



BOLETÍN ESTADÍSTICO
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS
FISCALES BOLIVIANOS

ENERO – MARZO
2011

Boletín Estadístico Gestión 2011

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

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

- Gerencia Nacional de Comercialización
- Gerencia Nacional de Planes de Trabajo
- 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



Mayo de 2011
La Paz – Bolivia

CONTENIDO
BOLETÍN ESTADÍSTICO ENERO – MARZO 2011

INTRODUCCIÓN

1. EVOLUCION DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
2. GAS NATURAL
 - 2.1 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETO AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR CAMPO
 - 2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETO 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 GAS NATURAL POR SECTOR
 - 3.3 MERCADO EXTERNO POR MERCADO DE DESTINO
 - 3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO
 - PRECIOS DE PETRÓLEO WTI
 - PRECIOS DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL – CONTRATO GSA
 - PRECIOS DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA – CONTRATO ENARSA
4. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
 - 4.1 PRODUCCION 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 VOLÚMENES DE VENTA DE PETRÓLEO A REFINERÍAS
 - 4.5 VOLÚMENES DE CRUDO ELABORADO POR LAS REFINERÍAS
 - 4.6 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS OBTENIDOS POR REFINERÍAS

- GASOLINA ESPECIAL
- DIESEL OIL
- JET FUEL
- KEROSENE
- GASOLINA PREMIUM

4.7 PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO

4.8 IMPORTACIONES

- DIESEL OIL
- GLP

5 COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

- DIESEL OIL
- GASOLINA ESPECIAL
- KEROSENE
- GASOLINA PREMIUM

5.2 MERCADO EXTERNO

- 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. VENTAS DE GLP AL MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

8. IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN

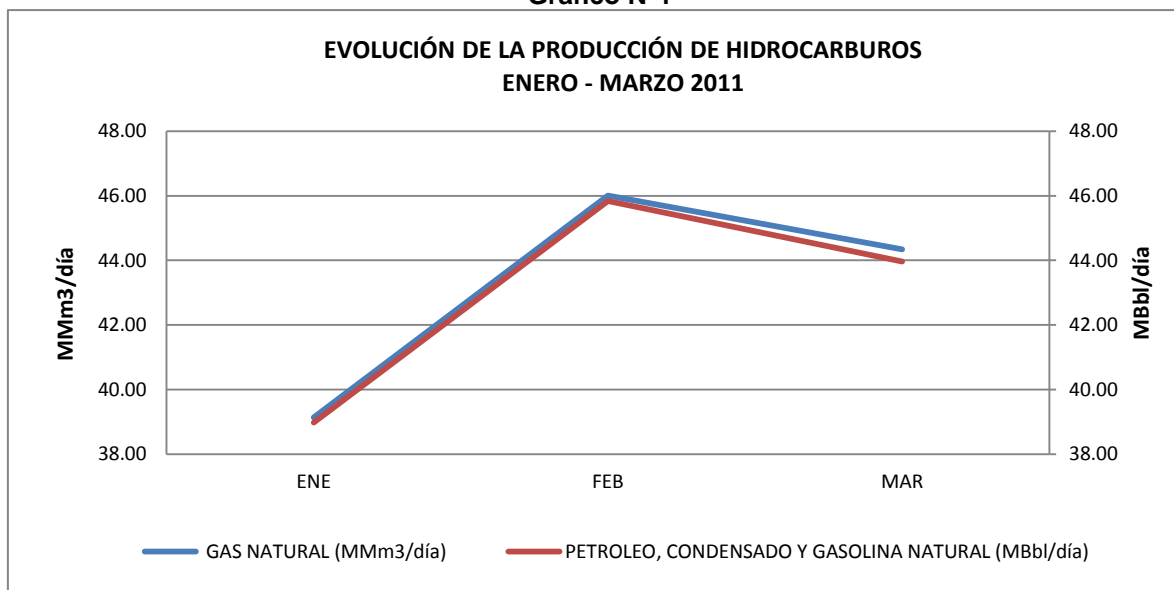
- 8.1 PAGOS DE YPFB POR CONCEPTO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
- 8.2 REGALÍAS POR DEPARTAMENTO

9. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN

10. GLOSARIO DE TÉRMINOS

1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Gráfico N°1



Cuadro N°1

PRODUCCIÓN BRUTA ENERO - MARZO 2011				
MES	GAS NATURAL (MMm3/día)		PETROLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	32.97	39.14	36.82	38.98
FEB	39.32	46.01	41.49	45.84
MAR	40.12	44.34	42.28	43.96
PROM	37.47	43.16	40.20	42.93

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: Valores actualizados en abril de 2011.

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

Durante el primer trimestre de la gestión 2011, la producción bruta de gas natural, alcanzó un promedio de 43,16 MMm³/día. Asimismo, la producción bruta de petróleo, condensado y gasolina natural alcanzó los 42,93 MBbl/día.

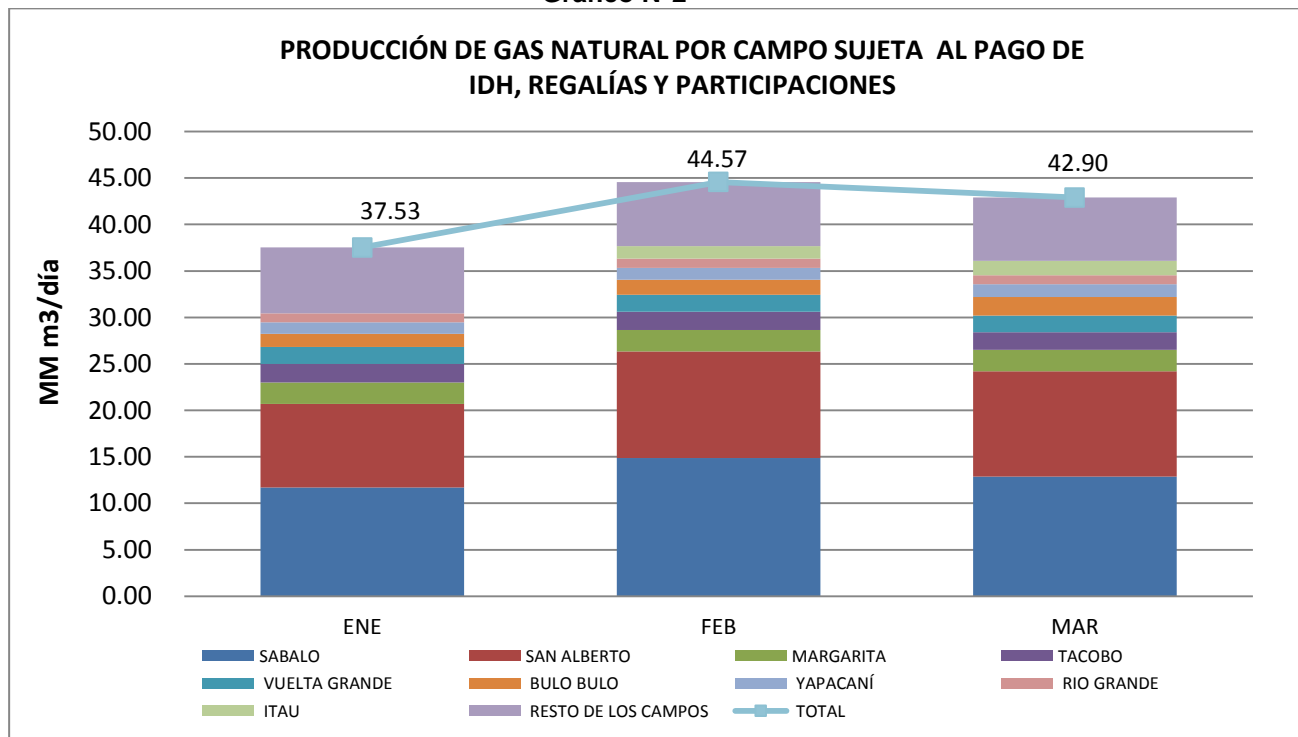
La producción bruta de gas natural durante este primer trimestre, en promedio, se incrementó en un 15% con relación a la gestión 2010 y la de Hidrocarburos Líquidos, en promedio, se incrementó en un 7%.

La producción de hidrocarburos líquidos sigue la misma tendencia que la de gas natural, alcanzando ambos volúmenes promedio máximo en el mes de febrero, con 46,01MMm³/día en el caso del gas natural y 45,84 MBbl/día en el caso de petróleo, condensado y gasolina natural.

2. GAS NATURAL

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

Gráfico N°2



Cuadro N°2

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MMm3/día)
2011

RESUMEN POR CAMPO

CAMPO	SABALO		SAN ALBERTO		MARGARITA		TACOBO		VUELTA GRANDE		BULO BULO		YAPACANÍ		RIO GRANDE		ITAU		RESTO DE LOS CAMPOS		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	11,90	11,69	7,28	9,00	1,21	2,30	0,71	2,02	1,61	1,83	1,26	1,40	0,99	1,23	0,62	1,00	0,00	0,00	4,80	7,07	30,36	37,53
FEB	13,01	14,85	9,50	11,48	1,91	2,33	1,58	1,96	2,05	1,82	1,28	1,62	1,11	1,27	0,61	0,99	0,00	1,36	6,21	6,89	37,27	44,57
MAR	13,03	12,88	9,93	11,33	2,09	2,32	1,69	1,89	2,05	1,79	1,32	2,00	1,07	1,38	0,59	0,97	0,00	1,56	6,41	6,80	38,17	42,90
PROM	12,65	13,14	8,90	10,60	1,73	2,31	1,32	1,96	1,90	1,81	1,29	1,67	1,06	1,29	0,61	0,98	0,00	0,97	5,81	6,92	35,27	41,67
%	35,86	31,54	25,24	25,45	4,92	5,55	3,75	4,70	5,40	4,34	3,65	4,02	2,99	3,10	1,72	2,36	0,0	2,3	16,47	16,61	100,00	100,00

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: Valores actualizados en abril de 2011.

