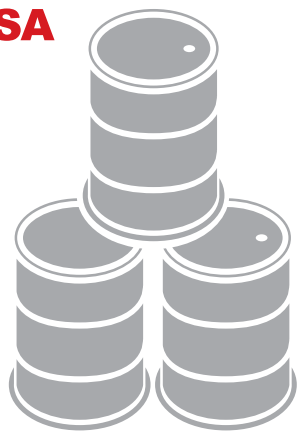






PRINCIPALES ACTIVIDADES



1^{RA}

EN RESERVAS PROBADAS DE

► **CRUDO**

300.878

MMBLs



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas

Todas las reservas de crudo y gas natural situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPetroMin), siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial, cuyas normas no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

Las Reservas Probadas son las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural en yacimientos conocidos que, con razonable certeza, se podrán recuperar en el futuro bajo las condiciones económicas y operativas actuales. Debido a la incertidumbre inherente y al carácter limitado de los datos sobre los yacimientos, las estimaciones de las reservas están sujetas a modificaciones, a través del tiempo, a medida que se dispone de mayor información. Las reservas probadas no incluyen los volúmenes adicionales que podrían resultar de extender las áreas exploradas actuales, o de la aplicación de procesos de recuperación secundaria que no han sido ensayados y calificados como económicamente factibles.

Las reservas de hidrocarburos son reajustadas anualmente para considerar, entre otras variables, los volúmenes de crudo y gas extraído, el gas inyectado y los cambios de reservas provenientes de descubrimientos de nuevos yacimientos y extensiones o revisiones de los existentes, todo lo cual genera cambios en las reservas probadas de los yacimientos. De acuerdo con las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en:

Reservas Probadas Desarrolladas: comprenden las cantidades que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con equipos y métodos actualmente en uso.

Reservas Probadas No Desarrolladas: son aquellos volúmenes que se esperan recuperar, mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no desarrolladas o en la culminación de pozos existentes.

En el año 2015, el crudo y el gas natural representaron 90% y 10%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de crudo y gas natural sobre una base equivalente de crudo.

En el año 2015, la producción fue de 1.001 MMBls de crudo (2.742 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de crudo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2015 de 70.166 MMBls. La producción comercial de crudo en la República está concentrada en las siguientes cuencas: Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) con un volumen acumulado de 44.054 MMBls que se extiende en tierra a lo largo de los estados Zulia, Falcón, Trujillo y en las aguas territoriales del Golfo de Venezuela; la cuenca Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) con 1.517 MMBls que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure. La producción acumulada de la cuenca Oriental es de 24.595 MMBls y se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre (la FPO Hugo Chávez pertenece a la cuenca Oriental); la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada ya que fue incorporada en el año 2006 y abarca el norte del estado Sucre, Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas.

De acuerdo con los niveles de producción del año 2015, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 301 años aproximadamente.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas y producción de hidrocarburos con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2015:

TABLA • RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

CUENCA	Probadas ¹	Probadas Desarrolladas	Producción total ⁵ 2015	Relación Reservas Probadas / Producción
	(MMBls al 31/12/2015)		(MBD)	(AÑOS)
PETRÓLEO				
Maracaibo-Falcón	20.330	4.920	706	79
Barinas-Apure	1.088	204	31	96
Oriental	279.117	7.807	2.005	381
Carúpano	343	-	-	-
Total Petróleo²	300.878	12.931	2.742	301
GAS NATURAL EN MMBPE³				
Maracaibo - Falcón	8.184	1.410	105	214
Barinas - Apure	133	17	5	73
Oriental ⁴	23.919	5.357	1.190	55
Carúpano	2.479	-	-	-
Total Gas Natural en MMBpe	34.715	6.784	1.300	73
Total Hidrocarburos en MMBpe	335.593	19.715	4.042	227

¹ Desarrolladas y no desarrolladas.

² Crudo Extrapesado: reservas probadas de 259.521 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.257 MMBls, producción de 1.024 MBD, para una relación reservas probadas/producción de 694 años.

³ Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural inyectado). El factor de conversión es de 5,8 MPC/Bl.

⁴ Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez, estimadas en 11.192 MMBpe al 31 de diciembre de 2015.

⁵ No incluye 4 MBD de condensado de planta.

La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los campos principales de petróleo de Venezuela producidos por PDVSA, al 31 de diciembre de 2015:

TABLA • RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS
PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre del Campo	Ubicación (Estado)	Año del Descubrimiento	Producción (MBD)	Reservas Probadadas (MMBls)	Relación de Reservas Probadadas/Producción (Años)
Zuata Principal	Anzoátegui	1.985	278	53.946	532
Cerro Negro	Anzoátegui	1.979	199	32.491	448
Cerro Negro	Monagas	1.979	299	23.505	215
Zuata Norte	Anzoátegui	1.981	27	9.610	991
Uverito	Monagas	1.979	13	9.469	1.942
Huyapari	Anzoátegui	1.979	151	4.561	83
Bare	Anzoátegui	1.950	62	1.833	81
Dobokubi	Anzoátegui	1.981	63	2.137	93
Jobo	Monagas	1.953	8	1.303	437
Melones	Anzoátegui	1.955	23	1.094	128
Tia Juana Lago	Zulia	1.925	74	2.798	103
Bloque VII: Ceuta	Zulia	1.956	68	2.076	67
Bachaquero Lago	Zulia	1.930	42	1.576	39
Urd. Oeste Lago	Zulia	1.955	55	1.342	80
Boscan	Zulia	1.945	104	1.466	132
Lagunillas Lago	Zulia	1.913	39	1.138	61
Tia Juana Tierra	Zulia	1.925	23	1.131	132
Lagunillas Tierra	Zulia	1.913	41	925	61
Urd. Este Lago	Zulia	1.955	4	530	374
Bloque III: Centro	Zulia	1.957	4	504	311
Santa Bárbara	Monagas	1.993	165	1.362	23
Mulata	Monagas	1.941	166	1.148	19
El Furrial	Monagas	1.986	198	907	13
Orocual	Monagas	1.958	14	616	125
Travi	Monagas	2.004	1	447	838
El Carito	Monagas	1.988	51	238	13
Boquerón	Monagas	1.989	5	199	107
Jusepín	Monagas	1.944	18	186	28
Corocoro	Sucre	1.998	33	145	12

Reservas de Crudo

Los niveles de las reservas probadas de crudo, durante el año 2015, se ubicaron en 300.878 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20.330 MMBls Maracaibo - Falcón; 1.088 MMBls Barinas - Apure; 279.117 MMBls Oriental y 343 MMBls Carúpano. La FPO Hugo Chávez forma parte de la cuenca Oriental y sus reservas son 270.703 MMBls de crudo, de las cuales 2 MMBls corresponde a gas húmedo, 76 MMBls corresponde a crudo condensado, 1.609 MMBls corresponde a crudo liviano, 1.202 MMBls corresponde a crudo mediano, 8.299 MMBls a crudo pesado y 259.515 MMBls a crudo extrapesado.

En el año 2015, destacó la incorporación de 1.926 MMBls de reservas probadas, de las cuales 62 MMBls fueron por descubrimientos y 1.864 MMBls por revisiones. Así mismo, para el año 2014 la incorporación fue de 2.615 MMBls; para 2013 la incorporación fue de 1.674 MMBls; en 2012 fue de 1.228 MMBls y en 2011 se ubicó en 2.159 MMBls.

Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo que indica los barriles incorporados por cada barril producido, de 192% (2015), 258% (2014), 159% (2013), 116% (2012) y 198% (2011). Las variaciones son el resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de crudo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo.

Reservas de Gas Natural

La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 201.349 MMMPC (34.715 MMBpe) al cierre de diciembre 2015, de los cuales 64.916 MMMPC (11.192 MMBpe) están asociados a la FPO Hugo Chávez, razón por la cual se confirma que las arenas existentes allí no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 36.452 MMMPC (6.285 MMBpe) están asociadas a crudo extrapesado presente en la cuenca Oriental. Las reservas de gas natural de Venezuela son, en su mayoría, de gas asociado, el cual se produce conjuntamente con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas, son desarrolladas.

Durante el año 2015, se inyectaron 895 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 33% del gas natural producido (2.753 MMMPC).

La distribución de las reservas de gas por cuenca es la siguiente: 8.184 MMBpe Maracaibo-Falcón; 133 MMBpe Barinas-Apure; 23.919 MMBpe Oriental y 2.479 MMBpe Carúpano. En 2015 se incorporaron 4.839 MMMPC (834 MMBpe), de los cuales 1.349 MMMPC (233 MMBpe) fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 3.490 MMMPC (602 MMBpe) por revisión.



La siguiente tabla muestra las reservas probadas y las reservas probadas desarrolladas de crudo y de gas natural:

TABLA • RESERVAS PROBADAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA EXPRESADAS EN MILLONES DE BARRILES (MMBLs)

RESERVAS PROBADAS MMBLs	2015	2014	2013	2012	2011
Gas Húmedo	2	0,2	0,2	0,2	0,2
Condensado	2.342	2.357	2.384	2.618	2.647
Liviano	10.609	10.493	10.331	10.390	10.157
Mediano	9.716	9.672	9.742	9.786	9.650
Pesado	18.688	18.692	17.597	17.805	17.733
Extrapesado ¹	259.521	258.739	258.299	257.136	257.384
Total petróleo	300.878	299.953	298.353	297.735	297.571
Relación de Reservas/Producción (Años)	301	296	282	280	273
Gas natural (MMMPC) ²	201.349	198.368	197.089	196.409	195.234
Gas natural (MMBpe)	34.715	34.201	33.981	33.864	33.661
Total hidrocarburos en MMBpe	335.593	334.154	332.334	331.599	331.232
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS MMBLs	2015	2014	2013	2012	2011
Gas Húmedo	1	0,1	0,1	0,1	-
Condensado	543	565	615	639	674
Liviano	1.693	1.786	1.829	1.891	1.932
Mediano	1.862	1.725	1.911	2.071	2.237
Pesado	4.574	4.524	4.621	4.321	4.464
Extrapesado	4.258	4.326	3.984	4.053	4.345
Total Crudo	12.931	12.926	12.960	12.975	13.652
Gas natural (MMMPC)	39.350	37.731	39.135	39.252	37.217
Gas natural (MMBpe)	6.784	6.505	6.747	6.768	6.417
Total hidrocarburos en MMBpe	19.715	19.431	19.707	19.743	20.069
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Petróleo	4%	4%	4%	4%	5%
Gas Natural	20%	19%	20%	20%	19%

¹ Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO Hugo Chávez, tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican al cierre de diciembre 2015 en 259.515 MMBLs aproximadamente.

² Las reservas probadas de gas natural que están asociadas a la FPO Hugo Chávez es de 64.916 MMMPC (11.192 MMBpe). Por otra parte, parte de las reservas probadas de gas natural que están asociadas a crudo extrapesado 36.452 MMMPC (6.285 MMBpe) presente en la Cuenca Oriental.

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2015 se destaca la incorporación por descubrimiento de nueve nuevos yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en los Campos Tía Juana Lago, Bloque 2 Lagunillas y Ambrosio en la cuenca Maracaibo-Falcón; los Campos Santa Rosa, Josepín y El Roble en la cuenca Oriental; y finalmente en la FPO Hugo Chávez también perteneciente a la cuenca Oriental, los Campos Irapa y Cariña. Estos

yacimientos suman un total de incorporaciones por nuevos descubrimientos de 62 MMBLs y 1.349 MMMPCN. De este total, 6 MMBLs de crudo y 857 MMMPC de gas corresponden al esfuerzo de Exploración, mientras que 56 MMBLs y 492 MMMPCG corresponden a estudios consignados por: Estudios Integrados de Yacimientos y empresas mixtas.

Exploración

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el año 2015, se ha logrado el sometimiento ante el MPetroMin de un volumen de reservas de 55,60 MMBIs de crudo y 3.312,16 MMMPC de gas, de los cuales 12,80 MMBIs de crudo y 1.217,01 MMMPC de gas corresponden a esfuerzo propio y 42,80 MMBIs de crudo y 2.095,16 MMMPC de gas consignados por empresas mixtas, dichos volúmenes están asociadas a reservas por descubrimiento con la perforación de los pozos exploratorios en profundidad VLB-1624 y A-162 en Occidente, RG-230 y J-495 en Oriente.

La siguiente tabla muestra las Esfuerzos de Exploración Aprobados.

TABLA • ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES)

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	RG-HOR-2	RG-230	1,83	33,73	0,86	15,79	2,69	49,52
	J-N9E2A3	J-495	-	710,61	-	-	-	710,61
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	10,54	137,33	3,86	46,59	14,40	183,92
	A-AG-1cA1	A-162	6,93	426,46	31,57	1.941,66	38,51	2.368,12
Total Nación			19,31	1.308,12	36,30	2.004,04	55,60	3.312,16

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	RG-HOR-2	RG-230	1,83	33,73	0,86	15,79	2,69	49,52
	J-N9E2A3	J-495	-	710,61	-	-	-	710,61
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	2,66	34,80	0,73	8,77	3,39	43,57
	A-AG-1cA1	A-162	1,27	77,87	5,46	335,45	6,72	413,31
Total Esfuerzo Propio			5,76	857,00	7,04	360,01	12,80	1.217,01

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	1217,01	RG-230	1,83	-	-	-	-	-
	J-N9E2A3	J-495	-	-	-	-	-	-
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	10,54	102,53	3,14	37,83	11,01	140,35
	A-AG-1cA1	A-162	6,93	348,59	26,12	1.606,21	31,79	1.954,80
Total Empresas Mixtas			13,55	451,12	29,25	1.644,03	42,80	2.095,16

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2015, estuvo centrada en la revisión, identificación y maduración de nuevas oportunidades para incorporar y actualizar la base de recursos de Exploración y localizaciones exploratorias que soportan el plan a corto y mediano plazo, con el fin de identificar los volúmenes de hidrocarburos requeridos.

Al cierre del período, se ha trabajado en 20 proyectos nacionales, 16 en Tierra, tres en Costa Afuera y un Proyecto Especial (Otorgamiento de Licencias de Gas).

También se ha trabajado durante 2015 en dos proyectos de estudio en el ámbito internacional con países con los que se han firmado convenios de cooperación: Bolivia y Cuba, lo cual permitirá investigar volúmenes importantes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, con expectativas en el orden de 3.685,00 MMBls y 26.231,10 MMMPC, respectivamente.

Al cierre del período, se finalizaron tres proyectos nacionales. A continuación se detallan los resultados:

Área de Occidente: Culminó el **Proyecto Flanco Norandino Este (PGO)**. Como resultado, en el área se definieron diez oportunidades: dos prospectos y ocho leads,

con un volumen de expectativas de 77,71 MMBls de crudo y 21,29 MMMPC de gas.

Reexploración Bachaquero Lago, permitió identificar y documentar catorce oportunidades exploratorias: 13 prospectos y un leads, a nivel de las unidades informales B-6, B-7, C-6 y C-7 de la Formación Misoa (Eoceno) con expectativas totales de 71,8 MMBls y 127,1 MMMPCG.

Área de Boyacá: Se finalizó el **Proyecto Barinas Este (PGP)**. Con esto se permitió documentar cuatro oportunidades exploratorias (prospectos) con expectativas totales de 40,50 MMBls de crudo y 380,00 MMMPC de gas.

La Actividad de Perforación Exploratoria es de 11 pozos trabajados de los cuales uno está en evaluación (LOL-3X), dos suspendidos (J-503 y LLM-3X) y ocho en progreso (ORC-41X, CHL-11X, TOM-39, FRA-37X, FRA-36, CEI-12X, LLM-4X y BLC-1E).

Adicionalmente, se ha trabajado en nueve pozos reexploratorios: ocho pozos de reexploración en profundidad y uno de reexploración somera, de los cuales tres están completados (VLB-1624, JMN-276, J-495), tres en evaluación (LO-07, MCH-05, ARA-31), uno abandonado (RM-51) y dos están actualmente en perforación (RM-52, MGB-HORCÓN-1X).

TABLA • ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN NÚMERO DE POZOS

ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN	2015	2014	2013	2012	2011
Pozos Completados	-	6	4	2	2
Pozos Suspendidos	2	-	-	-	-
Pozos Bajo Evaluación	1	1	-	1	1
Pozos en Progreso	8	4	3	5	3
Pozos Secos o Abandonados	-	-	2	1	-
TOTAL POZOS EXPLORATORIOS	11	11	9	9	6
POZOS DE ARRASTRE	2	3	6	4	1

Producción

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, en el año 2015, alcanzó un total de 3.184 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente 601 MBD (Gestión Directa 568 MBD, Empresas Mixtas 14 MBD y PDVSA Gas 19 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera 52 MBD (hasta la fecha sólo hay aporte de Empresas Mixtas), Dirección Ejecutiva de Producción Occidente 1.010 MBD (Gestión Directa 634 MBD, Empresas Mixtas 376 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) Hugo Chávez 1.442 MBD (Gestión Directa 577 MBD, Empresas Mixtas 865 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos 79 MBD.

