



BOLETÍN ESTADÍSTICO
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS
FISCALES BOLIVIANOS

ENERO - SEPTIEMBRE
2011

Boletín Estadístico Gestión 2011

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



Noviembre de 2011
La Paz – Bolivia

CONTENIDO
BOLETÍN ESTADÍSTICO ENERO – SEPTIEMBRE 2011

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

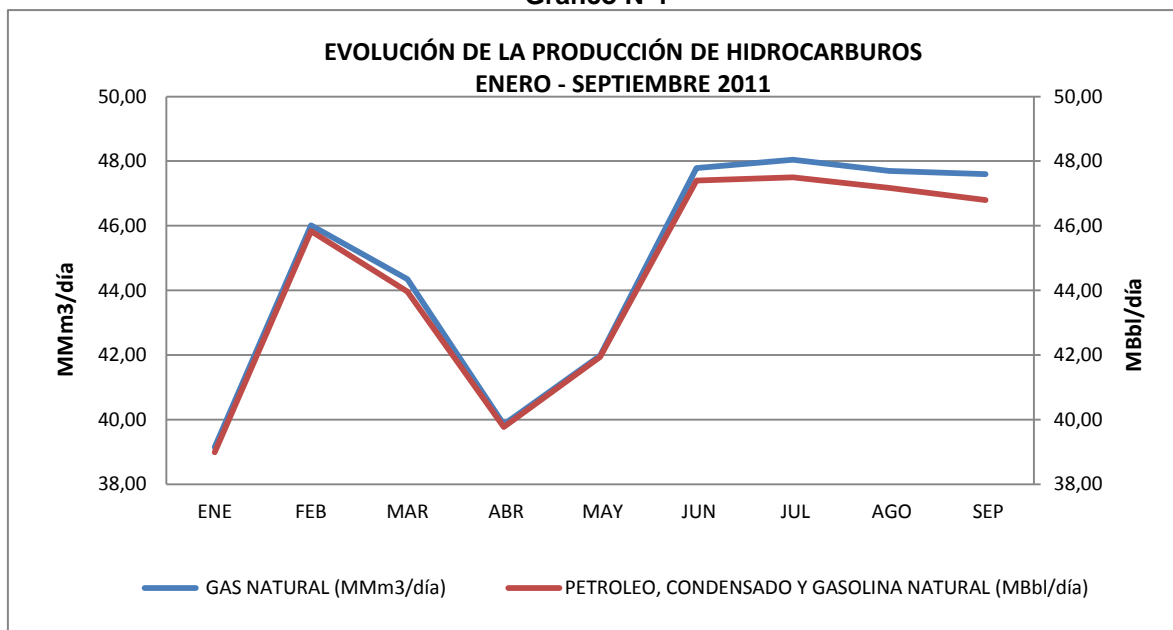
- 8.1 PAGOS DE YPFB POR CONCEPTO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
- 8.2 REGALÍAS POR DEPARTAMENTO

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 - SEPTIEMBRE 2011				
MES	GAS NATURAL (MMm³/día)		PETROLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	34,32	39,14	39,97	38,98
FEB	35,83	46,01	41,20	45,84
MAR	34,60	44,34	39,73	43,96
ABR	35,60	39,84	39,80	39,77
MAY	40,91	41,98	44,51	41,94
JUN	41,94	47,79	45,08	47,40
JUL	40,22	48,04	43,24	47,50
AGO	37,63	47,69	41,13	47,17
SEP	36,49	47,60	39,53	46,79
PROM	37,50	44,72	41,58	44,37

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: Valores actualizados en octubre de 2011.

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

Al tercer trimestre de la gestión 2011, la producción bruta de gas natural, alcanzó un promedio de 44,72 MMm³/día. Asimismo, la producción bruta de petróleo, condensado y gasolina natural alcanzó los 44,37 MBbl/día.

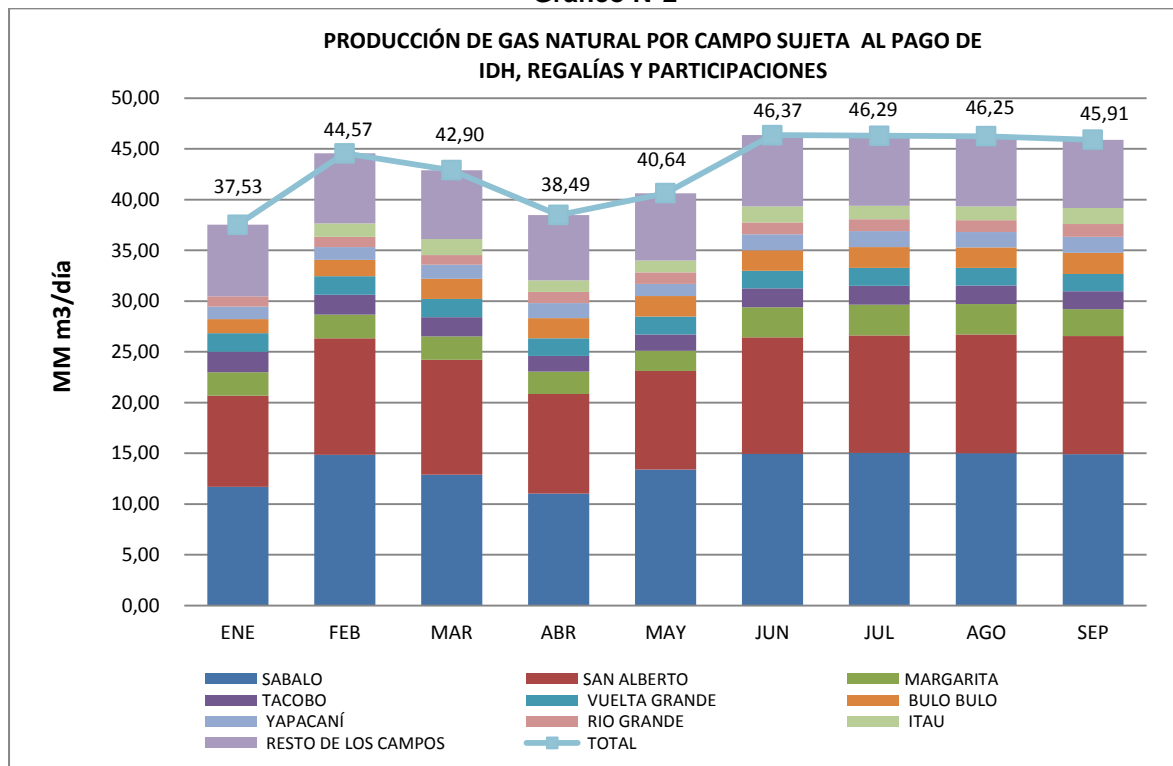
La producción bruta de gas natural hasta el tercer trimestre, en promedio, se incrementó en un 19% con relación a la gestión 2010 y la de Hidrocarburos Líquidos, en promedio, se incrementó en un 7%.

La producción de hidrocarburos líquidos sigue la misma tendencia que la de gas natural, alcanzando ambas volúmenes promedio máximo en el mes de julio, con 48,04MMm³/día en el caso del gas natural y 47,50 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
ABR	12,90	11,03	8,37	9,82	1,64	2,20	1,38	1,55	1,78	1,75	1,32	2,00	1,11	1,47	0,56	1,10	0,00	1,14	5,94	6,45	35,00	38,49
MAY	13,90	13,39	10,91	9,73	2,28	1,97	2,02	1,62	1,99	1,78	1,38	2,00	1,29	1,21	0,54	1,14	0,00	1,15	7,43	6,65	41,73	40,64
JUN	14,10	14,93	11,12	11,49	2,32	2,99	2,06	1,86	1,94	1,74	1,47	2,01	1,39	1,57	0,53	1,16	0,00	1,59	8,09	7,03	43,02	46,37
JUL	14,25	15,02	11,08	11,60	2,30	3,02	2,06	1,86	1,94	1,78	1,46	2,05	1,44	1,56	0,54	1,17	0,00	1,35	7,90	6,88	42,97	46,29
AGO	14,44	15,01	11,11	11,69	2,33	3,02	2,06	1,81	1,92	1,75	1,44	2,03	1,48	1,51	0,63	1,14	0,00	1,36	7,98	6,93	43,39	46,25
SEP	14,43	14,92	11,16	11,62	2,32	2,66	2,05	1,77	1,89	1,72	1,42	2,07	1,46	1,58	0,72	1,27	0,00	1,56	7,84	6,74	43,30	45,91
PROM	13,55	13,75	10,05	10,86	2,04	2,53	1,73	1,81	1,91	1,77	1,37	1,91	1,26	1,42	0,59	1,10	0,00	1,23	6,96	6,83	39,47	43,22
%	34,3 %	31,8 %	25,5 %	25,1 %	5,2 %	5,9 %	4,4 %	4,2 %	4,8 %	4,1 %	3,5 %	4,4 %	3,2 %	3,3 %	1,5 %	2,6 %	0,0 %	2,8 %	17,6 %	15,8 %	100,0 %	100,0 %

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

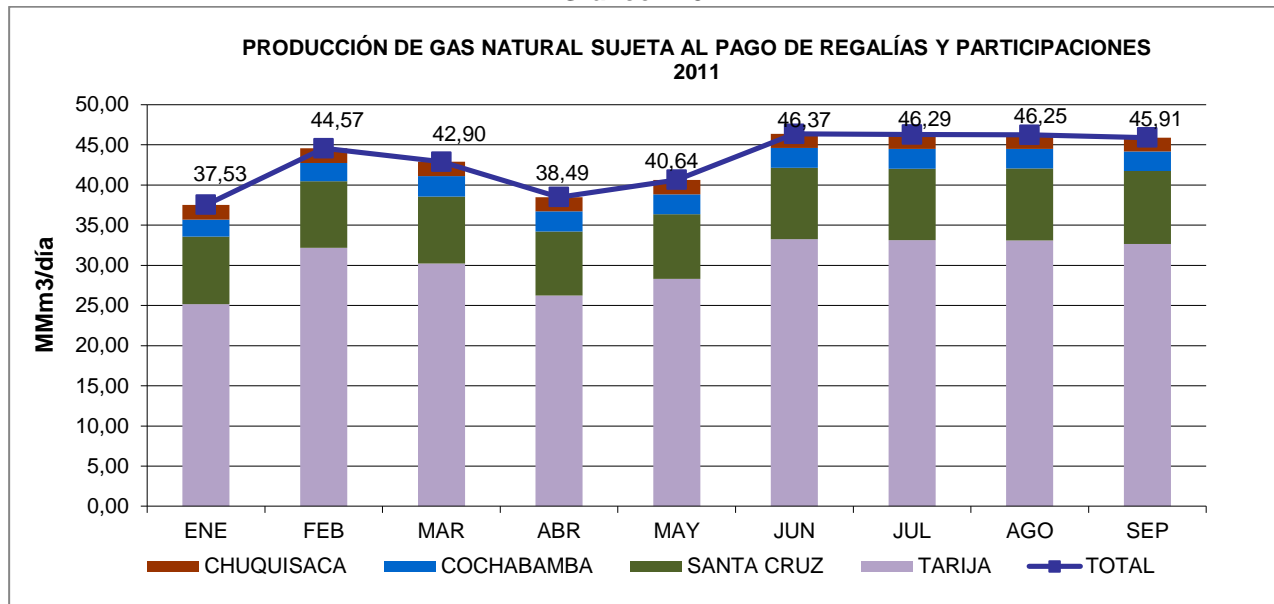
La producción sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones es aquella producción medida en punto de fiscalización a la salida de la planta más los volúmenes de producción sujetos a penalidades por quemas, además es menor a la producción bruta contemplada en el Cuadro N°2 debido a que esta última 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, hasta septiembre de 2011, alcanzó un promedio de 43,22 MMm³/día, mostrando un incremento de 9,5% en relación al mismo período de 2010. Esta producción fue entregada en su totalidad a YPFB por las diferentes empresas que operan los campos bajo contratos de operación.