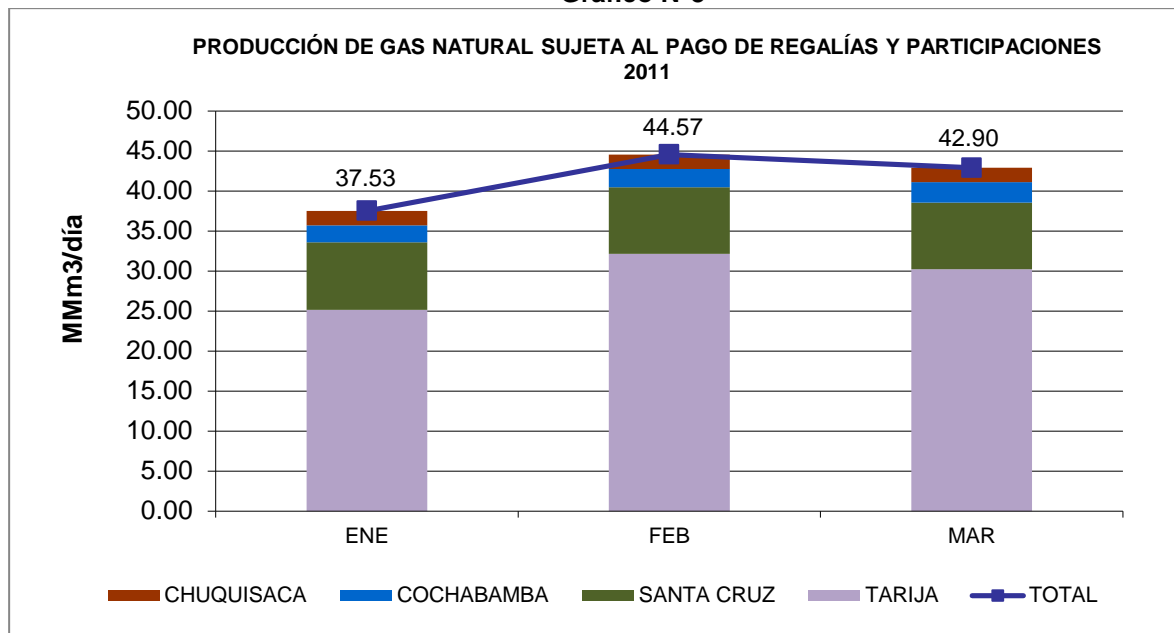
La producción sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones es aquella producción medida en punto de fiscalización a la salida de la planta más los volúmenes de producción sujetos a penalidades por quemas, además es menor a la producción bruta contemplada en el Cuadro N°2 debido a que esta última es medida en boca de pozo antes de que se separen los componentes licuables y se realicen 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 el primer trimestre de 2011, alcanzó un promedio de 41,67 MMm³/día, mostrando un incremento de 18% en relación al mismo período de 2010. Esta producción fue entregada en su totalidad a YPF B por las diferentes empresas que operan los campos bajo contratos de operación.

Los campos con mayor producción fueron Sábalo y San Alberto que durante el primer trimestre de la gestión 2011 representan el 31,54% y 25,45% del total de la producción respectivamente. Otros campos que tuvieron una producción significativa son Margarita y Tacobo, cuya producción representa el 5,55% y el 4,70% respectivamente, además de Vuelta Grande, Bulobulo, Yapacaní, Río Grande e Itaú que representan el 4,34%, 4,02%, 3,10%, 2,36% y 2,30% del total de la producción de gas natural de enero a marzo de 2011. Asimismo, la producción del resto de los campos representa un 21,30% del total producido e incluye a campos con volúmenes de producción menores a 0,61 MMm³/día en 2010 y menores a 0,94 MMm³/día en 2011.

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

Gráfico N°3



Cuadro N°3

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MMm³/día)										
RESUMEN POR DEPARTAMENTO										
DEPARTAMENTO	TARIJA		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	22,10	25,15	4,57	8,43	2,08	2,12	1,62	1,83	30,36	37,53
FEB	26,47	32,17	6,38	8,32	2,36	2,26	2,06	1,82	37,27	44,57
MAR	27,09	30,23	6,61	8,34	2,42	2,54	2,05	1,79	38,17	42,90
PROM	25,22	29,19	5,85	8,36	2,29	2,30	1,91	1,81	35,27	41,67
%	71,51%	70,05%	16,60%	20,07%	6,48%	5,53%	5,42%	4,35%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: Valores actualizados en abril 2011

Durante el primer trimestre de 2011, de los cuatro departamentos productores, Tarija registró la mayor producción alcanzando un promedio de 29,19 MMm³/día (70,05%), seguido de Santa Cruz con una producción promedio de 8,36 MMm³/día (20,07%), Cochabamba con un promedio de 2,30 MMm³/día (5,53%) y Chuquisaca que alcanzó una producción promedio de 1,81 MMm³/día (4,35%).

En el período de enero a marzo de 2011 se registró un promedio de producción mayor en 18,1% a la registrada durante el mismo período de 2010. Los departamentos de Tarija y Santa Cruz incrementaron su producción promedio respecto al primer trimestre de 2010 en un 16% y 43% respectivamente. La producción promedio de Cochabamba, en relación al primer trimestre de la pasada gestión, se incrementó en 1 % y la de Chuquisaca disminuyó en 5%.

2.3 BALANCE DE GAS NATURAL

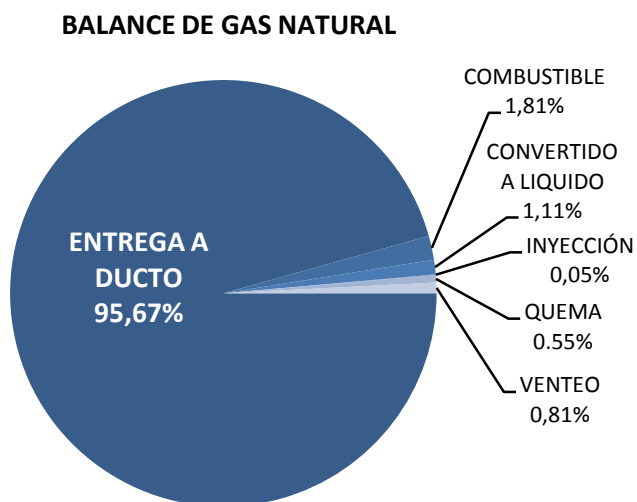
Cuadro N°4

DESTINO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL (MMm3/día) 2011														
DESTINO	ENTREGA A DUCTO		COMBUSTIBLE		CONVERTIDO A LIQUIDO		INYECCIÓN		QUEMA		VENTEO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	30,15	37,18	0,72	0,76	0,43	0,45	1,39	-	0,12	0,42	0,16	0,32	32,97	39,14
FEB	37,08	44,20	0,77	0,79	0,45	0,49	0,65	0,01	0,12	0,15	0,25	0,36	39,32	46,01
MAR	37,96	42,50	0,78	0,80	0,47	0,49	0,53	0,05	0,12	0,14	0,26	0,37	40,12	44,34
PROM	35,06	41,30	0,76	0,78	0,45	0,48	0,86	0,02	0,12	0,24	0,22	0,35	37,47	43,16

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados en abril de 2011

Durante el primer trimestre de 2011, los volúmenes promedio de gas natural entregados a ducto fueron mayores en 18% a los volúmenes entregados durante el mismo período de 2010. El gas destinado para uso de combustible y el convertido a líquido durante el primer trimestre de 2011 incrementó en 3% y 6% respectivamente en relación al primer trimestre de la pasada gestión. Asimismo, en relación al período enero – marzo de 2010, el promedio de los volúmenes de gas natural utilizado para inyección en pozos fue casi nulo, el volumen promedio de gas natural destinado a la quema se duplicó y el gas natural destinado al venteo se incrementó en 56%.

Gráfico N°4



En los meses de enero a marzo de 2011, el 95,67% del total de la producción de gas natural fue entregado a ducto con destino al mercado interno y externo para cubrir la demanda de los sectores eléctrico, industrial, residencial, comercial y transporte, así como la demanda de los mercados de Brasil y Argentina.

El 0,05% de la producción de gas natural fue destinado a la inyección en los pozos para optimizar la producción y alrededor del 1,81% fue destinado al uso como combustible en las instalaciones de los campos de producción.

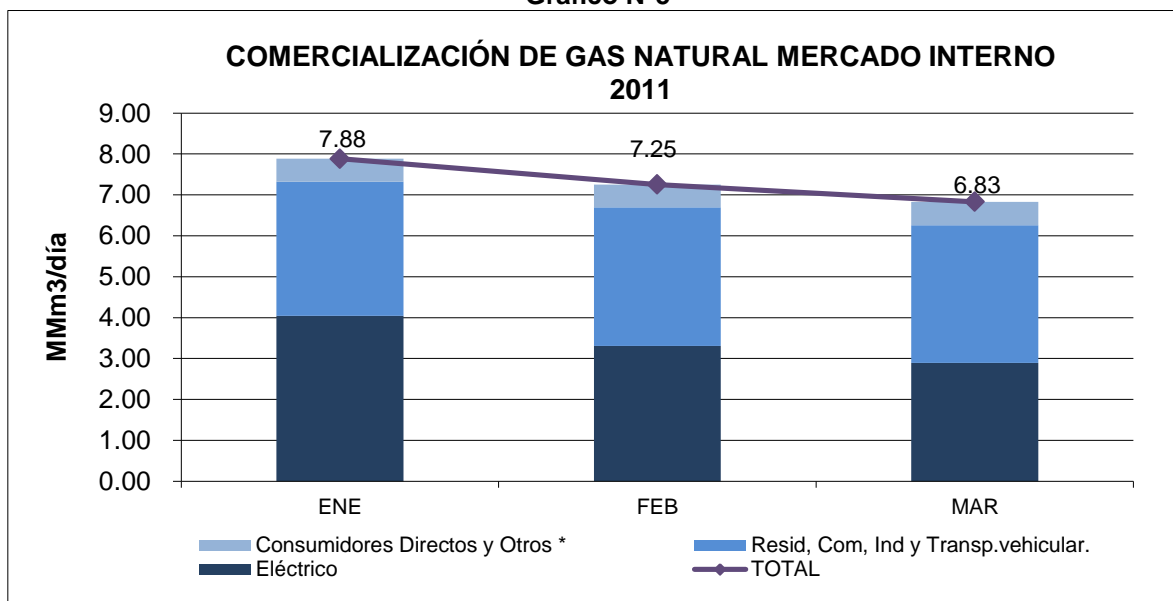
Asimismo, los componentes licuables (GLP y gasolina natural) presentes en el gas natural producido y separados en las plantas, representaron el 1,11% de la producción total.

El 0,55% fue destinado a la quema y el 0,81% al venteo. Ambas operaciones como 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.

3. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

3.1 MERCADO INTERNO POR SECTOR

Gráfico N°5



Cuadro N°5

VOLUMENES COMERCIALIZADOS AL MERCADO INTERNO POR SECTOR A 60°F (MMm³/día)								
SECTOR	Eléctrico		Resid. Com, Ind y Transp. vehicular.		Consumidores Directos y Otros *		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	2,82	4,05	2,92	3,27	0,53	0,56	6,27	7,88
FEB	2,93	3,31	2,95	3,39	0,53	0,56	6,41	7,25
MAR	3,58	2,89	3,07	3,37	0,52	0,57	7,17	6,83
PROM	3,11	3,42	2,98	3,34	0,53	0,56	6,62	7,32
%	47,00%	46,65%	45,04%	45,65%	7,96%	7,70%	100,00%	100,00%

* 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.

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

Nota: valores actualizados en abril 2011

En la estructura del mercado interno, el Sector Eléctrico es el mayor consumidor de gas natural, registrando, en el período de enero a marzo del 2011, un volumen de consumo promedio de 3,42 MMm³/día representando el 46,65% del total. Le siguen los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y de Transporte Vehicular que en conjunto tuvieron un consumo promedio 3,34 MMm³/día lo que representa un 45,65% del total. Finalmente, el Sector Consumidores Directos y Otros tuvieron un consumo promedio de 0,56 MMm³/día, lo que representa un 7,70% del total. En promedio el Consumo

del mercado interno durante el primer trimestre de 2011, alcanzó a 7,32 MMm³/día, un 11% más en relación al mismo período de 2011.