La producción fiscalizada de crudo más LGN total Nación atribuible a PDVSA para el año 2015 fue de 2.863 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente 801 MBD (Gestión Directa 767 MBD, Empresas Mixtas 14 MBD y PDVSA Gas 20 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera (Empresas Mixtas 35 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Occidente 707 MBD (Gestión Directa 365, Empresas Mixtas 342 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción FPO Hugo Chávez 1.265 MBD (Gestión Directa 503 MBD, Empresas Mixtas 762 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos 55 MBD.

En promedio durante el año 2015, la producción total de Gas Natural Nación fue de 7.756 MMPCD, de los cuales 2.460 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 5.296 MMPCD (913 MBpe).

La tabla siguiente resume la producción fiscalizada de crudo y LGN a nivel Nación, para el período especificado:

TABLA • PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE 2015, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN NACIÓN	2015	2014	2013	2012	2011
Dirección Ejecutiva de Producción Oriente	801	866	964	1.061	1.106
Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera	35	38	-	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Occidente	707	750	777	799	810
Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos	55	17	-	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Faja	1.265	1.228	1.274	1.174	1.213
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN¹	2.863	2.899	3.015	3.034	3.129

¹ A partir del 1º de abril del año 2011 se creó una nueva estructura, constituida por Direcciones Ejecutivas, fusionándose los Negocios de Exploración y Producción (EyP) y la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

La tabla siguiente resume la producción promedio de crudo y de gas natural de PDVSA, por tipo, cuenca, precio de venta y el costo de producción promedio, para el período especificado:

TABLA • PRODUCCIÓN DE PDVSA, PRECIO DE VENTA Y COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO EN EL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (MBD)	2015	2014	2013	2012	2011
Condensado	93	110	116	107	104
Liviano	374	416	469	487	511
Mediano	682	619	637	875	917
Pesado + Extrapesado	1.597	1.640	1.677	1.441	1.459
TOTAL PETRÓLEO	2.746	2.785	2.899	2.910	2.991
Líquidos del Gas Natural	117	114	116	124	138
TOTAL PETRÓLEO Y LGN (A)	2.863	2.899	3.015	3.034	3.129
GAS NATURAL (MMPCD)					
Producción Bruta	7.756	7.422	7.395	7.327	7.125
Menos: reinyectado	2.460	2.604	2.779	2.871	2.884
Gas natural neto (MMPCD)	5.296	4.818	4.616	4.456	4.241
Gas natural neto (MBDpe) (B)	913	831	796	768	731
TOTAL HIDROCARBUROS EN BPE (A+B)	3.776	3.730	3.811	3.802	3.860
PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PDVSA POR CUENCA					
Maracaibo-Falcón	706	750	776	796	806
Barinas-Apure	32	38	41	46	55
Oriental	2.008	1.997	2.082	2.068	2.130
TOTAL PETRÓLEO	2.746	2.785	2.899	2.910	2.991
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	718	718	771	796	787
Barinas-Apure	31	36	34	7	35
Oriental	7.007	6.668	6.590	6.524	6.303
TOTAL GAS	7.756	7.422	7.395	7.327	7.125
Precio Cesta Exportación (\$/BI) ¹	44,65	88,42	98,08	103,42	100,11
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	0,93	2,51	0,66	0,95	0,88
COSTOS DE PRODUCCIÓN (US\$/Bpe) ²					
Incluye Empresas Mixtas	10,68	18,05	11,40	11,09	7,53
Excluye Empresas Mixtas	3,93	15,10	10,63	10,86	7,23

¹ Crudo y Productos. Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas de PDVSA.

² El costo de producción por barril (para el crudo, el gas natural y el líquido del gas natural), es calculado dividiendo la suma de costos directos de producción (excluye costo de regalía, costo de impuesto de extracción y costo de depreciación), entre los volúmenes totales de la producción de crudo, de gas natural y el líquido del gas natural.

En lo que respecta a los logros operacionales del negocio de producción para cada dirección ejecutiva durante el año 2015, se indican lo siguientes:

Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Divisiones Punta de Mata y Furrial

Alcanzó una generación de potencial oficial de 182,8 MBD. Esta producción estuvo apalancada por la ejecución de RA/RC con y sin taladro con un aporte de 140,6 MBD, 18 pozos de completación con una generación de 29,2 MBD y 48 estimulaciones generando 13 MBD.

Adicionalmente, para el control y mantenimiento de energía, con el fin de mejorar los factores volumétricos de reemplazo, se realizaron las siguientes acciones:

- Cierre de ocho pozos con alta relación gas petróleo con una producción asociada de 5,8 MBD y 185,7 MMPCD. Divisiones Punta de Mata y Furrial.
- Cierre de tres pozos con alta relación agua-petróleo (RAP) con una producción asociada de 0,6 MBD a fin de preservar la energía de los yacimientos de los campos Carito y Furrial.
- Puesta en servicio la T-2 de PIGAP II para inyección, permitiendo incrementar la producción en 200 MMPCD. División Punta de Mata.
- Mejoramiento de los perfiles de inyección de cinco pozos. División Punta de Mata.
- Cierre de tres pozos con una alta inyección de gas y baja producción, 0,8 MBD y 15,6 MMPCD respectivamente, lo que permitió convertir siete pozos a levantamiento artificial por gas lift con una producción asociada de 11,3 MBD y 14,9 MMPCD.

Por otra parte, como estrategia para el incremento de la producción de crudo se ha trabajado en la profundización de los puntos de inyección de gas lift, logrando una generación adicional de 8,5 MBD asociados a cinco pozos. División Furrial.

Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera

División Oriental

Durante el año 2015 se realizó exitosamente la evaluación y completación inferior y superior de los pozos del Campo Dragón (DR-11, DR-9 y DR-8 y DR-5A) que conforman el Esquema de Producción Acelerada (EPA), para una producción asociada de 220 MMPCD de gas.

Avance de 91,5% en la construcción del Gasoducto Dragón-CIGMA (Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho) de 36 pulgadas (103 km).

Por otra parte, se realizaron trabajos de instalación del Pipe Rack asociado a las facilidades de entrada del gas a la Planta PAGMI con un avance de 85,6 % y la construcción de fundaciones para los diferentes equipos a ser instalados (slug catcher, unidades de deshidratación portátil, entre otros).

División Occidental

El Proyecto de Gas Rafael Urdaneta está enmarcado en garantizar el desarrollo del Gas Natural No Asociado en el Golfo de Venezuela y Noroeste del estado Falcón en un área aproximada de 30.000 km² manejando un margen de reservas de 9,5 BPC. Las metas operacionales del año 2015 estuvieron enfocadas en el desarrollo gasífero del Campo Perla (Bloque Cardón IV), logrando el inicio de producción en julio del año 2015 con 150 MMPCD, incorporando 300 MMPCD en el mes de septiembre 2015 para un total de 450 MMPCD, permitiendo adicionar 14 MBD de condensado, cumpliendo así la meta de producción establecida para el año 2015.

Se realizó la perforación y completación de cuatro pozos del Campo Perla (Perla 7, Perla 6, Perla 5 y Perla 1X), así como la instalación total de la Plataforma de Producción Principal PP1 y parcialmente instaladas las Plataformas Satelitales PS2 y PS3.

Se logró la energización y puesta en marcha del Tren 150 para el mes de junio 2015 y el Tren 300 para el mes de agosto 2015. Ambos trenes conforman la planta de tratamiento de Gas Tiguardare, municipio Carirubana, Punto Fijo, estado Falcón.

Dirección Ejecutiva de Producción Occidente

División Lago

Se lograron reemplazar 175 líneas a pozos, múltiples y estaciones de flujo por tuberías flexibles equivalentes a 223,1 km para una producción de 29,4 MBD y 46,6 MMPCD.

División Costa Occidental

Para el soporte de producción de esta división se realizaron mejores prácticas en el proceso de completación de pozos utilizando componentes no reactivos, evitando así daños en la formación.

Adicionalmente, se destaca la puesta en servicio del tanque de separación T-202 en la PLD-3, lo cual beneficia la optimización de la producción y el manejo de crudo en la planta.

División Costa Oriental

Se realizó la optimización y cambios de diseño en ocho pozos de bombeo de cavidad progresiva (BCP), con un ganancial de 400 BPD.

Adicionalmente, se realizó la instalación de facilidades y traslado de calderas portátiles B15 y B16 clúster del bloque J-8 para inyección de vapor en pozos nuevos.

Por otra parte, se ejecutó el proyecto Wellflux en el pozo LSJ3714 y se realizó la instalación del inductor térmico con bomba de subsuelo Maxflu en el pozo LSJ3593 de manera exitosa, lográndose obtener ahorros en la entrada de taladro de servicio,

disminución de la producción diferida e incrementando la vida útil de los equipos de subsuelo, quedando demostrado su funcionamiento operacional en la empresa mixta Petrocabimas.

División Sur del Lago Trujillo

Con la perforación del pozo FRA-21X, se logró cuantificar un potencial de 200 BPD.

A fin de realizar un adecuado manejo de los ripios y lodos de perforación, se construyeron siete tanques tipo canoa con cámaras filtrantes, logrando la disminución en los tiempos de perforación, así como minimización de costos y riesgos ambientales.

Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez

Durante el año 2015, se perforaron 595 pozos productores, con una generación asociada de 216,4 MBD. A continuación los detalles por División:

División Carabobo

Perforados 227 pozos productores con una generación asociada de 106,3 MBD.

Se ejecutó la construcción de las facilidades mecánicas, civiles, eléctricas y de instrumentación para la ampliación de la capacidad de compresión y tratamiento de la Planta Compresora Orinoco (PCO) de 35 MMPCD a 60 MMPCD, a fin de garantizar el manejo de gas asociado a la producción del área extrapesado Morichal y de la empresa mixta Petrolera Sinovenosa.

Adicionalmente destaca la construcción y puesta en operación del módulo de producción portátil para la deshidratación y desalación de 40 MBD de crudo extra pesado (43.600 barriles de crudo diluido de 16° API y 12% de agua y sedimentos), permitiendo incrementar la flexibilidad y confiabilidad operacional de la planta, en la empresa mixta Petrolera Sinovenosa.

División Junín

Se realizó la perforación de 152 pozos productores con una generación de 46,2 MBD.

Adicionalmente, se lleva a cabo la construcción de un gasoducto de 8 pulgadas (8 km) desde el pozo J-17-01G, ubicado en Campo Zuata Principal de Petro San Félix hasta las líneas de entrada a la planta de gas para generación de potencia (GPGP), a fin de garantizar el flujo de gas combustible (10 MMPCD) que será utilizado como fuente de alimentación (gas del proceso) de la planta.

División Ayacucho

Se realizó la perforación de 213 pozos productores con una generación de 63,6 MBD.

Además, se logró la ampliación y adecuación de la Estación de Rebombeo Miga que contempla el incremento de capacidad desde 29,5 MBD hasta 90 MBD, a través de la construcción de un tanque de diluyente de techo flotante de 24 MBIs, instalación de cuatro bombas centrífugas de 33 MBD y la instalación de un sistema contra incendio y protección integral.

Adicionalmente, con la finalidad de incrementar la producción de crudo del Campo Casma Anaco de la empresa mixta Petrocuragua, se realizó la ampliación de la planta compresora de Casma Anaco a 10 MMPCD, optimizando todo el proceso de producción de crudo y gas en los pozos con método de extracción de levantamiento artificial.

División Boyacá

Se ejecutó la perforación de tres pozos productores con una generación de 0,25 MBD. Además se realizó la construcción de facilidades mecánicas para el manejo de la producción de los pozos nuevos.

Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos

Esta dirección está orientada a impulsar la infraestructura de producción y manejo de crudo de las nuevas áreas dentro de la FPO Hugo Chávez. La mayoría de los proyectos relevantes en ejecución contemplan la construcción de oleoductos y terminales para el manejo de la producción temprana. Para el período Enero-Diciembre 2015 se perforaron 158 pozos productores con una generación asociada de 60,9 MBD. Los detalles por División son los siguientes:

División Carabobo

Perforados 88 pozos productores con una generación de 45,5 MBD.

La empresa mixta Petrocarabobo realizó la perforación de 23 pozos productores con una generación de 15,4 MBD, así mismo logró la construcción del Centro de Procesamiento de Fluidos Comercial (CPF 30MBD), el mismo se encuentra en proceso de pre-arraque y tiene la finalidad de garantizar el manejo eficaz y seguro de los fluidos producidos.

La empresa mixta Petroindependencia realizó la perforación de 65 pozos productores con una generación de 30,1 MBD.

División Junín

Perforados 70 pozos productores con una generación de 15,4 MBD.

TABLA • PRINCIPALES PROYECTOS

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
MARISCAL SUCRE	Incorporar al mercado interno, el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país, desarrollar el 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir 1.250 MMPCD y 28 MBD de condensado.	En este proyecto se tiene planificado perforar 34 pozos, instalación de dos plataformas de producción, así como los sistemas de producción submarinos, líneas de recolección y sistema de exportación, incluyendo la construcción de 563 km de tuberías. Actualmente se está ejecutando el Esquema de Producción Acelerada (EPA), asociado a una infraestructura que permitirá el aporte al mercado interno de 300 MMPCD, cuyo propósito es cumplir a corto plazo con el compromiso de impulsar el desarrollo sustentable en el ámbito social.
RAFAEL URDANETA	Garantizar el desarrollo del gas natural no asociado en el Golfo de Venezuela al Noreste del estado Falcón en un área aproximada de 30.000 km² manejando un margen de reserva de 9,5 BPC.	En este proyecto se tiene planificado perforar y construir 21 pozos para drenar las reservas del Campo Mio Perla perteneciente al proyecto Cardón IV, de los cuales ya se encuentran completados y en producción cuatro pozos (Perla 7, Perla 6, Perla 5 y Perla 1X) con una producción promedio de 460 MMPCD de gas y 14 MBD de condensado, así como la instalación en un 100% de la Plataforma de Producción Principal PP1 y parcialmente instaladas las Plataformas Satelitales (PS2 y PS3). En cuanto a las actividades en tierra se logró la energización y puesta en producción del Tren 150 para el mes de junio 2015 y el Tren 300 para el mes de agosto 2015, ambos trenes conforman la Planta de tratamiento de Gas Tiguadare, municipio Carirubana, Punto Fijo estado Falcón.
JOSEFÍN 120	Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Josepin.	Se instalaron cuatro motocompresores nuevos manejando cada uno 30 MMPCD de gas, mejorando de esta manera la flexibilidad operacional y disminuyendo el cierre de producción por mantenimientos programados.
PLANTA COMPRESORA JOSEFÍN 200	Instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón).	La ingeniería, procura y construcción para la instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón), está conformada por cuatro trenes de compresión con capacidad para manejar 200 MMPCD de gas en el nivel de 60 psig. Avance físico del proyecto 87%.
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA AMANA	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCD en el nivel de 450 psig a 1200 psig, en el Centro Operativo Amana Planta.	El proyecto se encuentra operativo. Actualmente en proceso de cierre de contrato.
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA MUSIPAN	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCD (60 MMPCD en el nivel de 60 psig y 60 MMPCD en el nivel de 450 psig), Musipan Planta.	El proyecto se encuentra operativo. Actualmente en proceso de cierre de contrato.
AMPLIACIÓN DE PLANTA ELECTRICA SAN TIMOTEO (TITAN 130)	Generación temprana en las áreas de Moporo y Ceutatrecó, a través de la instalación de turbinas a gas para liberar 239 barriles diarios de combustible diesel.	Construcción e instalación de tres turbogeneradores Solar Titán 130 de 15 MW. Se realizó la sincronización y pruebas en las tres máquinas, queda pendiente un 5% en procura.
CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE COMPRESIÓN CACIQUE SOROCAIMA	Disponer de la infraestructura requerida para sustituir la capacidad de compresión actualmente manejada por la Planta Compresora Bachaquero 1 (PCBA-1), y soportar el crecimiento contemplado en los compromisos de producción de crudo del área.	En progreso procura de equipos LTE. En proceso de contratación la rehabilitación de la turbomaquinaria que actualmente está almacenada en el almacén. Avance físico del proyecto 30%. Fecha de culminación estimada septiembre 2018.
SEGMENTO PDVSA PETROBOSCÁN EN PROYECTO ANILLO 138 KW	Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de áreas operativas de PDVSA, del sistema eléctrico nacional (autosuficiencia). Disminuir la incidencia de fallas eléctricas (interrupciones) de larga duración en la producción del Campo Boscán.	Actualmente el proyecto se encuentra en ejecución. Fecha de culminación estimada diciembre 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Merey 16 en 550 MBD.	Construcción de un oleoducto de 42 pulgadas desde el nuevo Patio de Tanques Morichal (PTM) hasta el Patio de Tanques Oficina (PTO). Comprende 151,5 km de tubería de 42 pulgadas, diez estaciones de válvulas, interconexión electromecánica y de instrumentación (OCEMI) en PTO, sistema de protección catódica y fibra óptica a lo largo del recorrido de la tubería. Actualmente se encuentra en fase de implantación. Avance físico del proyecto 74,4%. Fecha de culminación estimada 2016.
INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Merey en 120 MBD.	Etapas I (50 MBD), comprende la construcción de la estación RB-II, incremento de bombeo en la estación Morero, preparación de sitio y 18 km de tubería de 20 pulgadas. Avance total del proyecto 59%. Etapa II (70 MBD), comprende la construcción de la estación EPM-1. Fecha de culminación estimada etapa I marzo 2017 y etapa II diciembre 2017.
INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN PTO	Incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo Merey 16, en el patio de tanques oficina, mediante la construcción de ocho tanques de almacenamiento de 250 MBD de capacidad operativa.	La etapa I comprende la construcción de cuatro tanques de techos flotantes de 250 MBls de capacidad y su interconexión al sistema de bombeo. Actualmente, se encuentran en funcionamiento los cuatro tanques (TK-3008, TK-3006, TK-3004 y TK-3002), quedando pendiente la activación de tres bombas reforzadoras para el llenado. La Etapa II contempla la fabricación de cuatro tanques adicionales de 250 MBls de capacidad y sus respectivas conexiones a los sistemas de bombeo de llenado y vaciados construidos en la etapa I. Avance total del proyecto 70,45%. Fecha de culminación estimada etapa II: diciembre 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE)	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Merey 16 en 750 MBD.	Comprende el tendido de 160 km de tuberías de 42 pulgadas desde PTO hasta TAEJ, incluyendo diez estaciones de válvulas teleoperadas y dos puentes: Río Guanipa - Río Aragua / OCEMI PTO. Fase actual: implantación. Avance del proyecto 93,26%. Fecha de culminación estimada enero 2017.
DILUENDUCTO PATIO DE TANQUES OFICINA-CENTRO OPERACIONAL BARE	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente hasta 370 MBD desde patio de tanques oficina (PTO) hasta las estaciones consumidoras existentes (Centro Operativo Bare (COB), Rebombero Miga, Rebombero Melones y futuros centros operativos (COP).	Contempla la ingeniería, procura y construcción de 125 km de tuberías desde Patio de Tanques Oficina hasta los centros de suministro de diluyente: Rebombero Melones, Rebombero Miga, Centro Operativo Bare y la estación de bombas principal. Actualmente el proyecto está en implantación. Fecha de culminación estimada enero 2017.

