93	3,01	2,06	2,01	1,67	1,44	1,55	1,56	1,54	1,30	1,42	1,12	0,85	1,21	6,20	5,84	50,72	56,44
JUN	13,83	18,60	10,04	11,66	8,20	10,43	1,20	3,10	2,06	1,96	1,55	1,58	1,57	1,52	1,49	1,31	1,46	1,07	0,77	1,14	6,10	5,90	48,28	58,29
JUL	13,23	18,55	9,40	11,23	8,06	10,56	0,86	3,16	2,06	1,96	1,53	1,57	1,46	1,56	1,51	1,32	1,19	1,00	0,86	1,11	5,95	5,93	46,11	57,96
AGO	12,99	18,58	10,16	11,43	8,55	10,83	1,09	3,20	2,03	1,97	1,56	1,60	1,50	1,74	1,49	1,29	1,12	0,94	0,98	1,01	6,03	5,73	47,49	58,33
SEP	18,10	18,42	10,83	11,25	9,67	11,16	2,12	2,82	2,06	1,93	1,65	1,44	1,57	1,71	1,46	1,28	1,29	0,83	1,04	0,94	6,10	5,72	55,89	57,50
OCT	18,46	18,59	10,49	10,92	9,03	12,58	2,41	2,72	2,07	1,91	1,59	1,44	1,57	1,75	1,43	1,22	1,31	0,71	1,07	0,87	6,24	5,73	55,66	58,45
NOV	18,31	17,44	11,47	10,57	9,11	11,11	2,45	2,51	2,27	1,85	1,46	1,39	1,52	1,82	1,43	1,22	1,28	0,56	1,07	0,86	6,11	5,75	56,50	55,08
DIC	18,03	18,60	11,54	10,10	8,46	12,25	2,41	2,89	2,18	1,82	1,41	0,82	1,51	1,91	1,38	1,23	1,11	0,61	0,96	0,83	6,17	5,59	55,15	56,67
PROM	15,76	18,35	10,51	10,94	5,67	10,32	1,73	2,73	2,10	1,99	1,53	1,45	1,50	1,64	1,51	1,30	1,34	0,94	0,87	1,00	6,94	5,83	49,46	56,48
Participación %	31,87%	32,48%	21,25%	19,37%	11,45%	18,28%	3,49%	4,84%	4,24%	3,52%	3,09%	2,56%	3,04%	2,90%	3,05%	2,30%	2,70%	1,66%	1,77%	1,76%	14,04%	10,33%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: A partir del mes de abril de 2012 se considera la producción de MARGARITA y HUACAYA de manera conjunta "MARGARITA-HUACAYA".

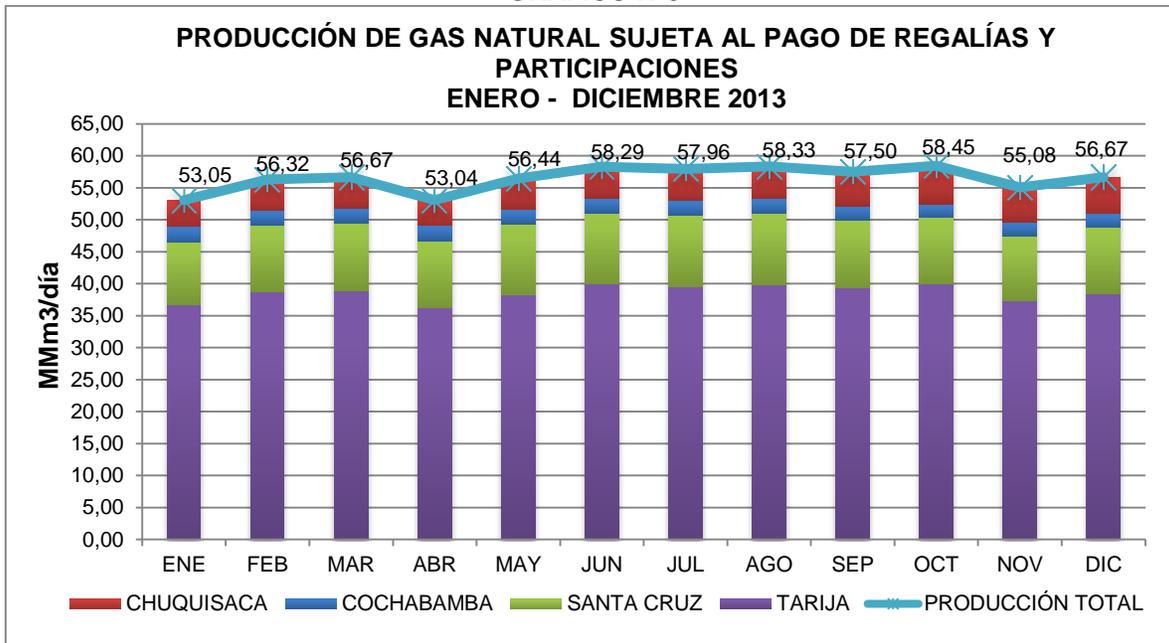
La producción sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones es aquella producción medida en punto de fiscalización a la salida de la planta, más los volúmenes de producción sujetos a penalidades por quemas, además es menor a la producción bruta, contemplada en el Cuadro N° 1, debido a que esta última es medida en boca de pozo antes del proceso de separación de los componentes licuables y antes de las actividades de uso del gas como combustible en los campos, quema y venteo.

La producción de gas natural sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones, durante la gestión 2013, alcanzó un promedio de 56,48 MMm<sup>3</sup>/día, mostrando un incremento de 14,20% en relación al año 2012. Esta producción fue entregada en su totalidad a YPF por las diferentes empresas que operan los campos bajo Contratos de Operación.

Los campos con mayor producción para el 2013 fueron: Sábalo, San Alberto y Margarita - Huacaya con el 32,48%, 19,37% y 18,28% respectivamente. Otros campos como Yapacaní y Buló Buló representaron el 4,84% y 3,52% de la producción total. Los campos Itaú, Río Grande, Vuelta Grande, Tacobo y Curiche representaron el 2,56%, 2,90%, 2,30%, 1,66% y 1,76% respectivamente. El resto de los campos representaron el 10,33% de la participación en la producción total que incluye los campos con producción menor a 0,94 MMm<sup>3</sup>/día.

## 2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR DEPARTAMENTO

GRÁFICO N°3



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°3  
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SEGÚN DEPARTAMENTO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS  
Y PARTICIPACIONES  
En MMm<sup>3</sup>/día  
ENERO - DICIEMBRE 2013**

DEPARTAMENTO	TARIJA		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	26,11	36,77	8,82	9,71	2,51	2,44	1,61	4,13	39,05	53,05
FEB	32,77	38,75	9,30	10,39	2,52	2,37	1,61	4,81	46,20	56,32
MAR	34,50	38,85	9,25	10,60	2,51	2,36	1,60	4,86	47,87	56,67
ABR	30,29	36,22	9,96	10,51	2,39	2,35	1,97	3,96	44,60	53,04
MAY	34,96	38,19	9,95	11,06	2,39	2,37	3,43	4,81	50,72	56,44
JUN	32,23	39,96	9,14	11,13	2,44	2,30	4,47	4,90	48,28	58,29
JUL	30,73	39,55	8,41	11,14	2,42	2,27	4,55	5,00	46,11	57,96
AGO	31,56	39,89	8,80	11,14	2,39	2,24	4,75	5,05	47,49	58,33
SEP	38,32	39,38	10,31	10,57	2,38	2,17	4,89	5,39	55,89	57,50
OCT	37,93	39,94	10,66	10,37	2,38	2,15	4,70	5,99	55,66	58,45
NOV	38,76	37,40	10,54	10,03	2,57	2,18	4,63	5,47	56,50	55,08
DIC	38,07	38,37	10,31	10,44	2,47	2,12	4,30	5,73	55,15	56,67
PROM	33,85	38,61	9,62	10,59	2,45	2,28	3,54	5,01	49,46	56,48
Participación %	68,44%	68,35%	19,45%	18,75%	4,95%	4,03%	7,16%	8,87%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

Durante la gestión 2013, de los cuatro departamentos productores, Tarija registró la mayor producción de gas natural, alcanzando un promedio de 38,61 MMm<sup>3</sup>/día representando el 68,35% del total, le sigue Santa Cruz con una producción promedio de 10,59 MMm<sup>3</sup>/día representando el 18,75%, Chuquisaca con

5,01 MMm<sup>3</sup>/día representando el 8,87% y Cochabamba alcanzó una producción promedio de 2,28 MMm<sup>3</sup>/día representando el 4,03%.

Los departamentos de Chuquisaca, Tarija y Santa Cruz incrementaron su producción promedio respecto a la gestión 2012 en 41,46%, 14,04% y 10,09% respectivamente, Cochabamba disminuyó en 6,97%.

## 2.3 BALANCE DE GAS NATURAL

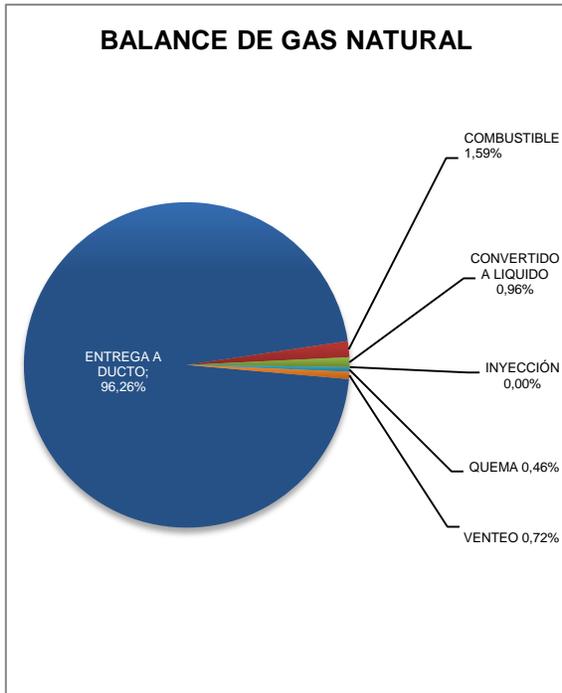
**CUADRO N°4**  
**DESTINO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL**  
**En MMm<sup>3</sup>/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DESTINO	ENTREGA A DUCTO		COMBUSTIBLE		CONVERTIDO A LÍQUIDO		INYECCIÓN		QUEMA		VENTEO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	38,67	52,56	0,82	0,93	0,49	0,54	0,00	0,00	0,21	0,45	0,40	0,42	40,59	54,90
FEB	45,80	55,93	0,85	0,95	0,53	0,57	0,00	0,00	0,16	0,11	0,45	0,44	47,79	58,00
MAR	47,49	56,29	0,85	0,96	0,55	0,56	0,00	0,00	0,11	0,09	0,44	0,45	49,43	58,34
ABR	44,21	52,65	0,84	0,91	0,51	0,55	0,00	0,00	0,13	0,76	0,44	0,43	46,13	55,28
MAY	50,32	56,07	0,92	0,91	0,53	0,57	0,00	0,00	0,20	0,11	0,46	0,42	52,42	58,07
JUN	47,88	57,91	0,88	0,92	0,53	0,57	0,00	0,00	0,11	0,15	0,43	0,43	49,83	59,98
JUL	45,68	57,58	0,85	0,94	0,52	0,55	0,00	0,00	0,16	0,15	0,39	0,42	47,60	59,65
AGO	47,09	57,94	0,86	0,94	0,52	0,56	0,00	0,00	0,43	0,15	0,40	0,42	49,30	60,01
SEP	55,48	57,13	0,95	0,92	0,58	0,57	0,00	0,00	0,12	0,24	0,46	0,41	57,59	59,26
OCT	55,25	58,09	0,96	0,94	0,57	0,57	0,00	0,00	0,39	0,30	0,47	0,40	57,63	60,30
NOV	56,08	54,71	0,94	0,92	0,57	0,57	0,00	0,00	0,15	0,31	0,46	0,39	58,19	56,90
DIC	54,71	56,31	0,95	0,90	0,57	0,57	0,00	0,00	0,15	0,42	0,45	0,39	56,83	58,59
PROM	49,05	56,10	0,89	0,93	0,54	0,56	0,00	0,00	0,19	0,27	0,44	0,42	51,11	58,27

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

Durante la gestión 2013, los volúmenes promedio de gas natural entregados a ducto fueron mayores en 14,01% a los volúmenes entregados el 2012. El gas natural entregado a ducto en promedio fue de 56,10 MMm<sup>3</sup>/día, el gas destinado para uso de combustible y el gas convertido a líquido, fueron de 0,93 MMm<sup>3</sup>/día y 0,56 MMm<sup>3</sup>/día respectivamente. Asimismo, el volumen de gas natural destinado a la quema fue de 0,27 MMm<sup>3</sup>/día, el gas destinado a venteo alcanzó a 0,42 MMm<sup>3</sup>/día y la inyección de gas natural fue nula.

**GRÁFICO N° 4**



Durante la gestión 2013, el 96,26% de la producción total de gas natural fue entregado a ducto con destino al mercado interno y externo para cubrir principalmente la demanda de los sectores eléctrico, industrial, residencial, comercial y de transporte vehicular, así como a los mercados de Brasil y Argentina.

El 1,59% de esta producción fue destinado al uso como combustible en las instalaciones de los campos de producción y no se registraron inyecciones en los pozos.

Asimismo, los componentes licuables (GLP y gasolina natural) presentes en el gas natural que se separan en las plantas, representaron el 0,96% de la producción total.

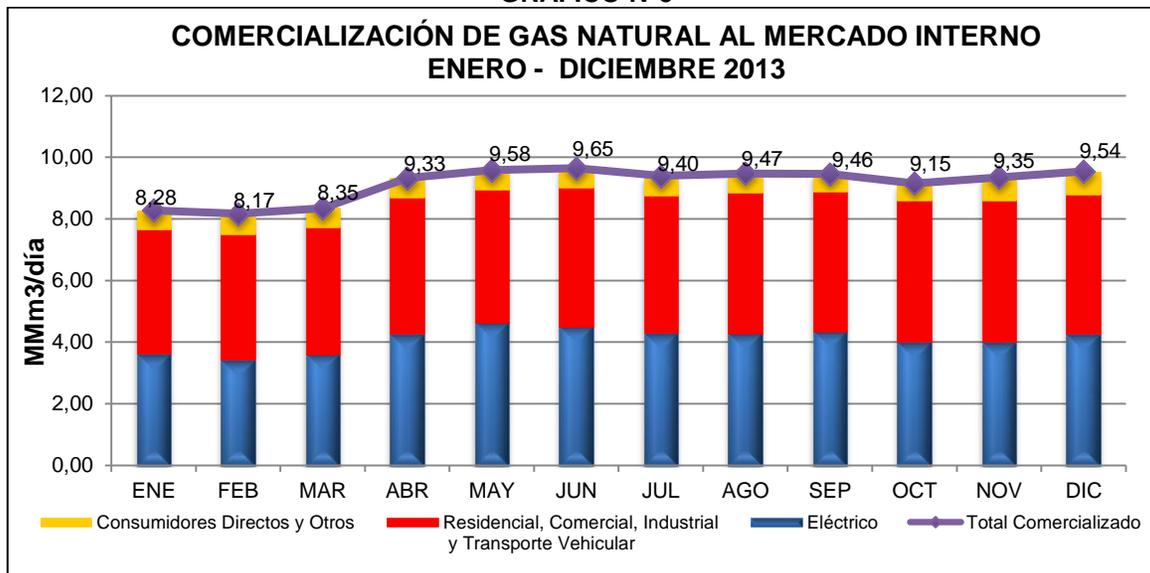
El 0,46% de la producción fue destinado a la quema y el 0,72% al venteo. Estas operaciones son consecuencia, principalmente, de pruebas de producción, intervención, terminación de pozos y por razones de seguridad en el funcionamiento de las instalaciones de los campos de producción.

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

### 3. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

#### 3.1 MERCADO INTERNO POR SECTOR

GRÁFICO N°5



Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°5  
VOLÚMENES A 60°F COMERCIALIZADOS EN EL MERCADO INTERNO POR  
SECTOR  
En MMm<sup>3</sup>/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

SECTOR	Eléctrico		Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular		Consumidores Directos y Otros**		Total Comercializado	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	4,32	3,63	3,69	4,05	0,46	0,59	8,46	8,28
FEB	3,76	3,44	3,69	4,08	0,54	0,65	7,99	8,17
MAR	3,49	3,62	3,88	4,12	0,61	0,61	7,98	8,35
ABR	3,28	4,29	3,98	4,42	0,60	0,62	7,86	9,33
MAY	4,13	4,65	3,98	4,31	0,62	0,62	8,73	9,58
JUN	4,17	4,52	3,92	4,51	0,61	0,62	8,70	9,65
JUL	4,18	4,30	4,18	4,48	0,57	0,63	8,92	9,40
AGO	4,59	4,29	4,03	4,57	0,52	0,61	9,14	9,47
SEP	4,87	4,37	4,09	4,52	0,59	0,57	9,55	9,46
OCT	4,88	4,03	4,10	4,58	0,52	0,54	9,51	9,15
NOV	4,60	4,02	4,08	4,59	0,52	0,73	9,21	9,35
DIC	3,93	4,28	4,10	4,53	0,57	0,74	8,61	9,54
PROM	4,18	4,12	3,98	4,40	0,56	0,63	8,72	9,14
Participación %	47,98%	45,05%	45,59%	48,09%	6,43%	6,86%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

Nota: \*Incluye industrias conectadas directamente a la red troncal de transporte y consumidores propios del Sector Hidrocarburos como refinerías, estaciones de bombeo y Planta de Compresión Río Grande, además de las Estaciones de Servicio de gas natural que tienen contrato directo con YPF.