En relación al primer trimestre de 2010, el consumo del Sector Eléctrico fue mayor en 10%, el consumo del Sector Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular fue superior en 12% y el consumo directo y otros fue mayor en 7%.

3.2 PRECIOS DE GAS NATURAL POR SECTOR Y EMPRESA DEMANDANTE

Cuadro N°6
Precios de Gas Natural por Sector y Empresa Demandante

SECTOR		EMPRESA	Precio \$us/Mpie ³
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 Eléctricación Ltda.	1,1100
		Cooperativa Rural de Eléctricación Ltda. - Ipias	1,9768
		Cooperativa Rural de Eléctricación 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) R.A. SSDH N° 0605/2005	YPFB Redes de Gas Cochabamba
YPFB Redes de Gas Santa Cruz.	0,9800		
YPFB Redes de Gas Chuquisaca.	0,9800		
Empresa Tarijeña del Gas S.A.M.	0,9800		
Cooperativa Monteagudo	0,9800		
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	0,9800		
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS ***	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACION R.A. SSDH N° 0452/2008	Refinería Oro Negro S.A.	0,9000
		Refinería Santa Cruz S.R.L.	0,9000
		Refinería Parapetí S.R.L.	1,3100
		YPFB Refinación S.A.	1,3100
	INDUSTRIA MINERA – CALERA R.A. SSDH N° 0452/2008	Compañía Minera Paitití S.A.*	
		Empresa Minera y Calera Sayari S.A.	1,7000
	INDUSTRIA ALIMENTICIA R.A. SSDH N° 0452/2008	Gravetal Bolivia S.A.*	
		Empresa COMASA	1,7000
		Montecristo Bolivia S.R.L. **	1,5000
	USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE R.A. SSDH N° 0695/2008	Laguna Volcán S.R.L.	1,7000
		Planta de Compresión Río Grande	1,4208
GNV D.S. N° 29510	YPFB Logística S.A.	1,4208	
	YPFB Transporte S.A.	1,0108	
	Carrasco S.R.L	1,7000	
	Caiguami**	1,5000	

(*) Precio Fijo en Punto de Fiscalización (1,29\$us/Mpie³) y variable en Punto de Entrega.

(**) R.A. SSDH N° 598/2001

(***) 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.

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

Los precios del gas natural en el mercado interno fluctúan entre un nivel máximo de 1,9768 \$us/Mpie³ y un nivel mínimo de 0,90 \$us/Mpie³, en función al sector de destino y la normativa empleada en cada caso, siendo el Sector Eléctrico en el que se aplican los mayores precios y el Sector Consumidores Directos y Otros en el que se aplican los menores precios.

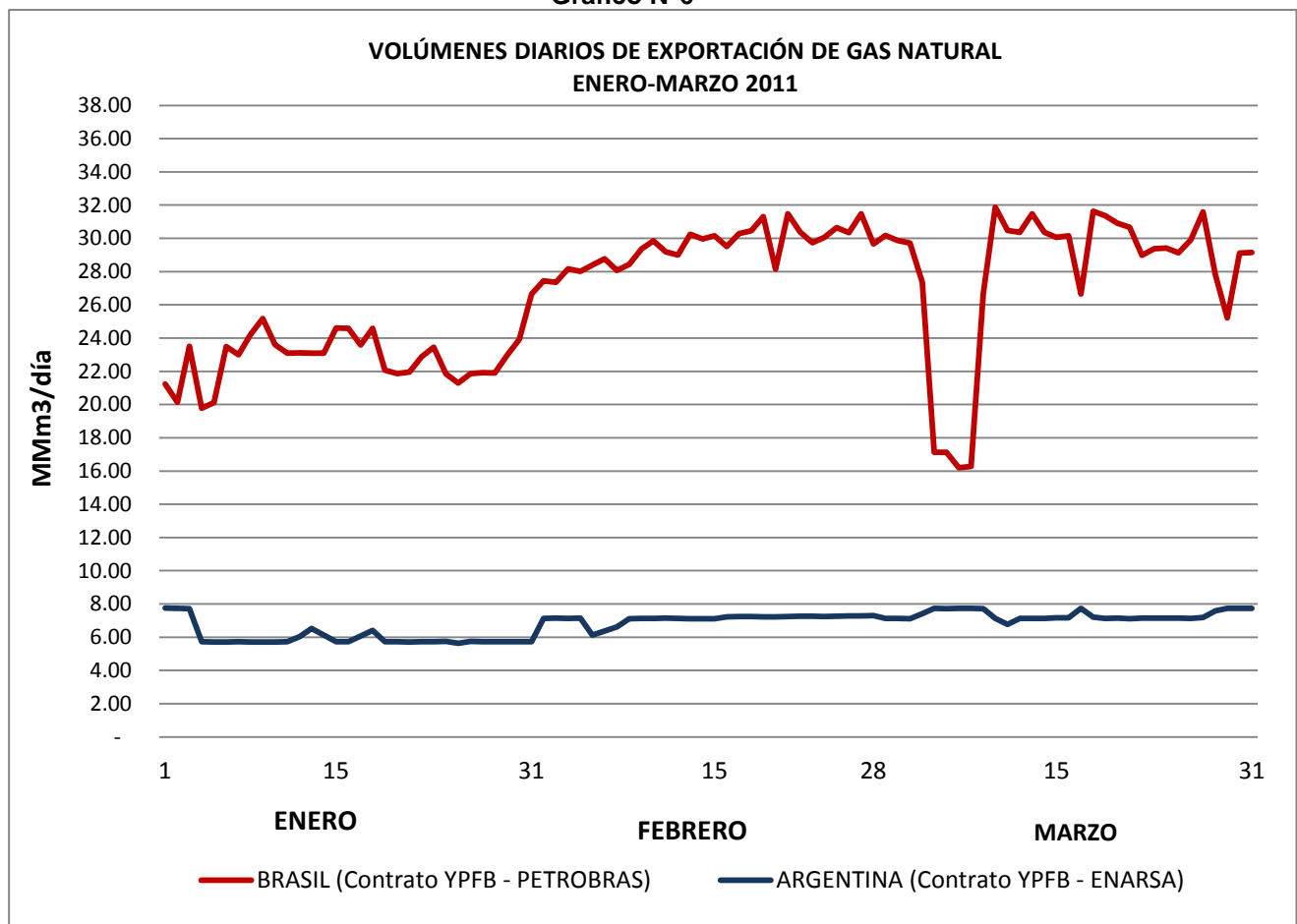
El precio del gas natural para el Sector Eléctrico en el punto de entrega, al ingreso de la planta termoeléctrica, es igual a 1,30 \$us/Mpie³ para generadoras pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional y para generadoras pertenecientes al Sistema Aislado varía entre 1,02 \$us/Mpie³ y 1,98 \$us/Mpie³.

El precio del gas natural que es entregado a las empresas distribuidoras en Puerta de Ciudad (city gate), el cual va con destino a los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular, es de 0,98 \$us/Mpie³.

Asimismo, los precios de gas natural para consumo propio del sector hidrocarburos como combustible en transporte varían entre 1,0108 \$us/Mpie³ y 1,4208 \$us/Mpie³ y para el uso como combustible en refinación varían entre 0,90 \$us/Mpie³ y 1,31 \$us/Mpie³.

3.3 MERCADO EXTERNO POR MERCADO DE DESTINO

Gráfico N°6



Cuadro N°7

VOLÚMENES DIARIOS DE GAS NATURAL FACTURADOS AL MERCADO DE EXPORTACIÓN (MMm3)						
DIA	BRASIL: CONTRATO YPFB - PETROBRAS* A 68°F			ARGENTINA: YPFB - ENARSA A 60°F		
	ENE	FEB	MAR	ENE	FEB	MAR
1	21,2	27,4	30,2	7,8	7,1	7,1
2	20,1	27,3	29,9	7,7	7,1	7,1
3	23,5	28,2	29,7	7,7	7,1	7,1
4	19,8	28,0	27,4	5,7	7,2	7,4
5	20,1	28,4	17,1	5,7	6,1	7,7
6	23,5	28,8	17,1	5,7	6,4	7,7
7	23,0	28,1	16,2	5,7	6,6	7,7
8	24,2	28,4	16,3	5,7	7,1	7,7
9	25,2	29,4	26,7	5,7	7,1	7,7
10	23,6	29,8	31,9	5,7	7,1	7,1
11	23,1	29,2	30,5	5,7	7,1	6,8
12	23,1	29,0	30,4	6,0	7,1	7,1
13	23,1	30,3	31,5	6,5	7,1	7,1
14	23,1	30,0	30,4	6,1	7,1	7,1
15	24,6	30,1	30,1	5,7	7,1	7,2
16	24,6	29,5	30,1	5,7	7,2	7,2
17	23,6	30,3	26,6	6,1	7,2	7,7
18	24,6	30,5	31,6	6,4	7,2	7,2
19	22,1	31,3	31,4	5,7	7,2	7,1
20	21,9	28,2	30,9	5,7	7,2	7,1
21	22,0	31,5	30,7	5,7	7,2	7,1
22	22,9	30,4	29,0	5,7	7,3	7,1
23	23,4	29,7	29,4	5,7	7,3	7,1
24	21,8	30,1	29,4	5,7	7,2	7,1
25	21,3	30,6	29,1	5,6	7,3	7,1
26	21,9	30,3	29,9	5,7	7,3	7,1
27	21,9	31,5	31,6	5,7	7,3	7,2
28	21,9	29,7	27,8	5,7	7,3	7,6
29	23,0	0,0	25,2	5,7	0,0	7,7
30	23,9	0,0	29,1	5,7	0,0	7,7
31	26,7	0,0	29,1	5,7	0,0	7,7
PROM	22,86	29,50	27,94	6,0	7,1	7,3

*Volúmenes entregados en Mutún

*Volúmenes entregados en Yacuiba y Madrejones

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

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

Los volúmenes exportados al mercado del Brasil a través del contrato YPFB – Petrobras (GSA) fueron creciendo paulatinamente a lo largo del primer trimestre, mostrando un incremento de 22 % entre el mes de enero y el mes de marzo. Los volúmenes más bajos se registraron entre el 5 y 8 de marzo y tuvieron un promedio de 16,7 MMm³/día. Asimismo, los volúmenes pico estuvieron entre 31,3 y 31,9 MMm³/día y se registraron los días 19, 21 y 27 de febrero y los días 10, 13, 18, 19 y 27 de marzo.

La tendencia de los volúmenes exportados al Mercado de Argentina a través del contrato YPFB – ENARSA fue relativamente creciente, mostrando un incremento del 22% entre el mes de enero y el mes de marzo. Los volúmenes más bajos se registraron durante el mes de enero, alcanzando un valor mínimo de 5,6 MMm³/día el día 25 de enero. Asimismo, los volúmenes pico se registraron entre el 1 y el 3 de enero, entre el 5 y 9 de marzo y entre el 29 y 31 de marzo y estuvieron en un rango de 7,7 y 7,8 MMm³/día.