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAEJAA	Aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16° API) en el Terminal de Almacenamiento y Embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA).	Contempla el aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA), con la construcción de cinco tanques de almacenamiento de 350 MBIs cada uno. Fase actual del proyecto implantación. Avance total del proyecto 69,28%, fecha de culminación estimada diciembre 2016.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAEJAA	Aumento en la capacidad de embarque de crudo Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque José (TAEJ).	Comprende el transporte de crudo para aumentar la capacidad de bombeo de crudo en 40 MBPH hacia tres puestos existentes en plataformas, el bombeo de 100 MBPH hacia la nueva monoboya MB-2, tendido de dos oleoductos de 42 pulgadas que conectarán a la nueva casa de bombas con la nueva monoboya y todas las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de instrumentación asociadas al sistema de embarque de la nueva monoboya MB-2, un puesto de embarque, carga de dos productos simultáneos e interconexión de Patios Este y Oeste. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance total del proyecto 35,73%. Fecha de culminación estimada septiembre 2017.
ADQUISICIÓN DE DOS MONOBOYAS PARA PATIO ESTE Y OESTE DEL TAEJAA	El proyecto contempla la adquisición de dos nuevas monoboys tipo torreta para reemplazar las existentes.	Contempla la adecuación de sala de control, inspección y adecuación de las tuberías submarinas monoboya oeste, reemplazo de válvulas y actuadores submarinos monoboya este y oeste, batimetría área oeste y el rediseño de telemetría de la monoboya oeste. Fase actual: implantación / operación. Avance del proyecto 72,9%. Fecha de culminación estimada junio 2017.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROURICA	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal 30 MBD, CPF Permanente 400 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Fecha de culminación estimada 2016.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROCARABOBO	El proyecto contempla el IPC de dos Centros de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal 30 MBD, CPF Permanente 310 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400 MBD.	Avance del proyecto 97,5%. Fecha de culminación estimada 2016.
.CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROINDEPENDENCIA	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF Permanente: 2 CPF de 200 MBD, con cuatro trenes de 50 MBD c/u, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400 MBD.	Avance del proyecto 80,4% IPC. Fecha de culminación estimada 2016.
INCREMENTO CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO 30 PULGADAS COPEM-PTO.	Incrementar la capacidad de transporte de crudo diluido (DCO) a través del oleoducto de 30 pulgadas COPEM - PTO de 260 a 510 MBD.	Construcción de dos estaciones de rebombeo denominadas RB-I y RB-II, las cuales estarán ubicadas en las progresivas 91+394 y 42+600, respectivamente medidos desde PTO. Estación de rebombeo RB-I, incluye las facilidades eléctricas. Fase actual: Implantación. Se entregaron a COF las tres bombas para el arranque temprano del rebombeo II. Avance del proyecto 75,8%. Fecha de culminación estimada 2016.
FACILIDADES DE TRANSFERENCIA DE DILUENTE DESDE JOSEPÍN HASTA VELADERO	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente requerido para ajustar la gravedad (*API) del crudo pesado y extrapesado del Distrito Morichal hasta Merrey 16, mediante el reemplazo por obsolescencia de la tubería existente.	Construcción de 65 Km de tubería de 30 pulgadas, 13 estaciones de válvulas teleoperadas, cuatro puentes auto-soportados para cruce de ríos, una trampa de envío y una trampa de recibo. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 100%.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DILUENDUCTO 20 PULGADAS JOSE-PTO-MORICHAL	Incrementar la capacidad de transporte de nafta por el diluenducto 20 pulgadas Jose-PTO-Morichal.	Etapla I: construcción de estación de rebombeo RB-II en PTO para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 40 MBD para un total de 160 MBD. Etapa II: construcción de estación de rebombeo RB-I en Anaco, adecuación de estación de bombeo existente en Palmichal, para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 60MBD para un total de 220 MBD. Fase actual: implantación. Avance físico del proyecto 65%. Fecha de culminación etapa I y etapa II 2016.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MORICHAL (ICA-MOR)	Incrementar la capacidad de almacenamiento de Morichal en 1,4 MBD, para manejar crudo Merrey 16 proveniente de las áreas tradicionales de explotación del Distrito Morichal y la producción temprana de los nuevos desarrollos Petromiranda y Petrocarabobo.	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 58,03%. Fecha estimada de culminación agosto 2017.
PATIO DE TANQUE EN EPT-1	Instalación de infraestructura y los servicios para manejo, almacenamiento y transporte 360 MBD de diluyente proveniente del Patio de Tanques Josepín (PTJ) hasta las unidades de producción del Distrito Morichal, garantizando 1,6 días de autonomía de diluyente para la División Carabobo (Mesa 30/SATBA).	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 37,23%. Fecha estimada de culminación noviembre 2017.
CENTRO OPERATIVO EXTRAPESADO BARE ESTE - CARIÑA	Construir las facilidades para la centralización de las operaciones de producción de crudo extrapesado de los campos del sector este de Bare y Cariña que permitirá el tratamiento de crudo, gas y agua.	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 29%. Fecha estimada de culminación octubre 2017.
ADECUACIÓN DE LA ESTACIÓN PRINCIPAL (MSUP)	Incrementar el potencial de producción de crudo extra pesado y la capacidad de manejo de agua en la estación principal de Petrocedefo.	Contempla la construcción de: * Nueva planta de tratamiento de agua 200 MBD e interconexión con la planta de agua existente. * Nuevo Tercer Tren 95 MBD e interconexiones a trenes existentes. * Nueva sala de control y nuevo SCADA. * IPC tanques (nuevo tanque de diluyente T-3101 B, nuevo tanque de rebose T-3602, dos nuevos tanques desnatadores T-3900 C/D, nuevo tanque de transferencia T-3920 B). * Nueva unidad de generación de electricidad 26 MW - Nueva Unidad de Compresión de Gas. * Servicios comunes Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 68,9%. Fecha de culminación estimada diciembre 2017.

Empresas Mixtas

La Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) es una filial de misión y objetivos estratégicos, orientada a maximizar el valor de los hidrocarburos al Estado venezolano, a través de estrategias para lograr una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con terceros. Este factor la ha convertido en una de las filiales más importantes de la industria petrolera, y en la organización líder en la conformación y manejo de los negocios con terceros; materializando diversos logros que cambiaron para siempre la historia petrolera del país.

Como hecho histórico para el país, se destaca la recuperación de la plena soberanía de los recursos energéticos a través de la Nacionalización de los Convenios Operativos, los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y los Convenios de Asociación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco, convirtiéndolos en Empresas Mixtas, con 60% de mayoría accionaria para PDVSA y el restante 40% para los socios. Asimismo, llevó como bandera el Proyecto Orinoco Magna Reserva, con el cual se logró situar a la República Bolivariana de Venezuela como el país con las mayores reservas de crudo en el mundo. Estas iniciativas de rescate de nuestra soberanía fueron gracias a la visión del Comandante Supremo Hugo Chávez, razón por la cual los trabajadores petroleros, en acuerdo con la Junta Directiva y el Ejecutivo Nacional, en homenaje y reconocimiento, decidieron denominar, a partir del año 2013, la FPO como Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez.

Migración de los Convenios Operativos, Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez y Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas a Empresas Mixtas

En el año 2005 se inicia el rescate de todos aquellos negocios que nuestra industria petrolera había concertado durante la apertura petrolera, con la finalidad de reconquistar la soberanía petrolera y hacer valer los intereses de la Nación en el manejo de sus recursos energéticos.

En este sentido, entre los años 2006 y 2008, vía decreto presidencial, quedan extinguidos los Convenios antes mencionados, dando paso a un nuevo esquema de negocio: las Empresas Mixtas, enterrando 10 años de negociaciones perjudiciales que ocasionaron grandes distorsiones en materia económica y financiera para la industria y el país, por ser un esquema poco transparente ante el Fisco Nacional y una fuente de costos crecientes para PDVSA.

Con el nuevo esquema de negocio, PDVSA logra ser el accionista mayoritario de la Empresa Mixta a conformar. Asimismo, se incluye una serie de términos y condiciones en materia impositiva que redundan en beneficios para el Estado, tales como: incremento de la regalía y el Impuesto Sobre La Renta (ISLR); además de la creación de nuevos impuestos, cuyos importes son destinados a mejorar la calidad de vida de la colectividad.

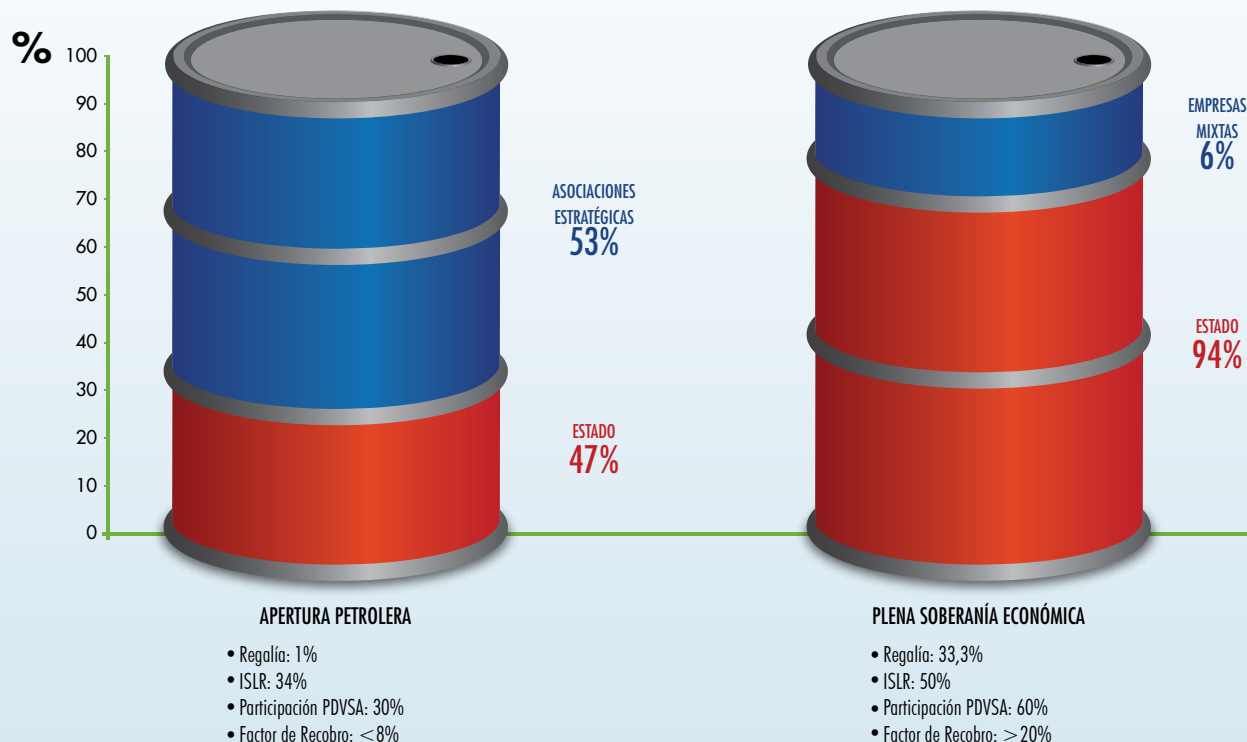
Otra característica importante del modelo de Empresas Mixtas está relacionada con la colocación en los mercados del petróleo extraído: este no podrá ser comercializado por terceras compañías. Aunque el recurso explotado será propiedad de las operadoras de las Empresas Mixtas, el hidrocarburo lo comercializará el Estado venezolano a través de PDVSA u otro ente estatal.

Participación fiscal de las Empresas Mixtas provenientes de los Convenios Operativos

Los Convenios Operativos pagaban impuestos como empresas del sector no petrolero, generando que la tasa del ISLR aplicable fuera significativamente inferior a la establecida en la legislación tributaria vigente. Los convenios tampoco cancelaban la regalía al Estado. Como parte de la política de Plena Soberanía Petrolera, se ha implementado una serie de impuestos adicionales, tal es el caso del denominado impuesto de ventajas especiales de 3,33% sobre los ingresos brutos y el impuesto destinado al desarrollo de proyectos nacionales que representa 1% antes del ISLR. Asimismo, las Empresas Mixtas tienen la obligación de pagar un impuesto superficial por aquellos campos que la empresa mantenga ociosos y un impuesto sombra que asegure que la suma de la regalía de 30%, la regalía adicional de 3,33% y el ISLR sea igual, como mínimo y en cada año fiscal, a 50% del resultado neto de la Empresa Mixta.

Estas medidas generadoras de grandes beneficios en materia impositiva han sido posibles tras la obtención del control del sector petrolero a través de las Empresas Mixtas. El Estado ha percibido ingresos adicionales desde el año 2006 hasta el cierre de 2015 en materia impositiva, producto del cambio de esquema de negocio.

Esquema Fiscal de los antiguos Convenios Operativos y las nuevas Empresas Mixtas.



CVP y sus Empresas Mixtas

La CVP ha sido participe en la creación de 45 Empresas Mixtas, de las cuales 43 tienen actividad aguas arriba en el área de producción, una (Petrobicentenario) con actividad de mejoramiento y refinación del crudo proveniente de Petrojunín y la empresa mixta Servicios Logísticos Petroleros Orinoco.

Las Empresas Mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO Hugo Chávez, fueron aquellas provenientes de los Convenios de Asociación para la explotación, mejoramiento y comercialización de crudo extrapesado en el mercado internacional, en las áreas Junín (antes Zuata), Carabobo (antes Cerro Negro) y Ayacucho (antes Hamaca); así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y la asociación denominada Orifuels SINOVEN, S.A. En el año 2007, con la finalidad de poner fin al proceso de privatización de la industria petrolera venezolana, el gobierno estableció el Decreto N° 5.200, mediante el cual se determina la migración de estos convenios a Empresas Mixtas.

Uno de los grandes aspectos positivos que trajo consigo la nacionalización, fue desmontar la vieja tesis de que el crudo de la FPO Hugo Chávez era bitumen, puesto que actualmente se desarrollan procesos de mejoramiento que han convertido este crudo en uno de tipo liviano, evaluado y comercializado de manera muy atractiva en el mercado internacional.

Diversificación de Mercados (Socios)

CVP viene desempeñando un rol protagónico con la puesta en marcha de diversos proyectos en materia energética que apuntala a Venezuela como potencia energética mundial, con una visión multipolar ajustada al nuevo esquema de negocios internacionales. De esta manera, se trabaja en el cumplimiento de uno de los objetivos estratégicos de la Ley del Plan de la Patria 2013-2019, el cual busca desarrollar la FPO Hugo Chávez y campos maduros para contribuir en la consecución de las metas de producción planteadas.

Cabe señalar que las Empresas Mixtas liviano-mediano se encuentran caracterizadas por producir crudos provenientes de campos que han alcanzado el pico de su producción y comienzan su etapa de declinación, han sido explotados por más de diez años y su producción acumulada es mayor a 75% de las reservas recuperables.

Producto de lo antes mencionado, PDVSA procedió a la búsqueda de socios con capacidad de financiamiento y disposición de tecnología. En las 43 Empresas Mixtas liviano-mediano, se tiene un total de 59 socios ubicados en 24 países, lo que representa una oportunidad para establecer sinergias en materia tecnológica para campos maduros, lograr acuerdos en la aplicación y transferencia tecnológicas más apropiadas en el desarrollo del talento humano y en la preservación del medio



ambiente con el mayor componente social. Representa una oportunidad para incrementar producción en yacimientos maduros y aplicar tecnologías que frenen la declinación de estos campos.