Los campos con mayor producción fueron Sábalo y San Alberto que de enero a septiembre de la gestión 2011 representan el 31,8% y 25,1% del total de la producción respectivamente. Otros campos que tuvieron una producción significativa son Margarita y Tacobo, cuya producción representa el 5,9% y el 4,2% respectivamente, además de Vuelta Grande, Bulo Bulo, Yapacaní, Río Grande e Itaú que representan el 4,1%, 4,4%, 3,3%, 2,6% y 2,8% del total de la producción de gas natural de enero a septiembre de 2011. Asimismo, la producción del resto de los campos representa un 15,8% 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 (MMm ³ /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
ABR	24,97	26,23	6,09	8,00	2,15	2,51	1,78	1,75	35,00	38,49
MAY	29,74	28,34	7,43	8,04	2,57	2,48	1,99	1,78	41,73	40,64
JUN	30,29	33,25	8,14	8,90	2,64	2,47	1,95	1,75	43,02	46,37
JUL	30,25	33,14	8,22	8,88	2,56	2,49	1,94	1,78	42,97	46,29
AGO	30,48	33,11	8,50	8,96	2,49	2,43	1,92	1,75	43,39	46,25
SEP	30,56	32,66	8,46	9,09	2,39	2,44	1,90	1,72	43,30	45,91
PROM	27,99	30,48	7,16	8,55	2,41	2,42	1,91	1,77	39,47	43,22
%	70,93%	70,52%	18,13%	19,79%	6,10%	5,59%	4,84%	4,10%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: Valores actualizados en octubre de 2011

De enero a septiembre de 2011, de los cuatro departamentos productores, Tarija registró la mayor producción alcanzando un promedio de 30,48 MMm³/día (70,52%), seguido de Santa Cruz con una producción promedio de 8,55 MMm³/día (19,79%), Cochabamba con un promedio de 2,42 MMm³/día (5,59%) y Chuquisaca que alcanzó una producción promedio de 1,77 MMm³/día (4,10%).

En el período de enero a septiembre de 2011 se registró un promedio de producción mayor en 9,5% a la registrada durante el mismo período de 2010. Los departamentos de Tarija y Santa Cruz incrementaron

su producción promedio respecto al mismo período de 2010 en un 9% y 20% respectivamente. La producción promedio de Cochabamba, en relación al mismo período de la pasada gestión, se incrementó en 0,4 % y la de Chuquisaca disminuyó en 7%.

2.3 BALANCE DE GAS NATURAL

Cuadro N°4

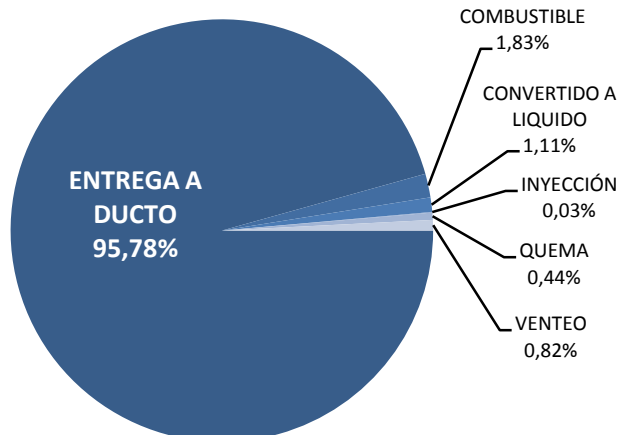
DESTINO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL (MMm3/día) 2011														
DESTINO	ENTREGA A DUCTO		COMBUSTIBLE		CONVERTIDO A LIQUIDO		INYECCIÓN		QUEMA		VENTEO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	30,15	37,18	0,72	0,76	0,43	0,45	1,39	-	0,12	0,42	0,16	0,32	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
ABR	34,77	38,11	0,76	0,77	0,45	0,46	0,84	0,01	0,22	0,16	0,25	0,33	37,26	39,84
MAY	41,47	40,24	0,79	0,79	0,48	0,47	0,14	-	0,12	0,11	0,29	0,37	43,38	41,98
JUN	42,70	45,93	0,80	0,82	0,48	0,50	0,00	-	0,12	0,14	0,35	0,39	44,43	47,79
JUL	42,63	45,90	0,80	0,83	0,47	0,49	0,03	-	0,14	0,43	0,35	0,39	44,42	48,04
AGO	43,06	45,79	0,80	0,83	0,48	0,50	0,00	-	0,50	0,17	0,35	0,40	45,19	47,69
SEP	42,83	45,49	0,79	0,81	0,48	0,51	0,01	-	0,29	0,39	0,33	0,40	44,74	47,60
PROM	39,18	42,82	0,78	0,60	0,47	0,49	0,40	0,01	0,20	0,24	0,29	0,28	41,71	44,72

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

De enero a septiembre de 2011, los volúmenes promedio de gas natural entregados a ducto fueron mayores en 9% a los volúmenes entregados durante el mismo período de 2010. El gas destinado para uso de combustible disminuyó en 23% y el gas convertido a líquido incrementó en 4% en relación al período enero a septiembre de la pasada gestión. Asimismo, en relación al período enero – septiembre 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 incrementó en un 21% y el gas natural destinado al venteo disminuyó en 3%.

Gráfico N°4

BALANCE DE GAS NATURAL



Hasta el mes de septiembre de 2011, el 95,75% 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 0,02% de la producción de gas natural fue destinado a la inyección en los pozos para optimizar la producción y alrededor del 1,34% fue destinado al uso como combustible en las instalaciones de los campos de producción.

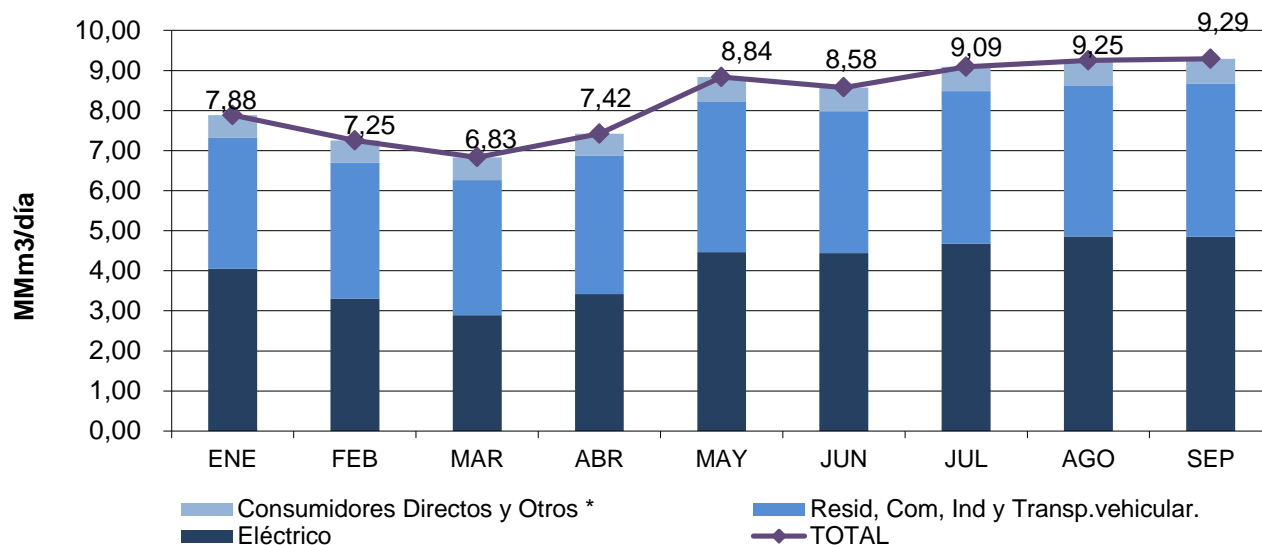
Asimismo, los componentes licuables (GLP y gasolina natural) presentes en el gas natural producido y separados en las plantas, representaron el 1,09% de la producción total. El 0,53% fue destinado a la quema y el 0,62% al venteo. Ambas operaciones como consecuencia, principalmente, de pruebas de producción, 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

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MERCADO INTERNO
2011



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
ABR	4,08	3,42	3,18	3,46	0,58	0,54	7,84	7,42
MAY	3,97	4,46	3,23	3,77	0,58	0,60	7,78	8,84
JUN	3,95	4,44	3,19	3,54	0,64	0,60	7,78	8,58
JUL	3,89	4,67	3,34	3,81	0,65	0,61	7,88	9,09
AGO	4,05	4,86	3,39	3,77	0,64	0,62	8,08	9,25
SEP	3,98	4,85	3,50	3,83	0,62	0,61	8,10	9,29
PROM	3,82	4,11	3,25	3,58	0,58	0,59	7,64	8,27
%	49,91%	49,64%	42,46%	43,27%	7,63%	7,09%	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 octubre 2011

En la estructura del mercado interno, el Sector Eléctrico es el mayor consumidor de gas natural, en el período de enero a septiembre del 2011, este sector tuvo un consumo promedio de 4,11MMm³/día representando el 49,64% del total. Le siguen los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y de Transporte Vehicular que en conjunto tuvieron un consumo promedio 3,58 MMm³/día lo que representa un 43,27% del total. Finalmente, el Sector Consumidores Directos y Otros tuvo un consumo promedio de 0,59 MMm³/día, lo que representa un 7,09% del total. En promedio el Consumo del mercado interno de

enero a septiembre de 2011, alcanzó a 8,27 MMm³/día, un 8% más en relación al mismo período de 2010.