Cuadro N°8

VOLÚMENES FACTURADOS AL MERCADO DE EXPORTACIÓN (MMm ³ /día) 2011				
MERCADO DE DESTINO	ARGENTINA * (Contrato YPFB - ENARSA)		BRASIL ** (Contrato YPFB - PETROBRAS)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	2,54	6,00	21,34	23,03
FEB	4,01	7,11	26,6	29,86
MAR	5,23	7,33	25,63	28,30
PROM	3,93	6,81	24,52	27,06

* Volúmenes a 60°F Base Seca

**Volúmenes a 68°F Base Saturada (valores actualizados)

Nota: Los volúmenes a Brasil –Contrato GSA incluyen gas combustible en el tramo boliviano.

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección de Gas Natural

Los volúmenes promedio de gas natural enviados al Brasil durante el primer trimestre de 2011 fueron mayores en 10% en relación a los volúmenes enviados el primer trimestre de 2010, alcanzándose el mayor valor promedio mensual del primer trimestre en el mes de febrero con 29,86 MMm³/día.

Los volúmenes promedio de gas natural enviados a la Argentina durante el primer trimestre de 2011 fueron mayores a los enviados durante el mismo período de 2010 en un 75% dentro del cumplimiento a la adenda del contrato entre YPFB y Energía Argentina S.A (ENARSA) , firmada en marzo de 2010, en la que año a año se incrementan los volúmenes comprometidos para el mercado argentino.

El contrato de compra venta de gas natural entre YPFB y ENARSA. fue suscrito en 2006 con una duración de 20 años a partir del 1º de enero de 2007 hasta el 2026, el mismo contempla el envío de gas natural a la República Argentina, con un volumen inicial de 7,7 MMm³/ día durante los tres primeros años, con posibilidad de incrementarse en función de las ampliaciones de gasoductos en ambos países hasta alcanzar 27,7 MMm³/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 garantías comerciales entre otros, a partir del 1º de mayo de 2010. Asimismo, desde los inicios del contrato se estableció un poder calorífico base seca que no sea menor a 1.000 BTU/pie³.

El contrato de compra venta de gas natural suscrito por YPFB – Petrobras (GSA) en 1996, tiene una duración de 20 años a partir de 1999 hasta 2019. Este contrato inicialmente establecía el envío de 16MMm³/día de gas natural, sin embargo, después de la firma de dos Adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMm³/día que actualmente se encuentra en vigencia más el combustible requerido en el tramo Mutún-Sao Paulo. Asimismo, desde los inicios del contrato se estableció un poder calorífico base saturada que no sea menor a 1.034 BTU/pie³, sin embargo recién el 2007 se firmó el “Acta de Brasilia” donde se determinó la fórmula para el pago, a precios internacionales, de las fracciones de líquidos contenidos en los volúmenes de exportación. El pago correspondiente a la gestión 2007, por los componentes licuables contenidos en la corriente de exportación al Brasil por encima de un poder calorífico de 1.000 BTU/pie³, aplicables a partir del 2 de mayo de 2007, se hizo efectivo durante la gestión 2010.

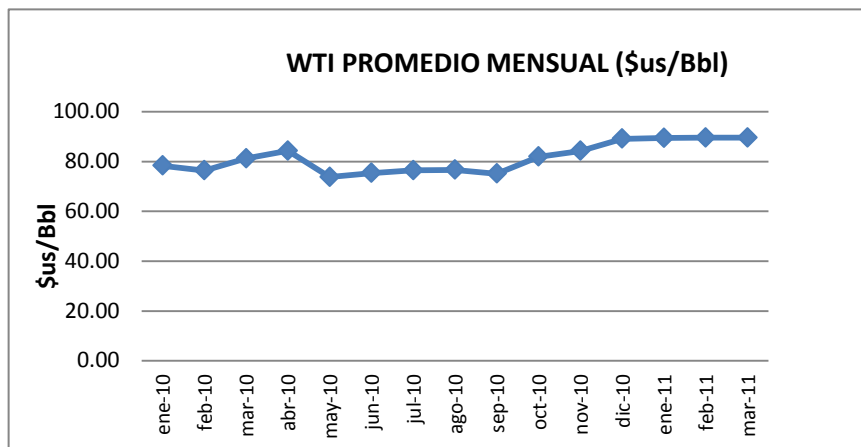
3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO

WTI PROMEDIO MENSUAL (\$us / Bbl)

Cuadro N°9

AÑO	MES	WTI PROMEDIO MENSUAL (\$us/Bbl)
2010	ENE	78.33
	FEB	76.39
	MAR	81.20
	ABR	84.29
	MAY	73.74
	JUN	75.34
	JUL	76.41
	AGO	76.62
	SEP	75.10
	OCT	81.88
	NOV	84.20
	DIC	89.08
2011	ENE	89.38
	FEB	89.57
	MAR	89.57

Gráfico N°7



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Gerencia Nacional de Comercialización

Los valores del precio WTI durante el primer trimestre de 2011, en promedio, superaron a los del 2009 en un 14%.

Los precios de venta de gas natural al mercado externo presentan una alta correlación con el comportamiento de los precios del crudo WTI correspondientes a un trimestre anterior.

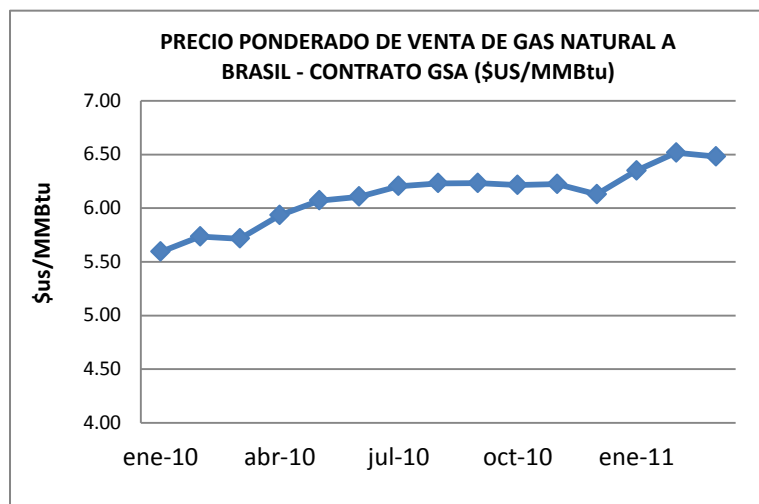
PRECIO PONDERADO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL - CONTRATO GSA (\$US/MMBtu)

Cuadro N°10

AÑO	TRIM	MES	PRECIO QDCB	PRECIO QDCA	PRECIO* (\$US/MMBtu)
2010	I	ENE	5.35	6.39	5.59
		FEB			5.74
		MAR			5.71
	II	ABR	5.64	6.71	5.93
		MAY			6.07
		JUN			6.11
	III	JUL	5.75	6.84	6.20
		AGO			6.23
		SEP			6.23
	IV	OCT	5.76	6.85	6.21
		NOV			6.22
		DIC			6.13
PROM. ARITMÉTICO			5.63	6.70	6.03
2011	I	ENE	6.04	7.14	6.35
		FEB			6.52
		MAR			6.48
PROM. ARITMÉTICO			6.04	7.14	6.45

(*) Precio ponderado por volúmenes
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

Gráfico N°8



Los precios de exportación de gas natural al Brasil, conforme a lo estipulado en el contrato suscrito, son calculados y aplicados de forma trimestral. El promedio aritmético de 6,45\$us/MMBtu alcanzado en el primer trimestre de 2011 es mayor en 14% al promedio aritmético de 5,68 \$us /MMBtu alcanzado en el primer trimestre de 2010.

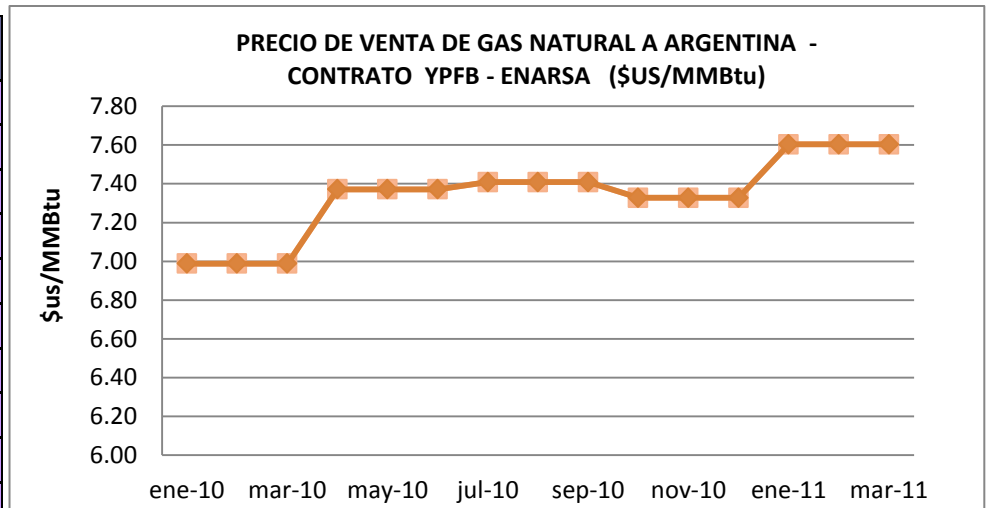
PRECIO DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA - CONTRATO ENARSA (\$US/MMBtu)

Cuadro N°11

AÑO	MES	PRECIO (\$US/MMBtu)
2010	ENE	6.99
	FEB	6.99
	MAR	6.99
	ABR	7.37
	MAY	7.37
	JUN	7.37
	JUL	7.41
	AGO	7.41
	SEP	7.41
	OCT	7.33
	NOV	7.33
	DIC	7.33
PROMEDIO ARITMÉTICO		7.27
2011	ENE	7.60
	FEB	7.60
	MAR	7.60
PROMEDIO ARITMÉTICO		7.60

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

Gráfico N°9

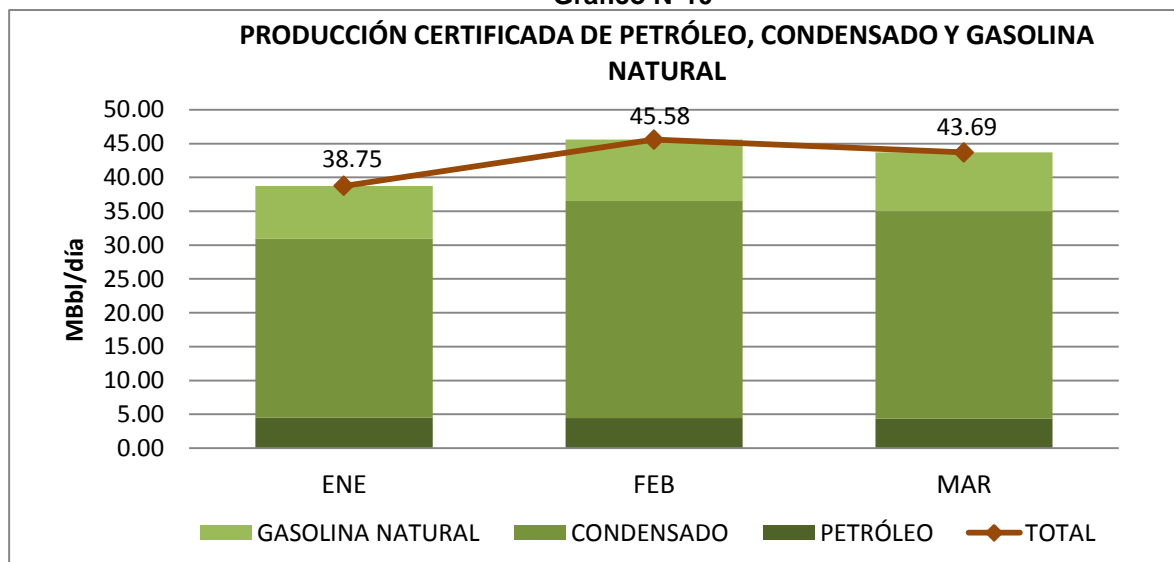


Los precios de exportación de gas natural a la Argentina, conforme a lo estipulado en el contrato suscrito, son calculados y aplicados de forma trimestral. El precio para el primer trimestre de 2011 es 7,60 \$us/MMBtu, mayor al registrado en el primer trimestre de 2010 en 8,8%.

4. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

4.1 PRODUCCION CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL

Gráfico N°10



Cuadro N°12

PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día) 2011								
	PETRÓLEO		CONDENSADO		GASOLINA NATURAL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	5,16	4,50	24,67	26,43	6,67	7,82	36,50	38,75
FEB	4,89	4,45	28,65	32,04	7,62	9,09	41,16	45,58
MAR	4,93	4,35	29,09	30,63	7,93	8,71	41,96	43,69
PROM	5,00	4,44	27,47	29,70	7,41	8,54	39,88	42,68
%	12,53%	10,40%	68,89%	69,60%	18,58%	20,01%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados en abril 2011.

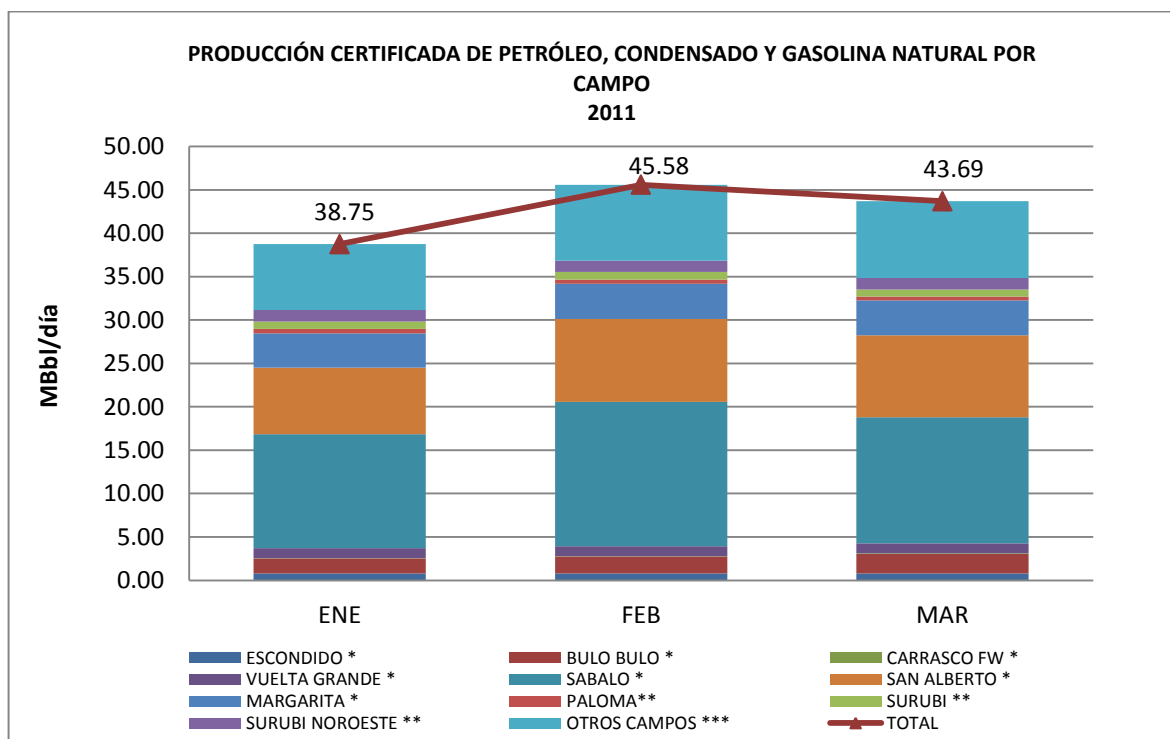
La producción certificada de petróleo, condensado y gasolina natural es aquella producción medida en el punto de fiscalización de los campos. La producción certificada de condensado el primer trimestre de 2011 representa el 69,60% de la producción total y alcanzó el mayor volumen promedio en el mes de febrero con 32,04 MBbl/día. Por otro lado, la producción de petróleo que representa el 10,40% del total producido, alcanzó su mayor valor el mes de enero. Asimismo, la producción de gasolina natural que representa el 20,01% del total, alcanzó su mayor nivel en el mes de febrero con un volumen de 9,09 MBbl/día.

La producción promedio de hidrocarburos líquidos en el período de enero a marzo de 2011 superó a la producción promedio del mismo período de la gestión 2010 en 7%. Respecto al primer trimestre de 2010, la producción promedio de condensado se incrementó en 8%, la

producción de gasolina natural se incrementó en 15%, mientras que la producción de petróleo disminuyó en 11%.

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

Gráfico N°11



Cuadro N°13

PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO (MBbl/día) 2011																								
CAMPO	ESCONDIDO *		BULO BULO *		CARRASCO FW *		VUELTA GRANDE *		SABALO *		SAN ALBERTO *		MARGARITA *		PALOMA**		SURUBI **		SURUBI NOROESTE **		OTROS CAMPOS ***		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	0,65	0,78	1,59	1,75	0,71	0,05	1,16	1,14	13,77	13,14	6,39	7,64	2,19	3,97	0,73	0,50	1,11	0,86	1,57	1,32	6,63	7,60	36,50	38,75
FEB	0,58	0,79	1,61	1,94	0,67	0,06	1,13	1,13	14,99	16,64	8,23	9,57	3,51	4,04	0,80	0,48	1,07	0,88	1,44	1,29	7,14	8,75	41,16	45,58
MAR	0,51	0,81	1,64	2,25	0,64	0,07	1,12	1,12	15,04	14,54	8,60	9,46	3,81	4,04	0,82	0,41	1,05	0,84	1,46	1,30	7,26	8,87	41,96	43,69
PROM	0,58	0,79	1,61	1,98	0,67	0,06	1,14	1,13	14,60	14,77	7,74	8,89	3,17	4,02	0,78	0,46	1,08	0,86	1,49	1,30	7,01	8,41	39,88	42,68
%	1,5	1,9	4,0	4,6	1,7	0,1	2,9	2,7	36,6	34,6	19,4	20,8	7,9	9,4	2,0	1,1	2,7	2,0	3,7	3,1	17,6	19,7	100,0	100,0

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: valores actualizados en abril de 2011.

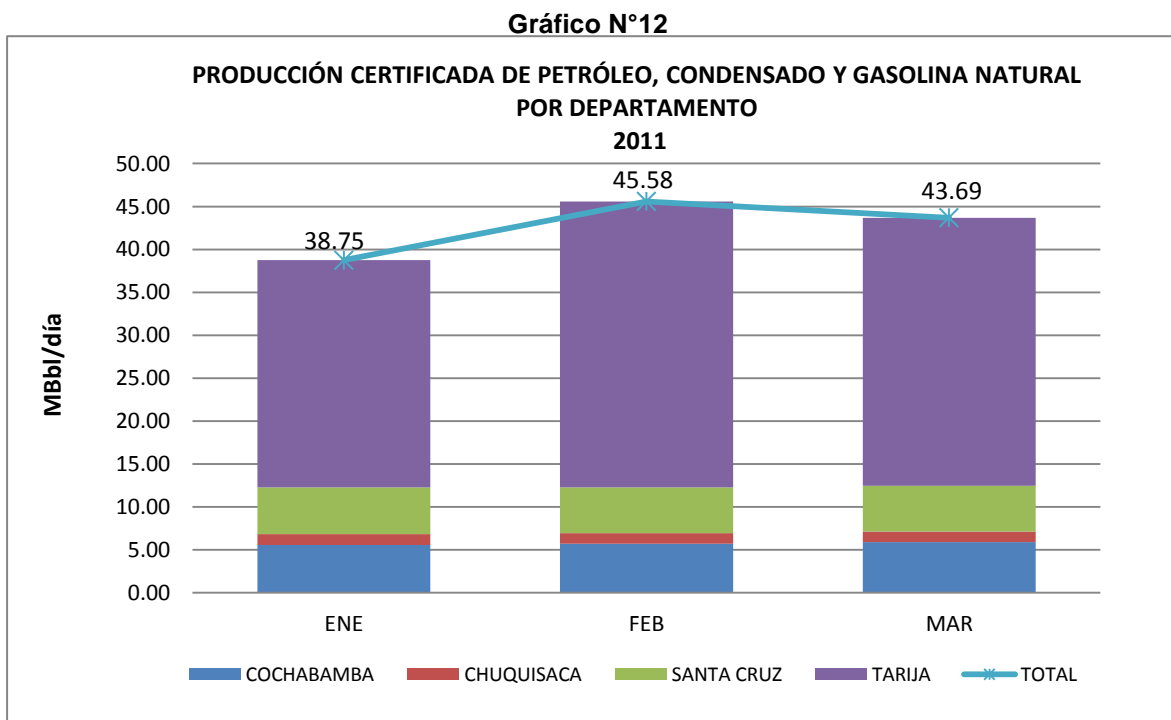
* Campos Gasíferos con producción de condensado.

** Campos petrolíferos.

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

Los campos que más aportan a la producción total de hidrocarburos líquidos son Sábalo y San Alberto, campos gasíferos que producen condensado asociado al gas natural, la producción de condensado de estos campos representa el 55,4% de la producción total de hidrocarburos líquidos.

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



Cuadro N°14

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR DEPARTAMENTO- 2011 (MBbl/día)										
DEPTO	COCHABAMBA		CHUQUISACA		SANTA CRUZ		TARIJA		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	7,16	5,59	1,28	1,27	4,12	5,41	23,95	26,48	36,50	38,75
FEB	6,90	5,72	1,25	1,25	4,52	5,30	28,49	33,32	41,16	45,58
MAR	6,83	5,89	1,25	1,25	4,71	5,32	29,18	31,23	41,96	43,69
PROM	6,96	5,73	1,26	1,26	4,45	5,35	27,21	30,34	39,88	42,68
%	17,46%	13,43%	3,16%	2,94%	11,15%	12,53%	68,23%	71,10%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados en abril de 2011.

El departamento con mayor producción de hidrocarburos líquidos es Tarija, que para el primer trimestre de 2011 muestra un incremento en su participación en la producción total de hidrocarburos líquidos en 2,87% respecto al mismo período de 2010.