Principales tecnologías para incremento de producción

Como parte de las estrategias orientadas a fortalecer y profundizar la soberanía tecnológica del sector hidrocarburos, el cumplimiento de las metas volumétricas establecidas en los planes de negocios de la CVP con las Empresas Mixtas, constituye un reto para la Corporación e implica la aplicación de tecnologías de vanguardia, que permitan mitigar las barreras en campos maduros.

Adicionalmente, un diagnóstico de la situación actual de las empresas mixtas en relación a la producción de crudo de campos maduros, se puede resumir los siguientes aspectos:

1. Las condiciones de yacimiento en campos maduros obligan a la aplicación de diferentes tecnologías para perforación y rehabilitación de pozos, tales como: disponibilidad de equipos de perforación de nueva generación, perforación direccional, dominio de ingeniería, diseño y ejecución de pozos horizontales, así como la aplicación de nuevos diseños de fluidos de perforación.

2. En las Empresas Mixtas liviano - mediano, las tecnologías más usadas se asocian con fluidos de perforación, cementación, control y limpieza, empleo de herramientas rotatorias en hoyos direccionales y herramientas para completación de pozos. Su aplicación ha permitido que al cierre de 2015 se tengan más de 7.000 pozos activos.

3. Adicional a las tecnologías ya implantadas con sinergia entre los socios, para el período 2016-2025, se estima la aplicación de otras tecnologías enfocadas en: perforación bajo balance para controlar pozos y evitar daños a los yacimientos, perforación multilateral, direccionamiento en perforaciones altamente desviadas y nuevas opciones para el aislamiento de agua durante la rehabilitación de pozos.

Hasta ahora, las Empresas Mixtas liviano - mediano han aplicado tecnologías en sinergia con los socios para incrementar su producción. En su mayoría, dichas tecnologías se enfocan en actividades con taladro (perforación y reacondicionamiento), las cuales apuntan a la disminución de tiempos improductivos, minimización del daño en formación y optimización de los costos.

A continuación se refleja el total de Empresas Mixtas constituidas hasta la fecha, de acuerdo a la estructura interna manejada en PDVSA.

TABLA • EMPRESAS MIXTAS CONSTITUIDAS HASTA 2015

DIRECCIÓN ORIENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
DIVISIÓN FURRIAL	PETROQUIRIQUE, S.A. (QUIRIQUE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España
	BOQUERÓN, S.A.	11/10/06	60,00	26,67	Boqueron Holdings	Holanda
				13,33	PEI	Austria
DIRECCIÓN COSTA AFUERA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
DIVISIÓN COSTA AFUERA	PETROWARAO, S.A. (PEDERNALES)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROSUCRE, S.A.	19/12/07	74,00	26,00	ENI	Italia
	PETROLERA PARIA, S.A.	19/12/07	60,00	32,00	SINOPEC	China
				8,00	INE Oil & Gas INC	Venezuela
	PETROLERA GÚIRIA, S.A.	10/01/08	64,25	19,50	ENI	Italia
				16,25	INE Oil & Gas INC	Venezuela
DIRECCIÓN OCCIDENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
DIVISIÓN LAGO	PETROREGIONAL DEL LAGO, S.A.	10/08/06	60,00	40,00	SHELL	Holanda
	PETROINDEPENDIENTE, S.A.	11/08/06	74,80	25,20	CHEVRON	EE.UU.
				26,35	INTEGRA OIL AND GAS SAS	Francia
	LAGOPETROL, S.A.	27/12/07	69,00	3,10	EHCOPEK	Venezuela
				1,55	CIP	Venezuela
	PETROWARAO, S.A.(AMBROSIO)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.(INTERCAMPO)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO	PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (BLOQUE X)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia
	PETROBOSCÁN, S.A.	11/08/06	60,00	39,20	CHEVRON	EE.UU.
				0,80	INEMAKA	Venezuela
	BARIPETROL, S.A.	09/08/06	60,00	17,50	SUZUM	Portugal
				5,00	PFC	Venezuela
				17,50	PERENCO	Francia
	PETROPERIJÁ, S.A.	21/09/06	60,00	40,00	DZO	Holanda
DIVISIÓN COSTA ORIENTAL DEL LAGO	PETROWAYU, S.A.	04/09/06	60,00	36,00	PETROBRAS	Brasil
				4,00	Williams International Oil & Gas	EE.UU.
	PETROURDANETA	03/04/12	60,00	40,00	Odebrecht E&P	España
	PETROCABIMAS, S.A.	02/10/06	60,00	40,00	SEPCA	Venezuela
	PETROCUMAREBO, S.A.	24/10/06	60,00	40,00	PFC	Venezuela
DIVISIÓN SUR DEL LAGO	PETROZAMORA	04/05/12	60,00	40,00	Gazprombank	Rusia
	PETROQUIRIQUE, S.A. (MENE GRANDE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España

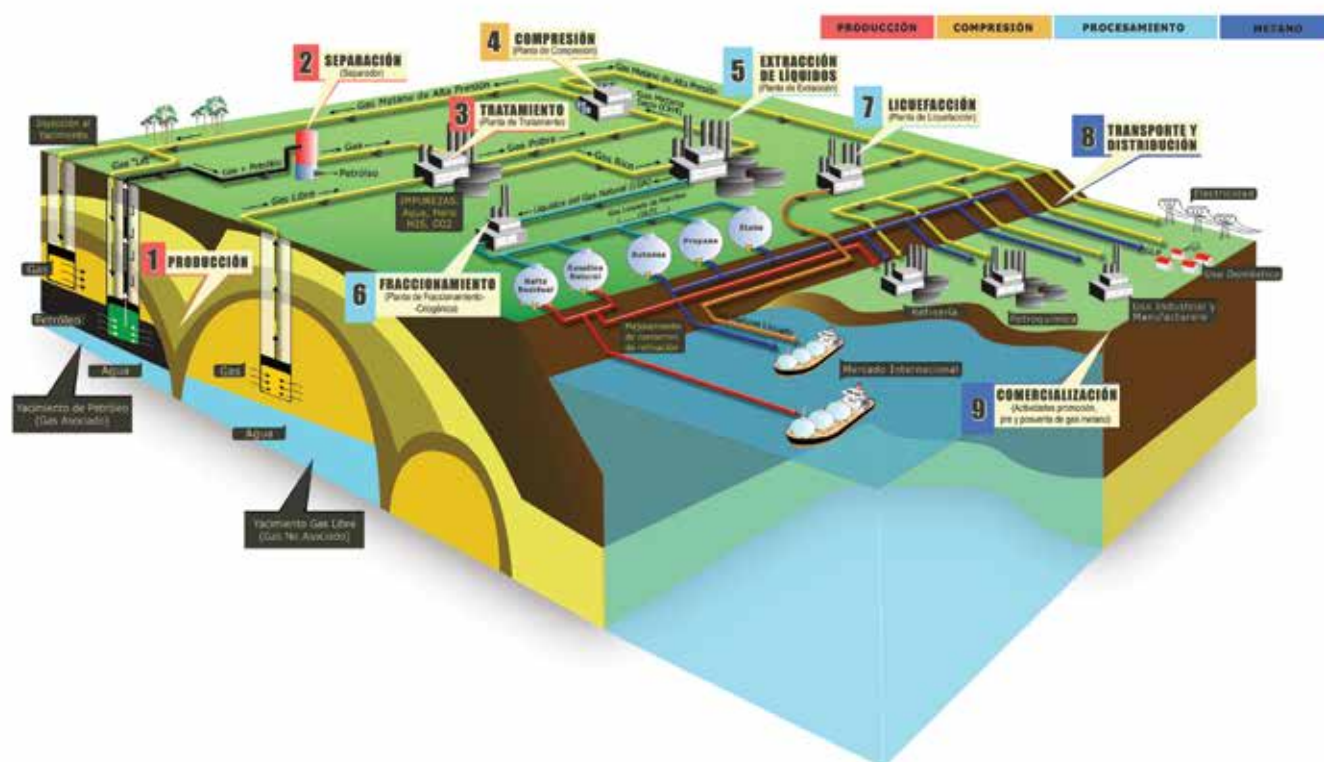
DIRECCIÓN FAJA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
DIVISIÓN JUNÍN	PETROLERA INDOVENEZOLANA, S.A.	08/04/08	60,00	40,00	ONGC	India
	PETROCEDEÑO, S.A.	11/12/07	60,00	30,32	TOTAL	Francia
	PETRO SAN FELIX, S.A.	21/02/08	100,00	9,677	STATOILHIDRO	Noruega
	PETROMIRANDA, S.A.	20/04/10	60,00	-	-	-
	PETROMACAREO, S.A.	17/09/10	60,00	40,00	Consortio Nacional Petrolero	Rusia
	PETROURICA, S.A.	14/12/10	60,00	40,00	PETROVIETNAM	Vietnam
	PETROJUNÍN, S.A.	14/12/10	60,00	40,00	CNPC	China
DIVISIÓN CARABOBO	PETRODELTA, S.A.	03/10/07	60,00	40,00	ENI	Reino Unido
	PETROLERA SINOVENSA, S.A.	01/02/08	60,00	40,00	HRN	EE.UU
	PETROMONAGAS, S.A.	21/02/08	83,33	16,67	CNPC	China
				11,00	Rosneft Energy GMBH	Rusia
				11,00	REPSOL	España
	PETROCARABOBO, S.A.	25/06/10	60,00	11,00	PC Venezuela	República de Mauricio
				11,00	Petrocarabobo Ganga	Países Bajos
				7,00	Indoel Netherlands B.V.	Países Bajos
	PETROINDEPENDENCIA, S.A.	25/06/10	60,00	34,00	Chevron	Dinamarca
				5,00	JCU	Reino Unido
DIVISIÓN AYACUCHO	PETROVICTORIA, S.A.	14/11/13	60,00	1,00	Suelopetrol	España
	PETROKARIÑA, S.A.	31/08/06	60,00	40,00	ROSNEFT	Rusia
	PETROVEN-BRAS, S.A.	04/09/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	INVESTORA MATA	Venezuela
	PETROURITUPANO, S.A.	04/09/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	COROIL	Venezuela
	PETRONADO, S.A.	15/09/06	60,00	22,00	PETROBRAS	Brasil
				18,00	VENEZUELA US	EE.UU
				26,00	CGC	Argentina
	PETROCURAGUA, S.A.	18/10/06	60,00	8,36	BPE	Ecuador
				5,64	KNOC	Korea
	PETROZUMANO, S.A.	06/11/07	60,00	12,00	OPEN	Venezuela
				28,00	CIP	Venezuela
	PETROLERA KAKI, S.A.	28/11/06	60,00	22,67	CNPC	China
	PETROLERA VENCUPET	03/12/10	60,00	17,33	INEMAKA	Venezuela
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A. (CARACOLLES)	28/11/06	75,00	25,00	Inversiones Polar S.A	Venezuela
	PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (GUARA ESTE)	14/12/07	60,00	40,00	CUPET	Cuba
	PETROPIAR, S.A.	19/12/07	70,00	30,00	CHEVRON	EEUU
DIVISIÓN BOYACÁ				20,00	Comercial Cupet, S.A	Cuba
	PETROLERA VENANGOCUPET	26/11/12	60,00	20,00	Sonangol Pesquisa & Producao, S.A	Angola
DIVISIÓN BOYACÁ	PETROGUÁRICO, S.A.	25/10/06	70,00	30,00	Teikoku	Japón

Nota: Las Empresas Mixtas Petrolera Indovenzolana, S.A., Petrodelta, S.A., Petroven-Bras, S.A., Petroritupano, S.A., Petronado, S.A., Petrocuragua, S.A., Petrozumano, S.A., Petrolera Kaki, S.A., Petrolera Vencupet, Petrolera Sino-Venezolana, S.A., Petrolera Bielovenzolana, S.A., Petrolera Venangocupet, Petroguárico, S.A., operan campos fuera o en áreas limítrofes de la FPO Hugo Chávez. A pesar de no operar bloques de la misma, administrativamente pertenecen a la Dirección Faja.

PDVSA GAS

PDVSA Gas, S.A., se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado; extracción, fraccionamiento, almacenaje, comercialización y despacho de LGN, transporte, distribución y comercialización de gas metano. Estas actividades son llevadas a cabo por los negocios que integran la cadena de valor de esta filial:

CADENA DE VALOR DE PDVSA GAS



En algunos casos, dichas actividades son ejecutadas por varias filiales/negocios/organizaciones:

- Explotación, separación, tratamiento y compresión: PDVSA Petróleo, PDVSA Gas, diversas empresas mixtas y Licencias de Gas en tierra otorgadas en 2001 y 2007.
- Procesamiento del gas natural: responsabilidad exclusiva de PDVSA Gas.
- Comercialización de los derivados del gas natural (metano, etano, LGN y GLP): es realizada entre PDVSA Gas y PDVSA Gas Comunal.
- Comercialización de LGN en el mercado de exportación: la realiza PDVSA Petróleo, en representación de PDVSA Gas.

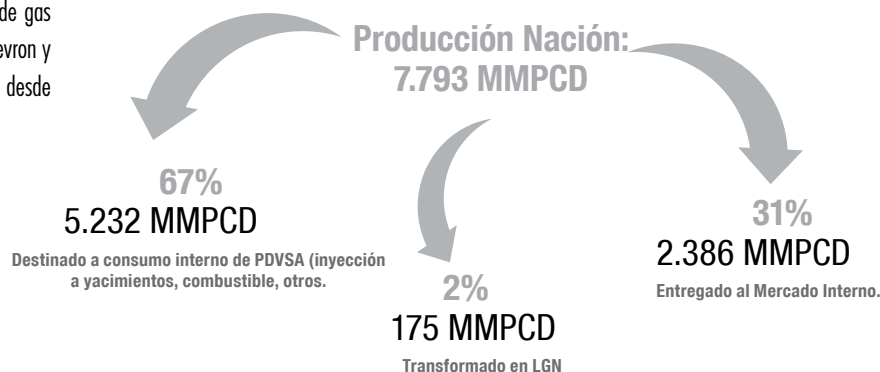
Producción y disponibilidad de Gas Natural y LGN

Gas

La disponibilidad total de gas natural, en el ámbito nacional, se ubicó en 7.793 MMPCD, de los cuales 7.756 MMPCD corresponden a producción bruta de gas natural nacional y 37 MMPCD de gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPETROL a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte (aporte desde Colombia hasta el 30 de junio 2015, por finalización de contrato).

PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL	VOLUMEN
	MMPCD
Anaco	772
PDVSA GAS	772
Dir. Ejecutiva Oriente	4.959
Dir. Ejecutiva Occidente	465
Dir. Ejecutiva Faja	264
E y P	5.688
Dir. Ejecutiva Oriente	88
Dir. Ejecutiva Costa Afuera	45
Dir. Ejecutiva Occidente	186
Dir. Ejecutiva Faja	475
EMPRESAS MIXTAS	793
Cardon IV	139
CARDON IV	139
Gas Guárico	42
Quiriquire Gas	161
Ypergas	140
Bielovenzolana	21
LICENCIAS	364
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN	7.756
Compras al exterior	37
TOTAL DISPONIBLE	7.793

El gas producido fue destinado a consumo interno de PDVSA (inyección a yacimientos, combustible, otros), transformación en LGN y al mercado interno, tal como se muestra en la siguiente gráfica:



Líquido del gas natural (LGN)

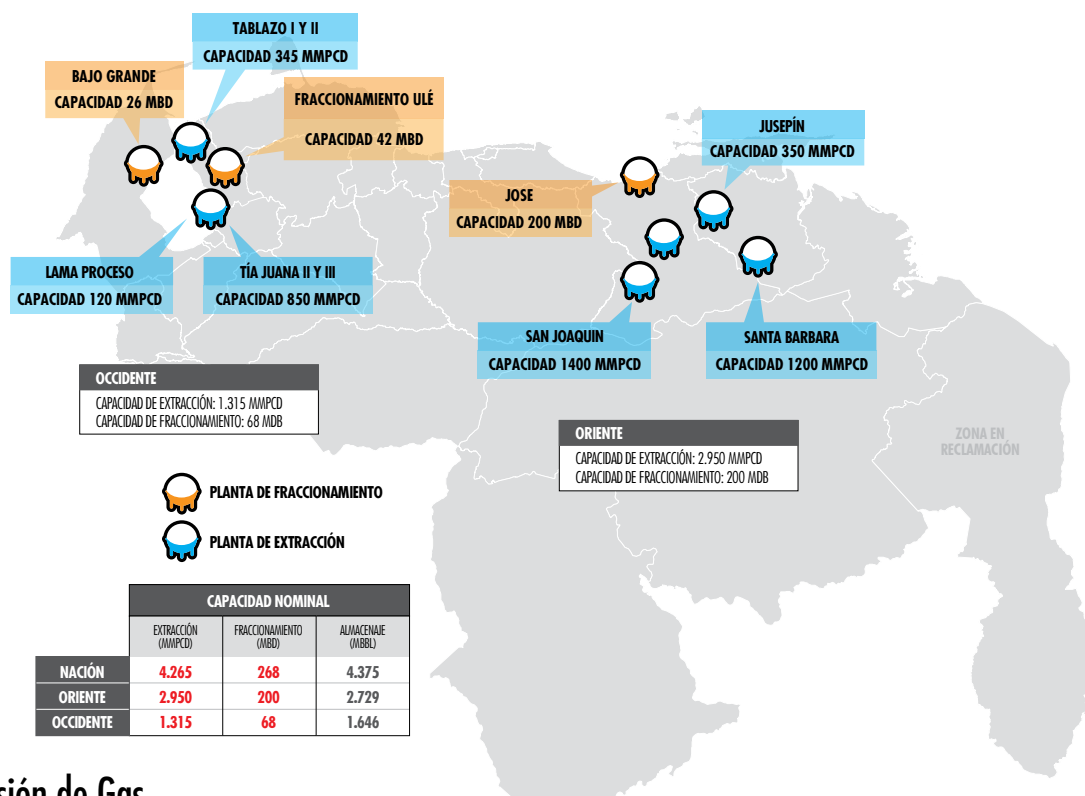
Al cierre del período se alcanzó una producción de 117 MBD y se realizaron compras de GLP por 25 MBD, obteniéndose una disponibilidad de 142 MBD.