El consumo de gas natural en el mercado interno, durante la gestión 2013, alcanzó un promedio de 9,14 MMm<sup>3</sup>/día, de los cuales el Sector “Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular” es el mayor consumidor con un promedio de 4,40 MMm<sup>3</sup>/día que representa el 48,09% del total comercializado, le sigue el Sector Eléctrico, con un consumo promedio de 4,12 MMm<sup>3</sup>/día que equivale al 45,05%, y Consumidores Directos y Otros con 0,63 MMm<sup>3</sup>/día que significa el 6,86% del total.

### 3.2 PRECIOS DE COMPRA DE GAS NATURAL SEGÚN SECTOR Y EMPRESA DEMANDANTE

**CUADRO N°6  
PRECIOS FINALES DE GAS NATURAL POR SECTOR Y EMPRESA DEMANDANTE**

SECTOR		Precio \$us/Mpie <sup>3</sup>	
ELÉCTRICO	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN (R.A. SSDH N° 0440/2008)	Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.	1,3000
		Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.	1,3000
		Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	1,3000
		Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.	1,3000
		ENDE Andina S.A.M	1,3000
	SISTEMAS AISLADOS (R.A. SSDH N° 0450/2008)	Empresa Servicios Eléctricos Tarija S.A.	1,0500
		Empresa Servicios Eléctricos Tarija S.A. - Bermejo	1,1000
		Cooperativa Rural de Electrificación Ltda.	1,1100
		Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. - Ipias	1,9768
		Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. - Puerto Suárez	1,5485
		Gas y Electricidad S.A.	1,0200
		Cooperativa Monteagudo	1,1000
		Cooperativa Muyupampa	1,1000
		RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y TRANSPORTE VEHICULAR (REDES DE GAS NATURAL)	YPFB Redes de Gas Cochabamba
YPFB Redes de Gas Santa Cruz	0,9800		
YPFB Redes de Gas Chuquisaca	0,9800		
YPFB Redes de Gas La Paz	0,9800		
YPFB Redes de Gas Oruro	0,9800		
YPFB Redes de Gas Potosí	0,9800		
Empresa Tarijeña del Gas S.A.M.	0,9800		
Empresa Tarijeña del Gas S.A.M. - Carapari	0,5700		
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	0,9800		
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS <sup>(3)</sup>	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACION (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Refinería Oro Negro S.A. <sup>(4)</sup>	0,9000
		Refinería Santa Cruz S.R.L. <sup>(4)</sup>	0,9000
		Refinería Parapetí S.R.L. <sup>(4)</sup>	0,9000
		YPFB Refinación S.A. <sup>(4)</sup>	0,9000
	INDUSTRIA MINERA – CALERA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Compañía Minera Paitití S.A. <sup>(1)</sup>	
		Empresa Minera y Calera Sayari S.A. <sup>(4)</sup>	1,2900
	INDUSTRIA ALIMENTICIA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Gravetal Bolivia S.A. <sup>(1)</sup>	
		Empresa COMASA <sup>(4)</sup>	1,2900
	USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE (R.A. SSDH N° 0695/2008)	Laguna Volcán S.R.L.	1,7000
		Planta de Compresión Río Grande <sup>(4)</sup>	1,0108
YPFB Logística <sup>(4)</sup>		1,0108	
GNV (D.S. N° 29510)	YPFB Transporte	1,0108	
	Caiguami <sup>(2)</sup>	1,5000	
PLANTAS DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS (R.A. ANH 3517/2013)	Planta de Separación de Líquidos de Río Grande <sup>(5)</sup>	4,4700	

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

Nota: (1) Precio Fijo en Punto de Fiscalización (1,29\$us/Mpie<sup>3</sup>) y variable en Punto de Entrega.

(2) R.A. SSDH N° 598/2001.

(3) Incluye: industrias conectadas directamente a la red troncal de transporte, consumidores propios del sector hidrocarburos como refinerías, estaciones de bombeo y Planta Río Grande, además de las Estaciones de Servicio de gas natural que tienen contrato directo con YPFB.

(4) Precio en punto de fiscalización, al cual debería adicionarse la tarifa de transporte.

(5) Precio aplicable a los volúmenes de la gestión 2013

Los precios de gas natural en el mercado interno se encuentran en una banda definida entre un nivel máximo de 4,4700 \$us/Mpie<sup>3</sup> y un nivel mínimo de 0,57 \$us/Mpie<sup>3</sup>, en función al sector de destino y la normativa empleada en cada caso.

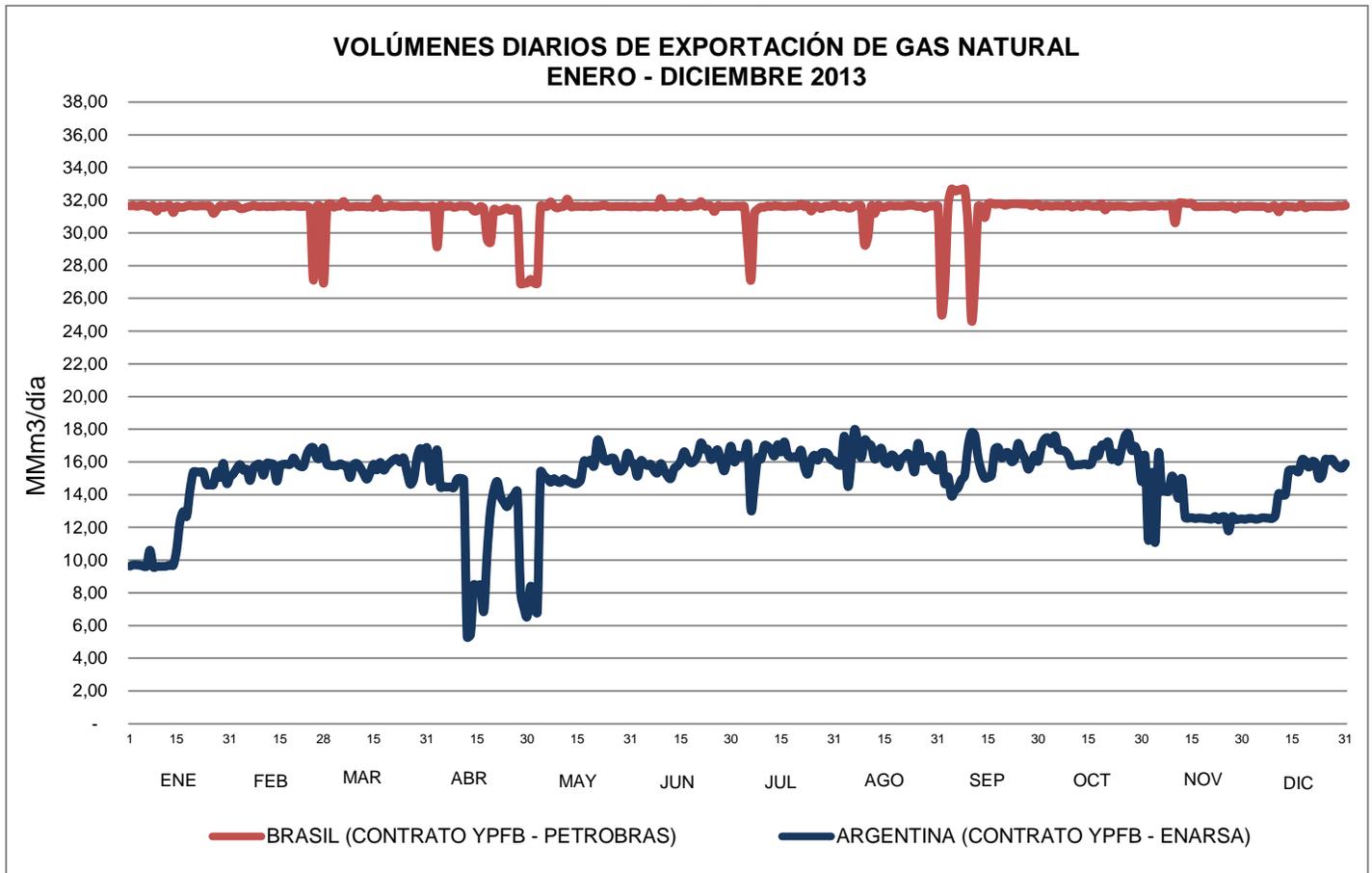
El precio de compra de gas natural para el Sector Eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional en punto de entrega es igual a 1,30 \$us/Mpie<sup>3</sup>. Para generadoras pertenecientes al Sistema Aislado el precio varía entre 1,0200 \$us/Mpie<sup>3</sup> y 1,9768 \$us/Mpie<sup>3</sup>.

El precio de compra de gas natural entregado a las empresas distribuidoras en City Gate (Puerta de Ciudad), cuyo destino son los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular, es de 0,98 \$us/Mpie<sup>3</sup>. Sólo en el caso de la Empresa Tarijeña del Gas S.A.M. – Carapari, es de 0,57 \$us/Mpie<sup>3</sup>.

Asimismo, los precios de compra de gas natural para consumo propio del sector hidrocarburos como combustible en transporte es de 1,0108 \$us/Mpie<sup>3</sup>. Para el uso como combustible en las refinerías es de 0,9000 \$us/Mpie<sup>3</sup> medido en punto de fiscalización.

### 3.3 MERCADO EXTERNO POR MERCADO DE DESTINO

GRÁFICO N°6



Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°7**  
**VOLÚMENES DIARIOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL**  
**En MMm<sup>3</sup>**  
**ENERO - DICIEMBRE 2013**

DIA	VOLUMENES DE GAS NATURAL EXPORTADOS AL BRASIL: CONTRATO YPFB - PETROBRAS A 68°F*												VOLUMENES DE GAS NATURAL EXPORTADOS A ARGENTINA: YPFB - ENARSA A 60°F**											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	31,7	31,7	31,6	31,6	27,2	31,6	31,6	31,6	25,1	31,6	31,7	31,6	9,6	15,3	15,9	14,9	8,4	15,9	16,0	15,8	16,4	17,0	16,3	12,5
2	31,7	31,7	31,8	31,6	26,9	31,6	31,6	31,6	26,6	31,7	31,6	31,6	9,7	15,6	15,8	15,2	7,1	15,1	16,4	15,8	14,7	17,4	11,2	12,5
3	31,6	31,5	31,6	29,1	26,9	31,6	31,6	31,6	31,7	31,7	31,6	31,6	9,7	15,8	15,8	16,7	6,8	16,1	16,3	17,6	15,1	17,5	15,4	12,6
4	31,7	31,5	31,7	31,7	31,6	31,6	31,6	31,5	<b>32,7</b>	31,6	31,6	31,6	9,7	15,5	15,8	14,5	15,4	15,9	16,4	14,5	13,9	17,1	11,1	12,5
5	31,7	31,6	31,7	31,6	31,6	31,6	29,3	31,5	32,6	31,7	31,7	31,6	9,6	15,5	15,9	14,5	15,1	15,8	17,1	16,0	14,2	17,6	16,5	12,5
6	31,6	31,6	31,9	31,6	31,6	31,6	27,1	31,7	32,6	31,7	31,7	31,6	9,6	14,9	15,8	14,5	15,0	15,9	13,1	<b>18,0</b>	14,4	16,8	14,3	12,6
7	31,6	31,7	31,6	31,7	31,9	31,6	31,2	31,7	<b>32,7</b>	31,7	31,6	31,6	10,6	15,6	15,7	14,5	14,8	15,5	14,6	17,2	14,9	16,7	14,2	12,6
8	31,7	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,4	31,6	<b>32,7</b>	31,7	31,7	31,5	9,6	15,8	15,0	14,4	15,0	15,3	16,3	16,3	15,2	16,6	14,2	12,6
9	31,3	31,6	31,6	31,6	31,5	32,1	31,6	29,3	30,3	31,7	31,7	31,6	9,6	15,8	15,8	14,9	14,8	15,9	16,2	17,3	17,0	16,4	15,1	12,5
10	31,6	31,6	31,6	31,7	31,6	31,6	31,6	29,8	24,7	31,6	30,6	31,6	9,6	15,2	15,9	15,0	14,8	15,5	17,0	17,1	17,8	15,8	14,8	12,7
11	31,5	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,7	31,6	27,0	31,6	31,8	31,3	9,6	15,9	15,6	14,9	15,0	15,1	17,0	17,0	17,6	15,8	13,8	14,1
12	31,6	31,6	31,6	31,6	32,1	31,6	31,6	31,2	31,6	31,7	31,8	31,6	9,6	15,9	15,3	5,3	14,8	15,0	16,7	16,2	16,3	15,8	15,0	14,0
13	31,7	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,7	31,7	31,6	31,6	31,8	31,6	9,7	15,8	14,9	5,4	14,8	15,6	16,4	16,5	15,4	15,8	12,6	14,0
14	31,2	31,6	31,6	31,4	31,6	31,6	31,6	31,6	30,9	31,7	31,8	31,6	9,7	14,8	15,4	8,5	14,7	15,8	17,1	16,8	15,0	15,9	12,6	15,5
15	31,6	31,6	31,6	31,4	31,6	31,9	31,6	31,6	31,8	31,7	31,8	31,6	10,6	15,8	15,9	8,3	14,7	16,1	16,6	16,0	15,1	15,8	12,6	15,5
16	31,6	31,7	32,1	31,6	31,6	31,6	31,6	31,7	31,8	31,6	31,6	31,6	12,3	15,9	15,5	8,5	14,9	16,6	17,2	15,9	15,2	15,9	12,5	15,5
17	31,6	31,6	31,6	31,5	31,6	31,6	31,6	31,7	31,8	31,6	31,6	31,6	13,0	15,9	16,0	6,9	16,1	16,2	16,4	16,4	16,8	16,7	12,6	15,4
18	31,6	31,6	31,6	29,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,8	31,6	31,6	31,7	12,7	15,9	15,5	10,5	15,9	15,9	16,3	16,3	16,9	16,4	12,6	16,1
19	31,7	31,7	31,6	29,4	31,6	31,7	31,7	31,7	31,8	31,8	31,6	31,5	14,2	16,2	15,8	13,1	16,1	16,1	16,3	15,7	16,2	17,0	12,5	16,0
20	31,6	31,6	31,7	31,4	31,6	31,7	31,6	31,6	31,7	31,4	31,6	31,6	15,4	15,9	16,0	14,3	15,8	16,4	16,3	16,2	16,5	17,0	12,5	15,7
21	31,6	31,6	31,6	31,3	31,6	31,9	31,8	31,7	31,7	31,6	31,6	31,6	15,4	15,7	16,1	14,8	<b>17,3</b>	17,2	16,7	16,3	16,6	17,2	12,5	16,0
22	31,7	31,6	31,6	31,4	31,7	31,6	31,6	31,7	31,8	31,6	31,6	31,6	15,4	15,7	16,2	13,9	16,9	16,8	15,7	16,5	16,0	16,2	12,7	15,9
23	31,7	31,6	31,6	31,5	31,7	31,7	31,7	31,7	31,8	31,6	31,6	31,6	15,4	16,5	16,0	13,5	16,1	16,8	15,3	16,1	16,2	16,5	12,5	15,0
24	31,7	31,5	31,6	31,5	31,6	31,6	31,3	31,7	31,8	31,7	31,6	31,6	14,6	16,8	16,2	13,3	16,1	16,2	16,1	15,4	17,1	16,0	12,6	15,2
25	31,6	27,1	31,6	31,4	31,6	31,3	31,6	31,6	31,8	31,6	31,6	31,6	14,6	16,9	15,4	13,7	16,2	16,4	16,4	17,1	16,6	16,8	12,6	16,2
26	31,2	31,6	31,6	31,4	31,6	31,7	31,6	31,6	31,8	31,6	31,6	31,6	14,6	16,2	14,6	14,0	16,2	16,7	16,1	16,1	16,2	17,6	11,8	16,1
27	31,4	31,6	31,6	31,4	31,6	31,6	31,5	31,5	31,8	31,6	31,6	31,6	15,4	16,3	15,0	14,2	15,6	16,0	16,5	16,1	15,6	17,7	12,6	16,2
28	31,7	26,9	31,6	26,9	31,6	31,6	31,6	31,6	31,7	31,6	31,5	31,6	15,1	16,9	16,2	8,1	15,4	15,5	16,6	16,3	15,9	16,7	12,5	15,9
29	31,6		31,6	26,9	31,6	31,6	31,6	31,7	31,8	31,6	31,6	31,7	15,9		16,8	7,1	15,7	16,3	16,5	15,9	16,4	17,0	12,5	15,7
30	31,6		31,6	27,0	31,6	31,6	31,7	31,6	31,7	31,6	31,6	31,6	14,7		16,3	6,6	16,5	17,0	16,1	15,6	16,0	16,3	12,5	15,6
31	31,7		31,6		31,6		31,7	31,6		31,6		31,7	15,1		16,9		16,0		16,1	15,5		14,8		15,9
<b>PROM</b>	<b>31,6</b>	<b>31,3</b>	<b>31,6</b>	<b>30,9</b>	<b>31,2</b>	<b>31,6</b>	<b>31,4</b>	<b>31,5</b>	<b>31,0</b>	<b>31,6</b>	<b>31,6</b>	<b>31,6</b>	<b>12,3</b>	<b>15,9</b>	<b>15,8</b>	<b>12,1</b>	<b>14,8</b>	<b>16,0</b>	<b>16,2</b>	<b>16,3</b>	<b>15,9</b>	<b>16,6</b>	<b>13,2</b>	<b>14,6</b>

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: Los volúmenes a Brasil –Contrato GSA no incluyen el gas combustible en el tramo boliviano.