En el período de enero a septiembre de 2010, el consumo promedio del Sector Eléctrico fue mayor en 8%, el consumo promedio del Sector Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular fue superior en 10% y el promedio del consumo directo y otros fue prácticamente el mismo.

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 Eléctricificación Ltda.	1,1100
		Cooperativa Rural de Eléctricificación Ltda. - Ipias	1,9768
		Cooperativa Rural de Eléctricificación 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.

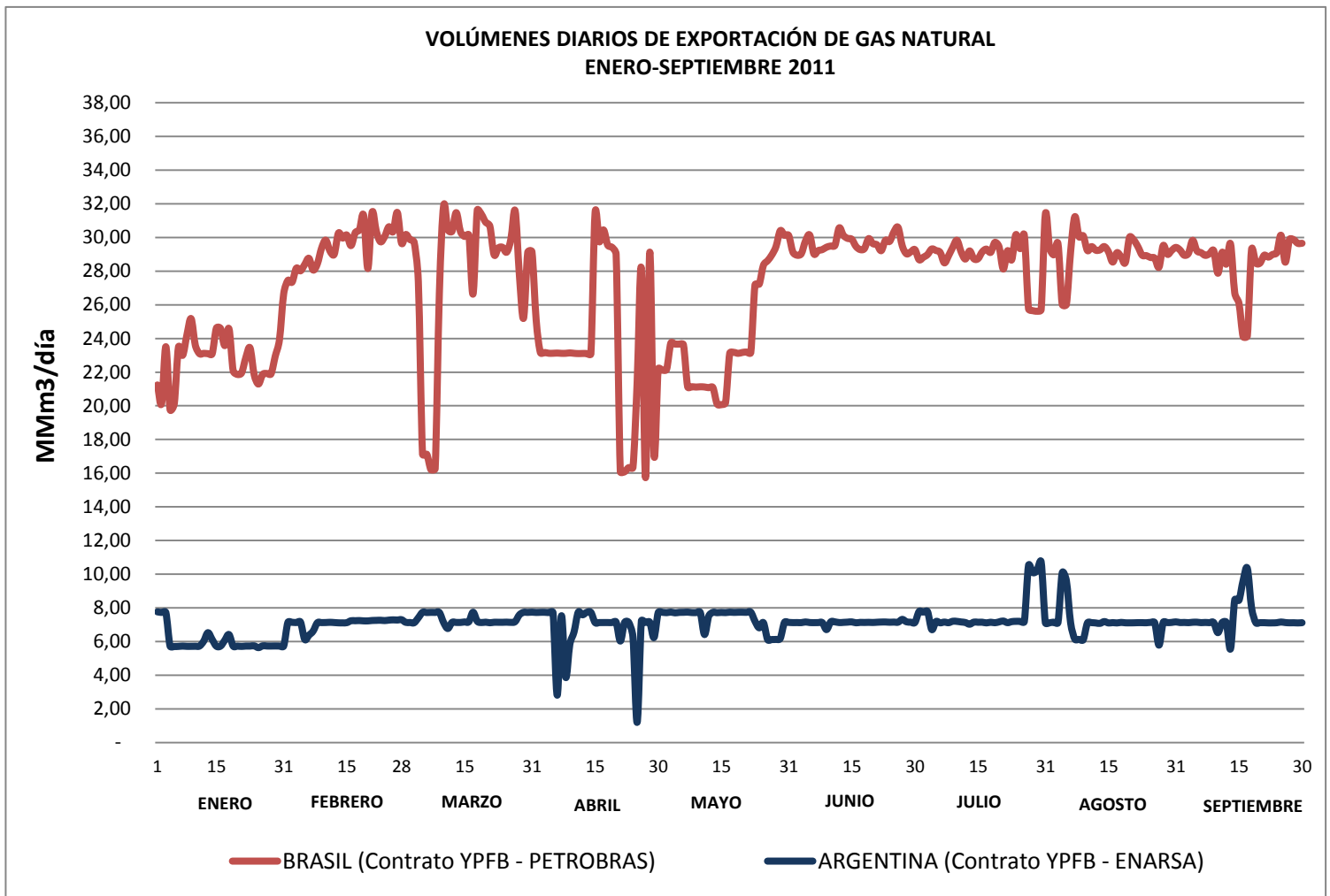
El precio del gas natural para el Sector Eléctrico en el punto de entrega, al ingreso de la planta termoeléctrica, es igual a 1,30 \$us/Mpie³ para generadoras pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional y para generadoras pertenecientes al Sistema Aislado varía entre 1,02 \$us/Mpie³ y 1,98 \$us/Mpie³.

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

*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) mostraron un incremento de 21 % entre el mes de enero y el mes de septiembre de 2011. Los volúmenes más bajos se registraron entre el 21 y 24, 27 y 29 de abril y tuvieron un promedio de 16,3 MMm³/día. Asimismo, los volúmenes pico estuvieron entre 30 y 31,9 MMm³/día que se registraron a lo largo de los tres primeros trimestres del año y con mayor frecuencia en los meses de febrero y marzo.

Los volúmenes exportados al Mercado de Argentina a través del contrato YPFB – ENARSA mostraron un incremento del 19% entre el mes de enero y el mes de septiembre. Los volúmenes más bajos se registraron los días 6, 8 y 25 del mes de abril, alcanzando un valor mínimo de 1,2 MMm³ el día 25 de abril. Asimismo, los volúmenes pico que se registraron a lo largo de estos meses fueron de 10,5 y 10,7 MMm³/día los días 27 y 30 de julio.

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	26,60	29,86
MAR	5,23	7,33	25,63	28,30
ABR	4,24	6,74	22,71	23,68
MAY	5,50	7,37	28,19	24,29
JUN	5,12	7,13	30,01	29,92
JUL	6,05	7,61	28,72	29,09
AGO	5,06	7,16	30,07	29,41
SEP	4,79	7,36	30,17	28,95
PROM	4,73	7,09	27,05	27,39

* 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 Nacional de Gas Natural

Los volúmenes promedio de gas natural enviados al Brasil hasta el tercer trimestre de 2011 fueron mayores en 1% en relación a los volúmenes enviados el mismo período de 2010, alcanzándose los mayores valores promedio mensual en los meses de febrero, junio, julio y agosto con 29,86 MMm³/día, 29,92 MMm³/día, 29,09 MMm³/día y 29,41 MMm³/día.

Los volúmenes promedio de gas natural enviados a la Argentina de enero a septiembre de 2011 fueron mayores a los enviados durante el mismo período de 2010 en 50% 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.

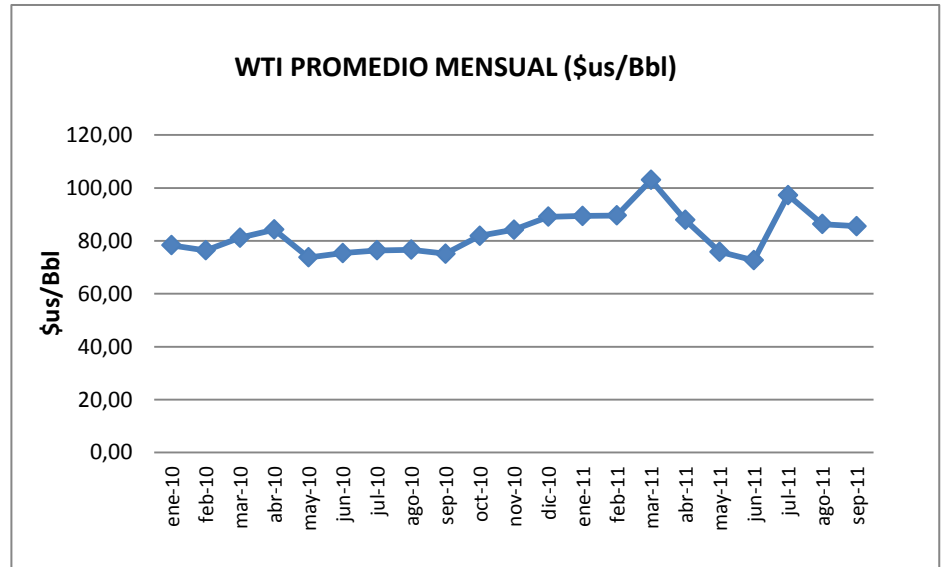
3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO

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	102,99
	ABR	87,92
	MAY	75,83
	JUN	72,65
	JUL	97,26
	AGO	86,30
	SEP	85,55

Gráfico N°7



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

El valor promedio del precio WTI hasta el tercer trimestre de 2011, superó al valor promedio del precio WTI del mismo período de 2010 en un 10%

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)

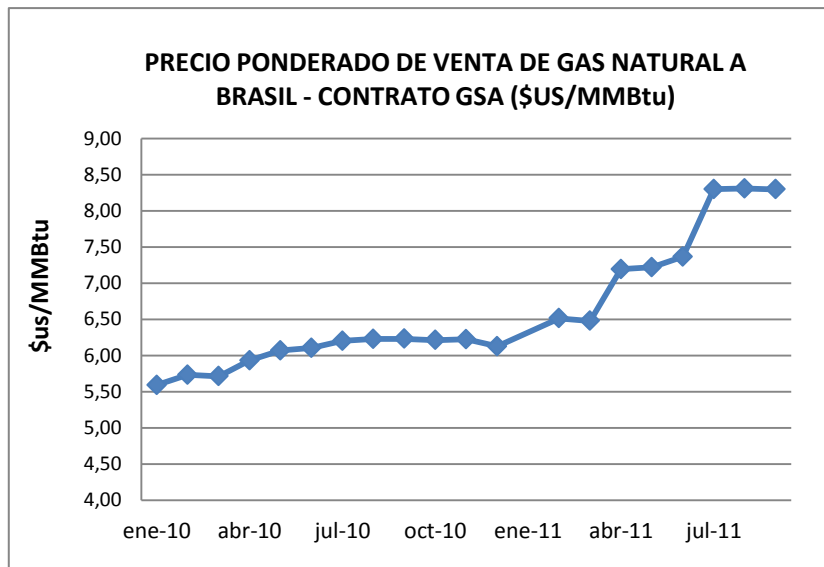
Cuadro N°10

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
2011	I	ENE	6,04	7,14	6,35
		FEB			6,52
		MAR			6,48
	II	ABR	6,83	8,05	7,20
		MAY			7,22
		JUN			7,37
	III	JUL	7,72	9,09	8,30
		AGO			8,31
		SEP			8,30

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

Los precios de exportación de gas natural al Brasil, conforme a lo estipulado en el contrato suscrito, son calculados y aplicados de forma trimestral.