TABLA • DISPONIBILIDAD LGN

LGN	MBD
Oriente	117
PRODUCCIÓN LGN	117
Refinerías (Nacionales e Isla)	4
Importación	21
COMPRAS DE GLP	25
TOTAL DISPONIBLE	142

Los procesos de extracción y fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA Gas, para lo cual cuenta con instalaciones en el oriente y occidente del país, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura:

INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN



Compresión de Gas

Al cierre del período, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 151 plantas y 553 unidades de compresión, distribuidas en el oriente y occidente del país, como se muestra en el gráfico anexo.

INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN

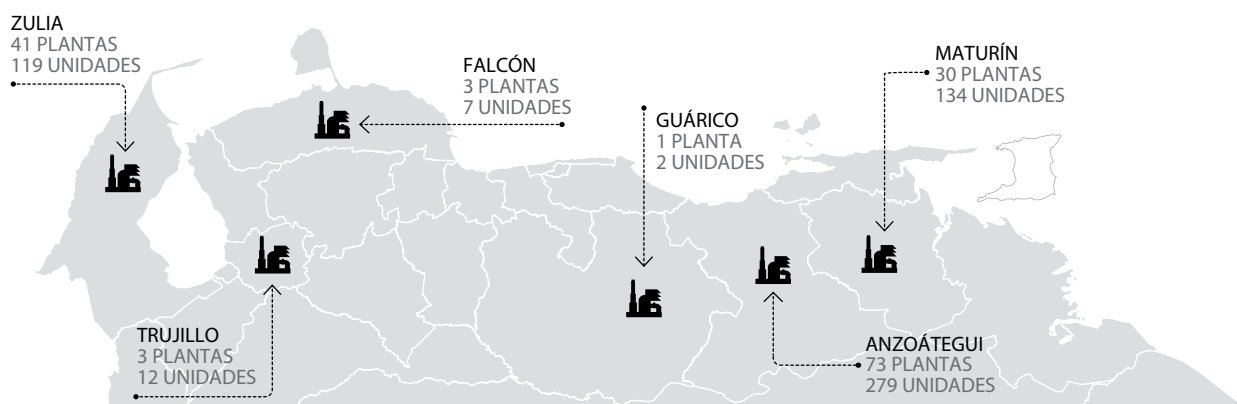


TABLA • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN POR NEGOCIO

NEGOCIOS PDVSA	PLANTAS	MÁQUINAS	SERVICIOS
PDVSA Gas	39	170	
EyP Oriente	12	48	
EyP Faja	26	94	
Empresas Mixtas	27	103	
Sub-total Oriente	104	415	
EyP Occidente	34	96	
Empresas Mixtas	13	42	
Sub-total Occidente	47	138	
TOTAL	151	553	

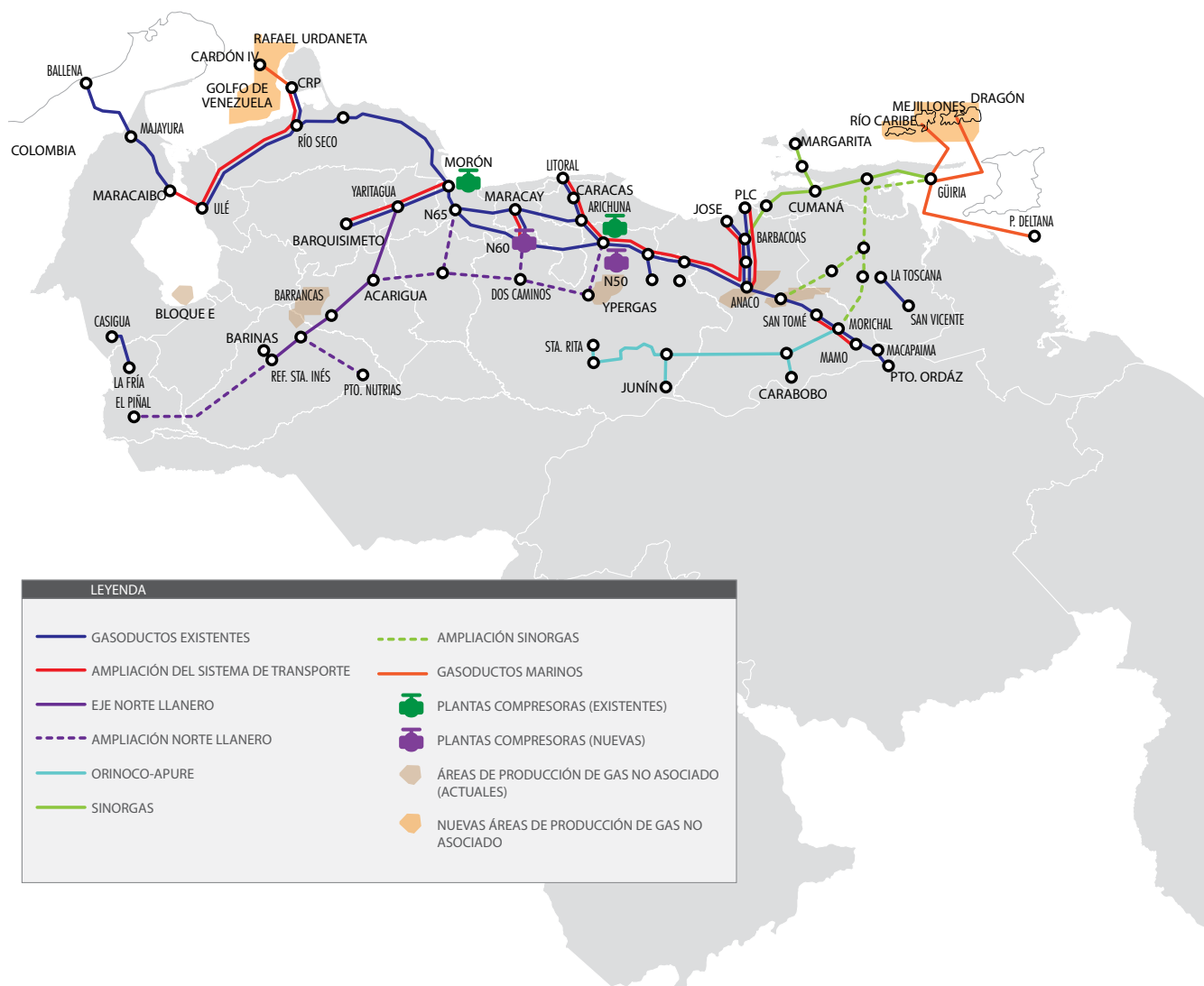
- Mercado interno
- Inyección de gas
- Generación eléctrica
- Levantamiento artificial

Transporte, Distribución y Comercialización

Gas

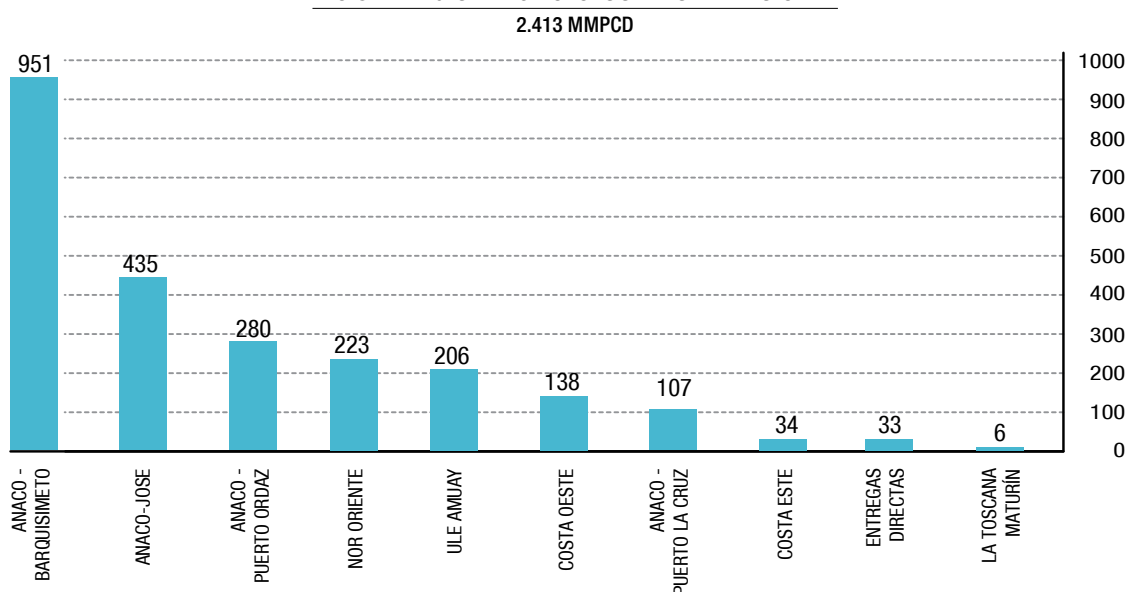
El transporte y la distribución del gas en el territorio nacional se realiza a través de los sistemas de transporte de gas de alta presión (gasoductos), distribuidos geográficamente en gran parte del territorio nacional (oriente, centro, centro occidente y occidente), dentro de los cuales se cuenta con siete sistemas y tres plantas compresoras:

- a. Sistema Anaco – Barquisimeto - Río Seco.
- b. Sistema Anaco - Jose / Puerto La Cruz.
- c. Sistema Anaco - Puerto Ordaz.
- d. Sistema Toscana - San Vicente.
- e. Sistema Ulé - Amuay.
- f. Sistema Transoceánico (Gasoducto Antonio Ricaurte).
- g. Sistema Nororiental G/J José Francisco Bermúdez.
- h. Plantas Compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón.



Con esa infraestructura, se logró transmitir y distribuir un volumen promedio de 2.413 MMPCD en forma segura y confiable a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano en el ámbito nacional.

VOLUMEN DE GAS MANEJADO POR SISTEMAS DE TRANSPORTE



En cuanto a la comercialización del gas metano, al cierre del año 2015, se alcanzó una venta promedio de 2.387 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera a los distintos sectores económicos en el ámbito nacional:

VENTAS DE GAS POR SECTOR	VOLUMEN MMPCD	%
Eléctrico	936	39,2%
Petrolero	480	20,1%
Petroquímico	393	16,5%
Siderúrgico	180	7,5%
Manufacturero	176	7,4%
Distribuidor	103	4,3%
Cemento	73	3,1%
Aluminio	26	1,1%
Doméstico	15	0,6%
Autogas	5	0,2%
TOTAL VENTAS	2.387	100%

LGN

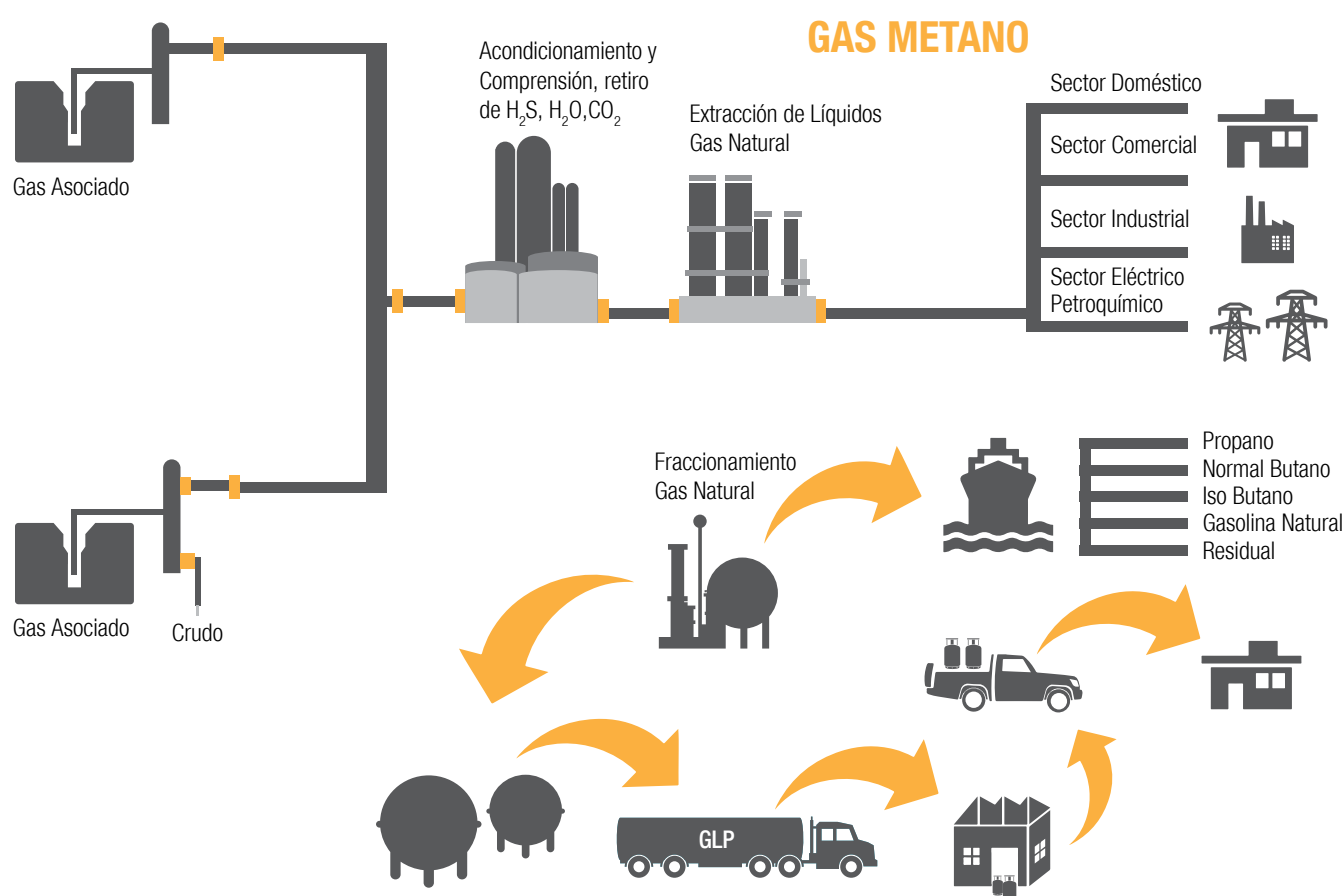
Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales, siendo el volumen al cierre del año 140 MBD:

VENTAS LGN	MBD
Mercado Interno	43
Pequiven	42
Producción EyP	31
Refinación	18
Exportación	5
Industrialización	1
TOTAL	140

GAS DOMÉSTICO Y COMERCIAL

El servicio de Gas Doméstico y Comercial en la República Bolivariana de Venezuela está siendo cubierto en forma mayoritaria por PDVSA, tanto por las filiales de PDVSA Gas Comunal (GLP) como PDVSA Gas (Metano).

PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE GAS



PDVSA Gas Comunal

Tiene la misión de garantizar el suministro de GLP como servicio público, además de la ejecución de proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Se encarga del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP desde las plantas de llenado hasta el usuario final, incluyendo dentro de su cadena de valor la fabricación y reparación de bombonas, tanques y válvulas.

Actualmente, PDVSA Gas Comunal opera 65 plantas de llenado de GLP de un total de 91 plantas en el territorio nacional y una flota de 448 chutos, 325 cisternas y

2.539 camiones para el despacho de bombonas y granel, permitiendo atender a 4.694.673 familias mensualmente.

En 2015, se fabricaron/repararon 337.432 bombonas, se repararon 86.854 válvulas y se fabricaron/repararon 303 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial.

Dentro de los logros más importantes de PDVSA Gas Comunal en el año 2015, se resaltan los siguientes:

Construcción de plantas de llenado de GLP: Durante el año 2015, se puso en marcha la planta de llenado de GLP "Paramaconi Rivas Rondon" ubicada en los Teques, estado Miranda, con capacidad de almacenamiento de 30.000 galones en su primera fase. Esta planta de llenado de GLP atenderá a 70.000 familias.