\*Volúmenes entregados en Mutún y Cuiabá.

\*\*Volúmenes entregados en Yacuiba.

Los volúmenes exportados al mercado de Brasil, a través del contrato YPFB – Petrobras (GSA), mostraron estabilidad a lo largo de la gestión 2013, registrando volúmenes promedio superiores a 30,9 MMm<sup>3</sup>/día en diferentes meses. El volumen más bajo se registró el 10 de septiembre con 24,7 MMm<sup>3</sup> y el volumen más alto se registró los días 4, 7 y 8 de septiembre con 32,7 MMm<sup>3</sup>.

Las exportaciones al mercado de Argentina, a través del contrato YPFB – ENARSA, mostraron en promedio volúmenes superiores a 12,1 MMm<sup>3</sup>/día, el volumen más bajo fue de 5,3 MMm<sup>3</sup> registrado el 12 de abril. Asimismo, el volumen más alto fue de 18,0 MMm<sup>3</sup> y se registró el 6 de agosto.

**CUADRO N°8**  
**VOLUMENES PROMEDIO FACTURADOS AL MERCADO DE EXPORTACIÓN**  
**En MMm<sup>3</sup>/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

MERCADO DE DESTINO	ARGENTINA *		BRASIL **	
	(Contrato YPFB - ENARSA)		(Contrato YPFB - PETROBRAS)	
	2012	2013	2012	2013
ENE	10,04	12,27	20,06	32,10
FEB	9,57	15,86	28,44	31,77
MAR	8,35	15,77	31,35	32,16
ABR	8,11	12,13	28,11	31,31
MAY	11,35	14,77	30,38	31,67
JUN	13,65	16,01	25,51	32,17
JUL	14,01	16,25	22,46	31,87
AGO	16,12	16,31	21,77	31,93
SEP	15,21	15,91	30,81	31,52
OCT	13,78	16,58	32,05	32,23
NOV	14,61	13,24	32,19	32,17
DIC	14,02	14,55	32,05	32,16
PROM	12,40	14,97	27,93	31,92

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: Los volúmenes a Brasil incluyen gas combustible en el tramo boliviano para el Contrato YPFB-PETROBRAS y Volúmenes Facturados de MT GAS.

Los volúmenes a Argentina incluyen volúmenes correspondientes al Contrato YPFB-ENARSA e incorporan los volúmenes del contrato INTERRUMPIBLE.

\* Volúmenes a 60°F Base Seca, Contrato YPFB – ENARSA.

\*\*Volúmenes a 68°F Base Saturada, Contrato YPFB – PETROBRAS y Contrato YPFB – MT GAS.

El promedio de los volúmenes de gas natural facturado al Brasil el 2013, se incrementó en 14,28% en relación a la gestión 2012, alcanzando su mayor valor como promedio mes en octubre con 32,23 MMm<sup>3</sup>/día.

El volumen promedio de gas natural facturado a la Argentina el 2013 fue mayor en 20,70% a lo facturado durante la gestión 2012, en el marco del cumplimiento a la adenda al contrato entre YPFB y ENARSA firmada en marzo de 2010, donde se establece un incremento en los volúmenes comprometidos para el mercado argentino y considerando además los volúmenes enviados bajo contrato interrumpible.

El contrato de compra venta de gas natural entre YPFB y Energía Argentina S.A. (ENARSA) fue suscrito el 2006 con una duración de 21 años a partir del 1º de enero de 2007 hasta el año 2026 y contempla el envío de gas natural a la República Argentina, por un volumen inicial de 7,7 MMm<sup>3</sup>/día durante los tres primeros años, con posibilidad de incrementarse en función de las ampliaciones de gasoductos en ambos países hasta alcanzar 27,7 MMm<sup>3</sup>/día, manteniendo este nivel hasta la finalización del contrato. El 26 de marzo de 2010 se suscribió la primera Adenda a este contrato, la cual establece volúmenes mínimos de recepción y entrega de forma obligatoria y cláusulas de garantías comerciales entre otros, entró en vigencia el 1º de mayo de 2010. Asimismo, desde el inicio del contrato se estableció un poder calorífico en base seca que no sea menor a 1.000 BTU/pie<sup>3</sup>.

El contrato de compra venta de gas natural (GSA) fue suscrito en 1996, tiene una duración de 21 años, esto es a partir de 1999 hasta 2019. Este contrato inicialmente estableció el envío de 16 MMm<sup>3</sup>/día de gas natural, sin embargo, después de la firma de dos Adendas al mismo, se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMm<sup>3</sup>/día más el combustible requerido en el tramo Mutún - Sao Paulo, y que actualmente se encuentra en vigencia. Asimismo, desde los inicios del contrato se estableció un poder calorífico en base saturada que no sea menor a 1.034 BTU/pie<sup>3</sup>.

En el mes de julio de 2012, se firmó un “contrato interrumpible de compra y venta de gas natural” entre YPF y ENARSA, el acuerdo entró en vigencia ese mismo mes y tendrá una duración de 15 años hasta el 31 de diciembre de 2026, es un contrato independiente al suscrito en 2006 y que establece volúmenes interrumpibles que no generan obligaciones a YPF y tampoco compromete reservas en firme.

### 3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO

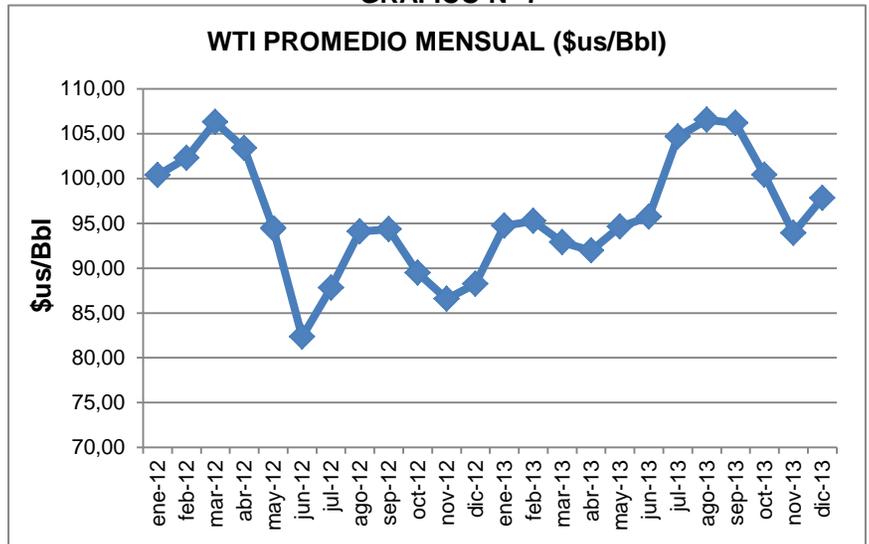
**PRECIOS DEL PETRÓLEO  
WTI PROMEDIO MENSUAL  
(\$us/Bbl)**

**CUADRO N°9**

AÑO	MES	WTI PROMEDIO MENSUAL (\$us/Bbl)
2012	ENE	100,36
	FEB	102,29
	MAR	106,31
	ABR	103,38
	MAY	94,49
	JUN	82,33
	JUL	87,81
	AGO	94,08
	SEP	94,35
	OCT	89,47
	NOV	86,57
	DIC	88,23
2013	ENE	94,74
	FEB	95,27
	MAR	92,88
	ABR	91,97
	MAY	94,64
	JUN	95,74
	JUL	104,66
	AGO	106,55
	SEP	106,19
	OCT	100,41
	NOV	93,93
	DIC	97,81

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

**GRÁFICO N° 7**



El promedio del precio WTI durante el 2013 fue de 97,90 \$us/Bbl incrementándose en 4,0% respecto al 2012 con 94,14 \$us/Bbl.

Debido a los componentes en la determinación del precio en los contratos de exportación, los precios de venta de gas natural al mercado externo, muestran una alta correlación en el comportamiento de los precios del crudo WTI correspondientes a un trimestre anterior.

**CUADRO N°10**  
**PRECIO PONDERADO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL -**  
**CONTRATO YPFB - PETROBRAS**  
**En \$US/MMBtu**

AÑO	TRIM	MES	PRECIO QDCB	PRECIO QDCA	PRECIO* (\$US/MMBtu)
2012	I	ENE	8,33	9,80	8,60
		FEB			8,93
		MAR			9,01
	II	ABR	8,83	10,39	9,42
		MAY			9,51
		JUN			9,35
	III	JUL	8,74	10,28	9,14
		AGO			9,09
		SEP			9,38
	IV	OCT	8,68	10,21	9,35
		NOV			9,37
		DIC			9,35
2013	I	ENE	8,45	9,90	9,09
		FEB			9,08
		MAR			9,09
	II	ABR	8,49	9,92	9,11
		MAY			9,12
		JUN			9,15
	III	JUL	8,26	9,63	8,86
		AGO			8,86
		SEP			8,87
	IV	OCT	8,24	9,61	8,88
		NOV			8,88
		DIC			8,88

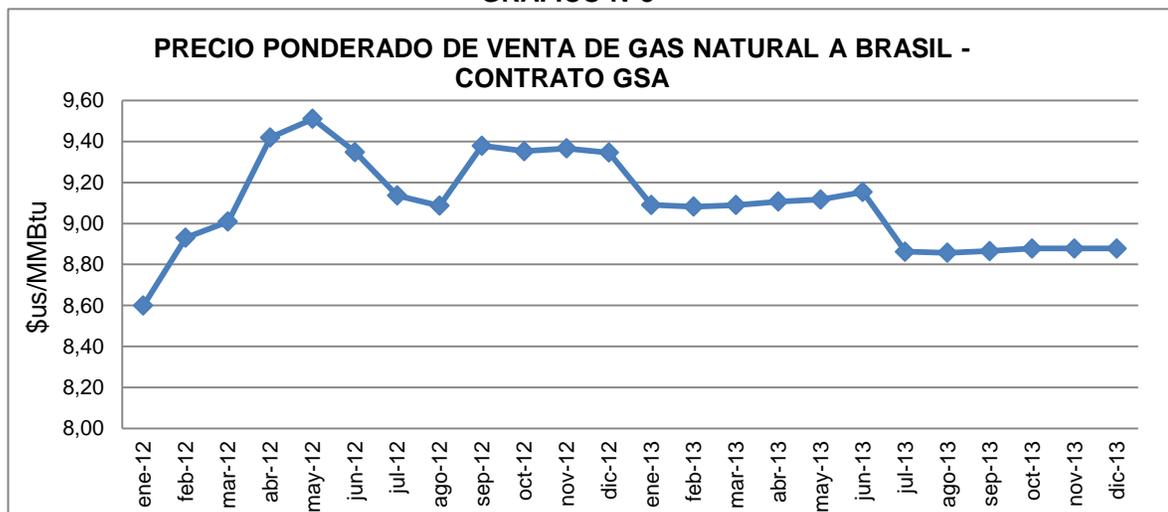
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: (\*) Precio ponderado por volúmenes.

Los precios de exportación de gas natural al Brasil (Precios QDCB y QDCA), son calculados y aplicados de forma trimestral conforme a lo estipulado en el contrato suscrito con Petrobras (GSA).

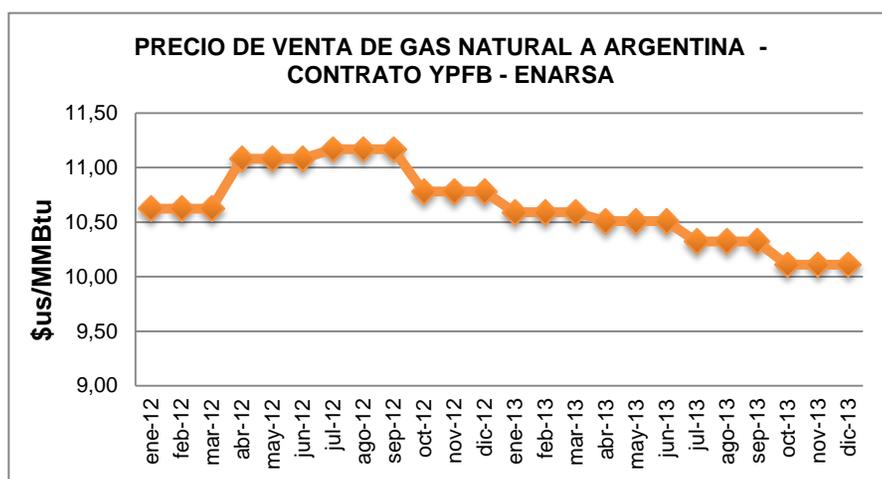
**GRÁFICO N°8**



**CUADRO N° 11  
PRECIO DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA  
CONTRATO YPFB - ENARSA  
En \$US/MMBtu**

AÑO	MES	PRECIO (\$US/MMBtu)
2012	ENE	10,62
	FEB	10,62
	MAR	10,62
	ABR	11,08
	MAY	11,08
	JUN	11,08
	JUL	11,17
	AGO	11,17
	SEP	11,17
	OCT	10,78
	NOV	10,78
	DIC	10,78
2013	ENE	10,59
	FEB	10,59
	MAR	10,59
	ABR	10,51
	MAY	10,51
	JUN	10,51
	JUL	10,32
	AGO	10,32
	SEP	10,32
	OCT	10,11
	NOV	10,11
	DIC	10,11

**GRAFICO N°9**



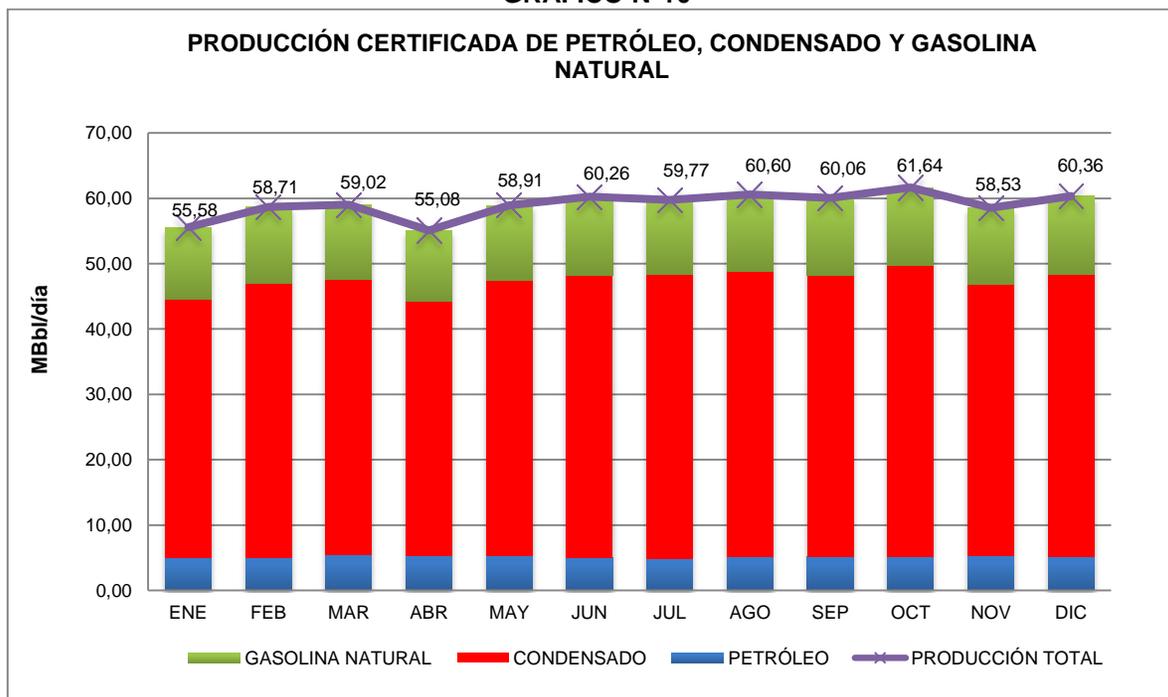
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE

Los precios de exportación de gas natural a la Argentina, son calculados y aplicados de forma trimestral conforme a lo estipulado en el contrato suscrito con ENARSA.