Gráfico N°8

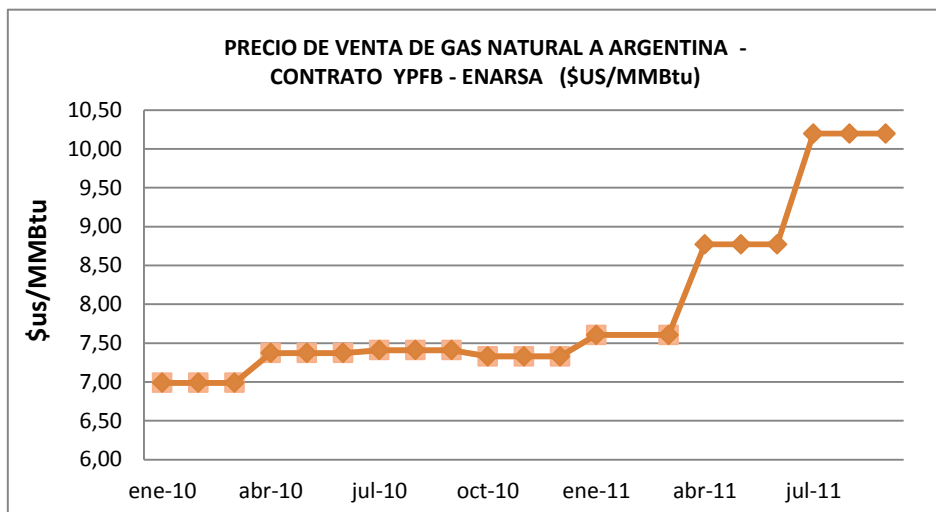


PRECIO DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA - CONTRATO ENARSA (\$US/MMBtu)

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
2011	ENE	7,60
	FEB	7,60
	MAR	7,60
	ABR	8,77
	MAY	8,77
	JUN	8,77
	JUL	10,20
	AGO	10,20
	SEP	10,20

Gráfico N°9



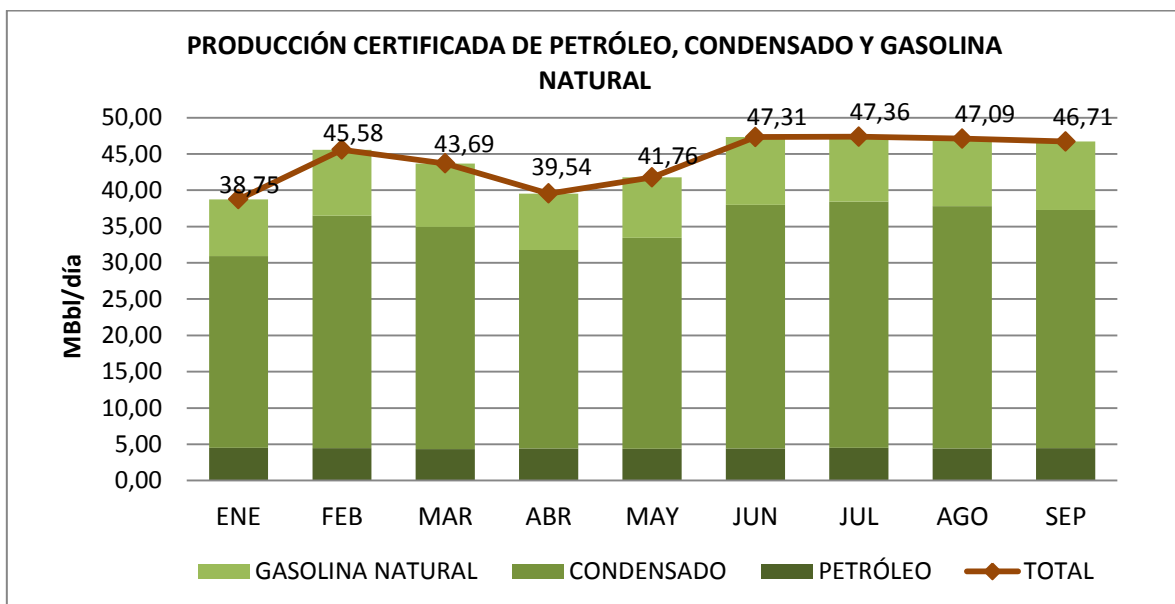
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

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.

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	30,57	7,93	8,76	41,96	43,69
ABR	4,78	4,41	27,01	27,34	7,52	7,79	39,31	39,54
MAY	4,84	4,39	31,33	29,07	8,28	8,31	44,45	41,76
JUN	4,76	4,42	31,96	33,57	8,50	9,32	45,21	47,31
JUL	4,47	4,50	32,00	33,92	8,56	8,94	45,03	47,36
AGO	4,67	4,44	32,13	33,34	8,78	9,30	45,58	47,09
SEP	4,60	4,47	31,43	32,79	9,08	9,45	45,11	46,71
PROM	4,79	4,44	29,81	31,01	8,11	8,76	42,70	44,20
%	11,21%	10,04%	69,81%	70,15%	18,98%	19,81%	100,00%	100,00%

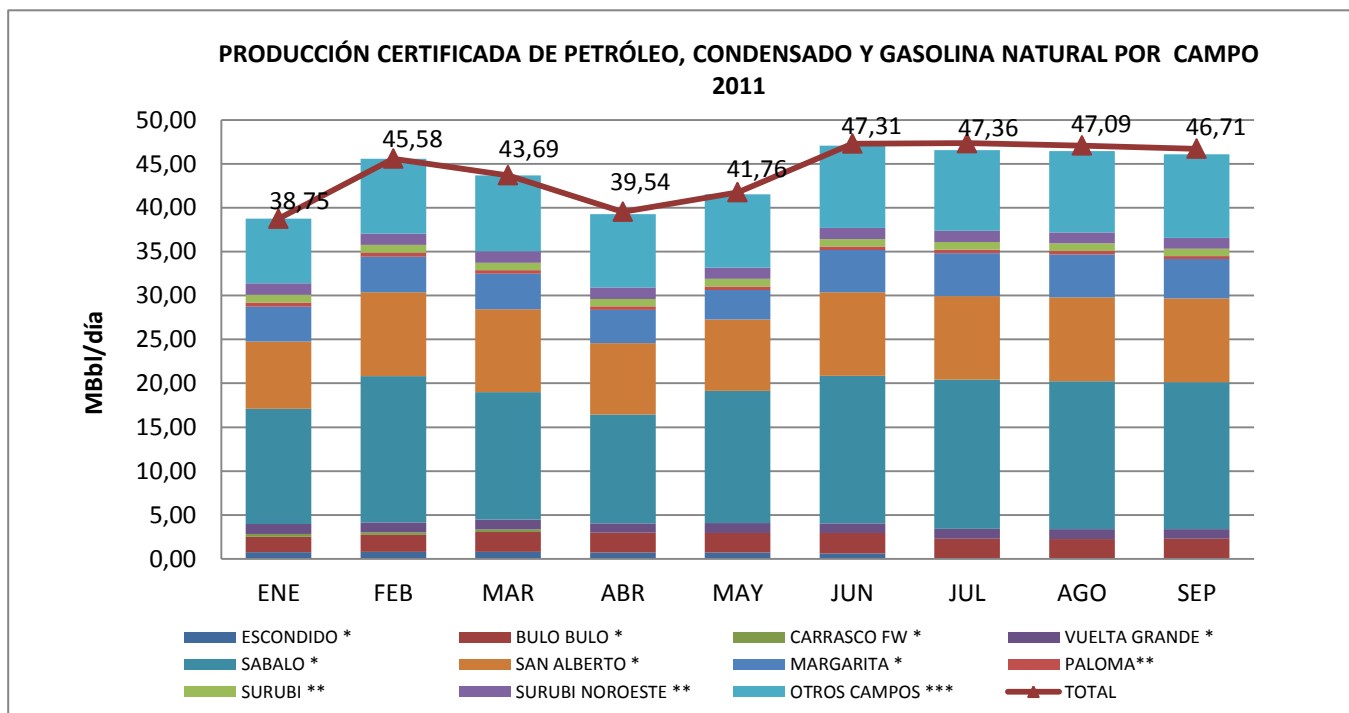
Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados en octubre 2011.

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 de enero a septiembre de 2011 representa el 70,15% de la producción total y alcanzó los mayores volúmenes promedio en los meses de junio, julio y agosto con 33,57 MBbl/día, 33,92 MBbl/día y 33,34MBbl/día respectivamente. Por otro lado, la producción de petróleo que representa el 10,04% del total producido, alcanzó sus mayores valores los meses de enero y julio. Asimismo, la producción de gasolina natural que representa el 19,81% del total, alcanzó sus mayores niveles de producción los meses de febrero, junio, agosto y septiembre con 9,09 MBbl/día, 9,32 MBbl/día, 9,30 MBbl/día y 9,45 MBbl/día respectivamente.

La producción promedio de hidrocarburos líquidos en el período de enero a septiembre de 2011 superó a la producción promedio del mismo período de la gestión 2010 en 4%. Respecto al 2010, la producción promedio de condensado se incrementó en 4%, la producción de gasolina natural se incrementó en 8%, mientras que la producción de petróleo disminuyó en 7%.