4.4 VOLÚMENES DE VENTA DE PETRÓLEO A REFINERÍAS (MBbl/día)

Cuadro N°15

REFINERÍA	TITULAR OPERADOR	MEDIO	VOL [MBbl/día]				
			ENE	FEB	MAR	PROM	%
GUALBERTO VILLARROEL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,57	1,51	1,63	24,72	56,85%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	2,84	2,99	3,14		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	4,54	4,28	4,35		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	12,99	14,67	15,47		
	PETROBRAS ENERGÍA S.A.	DUCTOS	0,54	0,40	0,46		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,82	0,68	0,71		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,25	0,00	0,00		
	PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA/DUCTO	0,11	0,12	0,11		
Total Gualberto Villarroel			23,65	24,65	25,86		
GUILLERMO ELDER BELL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,01	1,03	0,98	16,01	36,82%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	1,85	2,05	1,88		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	2,98	2,96	2,62		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	8,51	10,16	9,32		
	PETROBRAS ENERGÍA S.A.	DUCTOS	0,35	0,28	0,27		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,53	0,47	0,43		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,15	0,00	0,00		
	PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA/DUCTO	0,06	0,08	0,06		
Total Guillermo Elder Bell			15,44	17,02	15,57		
ORO NEGRO	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	0,26	0,28	0,31	2,75	6,33%
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,06	0,05	0,05		
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	0,23	0,19	0,22		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	0,40	0,31	0,32		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	1,13	1,09	1,14		
	PETROBRAS ENERGÍA S.A.	DUCTOS	0,04	0,03	0,03		
	MATPETROL S.A.	CISTERNA	0,08	0,06	0,07		
	PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	CISTERNA	0,37	0,60	0,47		
	REPSOL YPF E&P	CISTERNA	0,04	0,02	0,04		
	DONGWON	CISTERNA	0,00	0,00	0,00		
	YPFB CHACO S.A.	CISTERNA	0,01	0,02	0,02		
	VINTAGE PETROLEUM	CISTERNA	0,11	0,11	0,10		
Total ORO NEGRO			2,73	2,75	2,77		
PARAPETI	YPFB ANDINA S.A.	CISTERNA	-	-	-	0,00	0,00%
Total PARAPETI			-	-	-		
TOTAL			41,82	44,41	44,21	43,48	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados en abril 2011

La venta de petróleo por parte de YPF a las refinerías, considera los volúmenes producidos más los saldos en campos menos las mermas en el sistema de transporte. Durante el primer trimestre de 2011 el 93,67% del volumen de petróleo vendido se destinó a las dos refinerías de mayor capacidad, ambas pertenecientes a YPF Refinación. La venta de petróleo a las refinerías pequeñas representó el restante 6,33%, siendo la refinería Oro Negro la que capta la mayor parte de este porcentaje principalmente debido a que produce gasolina, diesel oil y GLP que tienen alta demanda en el mercado interno.

4.5 VOLÚMENES DE CRUDO PROCESADO POR LAS REFINERÍAS (Bbl/día)

Cuadro N°16

REFINERÍA	ENE	FEB	MAR	PROM	%
GUALBERTO VILLARROEL	25.285	25.332	25.404	25.340	57,0%
GUILLERMO ELDER BELL	16.142	16.558	16.300	16.333	36,7%
ORO NEGRO	2.857	2.751	2.737	2.782	6,3%
PARAPETÍ	0	0	0	0	0,0%
TOTAL	44.284	44.641	44.441	44.455	100,0%

Nota: valores actualizados en abril 2011.

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Los volúmenes de crudo elaborado por las refinerías incluyen el crudo comprado a YPFB Casa Matriz más los saldos en tanques y pueden diferir bastante de los volúmenes de petróleo comprados en función a sus programaciones de producción en el mes.

La refinería con mayor capacidad de procesamiento es la Refinería Gualberto Villarroel (57%) seguida de la Refinería Guillermo Elder Bell (36,7%) y de Oro Negro (6,3%).

4.6 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS OBTENIDOS POR REFINERÍAS

- GASOLINA ESPECIAL (Bbl/día)

Cuadro N°17

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	9.890	9.112	2.767	3.862	1.008	1.010	13.664	13.984
FEBRERO	9.466	9.434	3.818	5.101	961	945	14.245	15.481
MARZO	8.955	8.358	3.521	3.733	923	931	13.399	13.022
PROMEDIO	9.437	8.968	3.369	4.232	964	962	13.770	14.162
%	68,5%	63,3%	24,5%	29,9%	7,0%	6,8%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

La gasolina especial es el combustible de mayor producción. Las refinerías de YPFB Refinación S.A. produjeron durante el primer trimestre de 2011 el 93,2% de este combustible. La refinería Oro Negro fue la única refinería pequeña que produjo gasolina especial, representando esta producción el 6,8% del total.

La producción promedio de gasolina especial de enero a marzo de 2011 alcanzó un promedio de 14.162 Bbl/día superando en un 3% a la producción promedio del mismo período de 2010. El mes de mayor producción del trimestre fue febrero alcanzándose un promedio de 15.81 Bbl/día.

- **DIESEL OIL (Bbl/día)**

Cuadro N°18

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		SANTA CRUZ		PARAPETÍ		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	5.840	6.869	2.368	3.752	907	1.066	0	0	23	0	9.137	11.687
FEBRERO	6.317	6.865	2.761	3.814	998	1.054	0	0	18	0	10.094	11.734
MARZO	6.062	6.790	2.684	3.989	971	1.019	0	0	23	0	9.740	11.797
PROMEDIO	6.073	6.841	2.604	3.852	959	1.046	0	0	21	0	9.657	11.739
%	62,9%	58,3%	27,0%	32,8%	9,9%	8,9%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El diesel oil es el segundo combustible de mayor producción de las refinerías después de la gasolina especial. Durante el primer trimestre de 2011 el 91,1 % de la producción de este combustible se realizó en las refinerías de YPFB Refinación S.A. y el restante 8,9% en las demás refinerías. La producción promedio del primer trimestre de 2011 alcanza los 11.739 Bbl/día, volumen superior en 22% al promedio registrado el primer trimestre de 2010.

- **JET FUEL (Bbl/día)**

Cuadro N°19

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
ENERO	1.688	1.315	978	1.778	2.666	3.093
FEBRERO	2.077	1.342	1.456	1.833	3.533	3.175
MARZO	1.985	1.620	1.688	1.564	3.672	3.184
PROMEDIO	1.916	1.426	1.374	1.725	3.291	3.151
%	58,2%	45,2%	41,8%	54,8%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Jet Fuel es el tercer combustible más producido, su producción es exclusiva de las refinerías de YPFB Refinación S.A. Durante el primer trimestre de 2011 la producción de estas refinerías fue en una proporción de 45,2% la Refinería Gualberto Villarroel y 54,8% la Refinería Guillermo Elder Bell.

La producción de este combustible durante este primer trimestre de 2011, respecto a la del mismo período de 2010 fue inferior en un 4%.

- **KEROSENE (Bbl/día)**

Cuadro N°20

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	272	315	20	0	293	315
FEBRERO	329	392	23	0	352	392
MARZO	403	368	30	19	433	386
PROMEDIO	335	358	24	6	359	364
%	93,2%	98,3%	6,8%	1,7%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

- **GASOLINA PREMIUM (Bbl/día)**

Cuadro N°21

REFINERÍA	GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011
ENERO	99	95	99	95
FEBRERO	0	107	0	107
MARZO	110	0	110	0
PROMEDIO	70	67	70	67

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Kerosene y la Gasolina Premium son combustibles de menor producción y son exclusivamente producidos por las refinerías de YPFB Refinación S.A.. Durante el primer trimestre de 2011 la Refinería Gualberto Villarroel produjo el 98,3% del Kerosene y la Refinería Guillermo Elder Bell produjo el 1,7% del Kerosene y el 100% de la Gasolina Premium. En relación al mismo período de la gestión 2010, la producción promedio de Gasolina Premium fue menor en 3%, asimismo, la producción promedio de Kerosene fue mayor en 1%.

4.7 PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO (Bbl)

Cuadro N°22

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	89.976	109.822	33.037	120.844	11.513	9.241	134.526	239.906
FEBRERO	97.812	96.048	35.020	111.379	9.028	8.949	141.860	216.377
MARZO	129.855	110.120	52.985	147.493	13.222	9.890	196.062	267.503
PROMEDIO	105.881	105.330	40.347	126.572	11.255	9.360	157.483	241.262
%	67,2%	43,7%	25,6%	52,5%	7,1%	3,9%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de crudo reconstituido es destinada al mercado externo. De enero a marzo de 2011 el 96,1% fue producido por las refinerías de YPFB Refinación S.A.. El volumen producido durante este primer trimestre, en promedio superó en un 53% al volumen producido durante el mismo período de 2010.

4.8 IMPORTACIONES

Cuadro N°23

PRODUCTO	GLP (Tm/ día)		Diesel Oil (Bbl)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	21.95	42.72	331,879	370,784
FEB	45.71	110.18	358,031	293,322
MAR	60.43	87.86	310,159	266,941
PROMEDIO	42.70	80.25	333,356	310,349

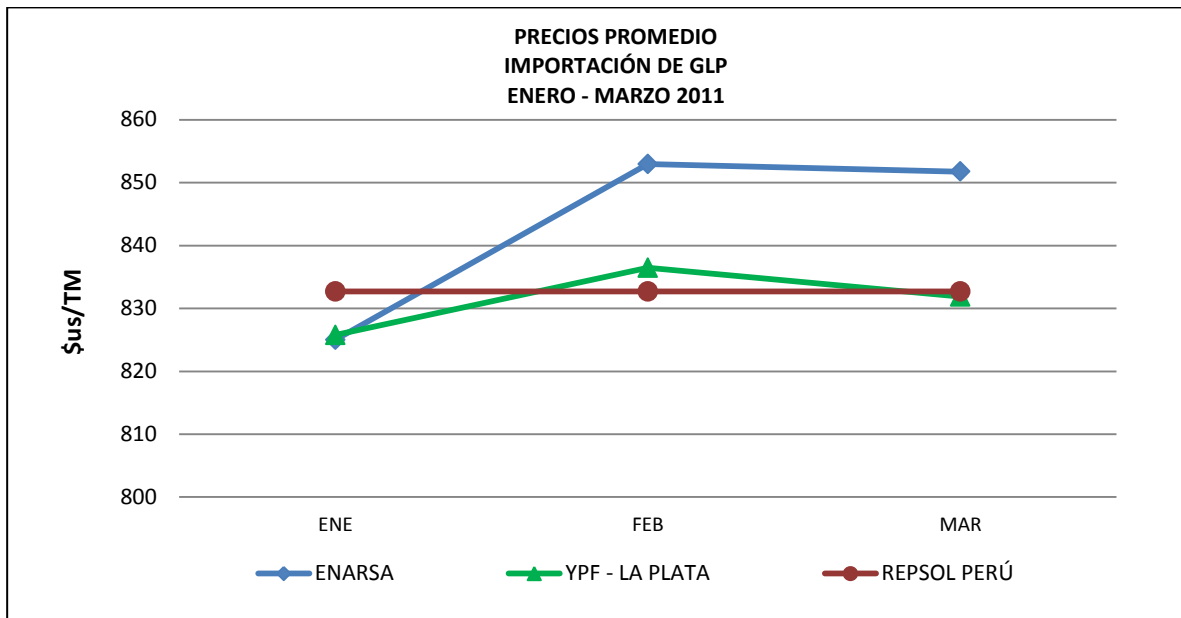
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dir. Nacional de Hidrocarburos Líquidos

El promedio de las importaciones de Diesel Oil entre enero y marzo se redujo en un 7% en relación al mismo período de 2010, sin embargo se registraron volúmenes de importación de GLP superiores a los registrados durante el primer trimestre de 2010, principalmente durante el mes de febrero; estos volúmenes superaron, en promedio, a los del 2010 en un 88%.