## 4. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

### 4.1 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL

GRÁFICO N°10



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

CUADRO N°12  
PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL  
En MBbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013

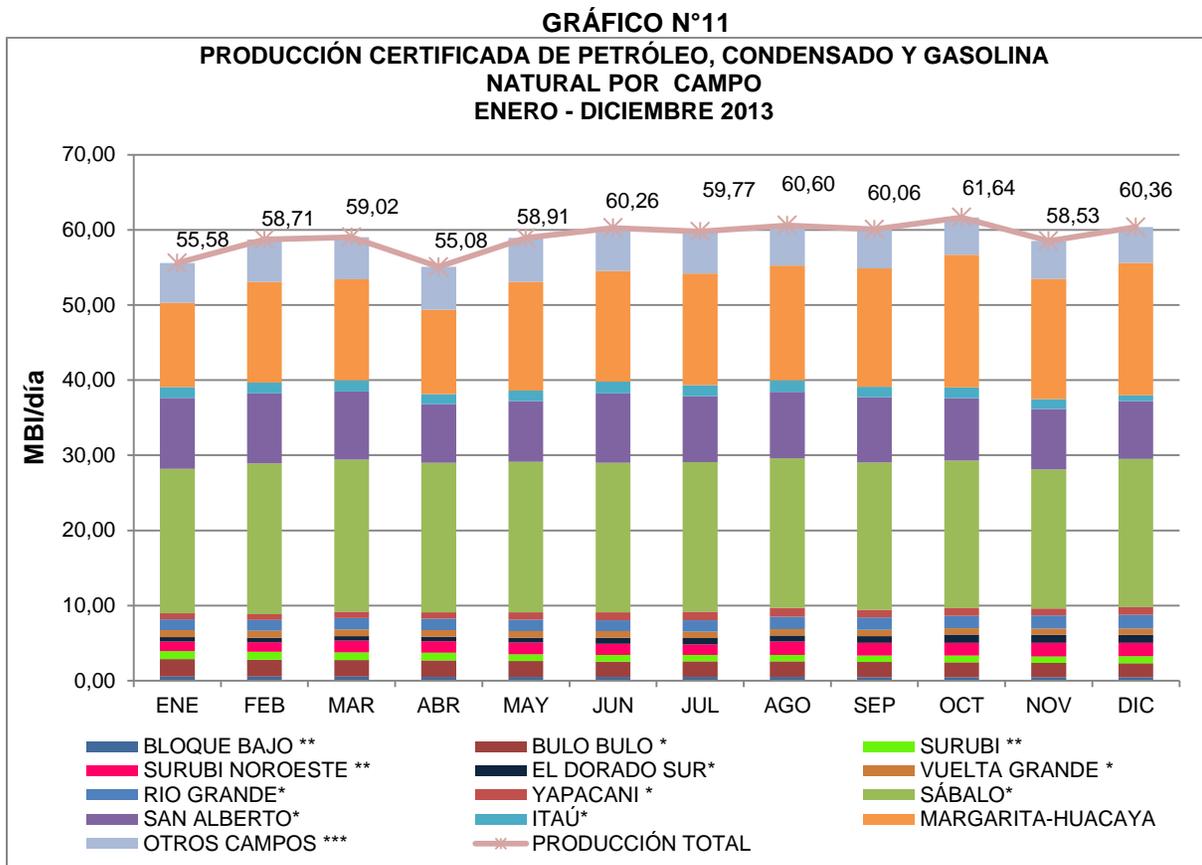
	PETRÓLEO		CONDENSADO		GASOLINA NATURAL		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	4,57	4,89	27,21	39,67	7,97	11,01	39,74	55,58
FEB	4,74	5,08	32,75	42,00	9,40	11,63	46,88	58,71
MAR	4,79	5,34	34,40	42,28	9,74	11,41	48,93	59,02
ABR	4,88	5,28	30,82	38,95	8,79	10,85	44,48	55,08
MAY	4,77	5,19	36,89	42,28	9,69	11,44	51,35	58,91
JUN	4,58	5,06	36,81	43,21	9,48	12,00	50,87	60,26
JUL	4,65	4,86	35,67	43,52	9,43	11,39	49,75	59,77
AGO	4,60	5,22	36,70	43,68	9,77	11,70	51,07	60,60
SEP	4,53	5,16	42,64	43,06	11,72	11,84	58,89	60,06
OCT	4,39	5,21	42,12	44,58	11,53	11,86	58,04	61,64
NOV	4,47	5,23	42,23	41,63	11,99	11,67	58,69	58,53
DIC	4,60	5,21	40,82	43,20	11,76	11,95	57,19	60,36
PROM	4,63	5,14	36,59	42,34	10,11	11,56	51,32	59,04
Participación %	9,02%	8,71%	71,29%	71,71%	19,69%	19,58%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE

La producción certificada de petróleo, condensado y gasolina natural es aquella medida en el punto de fiscalización. La producción certificada de condensado en 2013 representó el 71,71% de la producción total de hidrocarburos líquidos y alcanzó el mayor volumen promedio en el mes de octubre con 44,58 MBbl/día. Por otro lado, la producción de petróleo representó el 8,71% del total de líquidos producido y alcanzó el mayor volumen promedio el mes de marzo con 5,34 MBbl/día. Asimismo, la producción de gasolina natural, representó el 19,58% de la producción total de líquidos y alcanzó el mayor promedio el mes de junio con un volumen de 12,0 MBbl/día.

La producción promedio total de hidrocarburos líquidos del año 2013, se incrementó en 15,0% respecto a la producción del año 2012 donde la producción de condensado creció en 15,7%, la producción de gasolina natural en 14,4% y la producción de petróleo en 11,1%.

#### 4.2 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO (MBbl/día)



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: \*Campos Gasíferos con producción de condensado.

\*\* Campos Petrolíferos.

\*\*\* Campos con una producción total trimestral menor a 50.000 Bbl.

**CUADRO N°13**  
**PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO**  
**En MBbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

CAMPO	BLOQUE BAJO **		BULO BULO *		SURUBI **		SURUBI NOROESTE **		EL DORADO SUR*		VUELTA GRANDE*		RIO GRANDE*		YAPACANI *		SÁBALO*		SAN ALBERTO*		ITAÚ*		MARGARITA-HUACAYA		OTROS CAMPOS ***		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	0,59	0,57	2,37	2,30	0,86	1,09	1,18	1,27	0,21	0,59	1,04	0,93	1,51	1,45	0,53	0,78	12,68	19,25	7,52	9,40	1,44	1,47	0,00	11,19	9,81	5,29	39,74	55,58
FEB	0,58	0,55	2,37	2,24	0,87	1,05	1,20	1,28	0,22	0,60	1,05	0,93	1,50	1,45	0,55	0,77	16,90	20,03	9,24	9,31	1,54	1,45	0,00	13,42	10,86	5,62	46,88	58,71
MAR	0,58	0,54	2,29	2,19	0,85	1,04	1,19	1,55	0,23	0,60	1,04	0,90	1,60	1,54	0,52	0,81	18,43	20,24	9,33	9,06	1,59	1,49	0,00	13,44	11,27	5,60	48,93	59,02
ABR	0,57	0,54	2,25	2,16	0,84	1,04	1,17	1,51	0,23	0,60	1,04	0,88	1,65	1,52	0,59	0,84	17,83	19,91	7,21	7,79	1,06	1,35	1,74	11,22	8,29	5,72	44,48	55,08
MAY	0,54	0,52	2,22	2,10	0,84	0,90	1,16	1,56	0,22	0,62	1,02	0,89	1,65	1,51	0,69	0,99	17,98	20,02	9,20	8,09	1,58	1,39	8,15	14,49	6,11	5,82	51,35	58,91
JUN	0,52	0,50	2,24	2,05	0,83	0,88	1,07	1,48	0,22	0,82	0,97	0,86	1,64	1,44	0,43	1,05	15,09	19,90	8,13	9,26	1,45	1,53	12,09	14,76	6,19	5,71	50,87	60,26
JUL	0,52	0,52	2,22	2,06	0,84	0,86	1,21	1,39	0,21	0,82	1,01	0,87	1,51	1,50	0,29	1,14	14,78	19,90	7,66	8,78	1,45	1,51	12,04	14,84	6,03	5,58	49,75	59,77
AGO	0,53	0,51	2,18	2,07	0,85	0,86	1,18	1,77	0,30	0,81	1,01	0,85	1,55	1,65	0,36	1,17	14,52	19,88	8,42	8,86	1,46	1,54	12,76	15,27	5,95	5,35	51,07	60,60
SEP	0,52	0,48	2,20	2,01	0,83	0,88	1,22	1,67	0,43	0,90	1,00	0,84	1,57	1,65	0,72	1,03	20,05	19,60	8,78	8,67	1,57	1,38	14,25	15,79	5,74	5,18	58,89	60,06
OCT	0,58	0,49	2,18	1,95	0,81	0,92	1,22	1,67	0,42	1,10	0,98	0,85	1,57	1,67	0,83	1,00	20,56	19,65	8,61	8,31	1,51	1,43	13,09	17,64	5,68	4,97	58,04	61,64
NOV	0,58	0,49	2,43	1,88	0,79	0,87	1,28	1,80	0,42	1,08	0,95	0,83	1,49	1,72	0,84	0,95	20,27	18,51	9,54	8,03	1,38	1,31	13,10	16,01	5,60	5,05	58,69	58,53
DIC	0,60	0,49	2,36	1,86	1,00	0,90	1,25	1,79	0,56	1,07	0,94	0,87	1,47	1,79	0,85	1,07	19,86	19,69	9,47	7,68	1,35	0,77	12,05	17,63	5,43	4,77	57,19	60,36
PROM	0,56	0,52	2,28	2,07	0,85	0,94	1,19	1,56	0,31	0,80	1,01	0,87	1,56	1,57	0,60	0,97	17,41	19,72	8,59	8,60	1,45	1,39	8,27	14,64	7,25	5,39	51,32	59,04
Participación %	1,1%	0,9%	4,4%	3,5%	1,7%	1,6%	2,3%	2,6%	0,6%	1,4%	2,0%	1,5%	3,0%	2,7%	1,2%	1,6%	33,9%	33,4%	16,7%	14,6%	2,8%	2,3%	16,1%	24,8%	14,1%	9,1%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: A partir del 19 de abril de 2012 se considera la producción de "MARGARITA" y "HUACAYA" de manera conjunta "MARGARITA-HUACAYA".

\* Campos Gasíferos con producción de condensado.

\*\* Campos Petrolíferos.

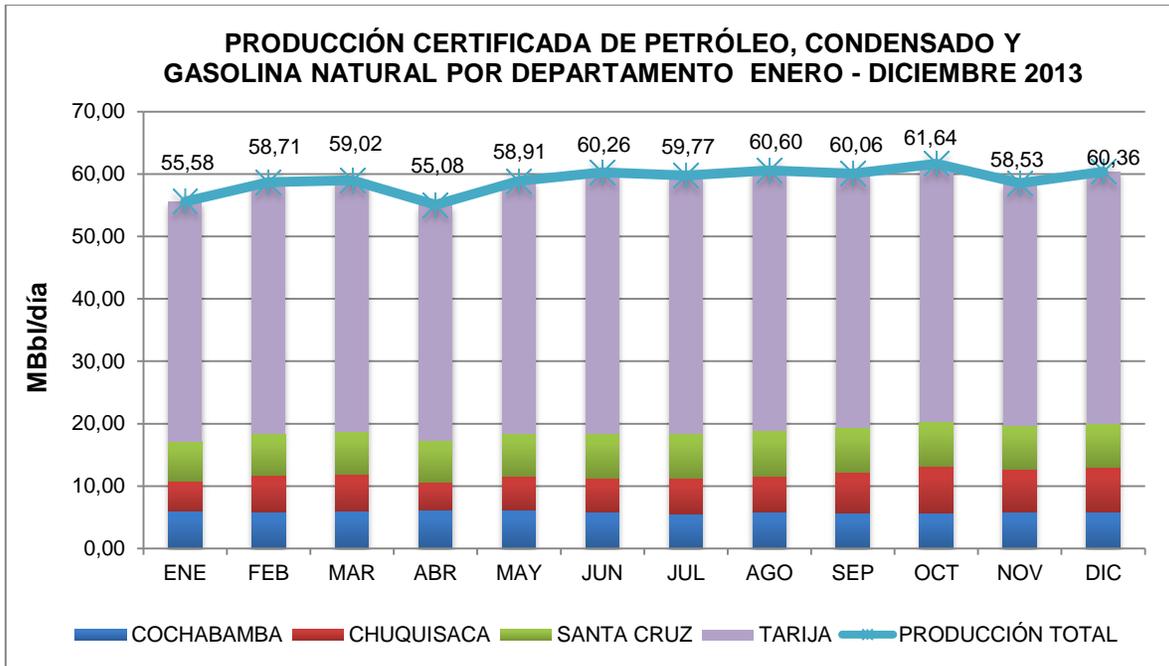
\*\*\* Campos con una producción total trimestral menor a 50.000 Bbl.

Los campos que más aportaron a la producción total de hidrocarburos líquidos fueron Sábalo y San Alberto, campos gasíferos que producen condensado asociados al gas natural, la producción de estos campos el 2013 representó 47,9% de la producción total de hidrocarburos líquidos.

Durante la gestión 2013, el promedio de la producción certificada de petróleo, condensado y gasolina natural fue de 59,04 MBbl/día, representando un incremento del 15,04% respecto al año 2012.

#### 4.3 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR DEPARTAMENTO (MBbl/día)

GRÁFICO N°12



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°14**  
**PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR DEPARTAMENTO**  
**En MBbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	COCHABAMBA		CHUQUISACA		SANTA CRUZ		TARIJA		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	6,15	5,94	1,17	4,85	5,89	6,38	26,54	38,40	39,74	55,58
FEB	6,16	5,87	1,19	5,81	6,16	6,59	33,38	40,43	46,88	58,71
MAR	6,02	6,04	1,16	5,87	6,39	6,72	35,36	40,39	48,93	59,02
ABR	5,59	6,09	1,68	4,47	6,97	6,74	30,24	37,78	44,48	55,08
MAY	5,51	6,10	3,23	5,46	6,63	6,87	35,97	40,48	51,35	58,91
JUN	5,66	5,78	5,11	5,52	6,23	7,13	33,87	41,84	50,87	60,26
JUL	5,75	5,59	5,32	5,65	5,83	7,17	32,84	41,37	49,75	59,77
AGO	5,66	5,89	5,63	5,72	6,03	7,23	33,75	41,77	51,07	60,60
SEP	5,58	5,69	5,75	6,53	6,48	7,08	41,08	40,77	58,89	60,06
OCT	5,59	5,67	5,60	7,42	6,45	7,15	40,40	41,40	58,04	61,64
NOV	5,84	5,87	5,48	6,81	6,37	7,02	41,00	38,83	58,69	58,53
DIC	5,91	5,77	5,06	7,16	6,40	7,07	39,83	40,37	57,19	60,36
PROM	5,79	5,86	3,87	5,94	6,32	6,93	35,35	40,32	51,32	59,04
participación	11,27%	9,92%	7,53%	10,06%	12,31%	11,73%	68,89%	68,29%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: GNPIE.

\*\* A partir del 19 de abril de 2012 se considera la producción de "MARGARITA" y "HUACAYA" de manera conjunta "MARGARITA-HUACAYA".

En la gestión 2013, el departamento con mayor producción de hidrocarburos líquidos fue Tarija, registrando un promedio de 40,32 MBbl/día, representando el 68,29% de la producción total, le sigue Santa Cruz con 6,93 MBbl/día (11,73%), Chuquisaca con 5,94 MBbl/día (10,06%), Cochabamba con 5,86 MBbl/día (9,92%).