Manufactura de tanques para el transporte de GLP: Durante el año 2015, se continuó con la manufactura de tanques tipo cisterna para el transporte de GLP, se culminó una cisterna de 12.500 galones.

Empresa de Producción Social Directa Comunal (EPSDC): En 2015, se inauguraron cuatro centros de acopio construidos por PDVSA Gas Comunal y se pusieron en marcha cinco rutas de distribución, conjuntamente con las comunidades organizadas; teniendo a la fecha 99 EPSDC en el territorio nacional, que atienden a 1.008.666 familias.

Construcción de Sala Nacional de Control y Monitoreo: Durante el año 2015, se puso en marcha la Sala Nacional de Control y Monitoreo de GLP ubicada en

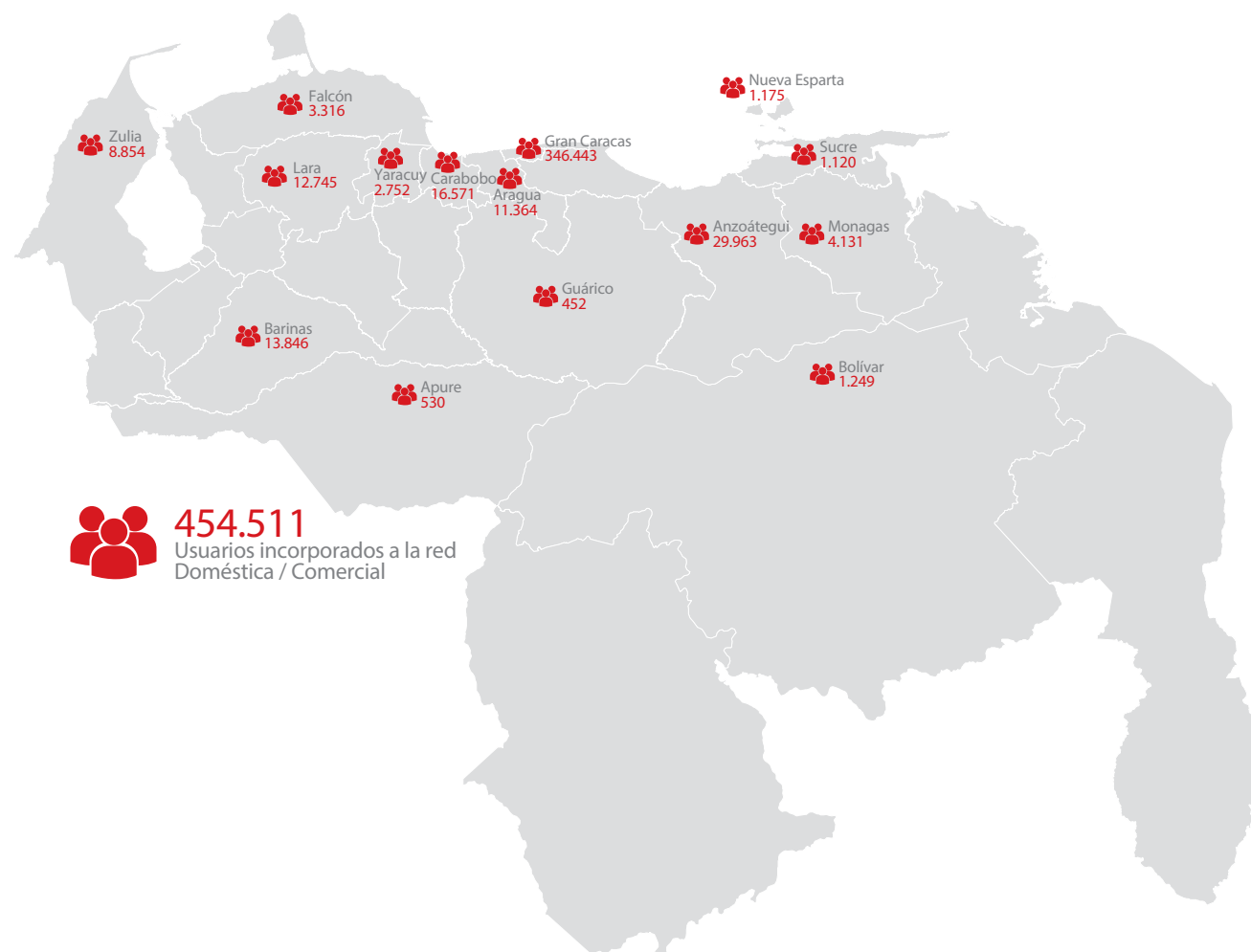
Guarenas, estado Miranda, la cual en una primera fase efectuará el monitoreo de la flota en tiempo real y posteriormente el monitoreo de las rutas de distribución de GLP.

PDVSA Gas

Transporte y distribución de gas: Es un proceso que consiste en transportar gas metano a través de tuberías de amplia capacidad, a los diferentes centros de consumo industrial, doméstico y comercial, en forma rentable, segura y eficiente, manteniendo la integridad de las instalaciones en armonía con el ambiente y el entorno. En la actualidad, el servicio de gas directo está llegando cada día a más familias venezolanas a través de la Gran Misión Vivienda Venezuela, en la cual los nuevos urbanismos son concebidos con acceso al gas por tuberías.

Es importante mencionar que el sector doméstico está referido a 454.511 usuarios administrados por PDVSA GAS, de los cuales 99% es para uso residencial y 1% para uso comercial.

USUARIOS DE GAS DOMÉSTICO 2015



REFINACIÓN

Capacidad de Refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.730 MBD para el año 2015.

UBICACIÓN	PROPIETARIO	PARTICIPACIÓN PDVSA	CAPACIDAD DE REFINACIÓN	
			CAPACIDAD NOMINAL	PARTICIPACIÓN NETA PDVSA
		(%)	(MBD)	(MBD)
VENEZUELA				
CRP, Falcón	PDVSA	100	955	955
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	187	187
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	16	16
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
TOTAL VENEZUELA			1.303	1.303
CARIBE				
Isla ¹	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos, Cuba	CUVENPETROL ²	49	65	32
Jamaica	PETROJAM ³	49	35	17
Haina, República Dominicana	Refidomsa PDVSA ⁴	49	34	17
TOTAL CARIBE			469	401
ESTADOS UNIDOS				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	HOVENSA ⁵	50	495	248
Sweeny, Texas	PDV Sweeny ⁶	50	110/58	55/29
TOTAL ESTADOS UNIDOS			1.244	997
EUROPA				
Nynäshamn, Suecia	NYNAS ⁷	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS ⁷	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS ⁷	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS ⁷	25	18	5
TOTAL EUROPA			67	29
TOTAL MUNDIAL			3.083	2.730

¹Arrendado en 1985 por 20 años. En 1994 se llevó a cabo una renegociación, donde se extiende el periodo de arrendamiento hasta el año 2019.

²Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

³Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ).

⁴Una empresa mixta con Refidomsa.

⁵Una empresa mixta con Hess Co.

⁶Una empresa mixta con Conoco Phillips.

⁷Una empresa mixta con Neste Oil AB.

Refinación Nacional

El negocio de refinación nacional de PDVSA cuenta con seis refinерías: Amuay, Cardón, Bajo Grande, El Palito, Puerto La Cruz y San Roque, ubicadas en diferentes regiones del país.

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional para 2015, fue de 863 MBD (se descuenta la transferencia de 3 MBD de residual al crudo procesado en Refinería El Palito, proveniente de la Refinería Puerto La Cruz). Adicionalmente, se recibieron 149 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 1.012 MBD de productos, de los cuales 290 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 282 MBD a jet y destilados, 294 MBD residuales, 14 MBD asfaltos, 5 MBD a lubricantes y 127 MBD a otros productos.

A continuación se describen las refinерías que componen el Sistema de Refinación Nacional:

• Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

Tiene una capacidad nominal de 971 MBD, conformado por las refinерías: Amuay (645 MBD), Cardón (310 MBD), ubicadas en la Península de Paraguaná, y la Refinería Bajo Grande, en el estado Zulia, con una capacidad de 16 MBD, destinada a la producción de asfalto.

El volumen de crudo procesado en el CRP en 2015, fue de 587 MBD. Por otra parte, se recibieron 91 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 678 MBD de productos, de los cuales 175 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 207 MBD a jet y destilados, 177 MBD a residuales, 14 MBD a asfaltos, 5 MBD a lubricantes y 100 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en CRP, 55% se destina al mercado interno y 45% al mercado de exportación, con despacho de productos a países del Caribe, Centro y Suramérica, Europa y África.

• Refinería Puerto La Cruz (RPLC)

El Complejo de Refinación Oriente, ubicado en el estado Anzoátegui, posee una capacidad total de procesamiento de 192 MBD de crudos livianos y pesados, y está conformado por las instalaciones de la Refinería Puerto La Cruz, que cuenta con tres destiladoras atmosféricas principales (DA-1, DA-2 y DA-3) con capacidad de procesamiento de 187 MBD y las instalaciones de la Refinería San Roque (SRQ) (DA -4), la cual procesa 5 MBD de crudo parafinoso, siendo la única refinерía de producción de parafinas en el país.

El volumen de crudo procesado en la RPLC/SRQ para 2015, fue de 179 MBD. Además, se recibieron 47 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 225 MBD de productos, de los cuales 67 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 56 MBD a jet y destilados, 85 MBD a residuales y 17 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 44% al mercado local y 56% para el mercado de exportación, dirigido a los países del Caribe, América, Europa y Asia. Adicionalmente, se está ejecutando el proyecto de Conversión Profunda de RPLC, cuya orientación es el procesamiento de crudo pesado y extrapesado de la FPO Hugo Chávez.

• Refinería El Palito (RELPL)

Actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD de crudo mediano, actualmente. Está ubicada en el Estado Carabobo.

El volumen de crudo procesado en RELPL en 2015, fue de 100 MBD. Adicionalmente, se recibieron 103 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 203 MBD de productos, de los cuales 86 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 69 MBD a jet y destilados, 38 MBD a residuales y 10 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 79% al mercado local y 21% para el mercado de exportación, dirigido a los países de América y Asia.

Refinación Internacional

PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar en 2015, un volumen de crudos de 956 MBD, de los cuales 433 MBD fueron suministrados por PDVSA. Igualmente, se recibieron 127 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos fue de 1.083 MBD, de los cuales 442 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 145 MBD a jet y destilados, 322 MBD a residuales, 11 MBD a asfalto, 9 MBD a lubricantes y 154 MBD a otros productos y especialidades.

Para el año 2015, se redujo la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior, al concretarse la venta de Chalmette Refining LLC.

Norteamérica

• CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos por medio de las siguientes refinерías:

1. Lake Charles, situada en la zona del Golfo de México, con una capacidad de refinación de 425 MBD. Es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos. Además de la refinерía, agrupa una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas.
2. Corpus Christi, ubicada en la costa del Golfo de México. Se compone de dos plantas, consolidando ambas una capacidad de refinación de 157 MBD.

3. Lemont, ubicada en la región norte de EE.UU. con una capacidad de refinación de 167 MBD.

En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

En 2015, el volumen de crudo procesado en CITGO fue de 720 MBD. Adicionalmente, se recibieron 113 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 833 MBD de productos, de los cuales 384 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 72 MBD a jet y destilados, 244 MBD a residuales, 133 MBD a otros productos y especialidades.

• Chalmette Refining LLC (CRLLC)

Durante 2015 se concretó la venta de la refinería por lo que no se considera en el balance ni en la capacidad de refinación.

• Merey Sweeny LP (MSLP)

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de Coquificación Retardada de 58 MBD y una unidad de Destilación al Vacío de 110 MBD, integradas dentro de una refinería propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas, donde cada parte posee 50% de las acciones. ConocoPhillips, ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny con crudo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de crudo merey de 16°API desde Venezuela. La duración del contrato es por 20 años. Los ingresos de la empresa mixta Sweeny consisten en los honorarios pagados por ConocoPhillips a la empresa mixta bajo el acuerdo de procesamiento, más cualquier ingreso proveniente de la venta de coque a terceras partes.

• Hovensa, LLC

PDVSA Virgin Islands, posee 50% de las acciones en la Refinería HOVENSA, ubicada en las Islas Vírgenes de los EE.UU., en sociedad con Hess Corporation; con capacidad de refinación de 495 MBD. Actualmente, Hovensa opera como un terminal de almacenaje de hidrocarburos, ya que la refinería cerró operaciones el mes de febrero de 2012.

Caribe

• Refinería Isla

Ubicada en Curazao, fue construida en el año 1915, e inició sus operaciones en 1918. En 1985, PDVSA asumió las operaciones de la refinería por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno de Curazao por un período de 20 años. En el año 1994 se llevó a cabo una renegociación donde se acordó una extensión del arrendamiento hasta el año 2019.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa crudo venezolano liviano y pesado. Los productos obtenidos se suministran principalmente al Caribe y

Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. La Refinería Isla cuenta con un Complejo de Lubricantes, que permite la elaboración de Bases Parafínicas y Nafténicas.

En 2015, el volumen de crudo procesado fue de 178 MBD y se recibieron 5 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 183 MBD de productos, de los cuales 51 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 53 MBD a jet y destilados, 57 MBD a residuales, 2 MBD a asfalto, 2 MBD a lubricantes y 17 MBD de otros productos. Operacionalmente, los insumos y productos de la Refinería Isla son contabilizados dentro del Sistema de Refinación Internacional y se intercambian con el Sistema de Refinación Nacional; por ello los volúmenes de ambos sistemas no se suman directamente.

• Cuvenpetrol, S.A. - Refinería Camilo Cienfuegos

El 10 de abril de 2006, se constituyó la empresa mixta PDV Cupet, S.A., con la finalidad de realizar actividades de compra, almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir de 2009, se convirtió en la empresa mixta Cuvenpetrol, S.A., con el objetivo estratégico de desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando esquemas de conversión profunda y generando insumos para el desarrollo de la Industria Petroquímica. La empresa mixta implementó el Proyecto de Reactivación de Refinería Cienfuegos en diciembre de 2007, con capacidad para procesar 65 MBD de crudo.

En 2015, el volumen de crudo procesado en la Refinería fue de 49 MBD y se obtuvo una producción de 7 MBD de gasolinas y naftas, 18 MBD de jet y destilados, 21 MBD de residuales y 3 MBD de otros productos y especialidades.

• Petrojam Limited – Refinería Kingston

En el marco del acuerdo PETROCARIBE, el 14 agosto de 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación de Crudo de Jamaica (PCJ), el cual se consolida el 30 enero de 2008 con la constitución de la empresa mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%).

La Refinería Kingston está ubicada en el Puerto de Kingston, y desde 1993 ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. La refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD.

El volumen de crudo procesado en 2015 fue de 22 MBD, y se obtuvo una producción de 3 MBD de gasolinas y naftas, 5 MBD de jet y destilados, 12 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades.



• REFIDOMSA PDV, S.A. — Refinería Dominicana de Petróleo

En diciembre de 2010, PDVSA a través de PDV Caribe, S.A., adquirió parte del capital social de REFIDOMSA y fue constituida una empresa mixta denominada Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (REFIDOMSA PDV, S.A.) con participación accionaria de 51% por el Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

La Refinería Dominicana de Petróleo está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana. REFIDOMSA suplente aproximadamente 70% del mercado local dominicano de combustibles. Opera como empresa refinadora y terminal de importación; además, posee una capacidad de procesamiento de 34 MBD, alimentada con crudos venezolanos y en menor proporción con crudos mexicanos.

El volumen de crudo procesado en REFIDOMSA en 2015, fue de 7 MBD, y se obtuvo una producción de 2 MBD de gasolinas y naftas, 3 MBD de jet y destilados, 2 MBD de residuales. Durante el año 2015 la Refinería tuvo una parada total para realizar mantenimiento preventivo a todos sus equipos y plantas.

Europa

• Nynas AB

A través de Nynas AB, empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa B.V. y 50% de Neste Oil, PDVSA tiene una participación de 50% en dos refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y un complejo para bases lubricantes en Hamburg, Alemania, a través de Nynas AB también posee 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra.

La Refinería en Nynäshamn produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas, mientras que las Refinerías en Eastham y Gothenburg son especializadas en producción de asfalto. Es importante destacar, que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos.

A inicios del año 2014 se concretan dos cambios en la operación del negocio, la conversión a depósito de la refinería Dundee en Escocia y la incorporación de la planta de bases lubricantes de la refinería Harburg al circuito Nynas, en acuerdo con Shell. La nueva planta de producción será un sitio central para Nynas con una producción anual de aceites especiales de hasta 330.000 toneladas (aprox. 6 MBD). Esto representa un aumento de 30% en la producción de aceites de especialidad de la empresa. Con la toma de control estratégico de las instalaciones de producción de Harburg, Nynas crecerá en aproximadamente 220 miembros del personal en los próximos tres años.

En 2015, el volumen de crudo procesado en Nynas fue de 31 MBD. Adicionalmente, se recibieron 17 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 48 MBD de productos, de las cuales 11 MBD corresponden a jet y destilados, 4 MBD a residuales, 18 MBD a asfalto, 13 MBD a lubricantes y 2 MBD a otros productos y especialidades.