Las importaciones de GLP se incrementaron en relación al primer trimestre de 2010 debido principalmente a que la producción total de GLP (GLP plantas +GLP refinerías) se redujo en 2%.

Los precios de importación de los diferentes combustibles, que se señalan a continuación, varían en función al precio internacional del petróleo, punto de entrega, tipo de producto, medio de transporte y costo de flete.

Gráfico N°13

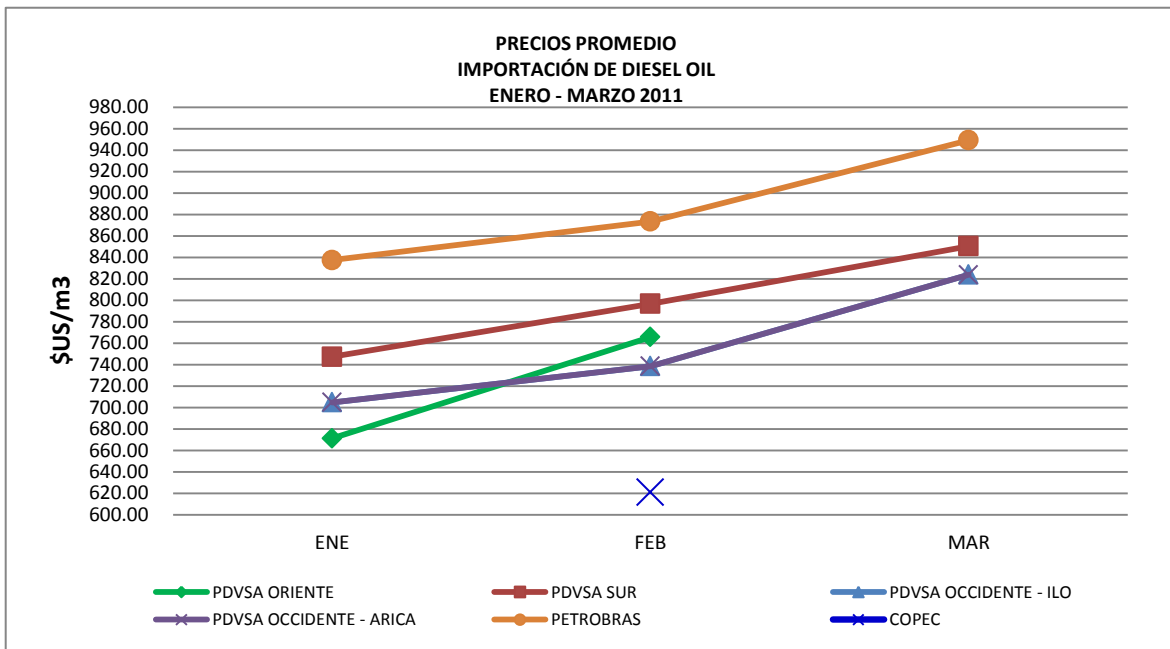


Cuadro N°24

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE GLP (\$us/TM)			
PROVEEDOR	ENE	FEB	MAR
ENARSA	825,01	852,962	851,747
YPF - LA PLATA	825,76	836,46	831,87
REPSOL PERÚ	832,68	832,68	832,68

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados en abril 2011.

Gráfico N°14



Cuadro N°25

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE DIESEL OIL (\$us/m3)			
PROVEEDOR	ENE	FEB	MAR
PDVSA ORIENTE	671.31	765.66	
PDVSA SUR	747.32	796.76	850.47
PDVSA OCCIDENTE - ILO	704.90	738.59	823.82
PDVSA OCCIDENTE - ARICA	704.90	738.51	823.72
PETROBRAS	837.49	873.34	949.16
COPEC		621.00	

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados en abril 2011.

5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

- VENTA DE DIESEL OIL (NACIONAL + IMPORTADO) (Bbl/día)

Cuadro N°26

DTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	3.140	3.850	6.027	8.725	3.352	3.600	791	861	1.310	1.608	1.307	1.493	1.234	1.433	437	546	132	145	17.717	22.263
FEB	3.362	3.696	6.861	7.506	3.411	3.313	803	830	1.304	1.466	1.346	1.478	1.233	1.384	491	532	140	156	18.109	20.363
MAR	3.476	3.598	9.112	8.274	3.414	3.288	857	777	1.434	1.426	1.412	1.427	1.343	1.230	573	509	145	131	18.992	20.659
PROM	3.326	3.715	7.333	8.168	3.392	3.401	817	823	1.349	1.500	1.355	1.466	1.270	1.349	501	529	139	144	18.273	21.095
%	18,20 %	17,61 %	40,13 %	38,72 %	18,56 %	16,12 %	4,47 %	3,90 %	7,38 %	7,11 %	7,42 %	6,95 %	6,95 %	6,40 %	2,74 %	2,51 %	0,76 %	0,68 %	100,00 %	100,00 %

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

El Diesel Oil es el combustible de mayor demanda en el mercado interno, a lo largo del primer trimestre de 2011, se comercializó un promedio de 21.095 Bbl/día. La comercialización de este combustible se centralizó mayormente en los departamentos de Santa Cruz en un 48,72%, La Paz en 17,61% y Cochabamba en 16,12%, representando estos tres departamentos el 72,45% del consumo total. Durante este primer trimestre de 2011 el volumen promedio comercializado de diesel oil superó al del primer trimestre de 2010 en 15%.

- GASOLINA ESPECIAL (Bbl/día)

Cuadro N°27

DPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	4.754	5.186	4.421	5.505	2.575	2.678	482	493	712	753	886	1.030	806	957	579	674	178	185	15.395	17.461
FEB	5.110	5.321	5.164	5.801	2.781	2.773	504	495	761	727	943	1.009	840	893	623	667	179	187	16.905	17.872
MAR	5.194	5.325	5.731	6.127	2.816	2.887	490	529	727	749	891	1.011	816	921	656	729	162	154	17.484	18.430
PRM	5.020	5.277	5.106	5.811	2.724	2.779	492	506	733	743	907	1.017	821	924	619	690	173	175	16.595	17.921
%	30,25 %	29,45 %	30,77 %	32,43 %	16,42 %	15,51 %	2,97 %	2,82 %	4,42 %	4,15 %	5,46 %	5,67 %	4,95 %	5,15 %	3,73 %	3,85 %	1,04 %	0,98 %	100,00 %	100,00 %

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Nota: Incluye producción nacional más insumos y aditivos importados.

La gasolina especial es el segundo combustible de mayor consumo en el mercado interno, durante el primer trimestre de 2011 se comercializaron un promedio de 17.921 Bbl/día de este combustible. El mayor consumo se registró en los departamentos de Santa Cruz (32,43%), La Paz (29,45%), y Cochabamba (15,51%), representando el consumo de estos tres departamentos aproximadamente el 77,38% del consumo total. Los volúmenes de gasolina especial comercializados durante el primer trimestre de 2011 superaron en 8% a los volúmenes comercializados durante el mismo período de 2010.

- **KEROSEN (Bbl/día)**

Cuadro N°28

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	35	40	29	4	8	12	2	3	4	9	20	28	29	44	2	5	1	0	129	145
FEB	32	37	29	6	6	5	2	4	2	1	16	22	20	33	1	4	0	0	109	112
MAR	34	40	23	9	7	1	5	3	5	4	16	21	22	19	4	7	0	0	117	103
PROM	34	39	27	6	7	6	3	3	4	5	17	24	24	32	2	5	0	0	118	120
%	28%	32%	23%	5%	6%	5%	3%	3%	3%	4%	15%	20%	20%	27%	2%	4%	0%	0%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Las ventas de kerosene de enero a marzo de 2011 alcanzaron un promedio mensual de 120,10 Bbl/día. Los departamentos de mayor consumo de este combustible fueron La Paz, Potosí y Oruro.

- **GASOLINA PREMIUM (Bbl/día)**

Cuadro N°29

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	8	8	47	28	2	-	-	-	2	2	59	38
FEB	9	11	43	53	4	4	-	-	2	2	58	69
MAR	4	8	48	47	1	7	-	-	2	2	55	64
PROM	7	9	46	42	2	3	-	-	2	2	57	57
%	12%	16%	80%	74%	4%	6%	0%	0%	4%	4%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

De enero a marzo de 2011 se comercializaron un promedio de 57 Bbl/día de Gasolina Premium. Este combustible fue comercializado en un 74,23% en el departamento de Santa Cruz, 16,07% en La Paz, 6,14% en Cochabamba y 3,56% en Tarija.

En los departamentos de Oruro, Potosí, Beni y Pando no se comercializa este producto.

En relación al primer trimestre de 2010, el volumen promedio de gasolina premium comercializado durante el primer trimestre de 2011 fue el mismo.

5.2 MERCADO EXTERNO

EXPORTACIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO (Bbl)

Cuadro N°30

PRODUCTO	CRUDO RECONSTITUIDO (BBL)	
	2010	2011
ENE	---	330.026
FEB	269.386	312.097
MAR	---	---
TOTAL	269.386	642.123

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización –
Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

En el primer trimestre de 2011 se realizaron exportaciones de Crudo Reconstituido sólo los meses de enero y febrero, alcanzando un volumen total de 642.123 Bbl, un 138% mayor al total exportado durante el mismo período de 2010.

El precio FOB en Arica de crudo reconstituido para su venta al mercado externo es determinado mediante una fórmula asociada al precio de petróleo WTI promedio de los 5 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°31

PLANTA/ OPERADOR	RÍO GRANDE/YPFB ANDINA		CARRASCO/YPFB CHACO		VUELTA GRANDE/YPFB CHACO		COLPA/PESA		PALOMA/REPSOL YPF		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	253,15	242,70	177,41	171,27	168,96	172,05	29,47	26,60	56,89	30,10	685,89	642,71
FEB	268,63	254,82	184,84	176,38	168,89	172,67	27,68	26,29	50,33	28,49	700,36	658,64
MAR	261,05	256,28	190,73	189,93	170,29	171,30	27,78	28,75	55,98	24,40	705,83	670,65
PROMEDIO	260,95	251,27	184,33	179,19	169,38	172,01	28,31	27,21	54,40	27,66	697,36	657,33
%	37,4%	38,2%	26,4%	27,3%	24,3%	26,2%	4,1%	4,1%	7,8%	4,2%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de GLP en Plantas durante el primer trimestre de 2011, fue en promedio 657,33 Tm/día, siendo el 53,4% de esta producción proveniente de los campos de YPFB Chaco, el 38,2% de los campos operados por YPFB Andina, el 4,2% de los campos operados por Repsol YPF y el 4,1% de los campos operados por PESA.