#### 4.4 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS OBTENIDOS POR REFINERÍAS

##### - GASOLINA ESPECIAL

**CUADRO N°15**  
**PRODUCCIÓN DE GASOLINA ESPECIAL POR REFINERÍA**  
**En Bbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENERO	9.104	10.226	6.839	6.862	873	1.083	16.816	18.171
FEBRERO	9.037	10.266	3.863	6.930	977	1.050	13.876	18.246
MARZO	9.119	9.520	6.640	7.784	944	1.048	16.702	18.352
ABRIL	9.540	9.986	5.553	7.574	959	984	16.052	18.544
MAYO	9.972	10.199	5.426	7.347	963	1.032	16.361	18.578
JUNIO	9.187	10.793	5.491	7.115	434	1.045	15.112	18.953
JULIO	9.454	10.312	5.379	6.120	923	1.042	15.757	17.473
AGOSTO	10.376	9.530	4.438	7.619	1.041	888	15.855	18.037
SEPTIEMBRE	9.609	9.708	7.496	8.301	1.026	1.017	18.130	19.026
OCTUBRE	2.598	9.939	7.201	5.578	1.051	1.027	10.851	16.544
NOVIEMBRE	9.819	10.540	7.816	8.530	1.070	1.036	18.705	20.105
DICIEMBRE	11.043	9.783	7.179	8.771	1.077	1.036	19.299	19.590
PROMEDIO	9.071	10.067	6.110	7.377	945	1.024	16.126	18.468
Participacion %	56,3%	54,5%	37,9%	39,9%	5,9%	5,5%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

La Gasolina Especial fue el combustible de mayor producción durante la gestión 2013, las refinerías de YPFB Refinación S.A. produjeron el 94,5% del total de este combustible, la producción de Gasolina Especial de la refinería Oro Negro representó el restante 5,5% del total.

La producción promedio de Gasolina Especial el 2013, alcanzó un volumen de 18.468 Bbl/día donde el mes de mayor producción fue noviembre, alcanzando un promedio de 20.105 Bbl/día (Refinería Gualberto Villarroel 10.540 Bbl/día, Refinería Guillermo Elder Bell 8.530 Bbl/día y Refinería Oro Negro 1.036 Bbl/día). El mes de menor producción se registró en octubre con un volumen de 16.544 Bbl/día (Refinería Gualberto Villarroel con 9.939 Bbl/día, Refinería Guillermo Elder Bell con 5.578 Bbl/día y Refinería Oro Negro con el 1.027 Bbl/día).

- **DIESEL OIL**

**CUADRO N°16  
PRODUCCIÓN DE DIESEL OIL POR REFINERÍA  
En Bbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENERO	6.054	7.139	3.767	6.354	1.136	1.225	10.958	14.718
FEBRERO	5.654	7.255	3.273	6.296	992	1.224	9.919	14.775
MARZO	6.916	7.045	4.310	5.813	1.147	1.200	12.372	14.058
ABRIL	6.582	7.692	5.475	6.142	1.156	1.123	13.212	14.957
MAYO	7.294	7.104	5.678	6.483	1.082	1.167	14.054	14.754
JUNIO	6.838	7.295	5.748	6.094	758	1.097	13.343	14.486
JULIO	6.607	7.510	4.645	6.107	1.050	1.220	12.302	14.837
AGOSTO	6.473	6.628	3.213	5.882	1.138	1.134	10.824	13.644
SEPTIEMBRE	6.150	6.699	6.502	4.547	1.107	1.198	13.759	12.444
OCTUBRE	2.403	7.053	6.529	3.733	1.159	1.216	10.091	12.002
NOVIEMBRE	6.616	6.251	7.046	7.144	1.182	1.235	14.844	14.630
DICIEMBRE	6.982	6.987	6.700	7.214	1.159	1.242	14.840	15.443
PROMEDIO	6.214	7.055	5.240	5.984	1.089	1.190	12.543	14.229
Participación %	49,5%	49,6%	41,8%	42,1%	8,7%	8,4%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

El Diesel Oil es el segundo combustible de mayor producción de las refinerías después de la Gasolina Especial, durante el año 2013, el 91,6% de la producción de este combustible se realizó en las refinerías de YPF Refinación S.A. y el restante 8,4% en la Refinería Oro Negro. La producción promedio en el 2013 alcanzó los 14.229 Bbl/día volumen superior en 13,4% en relación a la producción de Diesel Oil del año 2012.

- **JET FUEL**

**CUADRO N°17  
PRODUCCIÓN DE JET FUEL POR REFINERÍA  
En Bbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENERO	1.686	1.761	1.857	1.867	3.543	3.628
FEBRERO	2.113	1.705	1.940	1.352	4.053	3.057
MARZO	1.459	1.765	2.226	1.960	3.685	3.725
ABRIL	1.721	1.475	1.069	1.565	2.790	3.040
MAYO	1.018	2.035	983	1.728	2.001	3.763
JUNIO	1.393	1.715	1.139	1.920	2.531	3.635
JULIO	1.447	1.512	1.296	1.794	2.744	3.306
AGOSTO	1.726	1.611	250	2.113	1.976	3.724
SEPTIEMBRE	1.575	2.142	1.374	2.130	2.949	4.272
OCTUBRE	610	1.635	1.404	1.317	2.014	2.952
NOVIEMBRE	1.875	1.754	1.268	1.851	3.143	3.606
DICIEMBRE	1.676	1.978	1.463	2.034	3.139	4.012
PROMEDIO	1.525	1.757	1.356	1.803	2.881	3.560
Participación %	52,9%	49,4%	47,1%	50,6%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

El Jet Fuel es de exclusiva producción de YPF Refinación S.A. y es el tercer combustible de mayor producción. El año 2013, el 49,4% de la producción correspondió a la Refinería Gualberto Villarroel y 50,6% a la Refinería Guillermo Elder Bell.

La producción promedio de este combustible en la gestión 2013, fue de 3.560 Bbl/día (Gualberto Villarroel con 1.757 Bbl/día y Guillermo Elder Bell con 1.803 Bbl/día)

- **KEROSENE (Bbl/día)**

**CUADRO N° 18  
PRODUCCIÓN DE KEROSENE POR REFINERÍA  
En Bbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENERO	351	308	9	21	359	329
FEBRERO	334	300	10	9	344	309
MARZO	303	314	9	18	313	331
ABRIL	260	236	9	9	268	244
MAYO	338	258	9	10	346	269
JUNIO	296	290	21	8	316	299
JULIO	349	282	21	0	370	282
AGOSTO	356	338	12	6	369	344
SEPTIEMBRE	310	319	13	6	323	326
OCTUBRE	212	301	20	7	232	307
NOVIEMBRE	339	200	10	9	348	208
DICIEMBRE	373	271	23	8	396	279
PROMEDIO	318	285	14	9	332	294

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

- **GASOLINA PREMIUM**

**CUADRO N°19  
PRODUCCIÓN DE GASOLINA PREMIUM POR REFINERÍA  
En Bbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUILLERMO ELDER BELL	
	2012	2013
ENERO	0	48
FEBRERO	78	96
MARZO	71	91
ABRIL	0	0
MAYO	77	95
JUNIO	77	96
JULIO	75	0
AGOSTO	0	99
SEPTIEMBRE	87	0
OCTUBRE	81	102
NOVIEMBRE	75	0
DICIEMBRE	64	99
PROMEDIO	57	60

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

El Kerosene y la Gasolina Premium son combustibles de menor producción y son elaborados por las refinerías de YPF Refinación S.A. Durante la gestión 2013 la Refinería Gualberto Villarroel produjo el 96,9% del Kerosene y la Refinería Guillermo Elder Bell el 3,1%. En relación al 2012, la producción de Kerosene fue menor en 11,7%.

El 100% de la Gasolina Premium fue producido por la Refinería Guillermo Elder Bell. Asimismo el 2013, la producción promedio de Gasolina Premium fue mayor en 5,9% en relación al periodo 2012.

#### 4.5 PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO

**CUADRO N°20**  
**PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO POR REFINERÍA**  
**En Bbl**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENERO	112.402	120.347	64.080	101.026	10.967	9.788	187.449	231.161
FEBRERO	96.677	128.547	58.033	65.042	8.185	7.610	162.895	201.199
MARZO	100.553	114.893	86.840	82.048	10.950	9.324	198.343	206.265
ABRIL	95.098	132.508	108.032	69.149	10.257	9.830	213.387	211.487
MAYO	110.305	135.453	101.558	72.388	10.692	10.421	222.555	218.262
JUNIO	104.228	123.831	99.848	80.178	5.808	6.699	209.884	210.709
JULIO	104.553	134.844	75.567	99.480	18.333	9.040	198.453	243.363
AGOSTO	71.486	136.360	28.172	85.315	15.580	9.506	115.238	231.180
SEPTIEMBRE	95.693	132.535	72.100	44.535	14.154	9.965	181.948	187.034
OCTUBRE	31.615	114.465	97.749	33.084	14.882	10.728	144.247	158.277
NOVIEMBRE	85.421	93.777	74.353	104.973	10.168	8.249	169.942	206.999
DICIEMBRE	113.491	111.467	97.083	97.087	10.091	9.915	220.665	218.470
PROMEDIO	93.460	123.252	80.285	77.859	11.672	9.256	185.417	210.367
Participación %	50,41%	58,59%	43,30%	37,01%	6,30%	4,40%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

La producción de crudo reconstituido es destinada al mercado externo, durante la gestión 2013, el 95,6% fue producido por las refinerías de YPF Refinación S.A., el restante 4,4% fue producido por la refinería Oro Negro. El volumen promedio producido durante la gestión 2013 fue de 210.367 Bbl/mes y se incrementó en 13,46% respecto al volumen producido el año 2012.

#### 4.6. VOLÚMENES DE IMPORTACIÓN

**CUADRO N° 21**  
**IMPORTACIONES DE GLP Y DIESEL OIL**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

PRODUCTO	GLP (Tm/ día)		Diesel Oil (Bbl)	
	2012	2013	2012	2013
ENE	29,37	-	357.251	317.218
FEB	65,80	-	341.120	316.827
MAR	71,16	-	478.028	467.123
ABR	29,28	-	402.950	473.661
MAY	101,48	13,11	412.185	388.759
JUN	161,21	20,02	432.389	442.471
JUL	184,49	93,55	469.643	406.806
AGO	216,96	71,27	339.785	560.731
SEP	182,98	-	388.566	604.210
OCT	196,41	-	431.907	574.759
NOV	41,40	-	455.548	475.124
DIC	-	-	399.911	526.553
<b>PROMEDIO</b>	<b>106,71</b>	<b>16,50</b>	<b>409.107</b>	<b>462.853</b>

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

El promedio de las importaciones de Diesel Oil durante el año 2013 fue de 462.853 Bbl/mes, superior en 13,14% al promedio registrado en 2012. El mes de mayor importación fue septiembre con 604.210 Bbl/mes.

En el caso del GLP, el volumen promedio de importaciones en la gestión 2013 alcanzó a 16,50 Tm/día, menor al promedio registrado en la gestión 2012. Con la puesta en operación de la Planta Separadora de Líquidos Río Grande se dejó de importar este combustible.

## 5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

### 5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

#### - VENTA DE DIESEL OIL (NACIONAL + IMPORTADO)

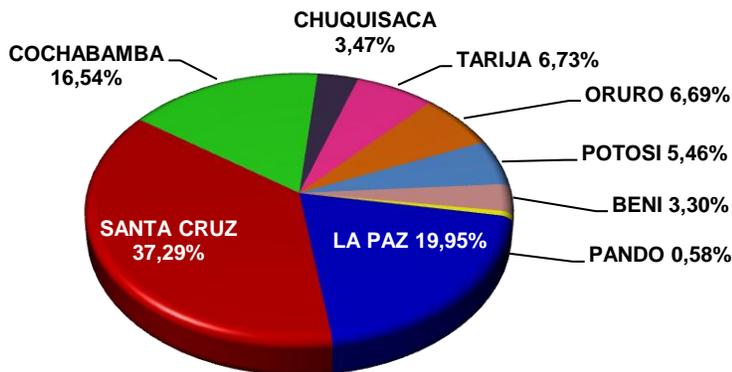
**CUADRO N° 22**  
**VENTA DE DIESEL OIL POR DEPARTAMENTO**  
**En Bbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	4.094	5.037	7.497	9.605	3.859	4.409	839	913	1.302	1.865	1.653	1.845	1.370	1.437	849	899	103	126	21.566	26.135
FEB	4.209	5.162	7.685	8.769	3.876	4.396	774	838	1.645	1.837	1.732	1.812	1.391	1.385	900	874	106	139	22.319	25.211
MAR	4.602	5.286	9.707	9.468	4.113	4.537	920	894	1.751	1.937	1.793	1.832	1.517	1.472	890	812	124	121	25.417	26.359
ABR	4.516	5.612	10.705	11.734	4.060	4.687	870	855	1.613	2.099	1.766	1.917	1.409	1.547	869	903	122	148	25.930	29.502
MAY	4.733	5.634	9.324	10.923	4.161	4.473	937	1.003	1.817	1.766	1.758	1.814	1.508	1.494	887	998	152	180	25.278	28.285
JUN	5.162	5.566	8.760	9.318	4.468	4.804	956	1.023	1.665	1.830	1.890	1.862	1.590	1.551	1.124	687	151	175	25.765	26.816
JUL	5.111	6.175	10.876	10.945	4.611	5.172	1.022	1.126	1.987	2.107	1.915	1.998	1.698	1.732	936	1.025	168	191	28.323	30.470
AGO	5.549	6.094	11.422	11.855	4.794	5.107	1.019	1.097	2.033	2.135	1.904	1.979	1.601	1.645	1.263	1.000	204	197	29.790	31.109
SEP	5.383	6.077	10.319	11.718	4.560	5.060	983	1.132	1.838	2.001	1.948	2.113	1.444	1.729	1.239	1.187	163	179	27.877	31.197
OCT	6.011	6.581	12.290	12.734	4.879	5.199	1.061	1.124	2.297	2.115	2.041	2.187	1.623	1.786	1.305	1.117	175	213	31.681	33.055
NOV	5.751	6.564	11.629	12.490	4.687	5.173	1.014	1.081	2.154	1.995	1.961	2.043	1.495	1.641	1.215	996	187	170	30.094	32.154
DIC	5.780	6.125	9.821	11.125	4.864	4.945	862	1.081	1.913	1.905	1.960	2.032	1.495	1.733	920	1.052	160	180	27.776	30.178
PROM	5.075	5.826	10.003	10.890	4.411	4.830	938	1.014	1.835	1.966	1.860	1.953	1.512	1.596	1.033	962	151	168	26.818	29.206
PART %	18,92%	19,95%	37,30%	37,29%	16,45%	16,54%	3,50%	3,47%	6,84%	6,73%	6,94%	6,69%	5,64%	5,46%	3,85%	3,30%	0,56%	0,58%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

El Diesel Oil es el combustible de mayor consumo en el mercado interno, el año 2013 se comercializó un volumen promedio de 29.206 Bbl/día. El mayor consumo se concentró principalmente en los departamentos de Santa Cruz (37,29%), La Paz (19,95%) y Cochabamba (16,54%), representando estos tres departamentos el 73,78% del consumo total. El volumen de Diesel Oil en el 2013 fue de 8,9% superando al del 2012.

**GRAFICO N°13**  
**PARTICIPACION PORCENTUAL DE VENTAS DE DIESEL OIL 2013**



Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

- **GASOLINA ESPECIAL**

**CUADRO N°23  
VENTA DE GASOLINA ESPECIAL POR DEPARTAMENTO  
En Bbl/día  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	5.335	5.984	6.018	7.249	2.791	3.108	521	581	723	967	1.056	1.181	1.051	1.180	738	863	172	174	18.405	21.287
FEB	5.747	6.181	6.481	7.058	2.901	3.117	549	600	863	964	1.125	1.189	1.060	1.200	724	877	178	188	19.629	21.374
MAR	5.816	6.124	6.761	7.000	2.976	3.140	551	566	856	928	1.080	1.141	1.053	1.147	814	864	201	177	20.108	21.088
ABR	5.914	6.549	6.462	7.461	2.857	3.355	527	599	793	1.025	1.149	1.282	1.060	1.206	807	932	188	196	19.757	22.605
MAY	5.742	6.100	6.483	7.197	2.773	3.019	538	562	823	946	1.145	1.142	1.059	1.144	848	919	193	237	19.604	21.265
JUN	6.080	6.213	6.338	6.570	2.966	3.168	555	578	813	951	1.177	1.169	1.068	1.097	875	879	204	222	20.077	20.846
JUL	5.941	6.654	6.480	7.402	2.892	3.407	568	644	845	1.077	1.178	1.284	1.146	1.285	896	978	193	229	20.139	22.961
AGO	6.176	6.595	6.979	7.308	2.971	3.269	585	623	931	1.056	1.150	1.240	1.159	1.253	948	992	194	236	21.094	22.574
SEP	5.948	6.311	6.668	7.176	2.798	3.146	583	625	872	1.047	1.146	1.218	1.026	1.203	929	956	177	223	20.147	21.905
OCT	6.440	6.757	7.536	7.767	3.046	3.239	613	646	972	1.066	1.157	1.323	1.138	1.258	979	981	210	249	22.090	23.286
NOV	6.236	6.760	6.884	7.610	3.038	3.410	589	698	936	1.090	1.145	1.306	1.182	1.254	955	1.038	182	253	21.146	23.420
DIC	6.152	6.973	6.774	7.787	3.255	3.461	537	698	870	1.140	963	1.398	1.197	1.365	786	1.035	141	236	20.674	24.093
PROM	5.961	6.433	6.655	7.299	2.939	3.237	560	618	858	1.021	1.123	1.239	1.100	1.216	858	943	186	218	20.239	22.225
Participación %	29,45%	28,95%	32,88%	32,84%	14,52%	14,56%	2,77%	2,78%	4,24%	4,60%	5,55%	5,58%	5,43%	5,47%	4,24%	4,24%	0,92%	0,98%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

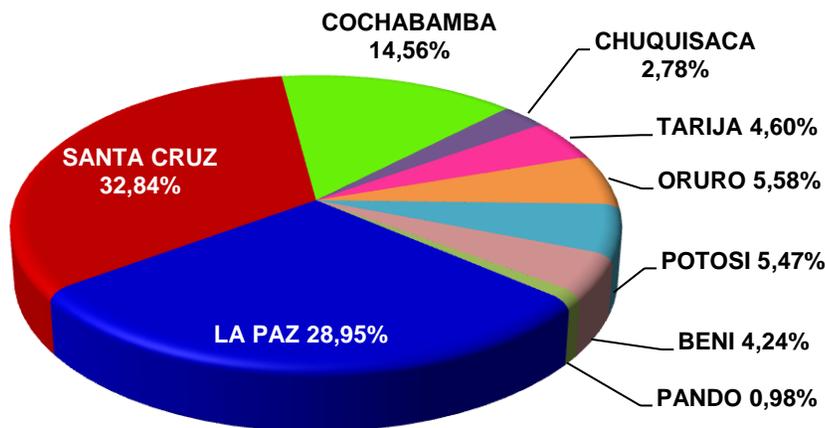
Elaboración: GNPIE.