TABLA • BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL

	2015 MBD		2014 MBD		2013 MBD	
CAPACIDAD TOTAL DE REFINACIÓN	3.083		3.267		3.267	
PARTICIPACIÓN DE PDVSA EN LA CAPACIDAD	2.730		2.822		2.822	
CRUDO - SUMINISTRADO POR PDVSA						
Liviano	284	14%	332	15%	312	14%
Mediano	596	29%	639	29%	649	29%
Pesado	416	20%	417	19%	454	21%
SUBTOTAL	1.296	63%	1.388	63%	1.415	64%
CRUDO - SUMINISTRADO POR TERCEROS						
Liviano	352	17%	283	13%	241	11%
Mediano	2	0%	58	3%	96	4%
Pesado	168	8%	209	10%	191	9%
SUBTOTAL	522	25%	550	26%	528	24%
OTROS INSUMOS						
Suministrados por PDVSA	155	8%	155	7%	185	8%
Suministrados por Terceros	122	6%	129	6%	107	5%
Total Transferencias ⁴	-40	-	-38	-2%	-28	-1%
Gasolinas / Naftas	-32	-	-34	-	-20	-
Destilados	-8	-	-4	-	-8	-
SUBTOTAL	237	12%	246	11%	264	12%
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN						
Suministrado por PDVSA ¹	1.451	71%	1.543	70%	1.600	71%
Suministrado por Terceros	644	31%	679	32%	635	29%
Transferencias	-40	-	-38	-2%	-28	-
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN	2.055	100%	2.184	100%	2.207	100%
Factor de Utilización ²	67%		77%		78%	
PRODUCTOS OBTENIDOS ³						
Gasolinas / Naftas	733	-	794	-	773	-
Gasolinas / Naftas Transferida ⁴	-32	-	-34	-	-20	-
TOTAL GASOLINAS/NAFTAS	701	34%	760	35%	753	34%
Destilados	428	-	697	-	704	-
Destilados Transferidos ⁴	-8	-	-4	-	-8	-
TOTAL DESTILADOS	420	20%	693	32%	696	32%
Residual de bajo Azufre	312	15%	104	5%	107	5%
Residual de alto Azufre	249	12%	316	14%	282	13%
Asfalto	24	1%	25	1%	25	1%
Lubricantes	14	-	13	-	11	-
Lubricantes Transferidos ⁴	-	-	-	-	-	-
TOTAL LUBRICANTES	14	1%	13	1%	11	0%
Petroquímicos	44	2%	53	2%	57	3%
Otros	289	-	236	-	297	-
Otros Transferidos ⁴	-	-	-	-	-	-
TOTAL OTROS	289	14%	236	11%	297	13%
TOTAL PRODUCIDO	2.053	100%	2.200	101%	2.228	101%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	2	0%	-16	-1%	-21	-1%
TOTAL PRODUCIDO	2.055	100%	2.184	100%	2.207	100%

¹PDVSA aportó 71%, 70% y 71% de los requerimientos totales de crudos e insumos a las refinerías en las que posee participación para los años 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

²Cociente entre el crudo total para refinación y la participación de PDVSA en capacidad de refinación.

³La participación de PDVSA en la gama de productos.

⁴Productos recibidos y enviados, desde y hacia el sistema de refinación nacional e internacional.



COMERCIO Y SUMINISTRO

Para el año 2015 el precio del Dated Brent promedió 52,39 US\$/Bl, mientras que la Cesta Venezuela se ubicó en 44,65 US\$/Bl, 43,77 US\$/Bl por debajo del promedio del año 2014 cuando cerró en 88,42 US\$/Bl.

Los precios de los principales marcadores de crudo comenzaron el año 2015 cerca de sus niveles mínimos en los últimos seis años, en medio de un amplio suministro, altos inventarios y alta producción de crudo en EE.UU., que disminuyeron los precios hasta 60% del valor alcanzado durante el mes de junio 2014.

Luego de los mínimos valores alcanzados en los últimos seis años durante el mes de enero de 2015, los precios del petróleo comenzaron a recuperarse en los siguientes meses debido a los altos márgenes de refinación, los cuales fueron impulsados por el fuerte invierno que incrementó la demanda de combustibles para calefacción. Igualmente, a finales del primer trimestre del año, los continuos reportes de disminución de las plataformas de perforación en EE.UU., hacían presagiar la disminución de la producción de crudo de esquisto en el país norteamericano.

Durante el segundo trimestre del año, los precios continuaron encontrando soporte en los márgenes de refinación, esta vez apoyados en una fuerte demanda de gasolinas proveniente principalmente de EE.UU., debido a los bajos precios al detal comparados con años anteriores; ello junto con la continua caída de las plataformas de producción en el país norteamericano, que presagiaba una reducción en la producción de crudo estadounidenses; lo cual trajo como consecuencia que alcanzaran los precios de hidrocarburos más altos del año 2015, cuando el crudo marcador Dated Brent alcanzó los 64,23 US\$/Bl promedio en el mes de mayo.

A pesar de la alta tasa de refinación, durante el segundo trimestre del 2015 los inventarios de crudos en Europa y en EE.UU. alcanzaron niveles record por la alta producción de crudo a nivel global. De acuerdo a cifras publicadas por la OPEP, Arabia Saudita bombeó durante el segundo trimestre un promedio de 10,4 MMBD mientras que Irak produjo 3,35 MMBD, un aumento de 687 MBD y 240 MBD respectivamente, comparados con la producción promedio del año 2014. Igualmente, a pesar de la reducción del número de plataformas de producción activas en EE.UU., la producción de este país alcanzó en mayo su máximo nivel de 9,61 MMBD.

Durante los meses de verano, los refinadores seguían disfrutando de altos márgenes apoyados por el precio de las gasolinas, los cuales alcanzaron niveles no vistos en más de dos años, el precio de la gasolina superó en más de 27 US\$/Bl el precio del crudo Brent durante el mes de julio de 2015, pero a pesar de ello, la alta disponibilidad de crudo, principalmente liviano dulce, ejercía presión sobre los precios de los principales marcadores de crudo, haciéndolo retroceder desde su niveles máximos del año alcanzados en mayo.

No solo la alta disponibilidad de crudo ejerció presión sobre los precios, también la incertidumbre económica, proveniente principalmente de países asiáticos, ha jugado un papel importante en la caída de los precios de los hidrocarburos. La economía China ha venido desacelerándose producto de la debilidad persistente de su actividad fabril y el enfriamiento de la inversión. Como consecuencia de ello,

el Producto Interior Bruto (PIB) de China creció 6,9% en 2015, la cifra más baja desde que se iniciara la crisis financiera mundial y la primera vez desde 2009 que el PIB chino cae por debajo de 7%. Para ayudar a recuperar la economía, el Banco Central Popular de China (Central) ha recortado las tasas de interés. Para el mes de agosto del 2015, se habían realizado seis recortes en los últimos once meses, un período durante el cual las tasas de interés pasaron de 6% a 4,35%.

Durante el mes de julio de 2015, Irán y un grupo de seis países (China, EE.UU., Francia, Inglaterra, Rusia y Alemania) alcanzaron un acuerdo el día 14 de ese mes para limitar el programa de generación de energía nuclear iraní a cambio de levantar las sanciones internacionales y multilaterales. Entre los puntos acordados destacan que Irán no producirá uranio altamente enriquecido durante los próximos 15 años y se deshará de 98% del material nuclear que posee. EE.UU y Europa podrán verificar el grado de cumplimiento del acuerdo. Antes de comenzar el levantamiento de las sanciones, Irán deberá cumplir con los "pasos básicos" del convenio. De acuerdo a funcionarios iraníes, la nación persa pudiera aumentar producción de crudo en 500 MBD un mes luego de levantadas las sanciones.

Durante el último trimestre del año los precios continuaron cayendo, alcanzando 38,21 US\$/Bl en el mes diciembre, siendo este el menor precio promedio mensual desde el año 2004. La falta de acuerdo en la reunión del 04 de diciembre de la OPEP sobre la producción, tuvo incidencia directa en la caída de los precios durante el último mes del año 2015. En este sentido, los países del Golfo, con Arabia Saudita a la cabeza, se negaron a rebajar su producción de crudo por el temor a perder posiciones en el mercado tras la irrupción de EE.UU. gracias al fracking.

A mediados de diciembre, la decisión de la Reserva Federal de los EE.UU. de incrementar las tasas de interés en 0,25% fue una señal positiva respecto al crecimiento saludable registrado por la economía estadounidense en los últimos meses, sin embargo, esta medida presionó aún más los precios del petróleo a la baja. Asimismo, un comienzo de temporada de invierno más caliente de lo normal en el Hemisferio Norte, como consecuencia del impacto del fenómeno climático El Niño, hizo mermar la demanda estacional de combustible para calefacción impactando los precios a la baja.

Exportaciones de hidrocarburos

En este aspecto, se desarrollaron los objetivos de Comercio y Suministro que se detallan a continuación:

- Maximizar los ingresos de la Nación provenientes de las ventas de hidrocarburos al mercado internacional.
- Garantizar el suministro de hidrocarburos al mercado nacional e internacional alineado al nuevo orden geopolítico del país.
- Diversificar los mercados para crudos y productos con visión hacia el mercado asiático en China e India y dar soporte a la integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.
- Garantizar el suministro oportuno de los hidrocarburos a los países bajo los convenios del ALBA y PETROCARIBE.
- Disminuir los costos asociados al transporte, almacenamiento e infraestructura.

En 2015, las exportaciones de crudos y derivados de refinación alcanzaron un total de 2.425 MBD. Del total exportado, 1.950 MBD (80%) corresponden a crudo y 475 MBD (20%) a productos refinados.

En la tabla siguiente se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la Nación, para el período 2010-2015:

TABLA • EXPORTACIONES DE HIDROCARBURO LÍQUIDO TOTAL NACIÓN (MBD)

EXPORTACIONES	2015	2014	2013	2012	2011	2010
TOTAL DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS	2.425	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
EMPRESAS FILIALES	2.425	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
PDVSA Petróleo	2.051	1.947	2.017	2.213	2.038	2.010
PDVSA Gas	5	15	22	25	30	34
CVP	361	386	374	317	389	361
Commerchamp	8	9	12	13	12	10
PETRÓLEO	1.950	1.895	1.935	2.060	1.917	1.911
EMPRESAS FILIALES	1.950	1.895	1.935	2.060	1.917	1.911
PDVSA Petróleo	1.626	1.547	1.596	1.780	1.560	1.581
Liviano	114	228	287	358	400	388
Mediano	119	85	110	202	138	151
Pesado y extrapesado	1.393	1.235	1.199	1.220	1.022	1.043
CVP Mejorado y Pesado	324	349	339	280	357	329
PRODUCTOS	475	460	490	508	552	504
EMPRESAS FILIALES	475	460	490	508	552	504
PDVSA Petróleo	425	399	421	433	478	429
Gasolinas y naftas	48	44	36	30	46	49
Destilados	15	13	6	43	64	63
Combustible residual fuel oil	279	253	281	258	268	215
Asfalto	7	5	6	5	1	0,3
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	45	49	51	57	66	59
Otros	31	35	41	40	32	43
PDVSA Gas LGN y Gasolina Natural	5	15	22	25	30	34
CVP Coque y Azufre	37	37	35	37	32	31
Commerchamp	8	9	12	13	12	10
Combustible residual fuel oil	1	1	3	4	3	2
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	7	8	9	9	9	8

Exportación de la Nación (MBD)

A continuación se indica la distribución de las exportaciones de crudos y derivados de refinación:

- Exportación de crudo: Norteamérica: 733 MBD (38%); Asia: 802 MBD (41%); el Caribe: 255 MBD (13%), Europa: 150 MBD (7,6%); Suramérica 4 MBD (0,2%) y Centroamérica: 6 MBD (0,3 %).

- Productos refinados y LGN: Asia: 282 MBD (60%); Norteamérica: 71 MBD (15%); Suramérica: 34 MBD (7%); el Caribe: 30 MBD (6%); Europa: 33 MBD (7%); África y otros destinos: 21 MBD (4%) y Centroamérica 4 MBD (1%).

Finalmente, los destinos para las exportaciones totales fueron: Asia: 1.084 MBD (45%); Norteamérica: 804 MBD (33%); Caribe: 286 MBD (12%); Europa: 183 MBD (7,5%); Suramérica 37 MBD (1,5%); Centroamérica: 10 MBD (0,4%); África y otros destinos: 21 MBD (0,8%).

TABLA • EXPORTACIONES POR DESTINO MBD

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
TOTAL	1.950	1.897	475	460	2.425	2.357
NORTEAMÉRICA	733	761	71	76	804	837
EEUU Continental	731	761	70	75	801	836
Canadá	2	-	-	-	2	-
México	-	-	1	1	1	1
CARIBE INSULAR	255	312	31	29	286	341
Curazao	136	185	5	3	141	188
Aruba	7	5	3	0,4	10	5
Bahamas	-	-	1	0,4	1	0,4
Bonaire	-	-	0,2	0,4	0,2	0,4
Cuba	87	90	4	5	91	95
Antigua	-	-	0,1	1	0,1	1
Dominica	-	-	0,001	-	0,001	-
Haití	-	-	-	0,3	-	0,3
Jamaica	18	17	1	2	19	19
Puerto Rico	-	-	5	7	5	7
República Dominicana	7	15	9	8	16	23
San Cristóbal y Nieves	-	-	0,003	-	0,003	-
Santa Lucía	-	-	3	-	3	-
San Vicente y Las Granadinas	-	-	-	1	-	1
CENTROAMÉRICA	6	11	4	6	10	17
El Salvador	-	-	-	1	-	1
Honduras	-	-	0,1	-	0,1	-
Nicaragua	6	11	4	4	10	15
Panamá	-	-	-	1	-	1
SURAMÉRICA	4	10	33	50	37	60
Argentina	-	-	0,6	0,5	0,6	1
Brasil	-	-	31	44	31	44
Colombia	-	-	1	1	1	1
Chile	-	-	-	0,4	-	0,4
Ecuador	-	-	-	4	-	4
Uruguay	4	10	0,6	0,4	4,6	10

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
EUROPA	150	109	33	22	183	131
Alemania	-	-	-	1	-	1
Bélgica	4	11	1	-	5	11
Dinamarca	-	-	-	0,3	-	0,3
España	58	54	-	1	58	55
Francia	-	-	0,2	2	0,2	2
Grecia	-	-	3	4	3	4
Holanda	7	11	14	11	21	22
Italia	51	-	12	1	63	1
Reino Unido	8	9	1	1	9	10
Suecia	22	24	-	-	22	24
Otros	-	-	2	1	2	1
ASIA	802	694	282	260	1.084	954
China	316	244	84	79	400	323
Emiratos Árabes Unidos	2	-	-	-	2	-
India	415	415	-	-	415	415
Japón	8	8	-	-	8	8
Líbano	-	-	4	1	4	1
Malasia	40	27	5	-	45	27
Singapur	5	-	177	167	182	167
Tailandia	16	-	-	-	16	-
Turquía	-	-	12	13	12	13
ÁFRICA	-	-	13	8	13	8
Angola	-	-	1,6	-	1,6	-
Egipto	-	-	4	1	4	1
Marruecos	-	-	6,5	2	6,5	2
Kenya	-	-	0,5	-	0,5	-
Senegal	-	-	0,6	-	0,6	-
Nigeria	-	-	-	5	-	5
Túnez	-	-	-	0,3	-	0,3
OTROS	-	-	8	9	8	9
Commerchamp	-	-	8	9	8	9

Otras gestiones de Mercado Internacional

Con respecto a la comercialización internacional de productos al detal, y con el objetivo de cumplir con la visión geopolítica de unión latinoamericana, Commercit, filial de PDVSA, logró colocar 5,5 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 130,2 MBls) en el año 2015, 81 millones de galones de combustibles gasolina y diesel (equivalente a 1.940 MBls) y 2,8 millones entre asfaltos y bases lubricantes (equivalente a 67 MBls), conjuntamente con las filiales internacionales (99% Commercit – 1% Tradecal), PDV Ecuador, S.A.; PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Ltd. Esto representa una

disminución volumétrica en el total de productos de 0,37 millones de galones con relación al año 2014.

Ventas totales de hidrocarburos para Asia y China (Fondo Chino)

En general, el comportamiento de las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente asiático, entre los años 2010-2015, muestra el aumento de las colocaciones de crudo y productos en esa región, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados.

En la tabla siguiente, se muestra el volumen entregado por contrato, durante el período 2007-2015:

TABLA • VOLUMEN DE SUMINISTRO FONDO CHINO

CONTRATOS (MBD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL PROMEDIO DE VENTAS
Fondo Tramo A	89	86	91	75	-	-	-	-	-	85
Fondo Tramo B	-	-	124	107	-	-	-	-	-	116
Gran Volumen y Largo Plazo	-	-	-	205	220	252	290	225	283	246
Renovación Tramo A y B	-	-	-	-	195	199	190	181	110	175
Renovación Tramo B	-	-	-	-	-	-	-	-	138	138
Fondo Tramo C	-	-	-	-	-	-	5	71	96	57
TOTAL	89	86	215	387	415	451	485	477	627	359

MERCADO NACIONAL

Es la organización encargada de comercializar y distribuir productos derivados del petróleo en el territorio nacional, con la finalidad de satisfacer de manera consistente el mercado interno, de acuerdo con los requisitos establecidos y alineados a la Ley del Plan de la Patria 2013-2019.