6.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN REFINERÍAS (Tm/día)

Cuadro N°32

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	157,96	173,75	36,62	48,24	12,55	9,78	207,12	231,77
FEB	175,78	181,46	45,35	53,60	12,03	8,36	233,15	243,42
MAR	178,60	183,59	47,54	48,14	11,59	8,58	237,73	240,31
PROMEDIO	170,78	179,60	43,17	49,99	12,06	8,91	226,00	238,50
%	75,6%	75,3%	19,1%	21,0%	5,3%	3,7%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de GLP en refinerías es mucho menor a la producida en plantas. En relación a la gestión 2010, la producción promedio de GLP en refinerías durante el primer trimestre de 2011 superó a la del primer trimestre de 2010 en 6%.

Durante el primer trimestre 2011, YPFB Refinación produjo el 96,3% de los volúmenes de GLP de refinerías, el 75,3% fue producido en Gualberto Villarroel y el 21,0% en Guillermo Elder Bell.

6.2 PRODUCCIÓN TOTAL DE GLP (Tm/día)

Cuadro N°33

	PLANTAS		REFINERÍAS		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	685,89	642,71	207,12	231,77	893,01	874,48
FEB	700,36	658,64	233,15	243,42	933,52	902,07
MAR	705,83	670,65	237,73	240,31	943,56	910,96
PROMEDIO	697,36	657,33	226,00	238,50	923,36	895,84
%	75,5%	73,4%	24,5%	26,6%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Durante el primer trimestre de la gestión 2011, la producción de GLP en Plantas representó el 73,4% del total y la producción de GLP en refinerías representó el 26,6%. En relación al primer trimestre de 2010, la producción promedio total es menor en 3%.

7. COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

7.1 VENTAS DE GLP AL MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO (Tm/día) (CONSIDERA SOLO VENTAS EFECTUADAS POR YPFB)

Cuadro N°34

DPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	276,04	270,31	106,28	134,18	128,33	152,50	45,05	46,85	48,48	50,56	53,16	52,16	46,11	48,41	19,86	21,28	2,76	3,13	726,07	779,37
FEB	317,53	299,49	116,04	141,21	141,70	149,19	49,58	50,23	51,12	51,31	59,25	55,47	47,98	50,28	18,26	21,82	3,10	2,69	804,56	821,69
MAR	335,14	303,59	121,55	146,58	139,12	179,60	52,59	51,82	51,44	51,00	58,60	60,30	54,13	52,78	21,11	21,37	3,42	2,62	837,11	869,65
PROM	309,57	291,13	114,63	140,66	136,38	160,43	49,08	49,63	50,35	50,95	57,00	55,98	49,41	50,49	19,74	21,49	3,09	2,81	789,25	823,57
%	39,2%	35,3%	14,5%	17,1%	17,3%	19,5%	6,2%	6,0%	6,4%	6,2%	7,2%	6,8%	6,3%	6,1%	2,5%	2,6%	0,4%	0,3%	100,0%	100,0%

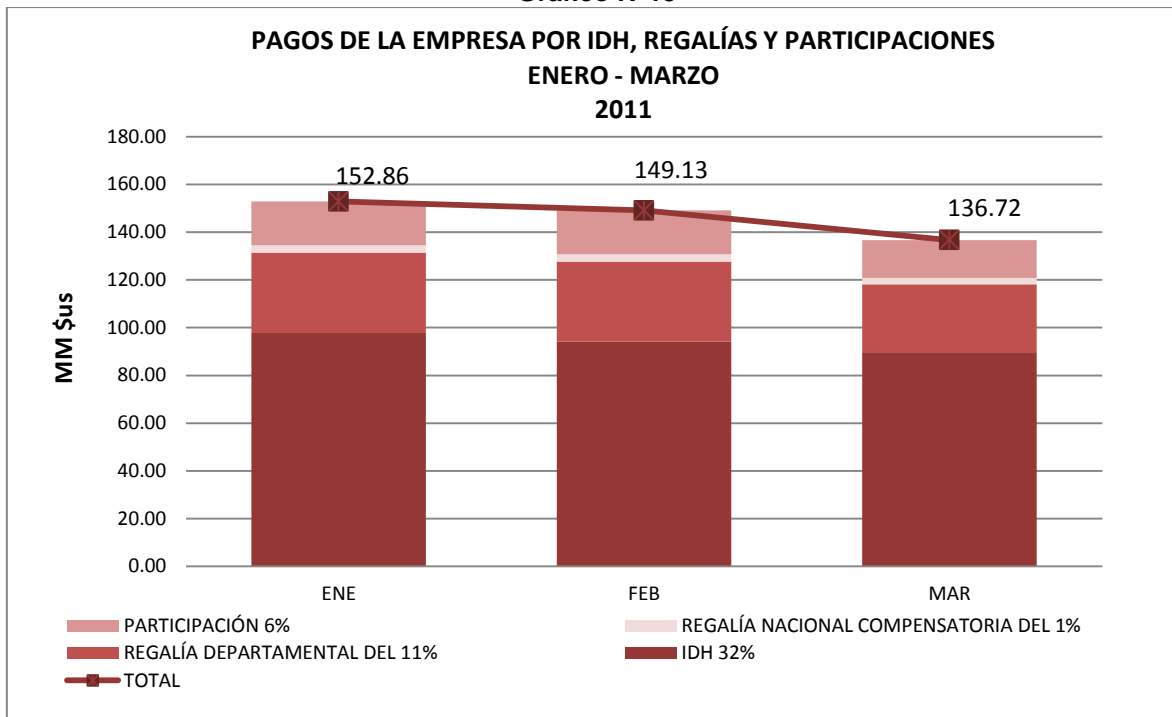
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Los volúmenes de GLP comercializados de enero a marzo de 2011, se centraron en los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Las ventas al departamento de La Paz representaron el 35,3% del total, a Cochabamba el 19,5 % y a Santa Cruz el 17,1%. El promedio de ventas de GLP el primer trimestre de 2011 fue mayor en 4% al promedio registrado el primer trimestre de 2010.

8. IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN

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

Gráfico N°15



Cuadro N°35

PAGOS DE LA EMPRESA POR IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MM\$us) ENERO - MARZO 2011				
CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	TOTAL
IDH 32%	97,83	94,11	89,75	281,68
REGALÍA DEPARTAMENTAL DEL 11%	33,63	33,63	28,46	95,71
REGALÍA NACIONAL COMPENSATORIA DEL 1%	3,06	3,06	2,64	8,76
PARTICIPACIÓN 6%	18,34	18,34	15,87	52,55
TOTAL	152,86	149,13	136,72	438,71

Nota: Los pagos realizados en enero, febrero y marzo de 2010, corresponden a la producción de octubre, noviembre y diciembre de 2009 respectivamente.

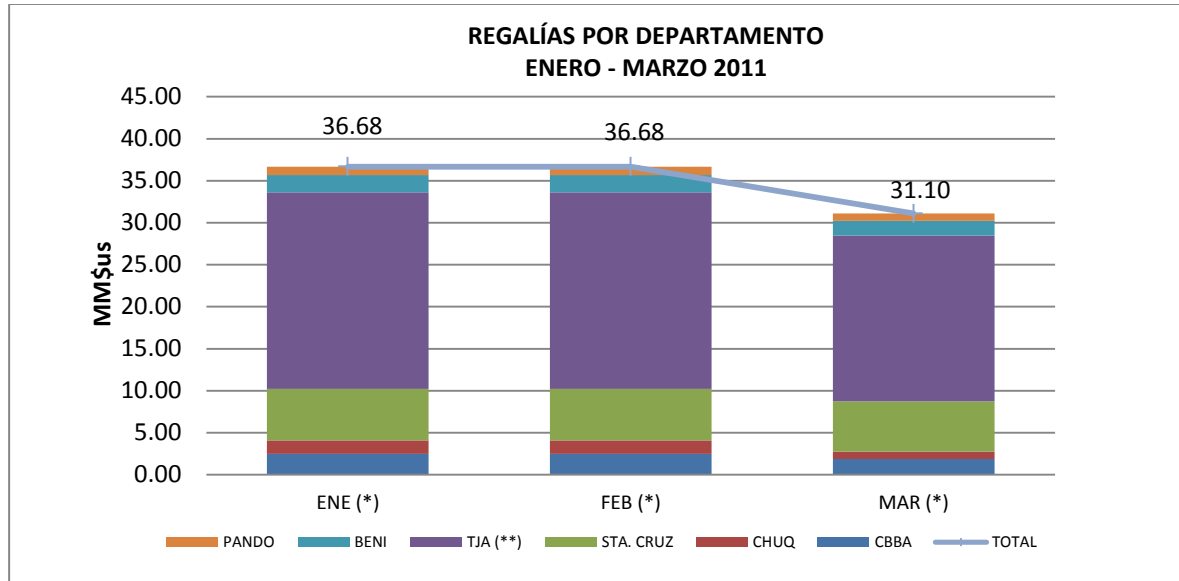
Fuente: Gerencia Nacional de Programas de Trabajo

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 al 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

Gráfico N°16



Cuadro N°36

REGALÍAS POR DEPARTAMENTO (MM\$us) ENERO - MARZO 2011									
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 (*)	2,48	1,63	6,13	23,39	33,63	2,04	1,02	3,06	36,68
FEB (*)	2,48	1,63	6,13	23,39	33,63	2,04	1,02	3,06	36,68
MAR (*)	1,90	0,87	5,99	19,71	28,46	1,76	0,88	2,64	31,10
TOTAL	6,86	4,12	18,25	66,48	95,71	5,84	2,92	8,76	104,47

(*) Pagos efectuados en la gestión 2010, correspondiente a producción de la gestión 2009

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

Fuente: Gerencia Nacional de Programas de Trabajo

El mayor monto por Regalía Departamental fue con destino al departamento de Tarija. Los pagos efectuados a la Provincia Gran Chaco de este departamento 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 que percibe la Prefectura del Departamento de Tarija a favor de esta provincia.

9. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN

UNIDADES UTILIZADAS

Bbl: barril
Btu: Unidad Térmica Británica
m³: metros cúbicos
Tm: tonelada métrica
pie³: pie cúbico
\$us: Dólares americanos

PREFIJOS UTILIZADOS

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

EQUIVALENCIAS

Volumen	
1 pie cúbico (pie ³)	= 0,0283 metros cúbicos (m ³)
1 metro cúbico (m ³)	= 35,315 pies cúbicos (pie ³)
1 barril (Bbl)	= 159 litros (l)
Peso	
1 tonelada métrica (Tm)	= 1.000 kilogramos (kg)
Calor	
1 Unidad Térmica Británica (BTU)	= 0,252 kilocalorías (Kcal) = 1.055 kilojoules (KJ)

10. 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 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.

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 MMm³, 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, etc.