Nota: Incluye la producción nacional más insumos y aditivos importados.

La Gasolina Especial es el segundo combustible de mayor consumo en el mercado interno, en la gestión 2013 se comercializó un volumen promedio de 22.225 Bbl/día. El mayor consumo se registró en los departamentos de Santa Cruz (32,84%), La Paz (28,95%) y Cochabamba (14,56%), el consumo de estos tres departamentos representa aproximadamente el 76,35% del consumo total. El volumen comercializado de gasolina especial en el 2013 superó en 9,81% al volumen comercializado el 2012.

**Grafico N°14**

**PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE VENTAS DE GASOLINA ESPECIAL 2013**



Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

- **KEROSENE**

**CUADRO N°24**  
**VENTA DE KEROSENE POR DEPARTAMENTO**  
**En Bbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	31,8	20,4	9,9	19,3	7,3	8,3	3,4	6,0	-	4,1	22,9	28,1	9,3	3,2	6,5	6,8	0,3	0,2	91,4	96,4
FEB	38,6	54,8	12,8	21,4	5,9	12,0	2,6	7,6	6,7	14,6	22,6	10,8	11,1	2,7	6,9	10,6	0,2	0,2	107,4	134,7
MAR	30,3	48,2	8,1	7,2	6,1	9,1	2,8	7,1	2,6	9,1	24,7	16,3	8,3	2,6	8,9	2,4	0,2	0,4	91,9	102,4
ABR	32,1	42,1	5,4	9,4	16,1	10,0	3,2	11,8	9,2	5,2	15,1	29,7	10,5	2,8	9,2	1,7	-	0,3	101,0	113,0
MAY	40,0	34,4	17,1	12,6	18,3	15,4	3,9	10,6	0,9	10,1	29,6	18,0	14,9	5,9	3,0	1,6	-	0,1	127,7	108,7
JUN	42,3	39,9	11,4	8,4	12,2	13,5	4,7	13,2	14,7	5,2	48,5	23,8	15,9	5,8	1,6	5,9	0,4	0,1	151,7	115,9
JUL	40,3	58,2	18,2	3,1	14,4	13,8	11,3	12,2	13,4	15,2	39,2	23,3	16,1	9,5	4,8	4,9	0,4	-	158,2	140,2
AGO	41,6	32,0	17,0	8,1	14,4	13,8	8,1	4,9	17,0	4,1	40,6	34,0	28,9	13,2	8,8	2,0	0,1	0,1	176,5	112,2
SEP	31,8	34,0	17,8	4,2	10,5	20,9	7,0	7,2	12,1	13,2	20,9	25,1	10,4	12,3	7,5	3,1	-	0,3	118,2	120,4
OCT	52,9	35,9	11,2	9,2	17,2	21,1	13,0	5,2	25,3	11,2	30,1	38,1	10,4	15,7	3,5	2,3	-	0,1	163,7	138,8
NOV	37,0	44,6	16,8	5,2	10,3	22,2	9,1	15,0	21,3	8,0	16,1	34,0	10,2	8,1	9,4	2,7	-	3,3	130,2	143,2
DIC	38,9	20,3	18,2	11,2	11,6	11,2	2,7	13,0	20,3	4,1	23,4	23,5	7,4	5,7	7,6	2,4	-	-	130,3	91,5
PROM	38,2	38,7	13,7	10,0	12,0	14,3	6,0	9,5	12,0	8,7	27,8	25,4	12,8	7,3	6,5	3,9	0,1	0,4	129,0	118,1
Participación %	29,6%	32,8%	10,6%	8,4%	9,3%	12,1%	4,6%	8,0%	9,3%	7,3%	21,5%	21,5%	9,9%	6,2%	5,0%	3,3%	0,1%	0,4%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

Las ventas de Kerosene en la gestión 2013 alcanzaron un promedio de 118,1 Bbl/día. Los departamentos de mayor consumo fueron La Paz, Oruro y Cochabamba.

- **GASOLINA PREMIUM**

**CUADRO N°25**  
**VENTA DE GASOLINA PREMIUM POR DEPARTAMENTO**  
**En Bbl/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		TARIJA		TOTAL NACIONAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	6,1	12,2	56,0	50,5	-	6,1	2,0	-	64,1	68,8
FEB	10,4	6,7	35,1	56,8	4,3	6,7	2,2	2,2	52,1	72,5
MAR	12,2	12,2	42,4	36,6	7,7	6,1	-	2,0	62,3	56,9
ABR	6,3	12,6	47,2	46,2	4,2	6,3	4,2	2,1	61,8	67,2
MAY	9,7	11,0	27,6	32,8	6,1	6,1	-	3,0	43,4	52,9
JUN	10,1	6,3	58,9	62,0	2,9	6,3	1,9	2,1	73,8	76,7
JUL	6,1	12,2	36,7	40,8	4,1	6,1	2,0	-	48,9	59,0
AGO	8,5	12,2	58,2	45,7	8,1	5,1	4,1	-	78,9	63,0
SEP	10,1	12,6	45,1	43,6	8,4	6,3	-	-	63,5	62,5
OCT	8,5	12,2	42,0	41,8	6,1	6,1	1,6	-	58,2	60,1
NOV	12,6	12,6	44,4	34,0	2,1	6,3	2,1	-	61,2	52,9
DIC	6,1	8,5	29,2	34,4	6,1	12,2	4,1	-	45,4	55,1
PROM	8,9	10,9	43,6	43,8	5,0	6,6	2,0	1,0	59,5	62,3
Participación %	14,9%	17,5%	73,3%	70,3%	8,4%	10,6%	3,4%	1,5%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

En la gestión 2013 se comercializó un promedio de 62,3 Bbl/día de Gasolina Premium, donde Santa Cruz participó con un 70,3%, seguido de La Paz 17,5%, Cochabamba con 10,6% y Tarija con 1,5%, en el resto de los departamentos no se comercializa este producto.

El volumen promedio de Gasolina Premium comercializado para el 2013 fue mayor en 4,72% respecto al periodo 2012.

## 5.2 MERCADO EXTERNO

### - EXPORTACIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO

**CUADRO N°26**  
**EXPORTACION DE CRUDO RECONSTITUIDO**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

PRODUCTO	CRUDO RECONSTITUIDO (BBL)	
	2012	2013
ENE		
FEB	323.756	
MAR		329.947
ABR	318.882	313.571
MAY	305.855	
JUN		317.956
JUL	299.157	314.636
AGO		315.176
SEP	302.902	
OCT	314.905	320.399
NOV		290.649
DIC	585.842	512.184
<b>TOTAL</b>	<b>2.451.300</b>	<b>2.714.518</b>

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
Elaboración: GNPIE.

Durante la gestión 2013 las exportaciones de Crudo Reconstituido alcanzaron un volumen total de 2.714.518 Bbl, volumen mayor en 10,74% al total exportado durante la gestión 2012.

El precio FOB en Arica del Crudo Reconstituido, para su venta al mercado externo, es determinado mediante una fórmula asociada al precio de petróleo WTI, que promedia los cinco días posteriores a la fecha de emisión del conocimiento de embarque menos un descuento que es definido y aprobado entre las partes. El tiempo entre un embarque y otro es variable de acuerdo al volumen almacenado.

## 6. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

### 6.1 PRODUCCIÓN DE GLP EN PLANTAS (Tm/día)

**CUADRO N°27**  
**VOLÚMENES DE GLP PRODUCIDOS EN PLANTA**  
**En Tm/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

PLANTA/ OPERADOR	RÍO GRANDE/YPFB ANDINA		CARRASCO/YPF B CHACO		VUELTA GRANDE/YPFB CHACO		COLPA/PETROBRAS ARGENTINA S.A.		PALOMA/REPSOL YPF		PRODUCCIÓN TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	250,21	261,30	193,44	168,04	167,97	179,75	27,42	23,66	20,79	21,34	659,82	654,09
FEB	259,91	241,15	192,27	181,64	169,64	189,27	27,66	25,32	23,06	20,70	672,53	658,09
MAR	262,96	267,68	195,33	181,20	170,79	175,96	25,03	24,56	22,23	22,89	676,35	672,29
ABR	266,77	273,76	180,18	183,74	170,03	186,76	27,15	23,84	21,46	21,45	665,59	689,56
MAY	262,42	272,62	181,25	189,51	170,21	193,34	26,45	21,42	21,38	21,46	661,71	698,36
JUN	265,56	259,13	188,75	178,86	176,03	194,49	26,34	21,77	19,89	21,87	676,57	676,12
JUL	264,42	267,47	186,54	171,33	189,03	199,89	22,71	21,34	19,38	20,24	682,07	680,26
AGO	261,77	269,19	175,56	170,16	186,15	196,93	22,63	20,13	19,69	20,23	665,81	676,64
SEP	224,04	259,83	180,26	165,58	181,31	193,68	23,17	23,83	20,07	17,19	628,85	660,11
OCT	264,89	183,93	179,26	164,81	182,83	177,68	23,04	22,38	20,39	19,83	670,40	568,63
NOV	256,39	175,33	164,31	169,55	179,09	179,69	23,04	22,19	20,34	20,16	643,17	566,92
DIC	264,05	151,90	177,85	158,69	175,35	181,08	23,02	20,44	20,90	20,21	661,17	532,33
PROM	258,62	240,27	182,92	173,59	176,54	187,38	24,80	22,57	20,80	20,63	663,67	644,45
PART %	39,0%	37,3%	27,6%	26,9%	26,6%	29,1%	3,7%	3,5%	3,1%	3,2%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
 Elaboración: GNPIE.

La producción de GLP en Plantas el 2013, alcanzó un promedio de 644,45 Tm/día, la Planta que tuvo mayor volumen de producción fue Río Grande con 240,27 Tm/día, le siguen Vuelta Grande con 187,38 Tm/día, Carrasco con 173,59 Tm/día, Colpa con 22,57 Tm/día y Paloma con 20,63 Tm/día,

El 56,0% de toda la producción de Plantas procede de los campos operados por YPFB Chaco S.A., el 37,3% por YPFB Andina S.A., el 3,2% por Repsol YPF y el restante 3,5% de los campos operados por Petrobras Argentina S.A.

**CUADRO N°28**  
**VOLÚMENES DE GLP PRODUCIDOS EN**  
**LA PLANTA DE SEPARACIÓN DE**  
**LÍQUIDOS RÍO GRANDE**  
**En Tm/día**  
**JULIO – DICIEMBRE 2013**

	PLANTA DE SEPARACIÓN LÍQUIDOS RÍO GRANDE	
	TM / día	TM
	2013	2013
JUL	14,15	439
AGO	256,42	7.949
SEP	310,87	9.326
OCT	217,13	6.731
NOV	254,80	7.644
DIC	223,03	6.914
PROMEDIO	212,73	

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande, ubicada en el Municipio Cabezas de la Provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz, durante el mes de julio inició la producción de GLP y hasta diciembre de 2013 alcanzó un promedio de producción de 212,73 TM/día.

Asimismo, esta producción garantiza el abastecimiento al mercado interno y parte de la misma se empieza a exportar a Paraguay y Uruguay. Ver cuadro N.32.

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
 Elaboración: GNPIE.

**6.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN REFINERÍAS (Tm/día)**

**CUADRO N°29**  
**VOLÚMENES DE GLP PRODUCIDOS EN REFINERÍAS**  
**En Tm/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	175,69	193,02	58,54	63,41	9,24	9,41	243,48	265,84
FEB	183,07	195,24	59,08	62,96	10,74	10,15	252,89	268,35
MAR	189,31	176,43	67,38	58,24	10,39	10,10	267,07	244,76
ABR	170,71	182,12	62,05	65,66	10,72	8,36	243,48	256,15
MAY	172,20	180,44	60,66	70,45	10,96	9,62	243,82	260,51
JUN	163,08	179,69	59,17	66,83	5,17	10,46	227,41	256,98
JUL	159,96	180,46	42,13	53,07	8,13	10,61	210,23	244,14
AGO	175,34	171,78	25,20	63,03	9,77	8,05	210,31	242,86
SEP	168,37	167,64	57,33	54,96	9,16	10,71	234,86	233,31
OCT	61,95	190,02	58,79	55,47	9,31	11,01	130,04	256,50
NOV	170,74	154,25	64,89	55,14	10,31	11,00	245,94	220,39
DIC	203,14	183,11	63,53	71,99	10,49	10,12	277,17	265,23
PROM	166,13	179,52	56,56	61,77	9,53	9,97	232,23	251,25
PART %	71,54%	71,45%	24,36%	24,58%	4,10%	3,97%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
 Elaboración: GNPIE.

La producción de GLP en refinerías es menor a la producida en Plantas; la producción promedio en refinerías el 2013 fue de 251,25 Tm/día, la refinería que mayor volumen promedio ha producido es Gualberto Villarroel con 179,52 Tm/día, le sigue Guillermo Elder Bell con 61,77 Tm/día y Oro Negro con 9,97 Tm/día.

Durante el 2013, YPFB Refinación produjo el 96,03% de los volúmenes de GLP en refinería y la Refinería Oro Negro produjo el 3,97%.

### 6.3. PRODUCCIÓN TOTAL DE GLP (Tm/día)

**CUADRO N°30**  
**VOLÚMENES TOTALES DE GLP (Tm/día)**

	PLANTAS		REFINERÍAS		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	659,82	654,09	243,48	265,84	903,30	919,93
FEB	672,53	658,09	252,89	268,35	925,42	926,44
MAR	676,35	672,29	267,07	244,76	943,42	917,06
ABR	665,59	689,56	243,48	256,15	909,07	945,71
MAY	661,71	698,36	243,82	260,51	905,53	958,87
JUN	676,57	676,12	227,41	256,98	903,98	933,10
JUL	682,07	694,42	210,23	244,14	892,31	938,56
AGO	665,81	933,06	210,31	242,86	876,12	1.175,92
SEP	628,85	970,98	234,86	233,31	863,70	1.204,29
OCT	670,40	785,76	130,04	256,50	800,45	1.042,26
NOV	643,17	821,72	245,94	220,39	889,11	1.042,11
DIC	661,17	755,36	277,17	265,23	938,34	1.020,58
PROM	663,67	750,82	232,23	251,25	895,90	1.002,07

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

Elaboración: GNPIE.

Nota: Los volúmenes en plantas incluye la producción de la Planta de Separación de Líquidos de Río Grande.

La producción promedio de GLP, para el año 2013, fue de 1.002,07 Tm/día, cifra superior en 11,9% a la producción promedio del 2012 que llegó a 895,90 Tm/día. Del total de producción de GLP el volumen producido en Plantas fue de 750,82 Tm/día y el volumen en refinerías llegó a 251,25 Tm/día.