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		
	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	
ENE	0,65	0,78	1,59	1,75	0,71	0,31	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	7,35	36,50	38,75	
FEB	0,58	0,79	1,61	1,94	0,67	0,29	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	8,52	41,16	45,58	
MAR	0,51	0,81	1,64	2,25	0,64	0,28	1,12	1,12	15,04	14,54	8,60	9,44	3,81	4,04	0,82	0,41	1,05	0,84	1,46	1,30	7,26	8,66	41,96	43,69	
ABR	0,53	0,74	1,64	2,24	0,60	0,27	1,12	1,07	14,89	12,39	7,28	8,14	3,03	3,80	0,83	0,39	1,01	0,85	1,46	1,31	6,94	8,35	39,31	39,54	
MAY	0,78	0,72	1,73	2,24	0,56	0,25	1,16	1,12	16,01	15,04	9,40	8,14	4,07	3,37	0,82	0,39	1,00	0,86	1,45	1,29	7,49	8,33	44,45	41,76	
JUN	0,81	0,63	1,83	2,31	0,52	0,22	1,10	1,10	16,29	16,82	9,58	9,52	4,25	4,80	0,82	0,39	0,94	0,86	1,45	1,28	7,63	9,38	45,21	47,31	
JUL	0,82	0,57	1,82	2,30	0,51	0,22	1,10	1,11	16,52	17,00	9,52	9,51	4,10	4,90	0,78	0,38	0,92	0,89	1,43	1,29	7,51	9,19	45,03	47,36	
AGO	0,76	0,47	1,77	2,27	0,50	0,18	1,13	1,11	16,85	16,86	9,51	9,55	4,12	4,91	0,74	0,37	0,91	0,88	1,44	1,27	7,85	9,23	45,58	47,09	
SEP	0,76	0,47	1,80	2,31	0,43	0,15	1,11	1,09	16,78	16,72	9,41	9,57	4,11	4,46	0,70	0,33	0,89	0,84	1,41	1,25	7,70	9,52	45,11	46,71	
PRO M	0,69	0,66	1,71	2,18	0,57	0,24	1,13	1,11	15,68	15,46	8,66	9,01	3,69	4,25	0,78	0,41	0,99	0,86	1,46	1,29	7,35	8,73	42,70	44,20	
%	1,6	1,5	4,0	4,9	1,3	0,5	2,6	2,5	36,7	35,0	20,3	20,4	8,6	9,6	1,8	0,9	2,3	2,0	3,4	2,9	17,2	19,7	100,0	100,0	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: valores actualizados en abril de 2011.

* Campos Gasíferos con producción de condensado.

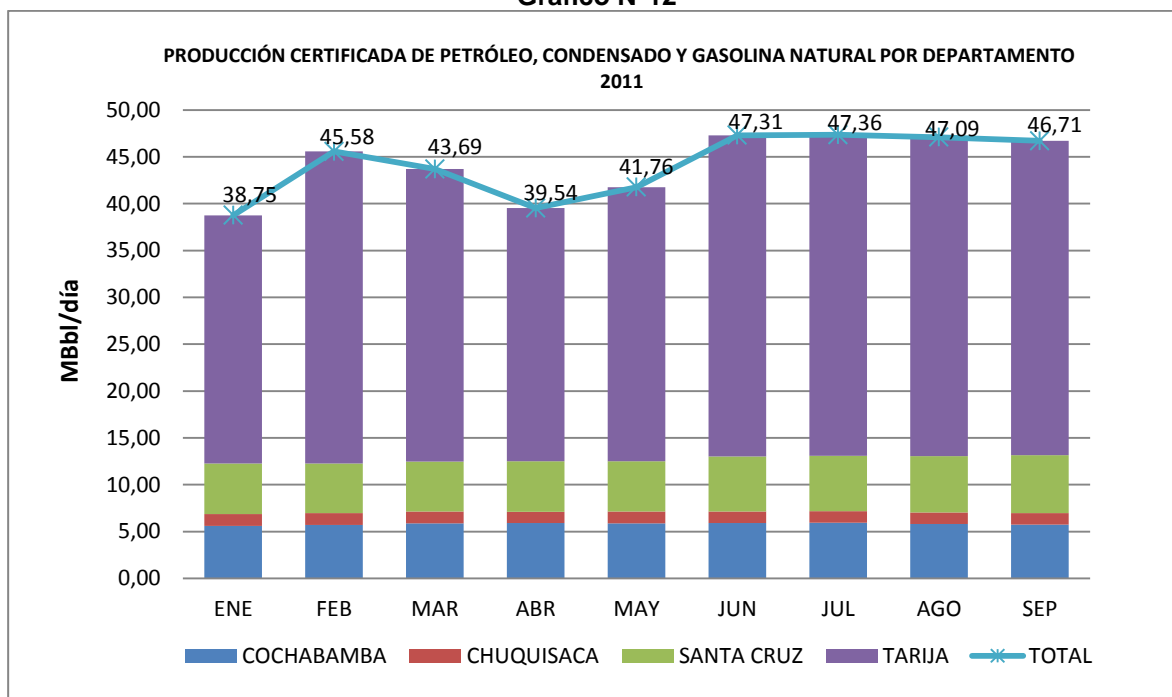
** Campos petrolíferos.

*** 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 hasta el mes de septiembre, en promedio 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)

Gráfico N°12



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
ABR	6,67	5,91	1,25	1,19	4,47	5,39	26,92	27,05	39,31	39,54
MAY	6,66	5,88	1,28	1,25	4,84	5,37	31,66	29,27	44,45	41,76
JUN	6,62	5,91	1,22	1,23	5,04	5,89	32,33	34,29	45,21	47,31
JUL	6,52	5,93	1,22	1,24	5,07	5,92	32,21	34,28	45,03	47,36
AGO	6,41	5,79	1,25	1,24	5,24	6,02	32,68	34,04	45,58	47,09
SEP	6,22	5,73	1,24	1,22	5,41	6,19	32,24	33,57	45,11	46,71
PROM	6,67	5,82	1,25	1,24	4,82	5,65	29,96	31,50	42,70	44,20
%	15,61%	13,16%	2,93%	2,80%	11,30%	12,77%	70,17%	71,27%	100,00%	100,00%

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

El departamento con mayor producción de hidrocarburos líquidos es Tarija, que a septiembre de 2011 muestra un incremento en su participación en la producción total de hidrocarburos líquidos en 1,10% respecto al mismo período de 2010 y Santa Cruz que es el departamento que le sigue en producción de hidrocarburos líquidos ha incrementado su participación dentro de la producción total en 1,48% 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]									PRO M	%
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP		
GUALBERTO VILLARROEL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,57	1,51	1,63	1,63	1,70	1,66	1,60	1,66	1,77	25,21	57,27%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	2,84	2,99	3,14	3,43	3,27	2,96	3,34	3,01	2,82		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	4,54	4,28	4,35	4,18	4,01	4,55	4,73	4,15	4,39		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	12,99	14,67	15,47	14,27	14,47	16,01	14,85	15,30	15,61		
	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	DUCTOS	0,54	0,40	0,46	0,43	0,41	0,33	0,43	0,33	0,33		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,82	0,68	0,71	0,75	0,63	0,67	0,57	0,46	0,54		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,25	0,00	0,00	0,43	0,12	0,12	0,12	0,11	0,00		
PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA /DUCTO	0,11	0,12	0,11	0,08	0,11	0,10	0,10	0,11	0,10			
Total Gualberto Villarroel			23,65	24,65	25,86	25,19	24,72	26,40	25,74	25,13	25,56		
GUILLERMO ELDER BELL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,01	1,03	0,98	0,77	0,93	1,08	1,10	1,13	1,22	15,86	36,02%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	1,85	2,05	1,88	1,59	1,77	1,92	2,27	2,04	1,95		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	2,98	2,96	2,62	1,95	2,18	2,94	3,22	2,82	3,03		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	8,51	10,16	9,32	6,69	7,95	10,36	10,24	10,39	10,78		
	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	DUCTOS	0,35	0,28	0,27	0,20	0,22	0,21	0,29	0,22	0,23		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,53	0,47	0,43	0,34	0,35	0,43	0,39	0,32	0,37		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,15	0,00	0,00	0,18	0,06	0,07	0,08	0,07	0,00		
PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA /DUCTO	0,06	0,08	0,06	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,06			
Total Guillermo Elder Bell			15,44	17,02	15,57	11,75	13,52	17,07	17,66	17,05	17,64		
ORO NEGRO	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	0,26	0,28	0,31	0,33	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	2,95	6,71%
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,05		
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	0,23	0,19	0,22	0,26	0,22	0,26	0,27	0,25	0,26		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	0,40	0,31	0,32	0,34	0,29	0,39	0,38	0,36	0,40		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	1,13	1,09	1,14	1,26	1,19	1,40	1,42	1,34	1,41		
	PETROBRAS ENERGÍA S.A.	DUCTOS	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03		
	MATPETROL S.A.	CISTERNA	0,08	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,08		
	PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	CISTERNA	0,37	0,60	0,47	0,39	0,40	0,44	0,46	0,58	0,51		
	REPSOL YPF E&P	CISTERNA	0,04	0,02	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04		
	DONGWON	CISTERNA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	TOTAL E&P	CISTERNA	-	-	-	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00		
YPFB CHACO S.A.	CISTERNA	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01			
VINTAGE PETROLEUM	CISTERNA	0,11	0,11	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11			
Total ORO NEGRO			2,73	2,75	2,77	2,90	2,72	3,14	3,16	3,17	3,23		
PARAPETI	YPFB ANDINA S.A.	CISTERNA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00%
Total PARAPETI			-	-	-	-	-	-	-	-	-		
TOTAL			41,82	44,41	44,21	39,85	40,96	46,61	46,56	45,35	46,44	44,02	100,00%

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

La venta de petróleo por parte de YPFB a las refinerías, considera los volúmenes producidos más los saldos en campos menos las mermas en el sistema de transporte. De enero a septiembre de 2011 el 93,29% del volumen de petróleo vendido se destinó a las dos refinerías de mayor capacidad, ambas pertenecientes a YPFB Refinación. El restante 6,71%, de la venta de petróleo fue con destino a la refinería Oro Negro que produce gasolina, diesel oil y GLP, combustibles de alta demanda en el mercado interno.

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

Cuadro N°16

REFINERÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	PROM	%
GUALBERTO VILLARROEL	25.285	25.332	25.404	25.431	25.623	24.990	25,37	25,34	25,39	16.905	47,1%
GUILLERMO ELDER BELL	16.142	16.558	16.300	12.035	13.495	16.517	17.565	17.447	18.200	16.029	44,7%
ORO NEGRO	2.857	2.751	2.737	2.784	2.757	3.024	2.992	3.197	3.281	2.931	8,2%
PARAPETÍ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
TOTAL	44.284	44.641	44.441	40.250	41.875	44.531	20.582	20.669	21.506	35.864	100,0%

Nota: valores actualizados en octubre 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, que de enero a septiembre a procesado el 47,1% del volumen promedio total procesado a nivel nacional, la Refinería Guillermo Elder Bell ha procesado un 44,7% de dicho volumen y la Refinería Oro Negro un 8,2%.

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
ABRIL	10.202	8.684	3.596	3.758	637	901	14.435	13.342
MAYO	6.511	8.166	5.649	5.499	859	928	13.019	14.593
JUNIO	10.873	3.330	4.426	4.939	974	963	16.273	9.233
JULIO	10.494	9.941	5.666	4.341	928	929	17.087	15.211
AGOSTO	9.324	8.769	6.085	7.030	987	981	16.396	16.781
SEPTIEMBRE	8.972	10.331	6.336	6.153	982	965	16.290	17.449
PROMEDIO	9.410	8.458	4.651	4.935	918	950	14.979	14.344
%	62,8%	59,0%	31,1%	34,4%	6,1%	6,6%	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 hasta el tercer trimestre de 2011 el 93,4% de este combustible. La refinería Oro Negro fue la única refinería pequeña que produjo gasolina especial, representando esta producción el 6,6% del total.