## 7. COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

### 7.1 VENTAS DE GLP AL MERCADO INTERNO (CONSIDERA SOLO VENTAS EFECTUADAS POR YPFB)

**CUADRO N°31**  
**VENTA DE GLP AL MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO**  
**En Tm/día**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENE	283,17	134,21	126,63	14,05	153,64	110,26	49,06	49,85	37,69	48,01	57,62	62,19	49,00	51,92	21,63	26,65	3,43	4,21	781,87	501,35
FEB	291,37	144,49	128,81	13,24	161,18	125,34	50,47	50,47	49,91	46,70	55,91	59,79	49,80	54,15	21,94	22,92	3,45	3,71	812,84	520,81
MAR	303,25	144,93	146,33	13,79	169,59	117,97	53,18	48,55	49,63	44,30	66,37	60,79	53,78	51,44	23,64	22,72	3,49	4,46	869,25	508,95
ABR	291,16	145,30	143,46	15,90	163,52	125,05	51,76	51,07	47,09	51,90	62,43	66,51	52,89	57,69	20,96	25,58	3,25	4,75	836,51	543,75
MAY	291,39	139,35	169,33	14,18	164,64	120,39	53,44	51,60	55,55	46,36	61,51	64,71	55,99	56,47	23,11	26,50	4,27	4,77	879,22	524,34
JUN	314,70	133,25	178,03	14,25	162,70	114,79	53,22	49,23	51,49	52,10	68,90	67,28	54,91	53,07	24,97	24,40	4,07	3,70	912,99	512,06
JUL	281,78	146,86	175,29	16,82	161,25	127,85	53,26	54,42	57,25	55,59	66,59	61,44	56,82	62,55	24,26	24,75	3,59	4,68	880,09	554,95
AGO	299,12	175,24	179,55	15,87	176,77	142,51	53,66	49,76	52,57	52,45	64,50	70,87	58,62	55,11	24,59	24,82	4,22	3,70	913,61	590,33
SEP	294,96	172,14	135,63	15,19	159,93	132,17	46,84	48,69	45,68	49,36	65,36	66,98	49,32	57,74	21,90	28,91	4,51	6,52	824,12	577,69
OCT	312,11	156,66	155,68	14,97	169,89	120,27	52,96	51,72	48,97	50,58	67,20	66,62	58,11	59,91	24,35	22,22	4,39	4,82	893,67	547,77
NOV	250,01	141,76	74,18	19,25	152,56	119,74	49,44	47,40	46,61	45,30	57,71	59,42	50,68	49,42	24,10	26,82	4,55	4,61	709,83	513,72
DIC	129,96	139,42	10,78	62,05	100,55	119,75	43,68	49,32	42,71	45,63	61,36	60,73	50,52	52,89	23,30	27,80	4,07	4,70	466,93	562,29
PROM	278,58	147,80	135,31	19,13	158,02	123,01	50,91	50,17	48,76	49,02	62,95	63,94	53,37	55,20	23,23	25,34	3,94	4,55	815,08	538,17
PART %	34,18%	27,46%	16,60%	3,55%	19,39%	22,86%	6,25%	9,32%	5,98%	9,11%	7,72%	11,88%	6,55%	10,26%	2,85%	4,71%	0,48%	0,85%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.  
 Elaboración: GNPIE.

El volumen promedio comercializado de GLP el 2013 fue de 538,17 Tm/día, los mayores volúmenes fueron comercializados en los departamentos de La Paz 147,80 Tm/día, Cochabamba 123,01 Tm/día y Oruro 63,94 Tm/día. El mes de agosto fue el mes de mayor venta al mercado interno durante la gestión 2013, llegando a 590,33 Tm/día.

Las ventas de GLP efectuadas al mercado interno durante el 2013 fueron menores a las del 2012 por los trabajos de automatización de las plantas de engarrafado en los departamentos de Santa Cruz, Cochabamba y La Paz.

## 7.2. VENTAS DE GLP AL MERCADO EXTERNO

**CUADRO N°32  
EXPORTACION DE GLP  
En Tm  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

	PLANTA DE SEPARACIÓN LÍQUIDOS RIO GRANDE		
	Uruguay	Paraguay	Total Exportaciones de GLP
	TM		
<b>Agosto</b>	0,00	353,78	353,78
<b>Septiembre</b>	108,24	1.123,50	1.231,74
<b>Octubre</b>	457,88	1.597,20	2.055,08
<b>Noviembre</b>	360,30	1.160,48	1.520,78
<b>Diciembre</b>	0,00	1.166,54	1.166,54
<b>TOTAL</b>	926,42	5.401,50	6.327,92

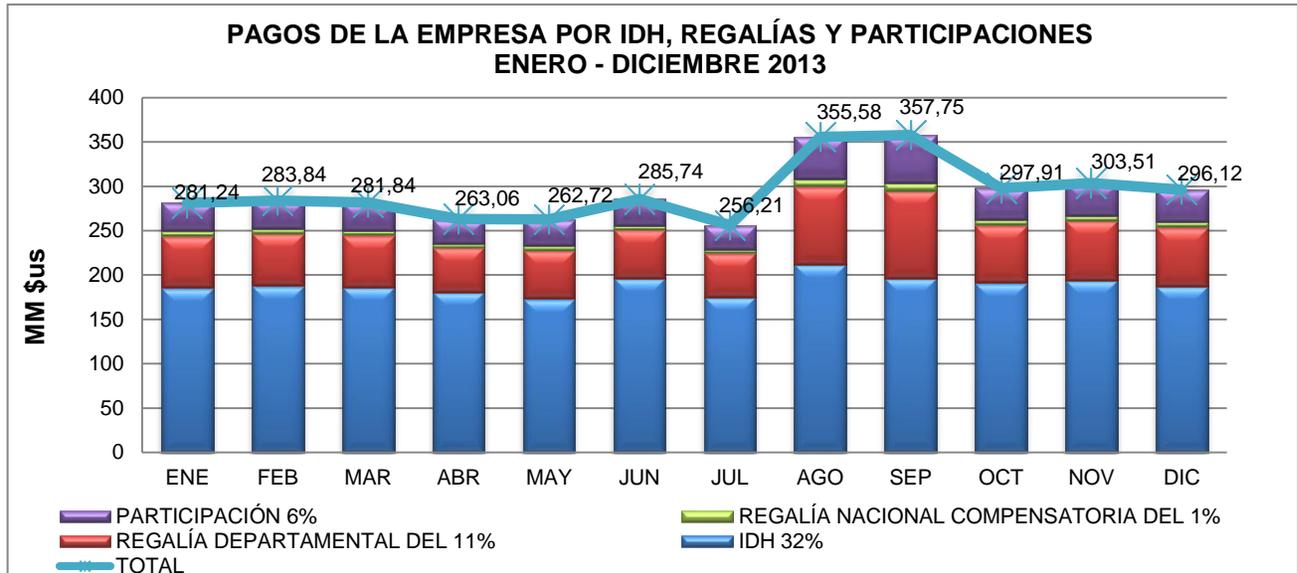
Fuente: Gerencia de Plantas de Separación de Líquidos – Río Grande  
Elaboración: GNPIE.

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande inicia en el mes de agosto la exportación de GLP a Paraguay con un volumen de 353,78 Tm. Así mismo, en el mes de septiembre comienza la venta de GLP a Uruguay con un volumen de 108,24 Tm. Durante el 2013, la venta de GLP a los países mencionados fue de 6.327,92 Tm.

## 8. IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN

### 8.1 PAGOS DE YPFB POR CONCEPTO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES

GRÁFICO N°15



Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos.  
Elaboración: GNPIE.

**CUADRO N°33  
PAGOS POR IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES  
En MM\$us  
ENERO – DICIEMBRE 2013**

CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL 2013
IDH 32%	185,55	187,85	186,15	180,29	173,49	196,51	174,98	212,20	196,53	191,24	193,79	187,11	2.265,68
REGALÍA DEPARTAMENTAL DEL 11%	58,48	58,67	58,48	50,59	54,53	54,53	49,64	87,62	98,53	65,18	67,05	66,62	769,91
REGALÍA NACIONAL COMPENSATORIA DEL 1%	5,32	5,33	5,32	4,60	4,96	4,96	4,51	7,97	8,96	5,93	6,10	6,06	69,99
PARTICIPACIÓN 6%	31,90	32,00	31,90	27,59	29,74	29,74	27,08	47,79	53,74	35,55	36,57	36,34	419,95
<b>TOTAL</b>	<b>281,24</b>	<b>283,84</b>	<b>281,84</b>	<b>263,06</b>	<b>262,72</b>	<b>285,74</b>	<b>256,21</b>	<b>355,58</b>	<b>357,75</b>	<b>297,91</b>	<b>303,51</b>	<b>296,12</b>	<b>3.525,53</b>

Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos.  
Elaboración: GNPIE.

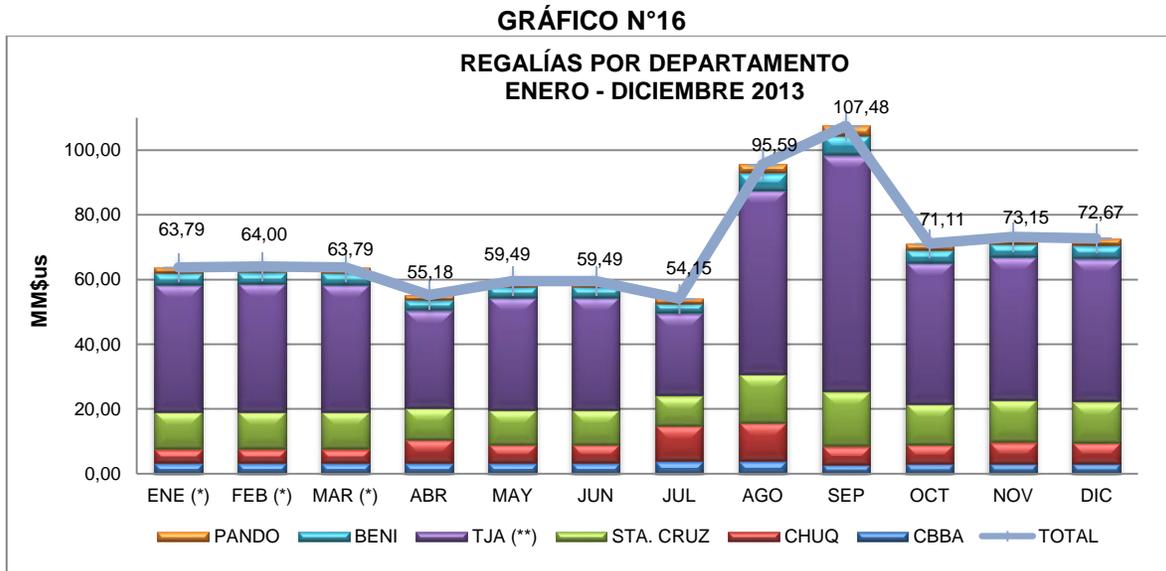
Nota: Los pagos realizados de Regalías y Participaciones al TGN en enero, febrero y marzo 2013 corresponden a producción de octubre, noviembre y diciembre 2012 respectivamente.

(\*) De acuerdo a D.S. 0331 de 15 de octubre de 2009.

De acuerdo al D.S. N° 29528, se establece el pago mensual de IDH, dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción, consolidando para el efecto 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. Asimismo, se establece el pago de Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación, 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 Tesoro General de la Nación, emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

## 8.2 REGALÍAS POR DEPARTAMENTO



Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos.

Elaboración: GNPIE.

(\*) Pagos efectuados en la gestión 2013, correspondiente a producción de la gestión 2012.

(\*\*) Incluye pagos efectuados a la Provincia Gran Chaco de acuerdo al D.S. 0331 de fecha 15 de octubre de 2010.

**CUADRO N°34**  
**REGALÍAS POR DEPARTAMENTO**  
**En MM\$us**  
**ENERO – DICIEMBRE 2013**

MES	Regalía Departamental del 11%				Total Regalía Dptal. del 11%	Regalía Nacional Compensatoria del 1%		Total Regalía Compensatoria del 1%	TOTAL
	CBBA	CHUQ	STA. CRUZ	TJA (**)		BENI	PANDO		
ENE (*)	3,24	4,33	11,65	39,26	58,48	3,54	1,77	5,32	63,79
FEB (*)	3,28	4,34	11,46	39,59	58,67	3,56	1,78	5,33	64,00
MAR (*)	3,24	4,33	11,65	39,26	58,48	3,54	1,77	5,32	63,79
ABR	3,28	7,22	9,84	30,25	50,59	3,07	1,53	4,60	55,18
MAY	3,26	5,77	10,74	34,76	54,53	3,30	1,65	4,96	59,49
JUN	3,26	5,77	10,74	34,76	54,53	3,30	1,65	4,96	59,49
JUL	3,80	11,03	9,37	25,45	49,64	3,01	1,50	4,51	54,15
AGO	3,98	11,76	15,03	56,85	87,62	5,31	2,66	7,97	95,59
SEP	2,78	5,65	16,92	73,18	98,53	5,97	2,99	8,96	107,48
OCT	3,01	6,07	12,55	43,55	65,18	3,95	1,98	5,93	71,11
NOV	3,09	6,68	12,97	44,32	67,05	4,06	2,03	6,10	73,15
DIC	3,10	6,42	12,79	44,31	66,62	4,04	2,02	6,06	72,67

Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos.

Elaboración: GNPIE.

Nota: (\*) Pagos efectuados en la gestión 2013, correspondiente a producción de la gestión 2012.

(\*\*) Incluye pagos efectuados a la Provincia Gran Chaco de acuerdo al D.S. 0331 de fecha 15 de octubre de 2010.

El departamento de Tarija obtuvo el mayor monto de Regalías Departamentales, los pagos a la Provincia Gran Chaco se efectuaron de acuerdo al D.S. 0331, en el que se establece el mecanismo de asignación directa del cuarenta y cinco por ciento (45%) del total de las Regalías Departamentales por Hidrocarburos.

## 9. INVERSIÓN 2012 Y 2013 EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En los últimos años las inversiones se han reactivado en el sector, alcanzando un monto total de 1.835 MM\$us en la gestión 2013, superior en 15,2% a la gestión 2012 en la que se ejecutó una inversión total de 1.593 MM\$us, comparativamente se ha invertido 7,4 veces más respecto al año 2005 en el que la inversión alcanzó a 246 MM\$us.

**CUADRO N°35**  
**INVERSIONES POR ACTIVIDAD DE LA CADENA DE HIDROCARBUROS**  
**GESTIONES 2012 Y 2013**  
**En MM\$US**

ACTIVIDAD	TOTAL SECTOR		%PARTICIPACION	
	2012	2013	2012	2013
Exploración	138	164	8,7%	8,9%
Explotación	778	844	48,8%	46,0%
Almacenaje	3	4	0,2%	0,2%
Transporte	165	134	10,3%	7,3%
Refinación	52	171	3,3%	9,3%
Plantas de Separación	354	407	22,2%	22,2%
Redes	81	98	5,1%	5,4%
Comercialización	18	2	1,1%	0,1%
Inv. Menores	4	11	0,3%	0,6%
<b>TOTAL</b>	<b>1.593</b>	<b>1.835</b>		

Fuente: GNPIE.

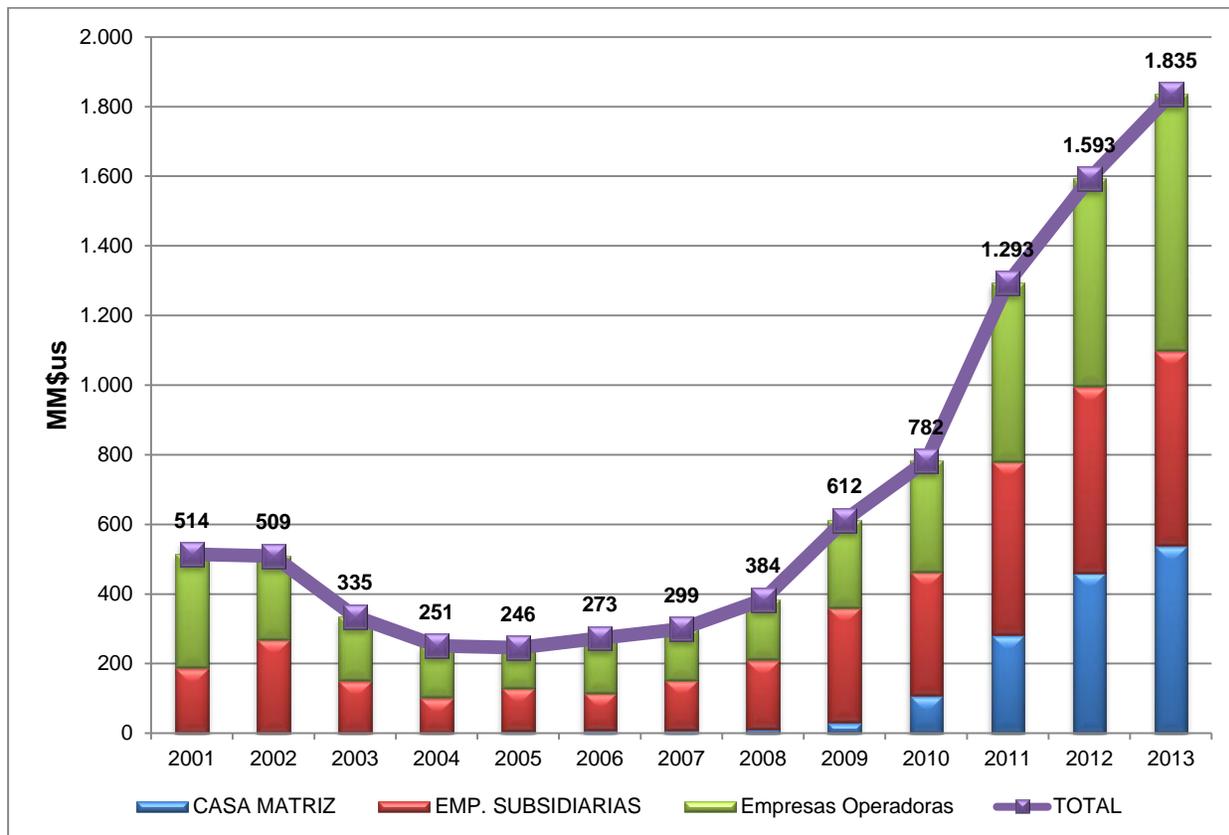
**CUADRO N°36**  
**INVERSIONES POR TIPO DE EMPRESA**  
**PERIODO 2012 - 2013**  
**En MM\$US**

EMPRESAS	2012	2013
CASA MATRIZ	459	539
EMPRESAS SUBSIDIARIAS	536	559
EMPRESAS OPERADORAS	598	737
<b>TOTAL</b>	<b>1.593</b>	<b>1.835</b>

Fuente: GNPIE.