La producción promedio de gasolina especial de enero a septiembre de 2011 alcanzó un promedio de 14.344 Bbl/día disminuyendo en un 4,2% a la producción promedio del mismo

período de 2010. Los meses de mayor producción fueron agosto y septiembre en los que se alcanzaron volúmenes de producción de 16.781 y 17.449 Bbl/día respectivamente. El mes de menor producción fue el mes de junio debido a un paro programado en la Refinería Gualberto Villarroel.

- **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
ABRIL	6.626	6.683	3.769	2.837	931	1.066	0	0	26	0	11.353	10.586
MAYO	4.285	7.030	3.966	3.294	953	970	0	0	26	0	9.229	11.294
JUNIO	6.732	6.946	3.907	4.139	1.126	1.090	0	0	27	0	11.792	12.175
JULIO	6.981	6.817	4.448	3.941	1.056	1.096	0	0	23	0	12.508	11.853
AGOSTO	6.636	6.153	3.633	3.465	997	1.125	0	0	22	0	11.287	10.742
SEPTIEMBRE	6.644	6.684	3.772	4.096	1.022	1.229	0	0	43	0	11.480	12.010
PROMEDIO	6.236	6.760	3.479	3.703	996	1.079	0	0	26	0	10.735	11.542
%	58,1%	58,6%	32,4%	32,1%	9,3%	9,4%	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. Hasta el tercer trimestre de 2011 el 90,6 % de la producción de este combustible se realizó en las refinerías de YPF Refinación S.A. y el restante 9,4% en la Refinería Oro Negro. La producción promedio hasta el tercer trimestre de 2011 alcanza los 11.542 Bbl/día, volumen superior en 8% al promedio registrado durante el mismo período de 2010.

- **JET FUEL (Bbl/día)**

Cuadro N°19

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
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
ABRIL	1.548	1.628	1.516	1.378	3.064	3.006
MAYO	667	1.369	1.205	1.220	1.872	2.589
JUNIO	1.362	1.252	1.718	1.316	3.080	2.567
JULIO	1.063	1.562	1.510	1.887	2.574	3.450
AGOSTO	1.506	2.115	2.049	1.938	3.555	4.053
SEPTIEMBRE	1.481	1.629	1.809	2.021	3.290	3.650
PROMEDIO	1.486	1.537	1.548	1.660	3.034	3.196
%	49,0%	48,1%	51,0%	51,9%	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 YPF Refinación S.A. Hasta el tercer trimestre de 2011 la producción de estas refinerías fue en una proporción de 48,1% la Refinería Gualberto Villarroel y 51,9% la Refinería Guillermo Elder Bell.

La producción promedio de este combustible de enero a septiembre de 2011, respecto a la del mismo período de 2010 fue inferior en un 5%.

- **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
ABRIL	494	408	32	0	526	408
MAYO	206	299	10	10	216	309
JUNIO	262	291	11	9	272	300
JULIO	372	354	19	9	391	363
AGOSTO	304	334	20	9	324	343
SEPTIEMBRE	328	335	33	10	361	345
PROMEDIO	330	344	22	7	352	351
%	93,8%	97,9%	6,2%	2,1%	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
ABRIL	0	96	0	96
MAYO	101	89	101	89
JUNIO	106	0	106	0
JULIO	0	0	0	0
AGOSTO	103	94	103	94
SEPTIEMBRE	103	92	103	92
PROMEDIO	69	64	69	64

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 YPF Refinación S.A.. De enero a septiembre de 2011 la Refinería Gualberto Villarroel produjo el 97,9% del Kerosene y la Refinería Guillermo Elder Bell produjo el 2,1% 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 8%, asimismo, la producción promedio de Kerosene fue prácticamente la misma.

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
ABRIL	130.026	122.965	96.110	73.494	10.668	9.740	236.804	206.198
MAYO	67.406	140.928	90.932	67.234	13.409	10.742	171.747	218.904
JUNIO	68.608	163.069	123.901	103.374	12.525	11.572	205.033	278.015
JULIO	103.946	109.595	153.052	139.653	15.312	11.166	272.310	260.414
AGOSTO	134.848	102.565	128.666	97.254	12.346	11.613	275.861	211.431
SEPTIEMBRE	125.395	78.403	104.237	100.867	10.121	12.387	239.753	191.657
PROMEDIO	105.319	114.835	90.882	106.844	12.016	10.589	208.217	232.267
%	50,6%	49,4%	43,6%	46,0%	5,8%	4,6%	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 septiembre de 2011 el 95,4% fue producido por las refinerías de YPF Refinación S.A.. El volumen producido de enero a septiembre, en promedio superó en un 12% 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	42,74	331.879	372.420
FEB	45,71	110,16	358.031	293.484
MAR	60,43	87,86	310.159	267.046
ABR	103,77	99,96	316.888	307.318
MAY	108,70	115,06	197.543	313.638
JUN	45,13	61,47	530.101	400.522
JUL	6,32	94,62	257.273	511.068
AGO	12,07	106,28	308.831	474.494
SEP	34,18	85,14	385.152	555.200
PROMEDIO	56,43	89,25	365.232	388.355

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

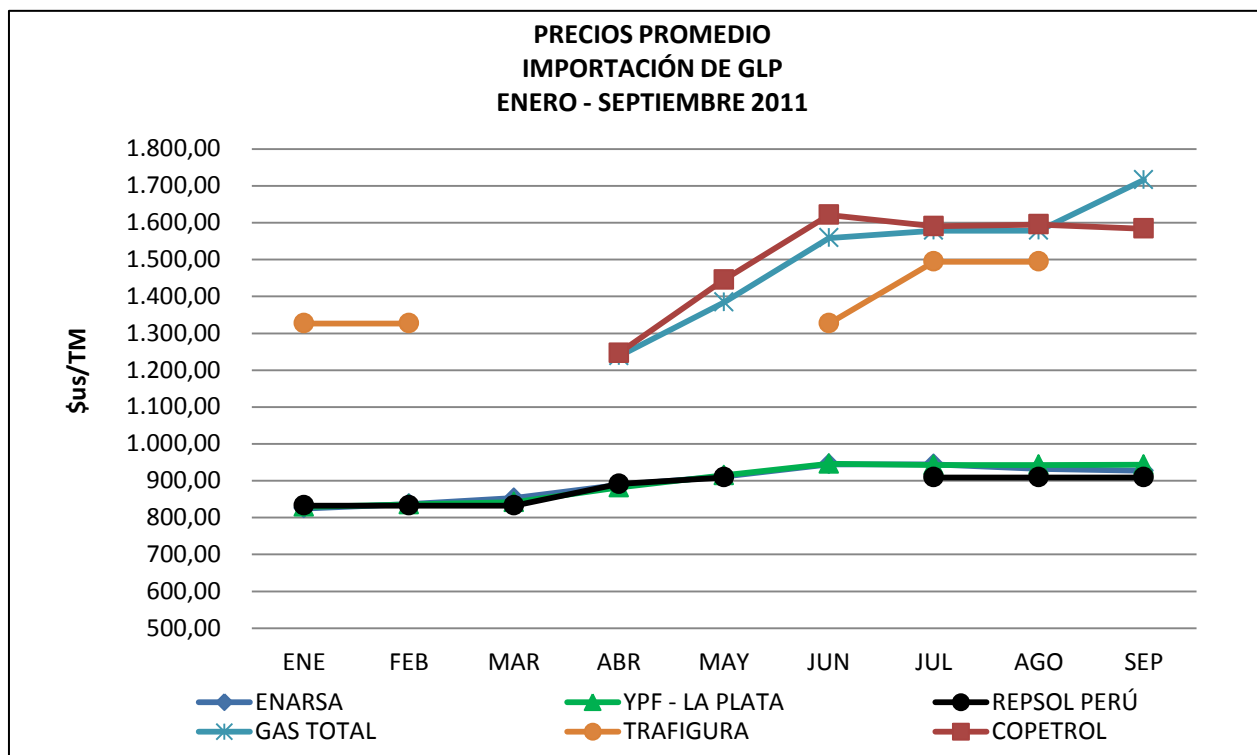
Nota: Valores actualizados en noviembre de 2011

El promedio de las importaciones de Diesel Oil entre enero y septiembre se incrementó en un 6% en relación al mismo período de 2010. En el caso de GLP, el volumen promedio de importaciones alcanzó a 89,25 Tm/día incrementándose en un 58% en relación al promedio registrado durante el mismo período de 2010.

Las importaciones de GLP hasta el tercer trimestre se incrementaron en relación al 2010 debido principalmente a que la producción total de GLP (GLP plantas +GLP refinerías) se redujo en 4%.