La inversión en la Corporación el 2013 llegó a 1.098 MM\$us (Casa Matriz y Empresas Subsidiarias), monto superior en 10,4% al registrado el 2012 que alcanzó a 995 MM\$us.

**GRÁFICO N°17**  
**INVERSIONES POR TIPO DE EMPRESA**  
**PERIODO 2001 - 2013**



Fuente: GNPIE.

La tendencia creciente de las inversiones ha generado impactos positivos especialmente en los niveles de producción de hidrocarburos, en el crecimiento de la economía, valor de las exportaciones, mayor generación de divisas por mayores volúmenes de exportación de gas natural y en las recaudaciones fiscales, entre otros.

### **PRINCIPALES RESULTADOS INVERSIONES 2013**

Las inversiones son la variable más importante para el desarrollo y crecimiento del sector, YPFB Corporación en los últimos años ha reactivado la ejecución; y las inversiones han pasado de \$us. 246 millones el 2005 a \$us 1.835 millones el 2013; este cambio es resultado del proceso de Nacionalización de los Hidrocarburos, que ha creado las condiciones para el desarrollo de las inversiones y para la generación de excedentes que se destinan al desarrollo, dignidad y soberanía del país.

### **INVERSIONES EN EXPLORACIÓN**

En la gestión 2013 se realizó la Adquisición sísmica en 3 áreas de exploración. La Adquisición Sísmica 3D de Itaguazurenda a cargo de YPFB Casa Matriz se concluyó con 223 km<sup>2</sup>, procediendo con el Procesamiento en búsqueda de nuevos prospectos exploratorios. Los proyectos de Adquisición Sísmica 3D en Huacaya y 2D en Iñau continuarán su ejecución en la gestión 2014.

Así mismo, se realizaron actividades de perforación exploratoria en 11 pozos dentro de 10 campos. De los 11 pozos, se concluyeron 7 pozos; 4 concluyeron con resultados positivos y 3 con resultados negativos; 4 pozos continúan su perforación en la gestión 2014.

Entre los pozos concluidos se destacan el CRE-X2 Operado por YPF Chaco (Producción Inicial: 2,85 MMpcd de Gas Natural y 159 BPD de Líquidos) y el YPC-32 Operado por YPF Andina (Producción Inicial: 5 MMpcd de Gas Natural y 417 BPD de Líquidos) que aportan con una importante producción de líquidos.

## **INVERSIONES EN DESARROLLO**

En la gestión 2013 se realizaron actividades de perforación en 32 pozos dentro de 8 campos, de los cuales 15 concluyeron con resultados positivos, 3 se encuentran en evaluación, 1 pozo tuvo resultados negativos y 13 continúan su perforación en la gestión 2014. Se destacan los pozos perforados en el campo Margarita: Pozo MGR-5 (Producción Inicial: 95 MMpcd de Gas Natural y 2.553 BPD de Líquidos) y Pozo MGR-6 (Producción Inicial: 37 MMpcd de Gas Natural y 2.535 BPD) que permitirán elevar la producción de campo acorde al incremento en la capacidad de procesamiento. De igual forma a los pozos del campo Itau: Pozo ITU-X1 (Producción Inicial: 18 MMpcd de Gas Natural y 356 BPD de Líquidos) e ITU-4 (Producción Inicial: 52,32 MMpcd de Gas Natural y 945 BPD de Líquidos) que alimentarán la nueva planta construida en el campo.

Así mismo, se realizaron actividades de intervención en 18 pozos dentro de 12 campos, de los cuales 12 concluyeron con resultados positivos, 2 se encuentran en evaluación, 3 concluyeron con resultados negativos y 1 continúa su ejecución al 2014. Se destaca la intervención del pozo CAI-X11 (Operado por YPF Chaco) que obtuvo buenos resultados en producción de Gas Natural (Producción Inicial: 11,85 MMpcd).

Con respecto a la capacidad de procesamiento a nivel Nacional, la gestión 2013 se caracterizó por un incremento significativo, destacándose la construcción de facilidades de producción en Margarita (Operada por Repsol) en su segunda fase con un volumen de 6 MMmcd y la entrega de la Planta de Gas Itau (Operada por Petrobras) con un volumen de 5,7 MMmcd como los proyectos más relevantes. En total el incremento de capacidad de procesamiento en la gestión alcanzó 12 MMmcd, llegando a una capacidad total de procesamiento de 91 MMmcd a nivel nacional.

Esta capacidad de procesamiento se ha generado para procesar la creciente producción, que alcanzó un record en la gestión 2013 de 58,27 MMmcd y en consideración a los trabajos de perforación tanto exploratorios como de desarrollo que se espera generen incrementos importantes en futuras gestiones.

## **INVERSIONES EN TRANSPORTE**

En la actividad de transporte, los principales resultados han permitido incrementar la capacidad para el mercado interno, el Proyecto Gasoducto al Altiplano Fase IIIC y Fase IV (Etapas 1 y 2) incrementó la capacidad de 1,72 a 2,16 MMmcd; por otra parte el Proyecto Ampliación del Gasoducto Villamontes Tarija (GVT) incrementó la capacidad en el sur de País de 0,48 a 0,49 MMmcd.

En transporte de gas natural al mercado externo, con la puesta en marcha del proyecto Gasoducto de Integración Juana Azurduy de Padilla (GIJA) en su Fase IIA se incrementó la capacidad de transporte de 13 MMmcd a 22 MMmcd hacia el mercado Argentino.

En lo que respecta al transporte de hidrocarburos y combustibles líquidos en el mercado interno, se incrementó la capacidad de 33.000 a 49.800 BPD con la implementación del Proyecto Expansión Líquidos Sur Asociados al GIJA Fase I. Por otra parte se realizaron importantes proyectos de inversión para garantizar la continuidad operativa del sistema de poliductos y estaciones de compresión y bombeo.

## INVERSIONES EN REFINACIÓN

### *Refinería Gualberto Villarroel:*

Adecuación de la Planta 12.500 BPD; donde se contempla la construcción de una Nueva Unidad de Crudo con una capacidad de 12.500 BPD para procesar mayor cantidad de condensado de 59° A 61° API, que generará un incremento en la producción de 4.000 BPD de Diesel Oil. Al cierre del 2013 la Ingeniería, Procura y Construcción de la planta alcanzó el 94% de avance físico.

Nueva Unidad de Reformación Catalítica (NURC) con capacidad de 5.000 BPD. Este proyecto incrementará la capacidad de producción de gasolina especial, procesando los excedentes de gasolina media que se producirán en la Refinería Gualberto Villarroel. Al 31 de diciembre de 2013, se logró adjudicar el FEED-EPC a la Empresa Técnicas Reunidas.

### *Refinería Guillermo Elder Bell:*

Adecuación Unidad de Crudo A-300; proyecto concluido en octubre de 2013, el cual permitió adecuar la planta a normas de seguridad e incrementar la capacidad de procesamiento de 6.000 BPD para un crudo de 61° API con lo que se obtiene mayor producción de diesel oil de 198,52 MBPD a 216,27 MBPD.

Mantenimiento de la Unidad A-301; mismo que fue concluido en noviembre de 2013, permitirá el incremento de la capacidad de procesamiento de la unidad de destilación de crudo que durante la gestión 2012 alcanzó a 18.000 BPD, para alcanzar una capacidad de 19.000 BPD de procesamiento de crudo de 61° API (1.000 BPD adicionales).

Unidad de Isomerización de Gasolina Liviana; proyecto en ejecución con 21,9% de avance físico al 31/12/2013, se logró adjudicar el FEED-EPC a la Empresa Técnicas Reunidas y se emitió los documentos de obra. El mismo tiene como objetivo implementar una Unidad de Isomerización de Gasolina Liviana (LSR) con capacidades de 6.000 BPD para obtener gasolina isomerizada de alto octanaje (ron 87).

## INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN POR REDES DE GAS

En infraestructura para la distribución de gas natural por redes en el Mercado Interno al 31 de diciembre de 2013, se alcanzó como resultado:

- ✓ 169 km construidos de red primaria.
- ✓ 2.021 km construidos de red secundaria.
- ✓ 84.366 Instalaciones Internas nuevas con flujo de Gas Natural realizadas en 7 departamentos:

Distritos	Red Primaria (m)	Red Secundaria (m)	N° de Instalaciones Internas con flujo
La Paz	7.075	236.926	14.279
El Alto	13.895	163.808	24.470
Oruro	13.242	67.403	5.231
Potosí	0	60.926	3.252
Chuquisaca	10.611	44.024	4.341
Cochabamba	30.544	509.368	16.848
Santa Cruz	93.940	938.689	15.945
<b>TOTAL</b>	<b>169.307</b>	<b>2.021.144</b>	<b>84.366</b>

Con los resultados alcanzados al 2013, el total de instalaciones acumuladas a nivel nacional asciende a 357.818, beneficiándose cerca de 1,8 millones de habitantes.

## **INVERSIONES EN PLANTAS DE SEPARACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN**

### ***Planta de Separación de Líquidos Río Grande:***

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande, constituye el primer paso para la industrialización de los Hidrocarburos y la misma fue inaugurada en mayo 2013. Esta planta permitirá generar valor agregado a nuestros recursos naturales.

La capacidad de procesamiento de la planta es de 200 millones de pies cúbicos por día de gas natural, además la planta tiene una capacidad de producción de GLP de 361 toneladas por día, aproximadamente 350 barriles por día (BPD) de gasolina natural y 195 BPD de Isopentano. Con la extracción de estos líquidos, la planta permitirá el abastecimiento total del mercado interno específicamente en GLP.

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande, durante el mes de julio inició la producción de GLP y hasta diciembre de 2013 alcanzó un promedio de producción de 212,73 TM/día.

### ***Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco:***

La Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco, tendrá una capacidad de proceso de 32,2 millones de metros cúbicos día para producir entre 2.156 a 3.144 toneladas métricas diarias (TMD) de etano, 1.542 a 2.247 TMD de GLP, 716 a 1.044 barriles de isopentano (BPD) y 1.137 a 1.658 BPD de gasolina. La producción de 82% de GLP será destinado al mercado externo y el 18% se destinara al mercado interno. La gestión 2013, alcanzó un avance en el IPC de 70,07%, en equipos estratégicos 95% y en fiscalización 72.7%, se prevé entregar la planta el mes de septiembre de 2014.

### ***Planta de Urea y Amoniaco:***

Esta Planta producirá 650.000 toneladas métricas año (TMA) de urea, entre el 10% y 20% de dicha producción será destinada al mercado interno y el resto será para la exportación. La producción de urea permitirá mejorar la productividad del sector agrícola, aumentar los rendimientos de los cultivos, permitirá la exportación de fertilizantes y con ello la generación de recursos, además de fortalecer la seguridad alimentaria. La gestión 2013 se alcanzó un 23,39% del avance del proyecto, se concluyó con el PDP. Se estima entregar la planta la gestión 2015.

## **INVERSIONES EN COMERCIALIZACIÓN**

YPFB participa en el mercado de comercialización minorista de combustibles brindando este servicio a través de sus propias estaciones de servicio, para ello en 2013 se concluyeron y pusieron en marcha las Estaciones El Pari en Santa Cruz y Villa Tunari en Cochabamba, ambas con provisión de gas natural vehicular (GNV).

Por otra parte, con la conclusión de las inversiones en la Modernización de Carruseles de Engarrafado en la Planta de GLP de Valle Hermoso en Cochabamba se logró incrementar la capacidad de engarrafado de 20.160 a 29.000 garrafas/día y de 20.160 a 26.000 garrafas/día en la Planta de Palmasola en Santa Cruz.

A través de YPFB Logística se logró la operación normal y continua de 16 plantas de almacenaje a nivel nacional y con YPFB Aviación se garantiza la continuidad operativa en 12 aeropuertos.

## 10. UNIDADES, FACTORES DE CONVERSIÓN

### UNIDADES UTILIZADAS

**Bbl:** Barril  
**Btu:** Unidad Térmica Británica  
**m<sup>3</sup>:** Metros cúbicos  
**Tm:** Tonelada métrica  
**pie<sup>3</sup>:** Pie cúbico  
**\$us:** Dólares americanos

### PREFIJOS UTILIZADOS

Símbolo	Prefijo	Valor
<b>M</b>	<i>mil</i>	$10^3 = 1.000$
<b>MM</b>	<i>millones</i>	$10^6 = 1.000.000$

### EQUIVALENCIAS

Volumen	
1 pie cúbico (pie <sup>3</sup> )	= 0,0283168 metros cúbicos (m <sup>3</sup> )
1 metro cúbico (m <sup>3</sup> )	= 35,314667 pies cúbicos (pie <sup>3</sup> )
1 barril (Bbl)	= 158,987295 litros (l) = 5.64583 pies cúbicos (pie <sup>3</sup> )
Peso	
1 tonelada métrica (Tm)	= 1.000 kilogramos (kg)
Calor	
1 Unidad Térmica Británica (BTU)	= 0,252075 kilocalorías (Kcal) = 1,05506 kilojoules (KJ)

## 11. GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Contratos de Operación:** Contratos petroleros de Exploración y Explotación suscritos entre YPF y las empresas petroleras (Titulares), en Octubre de 2006 y protocolizados en mayo de 2007.

**Downstream:** Expresión utilizada para referirse a las actividades de Transporte, Almacenaje, Comercialización, Refinación, Distribución e Importación.

**ENARSA:** Energía Argentina Sociedad Anónima, empresa encargada de la comercialización de volúmenes de Gas Natural en territorio Argentino.

**GLP:** Gas Licuado de Petróleo. Es la mezcla de propano y butano en proporciones variables. El GLP es producido en plantas de campo, plantas de separación de líquidos (PSL) y refinerías.

**GLP de Plantas:** Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del Gas Natural en plantas de extracción de licuables en campos de producción.

**GLP de Refinerías:** Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del petróleo en las Refinerías.

**GLP de Plantas de Separación de Líquidos:** Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del Gas Natural en Plantas de Separación de Líquidos. Actualmente opera la Planta de Rio Grande. Posteriormente entrará en operación la Planta de Gran Chaco.

**GSA (Gas Supply Agreement):** Contrato de compra-venta de Gas Natural entre YPF y PETROBRAS Brasil firmado en 1996.

**IDH:** Impuesto Directo a los Hidrocarburos

**Programas de Trabajo y Presupuesto - PTPs:** En el marco de los Contratos de Operación, los PTPs son un programa pormenorizado de las Operaciones Petroleras propuestas por el Titular y de los tiempos requeridos para cada categoría de Operaciones Petroleras, que está sujeto a la aprobación de YPF.

**QDC:** Cantidad diaria contractual de gas natural, en el marco del contrato GSA, que YPF se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir (QDCA + QDCB).

**QDCB:** Cantidad diaria base de gas natural hasta los 16 MMm<sup>3</sup>, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPF se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

**QDCA:** Cantidad diaria adicional a la cantidad diaria base (QDCB) de gas natural, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPF se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

**RECON (Crudo Reconstituido):** Mezcla de crudo reducido, obtenido como residuo de la destilación atmosférica, con gasolina blanca obtenida en las plantas de separación de los campos y en las refinerías.

**TGN:** Tesoro General de la Nación.

**Upstream:** Expresión utilizada para referirse a las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos.

**WTI (West Texas Intermediate):** El WTI es un tipo de petróleo crudo ligero, producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos de Norteamérica), el cual sirve como precio de referencia para las transacciones financieras en la bolsa de New York (NYMEX). Este tipo de crudo es utilizado como referencia en Bolivia. Existen distintos tipos de crudos de referencia, entre los cuales se incluyen el Brent, Dubai y otros.