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



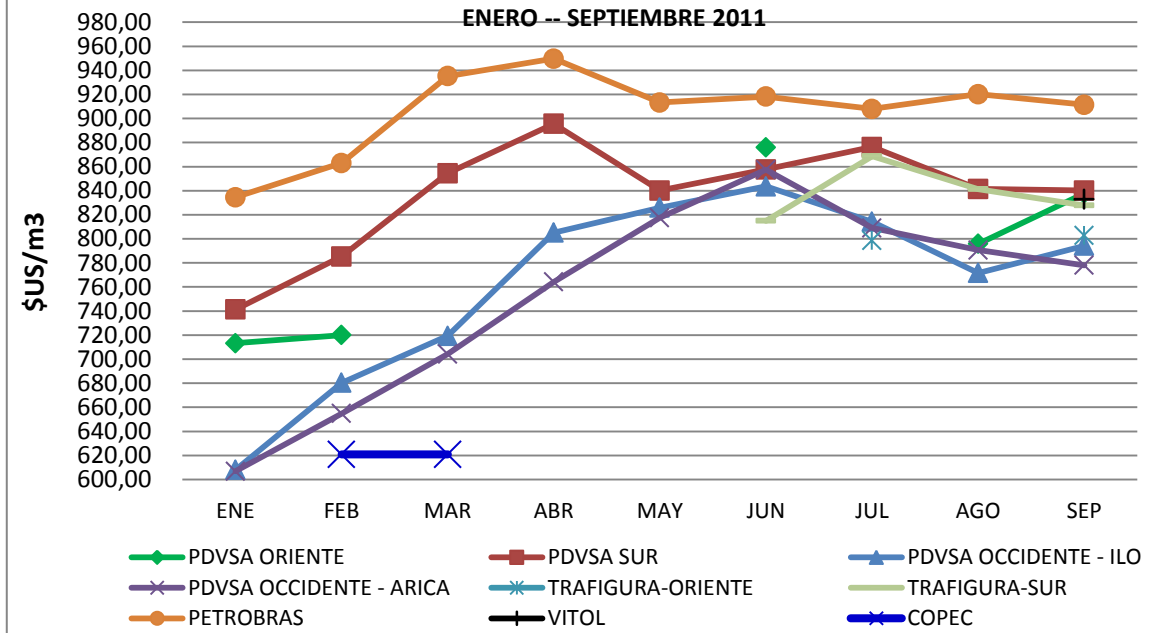
Cuadro N°24

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE GLP (\$us/TM)									
PROVEEDOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
ENARSA	825,01	837,07	852,96	888,84	911,31	944,77	944,64	932,72	926,75
YPF - LA PLATA	829,34	835,68	841,64	881,81	914,64	946,04	942,60	942,76	943,31
REPSOL PERÚ	832,68	832,68	832,68	891,38	908,84		908,84	908,84	908,84
GAS TOTAL				1.238,00	1.384,04	1.558,45	1.578,71	1.578,71	1.716,09
TRAFIGURA	1.326,86	1.326,86				1.326,86	1.494,28	1.494,28	
COPETROL				1.246,28	1.445,23	1.621,31	1.590,19	1.595,18	1.583,69

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

Gráfico N°14

**PRECIOS PROMEDIO
IMPORTACIÓN DE DIESEL OIL
ENERO -- SEPTIEMBRE 2011**



Cuadro N°25

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE DIESEL OIL (\$us/m3)

PROVEEDOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
PDVSA ORIENTE	713,29	720,09				876,04		795,79	837,68
PDVSA SUR	741,34	785,33	854,43	895,63	840,07	857,66	876,32	841,49	840,12
PDVSA OCCIDENTE - ILO	607,99	680,43	719,31	805,19	825,85	843,55	814,18	771,65	794,21
PDVSA OCCIDENTE - ARICA	606,86	654,82	704,23	764,20	817,51	857,42	809,05	790,67	778,08
TRAFIGURA-ORIENTE							798,65		802,73
TRAFIGURA-SUR						814,95	868,79	841,31	827,79
PETROBRAS	834,53	862,98	935,25	949,72	913,35	918,16	908,00	920,25	911,37
VITOL									832,92
COPEC		621,00	621,00						

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

5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

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

Cuadro N°26

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	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	17.732	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	18.952	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	21.766	20.659
ABR	3.584	4.144	10.513	10.338	3.879	3.899	873	902	1.463	1.508	1.385	1.573	1.300	1.399	626	534	150	130	23.774	24.427
MAY	3.665	3.835	9.864	10.258	3.601	3.666	867	791	1.528	1.427	1.352	1.534	1.269	1.380	655	644	139	150	22.940	23.686
JUN	3.898	4.127	9.814	10.237	3.858	3.905	970	913	1.743	1.620	1.437	1.584	1.360	1.453	792	714	133	176	24.005	24.730
JUL	4.099	4.306	9.662	10.034	4.233	4.267	914	942	1.620	1.796	1.494	1.610	1.425	1.472	759	822	145	165	24.352	25.413
AGO	3.993	4.636	9.768	10.845	3.972	4.444	919	1.016	1.583	1.833	1.382	1.774	872	1.450	762	929	181	196	23.432	27.124
SEP	4.138	4.737	10.357	11.080	4.027	4.653	1.007	1.065	1.669	1.776	1.544	1.877	1.513	1.592	854	941	157	190	25.266	27.911
PROM	3.706	4.103	9.109	9.700	3.750	3.893	889	900	1.517	1.607	1.407	1.594	1.283	1.422	661	686	147	160	22.469	24.064
%	16,49 %	17,05 %	40,54 %	40,31 %	16,69 %	16,18 %	3,96 %	3,74 %	6,75 %	6,68 %	6,26 %	6,63 %	5,71 %	5,91 %	2,94 %	2,85 %	0,65 %	0,67 %	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, hasta el tercer trimestre de 2011, se comercializó un promedio de 24.064Bbl/día. La comercialización de este combustible se centralizó mayormente en los departamentos de Santa Cruz en un 40,31%, La Paz en 17,05% y Cochabamba en 16,18%, representando estos tres departamentos el 73,54% del consumo total. Hasta el tercer trimestre de 2011 el volumen promedio comercializado de diesel oil superó al mismo período de 2010 en 7%.

- 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
ABR	5.125	5.740	5.342	6.122	3.009	2.988	499	527	726	764	969	1.063	850	954	707	752	173	161	17.400	19.071
MAY	5.072	5.221	5.082	5.887	2.533	2.702	465	509	679	726	880	1.066	764	908	682	715	161	181	16.318	17.913
JUN	5.252	5.565	5.273	6.047	2.659	2.726	487	517	712	763	939	1.057	817	974	708	836	162	212	17.008	18.695
JUL	5.381	5.630	5.393	5.767	2.827	2.805	510	532	748	778	964	1.048	881	945	721	834	182	173	17.607	18.512
AGO	5.373	5.718	5.549	6.216	2.541	2.902	493	536	764	815	935	1.033	581	1.001	725	832	175	217	17.138	19.269
SEP	5.430	5.688	5.741	6.682	2.630	2.972	522	552	785	844	967	1.077	853	1.012	767	879	172	204	17.867	19.910
PROM	5.188	5.488	5.300	6.017	2.708	2.826	495	521	735	769	931	1.044	801	952	685	769	172	186	17.013	18.570
%	30,49 %	29,55 %	31,15 %	32,40 %	15,92 %	15,22 %	2,91 %	2,81 %	4,32 %	4,14 %	5,47 %	5,62 %	4,71 %	5,12 %	4,03 %	4,14 %	1,01 %	1,00 %	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, hasta el tercer trimestre de 2011 se comercializaron un promedio de 18.570 Bbl/día de este combustible. El mayor consumo se registró en los departamentos de Santa Cruz (32,40%), La Paz (29,55%), y Cochabamba (15,22%), representando el consumo de estos tres departamentos aproximadamente el 77,17% del consumo total. Los volúmenes de gasolina especial comercializados hasta el tercer trimestre de 2011 superaron en 9% 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
ABR	33	36	25	8	4	7	5	3	5	3	18	13	34	33	3	5	0	0	127	108
MAY	41	40	13	5	14	11	5	3	3	9	22	24	26	22	1	4	1	0	126	119
JUN	43	35	22	12	6	11	5	4	5	4	24	36	27	31	4	13	0	0	136	147
JUL	31	42	15	7	1	9	6	6	11	11	23	31	29	21	1	12	0	0	119	139
AGO	25	54	19	2	-	6	4	3	11	4	20	30	15	20	2	20	-	0	96	139
SEP	12	50	29	11	6	26	6	3	6	6	25	23	28	33	1	25	-	0	114	178
PROM	32	42	23	7	6	10	5	4	6	6	20	25	26	29	2	11	0	0	119	132
%	27%	31%	19%	5%	5%	7%	4%	3%	5%	4%	17%	19%	21%	22%	2%	8%	0%	0%	100%	100%

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

Las ventas de kerosene de enero a septiembre de 2011 alcanzaron un promedio mensual de 132 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		TARIJA		TOTAL NACIONAL	
	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
ABR	12	6	41	23	2	3	-	2	55	35
MAY	9	10	44	61	3	3	2	-	59	74
JUN	2	10	52	46	1	3	2	2	57	61
JUL	9	6	68	37	3		2		82	43
AGO	4	10	42	43	2		2		50	53
SEP	6	6	39	44	4		2		51	51
PROM	7	9	47	42	2	3	2	2	58	54
%	12%	16%	81%	78%	4%	6%	3%	3%	100%	100%

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

De enero a septiembre de 2011 se comercializaron un promedio de 54 Bbl/día de Gasolina Premium. Este combustible fue comercializado en un 78% en el departamento de Santa Cruz, 16% en La Paz, 6% en Cochabamba y 3% en Tarija, en los demás departamentos no se comercializa este producto.

En relación a los meses de enero a septiembre de 2010, el volumen promedio de gasolina premium comercializado disminuyó en un 7%.

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	---	---
ABR	302.845	319.640
MAY	---	328.905
JUN	304.281	---
JUL	270.837	315.990
AGO	306.883	321.288
SEP	292.504	324.067
TOTAL	1.746.736	2.252.014

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

Hasta el tercer trimestre de 2011 se realizaron exportaciones de Crudo Reconstituido en los meses de enero, febrero, abril, mayo, julio, agosto y septiembre, alcanzando un volumen total de 2.252.014 Bbl, un 29% 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/Petrobras Argentina S.A.		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	28,74	55,98	24,40	705,83	670,65
ABR	264,41	252,20	188,24	187,23	171,71	167,81	28,25	27,16	53,98	25,17	706,59	659,57
MAY	259,45	256,96	195,13	183,63	172,94	172,44	30,88	25,06	52,81	25,09	711,20	663,18
JUN	258,09	267,92	198,07	181,45	168,94	172,99	29,79	26,89	50,05	23,99	704,95	673,24
JUL	252,51	271,35	200,25	182,32	166,59	176,93	29,79	26,55	45,07	24,54	694,21	655,13
AGO	261,41	264,69	191,12	178,18	171,78	175,24	30,84	27,10	43,88	22,87	699,03	640,99
SEP	263,93	259,23	186,50	178,17	171,72	173,27	29,58	26,22	41,33	22,93	693,06	633,60
PROMEDIO	260,29	258,46	190,25	180,95	170,20	172,74	29,34	26,73	50,04	25,29	700,12	655,30
%	37,2%	39,4%	27,2%	27,6%	24,3%	26,4%	4,2%	4,1%	7,1%	3,9%	100,0%	100,0%

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

La producción de GLP en Plantas hasta el tercer trimestre de 2011, fue en promedio 655,30 Tm/día, siendo el 54% de esta producción proveniente de los campos de YPFB Chaco, el 39,4% de los campos operados por YPFB Andina, el 3,9% de los campos operados por Repsol YPF y el 4,1% de los campos operados por Petrobras Argentina S.A.

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
ABR	184,03	183,18	48,50	34,95	7,77	8,48	240,29	226,61
MAY	84,49	162,41	61,84	48,26	11,55	8,11	157,88	218,78
JUN	175,13	140,34	56,98	66,41	9,66	8,99	241,78	215,74
JUL	208,10	196,45	51,68	49,73	8,61	8,48	268,39	254,66
AGO	179,73	199,42	47,29	53,97	8,66	9,15	235,68	262,54
SEP	173,54	183,44	50,01	55,37	9,61	10,18	233,16	248,99
PROMEDIO	168,60	178,23	49,53	50,96	10,22	8,90	228,35	238,09
%	73,8%	74,9%	21,7%	21,4%	4,5%	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 hasta el tercer trimestre de 2011 fue mayor en 4%.

Hasta el tercer trimestre de 2011, YPFB Refinación produjo el 96,3% de los volúmenes de GLP de refinerías, el 74,9% fue producido en Gualberto Villarroel y el 21,4% 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
ABR	706,59	659,57	240,29	226,61	946,88	886,19
MAY	711,20	663,18	157,88	218,78	869,08	881,96
JUN	704,95	673,24	241,78	215,74	946,73	888,97
JUL	694,21	655,13	268,39	254,66	962,59	909,79
AGO	699,03	640,99	235,68	262,54	934,70	903,54
SEP	693,06	633,60	233,16	248,99	926,23	882,59
PROMEDIO	700,12	655,30	228,35	238,09	928,48	893,39
%	75,4%	73,3%	24,6%	26,7%	100,0%	100,0%

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

Hasta el tercer trimestre de la gestión 2011, la producción de GLP en Plantas representó el 73,3% del total y la producción de GLP en refinerías representó el 26,7%. En relación al período de enero a septiembre de 2010, la producción promedio total es menor en 4%.

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

DEPTO	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
ABR	331,26	305,46	120,01	143,26	139,05	161,17	51,64	50,87	49,78	53,68	61,36	62,14	53,99	54,53	22,17	19,88	3,34	4,44	832,58	855,43
MAY	285,75	293,77	116,65	147,66	132,46	157,37	47,72	50,24	47,57	52,41	55,96	58,53	52,93	52,42	20,88	21,05	2,91	3,43	762,83	836,88
JUN	311,20	299,71	126,08	154,22	142,60	146,77	52,79	53,42	51,84	54,85	60,03	61,03	54,82	58,05	22,82	22,19	3,25	3,35	825,44	853,58
JUL	307,10	311,24	158,38	178,32	145,98	155,11	51,80	48,54	53,15	52,99	61,67	64,12	55,75	55,03	21,81	23,41	3,75	3,46	859,39	892,22
AGO	295,64	311,45	131,90	175,94	131,58	158,09	51,39	51,35	54,37	57,07	57,64	63,90	42,68	58,17	21,13	22,83	4,03	3,97	790,37	902,76
SEP	293,12	293,68	126,83	161,86	131,63	161,47	51,16	51,65	53,11	53,07	59,09	64,53	53,05	56,45	20,90	23,02	3,31	2,96	792,20	868,70
PROM	305,86	298,75	124,86	153,69	136,94	157,92	50,41	50,55	51,21	52,99	58,53	60,24	51,27	54,01	20,99	21,87	3,32	3,34	803,39	853,37
%	38,1%	35,0%	15,5%	18,0%	17,0%	18,5%	6,3%	5,9%	6,4%	6,2%	7,3%	7,1%	6,4%	6,3%	2,6%	2,6%	0,4%	0,4%	100,0%	100,0%

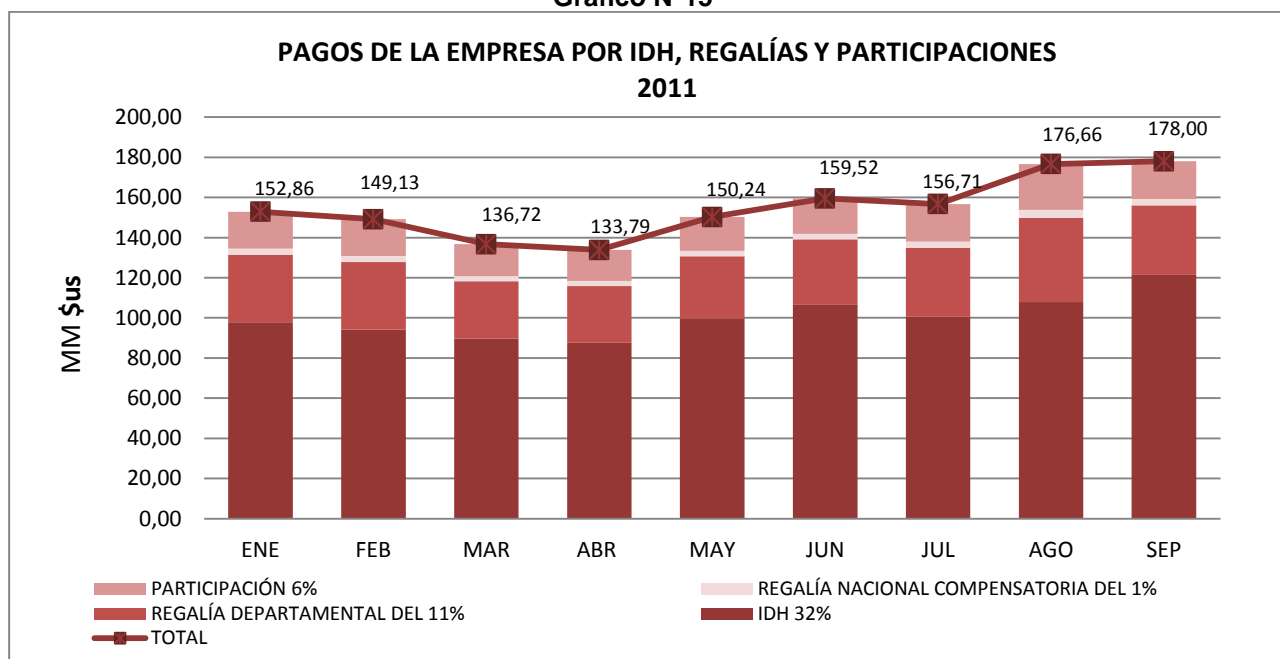
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Los volúmenes de GLP comercializados de enero a septiembre de 2011, se centraron en los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Las ventas al departamento de La Paz representaron el 35% del total, a Cochabamba el 18,5 % y a Santa Cruz el 18%. El promedio de ventas de GLP hasta el tercer trimestre de 2011 fue mayor en 6% al promedio registrado el en el mismo período 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

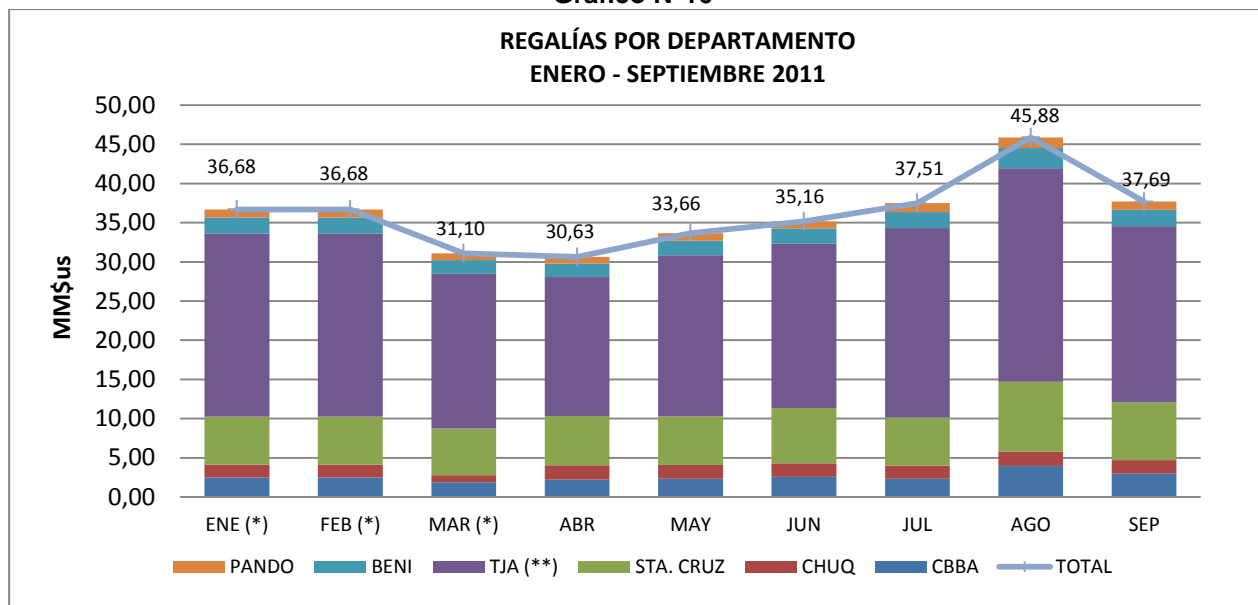
PAGOS DE LA EMPRESA POR IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MM\$us) ENERO A SEPTIEMBRE DE 2011										
CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL
IDH 32%	97,83	94,11	89,75	87,85	99,75	106,73	100,50	107,90	121,47	905,89
REGALÍA DEPARTAMENTAL DEL 11%	33,63	33,63	28,46	28,08	30,85	32,32	34,29	41,96	34,55	297,77
REGALÍA NACIONAL COMPENSATORIA DEL 1%	3,06	3,06	2,64	2,55	2,80	2,84	3,22	3,92	3,14	27,23
PARTICIPACIÓN 6%	18,34	18,34	15,87	15,32	16,83	17,63	18,70	22,89	18,84	162,76
TOTAL	152,86	149,13	136,72	133,79	150,24	159,52	156,71	176,66	178,00	1393,64

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 - SEPTIEMBRE 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
ABR	2,19	1,87	6,26	17,76	28,08	1,70	0,85	2,55	30,63
MAY	2,34	1,75	6,19	20,57	30,85	1,87	0,93	2,80	33,66
JUN	2,59	1,71	7,06	20,96	32,32	1,96	0,88	2,84	35,16
JUL	2,34	1,66	6,12	24,17	34,29	2,08	1,14	3,22	37,51
AGO	3,97	1,81	8,92	27,27	41,96	2,54	1,37	3,92	45,88
SEP	2,97	1,73	7,39	22,46	34,55	2,09	1,05	3,14	37,69
TOTAL	23,26	32,77	71,07	199,66	297,77	177,61	9,14	186,75	484,52

(*) 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 YPFB 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 YPFB 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 YPFB.

QDC: Cantidad diaria contractual de gas natural, en el marco del contrato GSA, que YPFB 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 YPFB 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 YPFB 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.