Para la comercialización en el mercado nacional, la capacidad de almacenamiento instalada es de 8.360 MBIs. Además, se posee una capacidad para transportar 379 MBD vía poliductos (sistemas de interconexión de 1.144 km) y 307 MBD vía terminales (excluyendo el volumen transportado de Gas Licuado de Petróleo e importación de insumos para procesos). También cuenta con una planta envasadora de lubricantes terminados para los sectores automotor, industrial y eléctrico con una capacidad de producción de 3,45 MBD.

SISTEMA DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN



INFRAESTRUCTURA DE EXPENDIO DE COMBUSTIBLE 2015

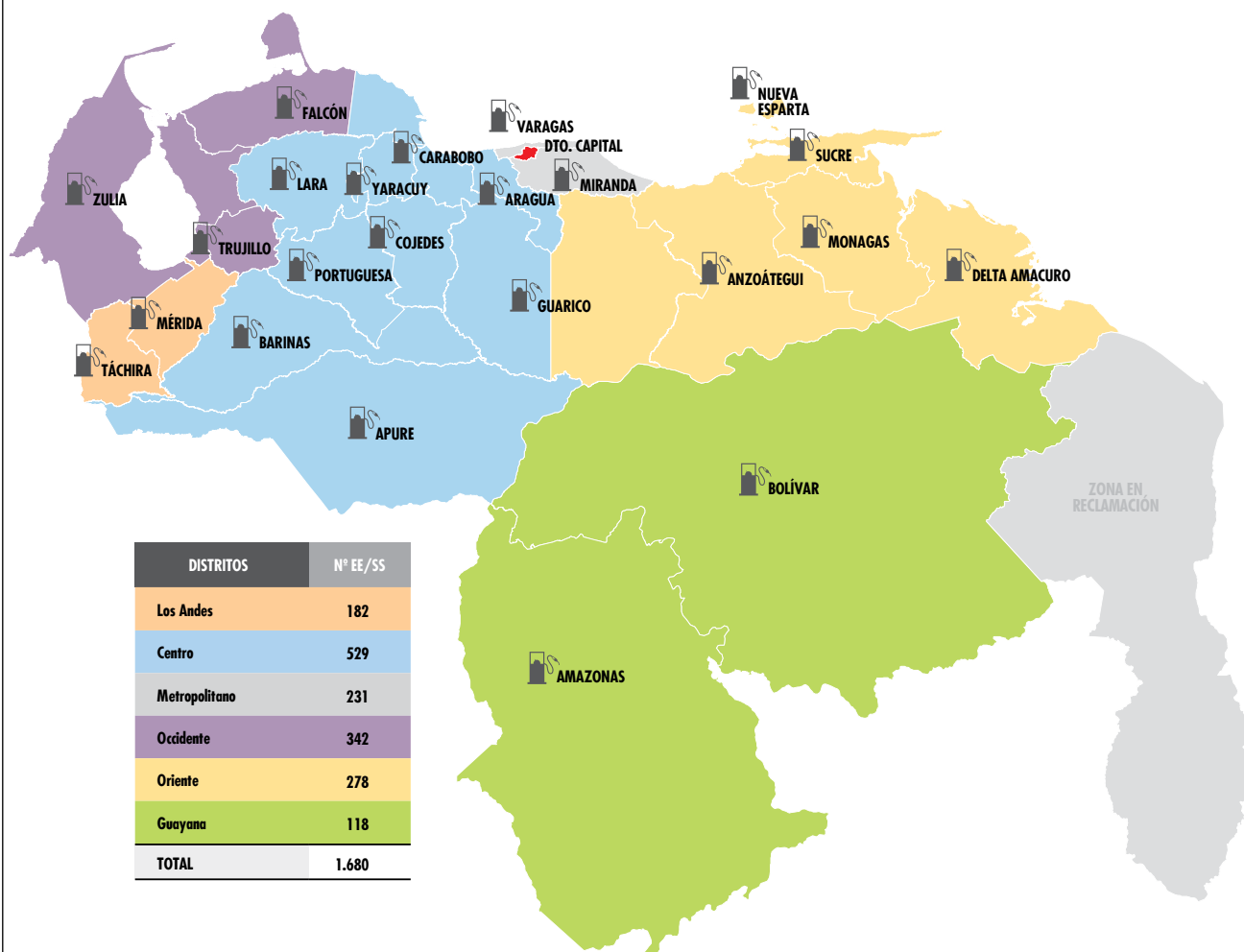


TABLA • PLANTAS DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN

N°	AEROPUERTOS	CAPACIDAD EFECTIVA (Mlts)	
		JET	AV-GAS
METROPOLITANO			
1	Caracas - Charallave	318	212
2	Helipuerto El Ávila	50	ND
3	Maiquetía	4.685	ND
4	Higuerote	39	39
TOTAL METROPOLITANO		5.092	251
ORIENTE			
5	Porlamar	1.662	196
6	Barcelona	307	101
7	Maturín	255	47
8	Cumaná	153	103
9	Valle La Pascua	99	50
10	Güiria	75	ND
TOTAL ORIENTE		2.551	497
GUAYANA			
11	Ciudad Bolívar	10	175
12	Puerto Ordaz	247	74
13	Puerto Ayacucho	195	100
14	Caicara del Orinoco	99	50
15	Santa Elena de Uairén	99	72
TOTAL GUAYANA		650	471
CENTRO			
16	Maracay	73	36
17	Valencia	1.620	NA
18	Barquisimeto	288	72
19	Acarigua	103	154
20	Barinas	102	101
21	San Fernando	102	87
22	Puerto Cabello	74	ND
TOTAL CENTRO		2.362	451
OCCIDENTE			
23	Maracaibo	508	100
24	Las Piedras	77	51
TOTAL OCCIDENTE		585	151
LOS ANDES			
25	El Vigía	209	77
26	San Antonio	214	ND
TOTAL LOS ANDES		423	77
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		11.663	1.898

TABLA • PUERTOS PESQUEROS

N°	PUERTOS PESQUEROS (DIESEL)		
	PUERTOS	ALMACENAJE (BLS)	DESPACHO (BLS)
1	Cumaná	20.231	255.837
2	Pescalba	4.900	F/S
3	Güiria	14.508	122.352
4	Punta Meta	10.220	60.500
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		49.859	438.689

N°	MUELLES NACIONALIZADOS (DIESEL)	
	MUELLE	DESPACHO (BLS)
1	Simón Bolívar	43.933
2	La Salina	512.846
3	Las Piedras	41.196
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		597.975

N°	PLANTAS DE SUMINISTRO	
	PRODUCTO	DESPACHO (BLS)
1	Jet A1	4.538.621
2	AVGAS	60.165
TOTAL		4.598.786

ND: No Disponible

NA: No Aplica

F/S: Fuera de Servicio.



Ventas de Hidrocarburos en el Mercado Interno

En la siguiente tabla, se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural de PDVSA en el mercado interno, desde el año 2009 hasta el año 2015

TABLA • VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO 2015-2009

	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
LÍQUIDOS (MBD)	594	663	703	681	646	674	599
Gas Natural Licuado	86	90	91	89	77	82	81
Productos Refinados	508	573	612	592	569	592	518
Gasolinas para automóviles	259	283	299	301	293	315	290
Gasóleos y destilados	208	239	249	216	182	183	152
Residual	19	28	37	46	52	57	54
Asfaltos	6	8	9	10	8	7	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	5	7	7	6	6	6	6
Aceites, lubricantes y grasas	5	4	4	5	5	4	3
Naftas	-	0,4	-	4	17	8	1
Azufres y otros químicos	2	1	2	1	1	1	1
Otros ¹	4	3	5	3	5	11	3
GAS NATURAL (MBpe)	278	231	247	265	253	304	313
TOTAL LIQUIDO Y GAS NATURAL (MBpe)	872	895	950	946	899	978	912
Gas Natural (MMPCD)	1.613	1.388	1.432	1.537	1.465	1.765	1.816
Gas Natural (\$/MMPCD)	0,93	3	0,68	0,82	0,88	0,65	1,13
Líquidos (\$/BI)	8,18	7	4,15	4,78	7,23	3,67	7,21

¹Propileno, negro humo, solventes, parafinas, gasolina de aviación (AV-GAS), gasolina blanca y coque.

Nota: La data no incluye Commerchamp.



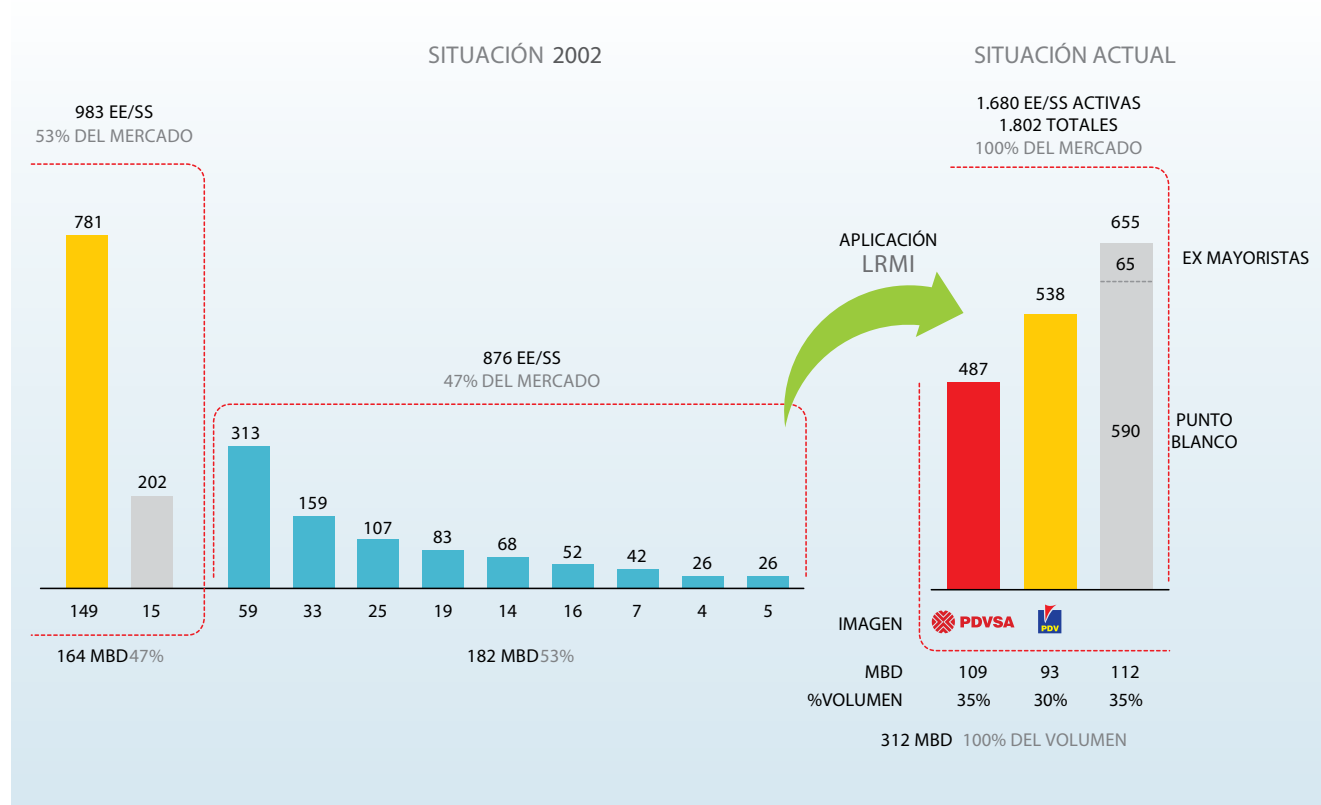
Plan de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles

La entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir de septiembre del año 2008, le permitió al Estado reservarse la actividad de intermediación. Se asumió, a través de PDVSA, el abanderamiento de todos los expendios de combustibles a nivel nacional y el control del transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

DISTRITO	BLANCAS	EXMAYORISTAS BLANCAS	PDV/PDVSA	TOTAL EE/SS	EE/SS ACTIVAS
ANDES	81	2	111	194	182
CENTRO	211	22	343	576	529
GUAYANA	24	2	98	124	118
METROPOLITANA	100	16	147	263	231
OCCIDENTE	100	19	235	354	342
ORIENTE	130	8	153	291	278
TOTAL	646	69	1087	1802	1680

El esquema siguiente representa la evolución de los puntos de expendio de combustibles y del plan de abanderamiento de los expendios de combustibles:

TABLA • REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES A 2015 / EVOLUCIÓN CAMBIO DE IMAGEN



PROYECTOS DEL PLAN SIEMBRA PETROLERA

Para satisfacer las demandas futuras de combustibles líquidos al mercado interno y su distribución eficiente y oportuna, se desarrollan proyectos que permitirán disponer de nuevos volúmenes y mejorar la confiabilidad operacional de la infraestructura existente, fortaleciendo la red de distribución para el desarrollo nacional, según los lineamientos del Plan Siembra Petrolera. Dentro de estos proyectos se encuentran:

PROYECTO	ALCANCE DEL PROYECTO	SITUACIÓN 2015
POLIDUCTO PARA EL SUMINISTRO FALCÓN - ZULIA (SUFAZ)	Construcción de poliducto de 217 km de longitud y 24 pulgadas de diámetro entre CRP-Cardón y Ulé, incluye la interconexión con el poliducto Sumandes. Este proyecto también contempla: • Una estación de bombeo con tres bombas de 3.500 Hp. • Una sub - estación eléctrica. • Construcción de 20 estaciones de seccionamiento. • 185 km de red de fibra óptica (entre Ulé – Río Seco). • Telecomunicaciones vía microonda.	Avance físico acumulado 82,02% del proyecto • Tramo A Ulé – Mene Mauroa (53 km): avance de obra 97%. • Tramo B Mene Mauroa – Buena Vista (73 km): avance de obra 91%. • Tramo C Buena Vista – Río Seco (59 km): avance de obra 87%. • Tramo D Río Seco – Tiguardare (25 km): avance de obra 93%. • Tramo E Tiguardare – CRP (7 km): avance de obra 59%. • Red de fibra óptica: avance de obra 9%. • Diseño de sistema de integración 100%.
REEMPLAZO DEL POLIDUCTO SUMINISTRO A LOS ANDES (SUMANDES) / EXTENSIÓN SUFAZ	• Fase I Extensión SUFAZ: línea de 20 pulgadas de diámetro x 58 km de longitud Tramos (Ulé-M6) y (Ulé-Bajo Grande). • Fase II: línea de 16 pulgadas de diámetro x 218 km de longitud Tramo (M6 - San Lorenzo - El Vigía). • Telecomunicaciones vía microonda y fibra óptica. • 24 estaciones de válvulas de seccionamiento.	Avance físico acumulado 26,60 % del proyecto • Fase I: avance de obra 79%. Avances de las disciplinas: general: 88%, mecánica: 100%, civil: 61%, electricidad: 78%, instrumentación: 74% y telecomunicaciones: 17%. • Fase II: avance de obra 29%. Avances de las disciplinas: general: 6%, mecánica: 42%, instrumentación: 6% y telecomunicaciones: 5%. • Procura: avance 35%. • Gestión de permisos: culminado estudio de impacto ambiental y sociocultural (EIAS). El MPPA realizó inspección en abril 2015, se espera otorgamiento del ARN de la fase temprana.
MODERNIZACIÓN PLANTA DE DISTRIBUCIÓN CATIA LA MAR	Adecuación de P/D Catia la Mar, según las normas de diseño y últimas prácticas constructivas, la cual incluye: • Intervención de diez tanques (cap. aprox. 110 MBI). • Revisión de techo flotante y sustitución de techo cónico por domo geodésico en caso de aplicar. • Construcción de seis tanques metálicos (cap. aprox. total 430 MBI). • Servicios industriales (sistema eléctrico, distribución, protección catódica, generación propia, aire, entre otros).	Avance físico acumulado 5,91% del proyecto • Completadas las fases de visualización y conceptualización. Aprobación del plan de ejecución del proyecto por COPREFINACS y por el Comité de Planificación y Control de PDVSA.
AMPLIACIÓN DEL LLENADERO P/D CARENERO	Desarrollo de IPC para adecuar el llenadero existente en P/D Carenero, incluye: • Adecuar isla de llenado existente (bajo sistema top loading). • Construir nueva isla para despacho de productos blancos. • Adecuar / ampliar caseta de bombas. • Diseñar sala de espera y estacionamiento para camiones cisternas. • Adecuar sala de facturación • Adecuar la vialidad externa de la P/D Carenero.	Avance físico acumulado 24% del proyecto • Ingeniería de detalle culminada, • Procura de skids modulares (LTE) colocada. • En proceso contratación para la iniciar la construcción y el mantenimiento mayor de las bombas.
CONSTRUCCIÓN DE DOS TANQUES EN P/D CARENERO	Construcción e instalación de dos tanques: • Capacidad nominal de 41.500 barriles y 54.885 barriles para almacenar gasolina de 95 octanos. • Incremento de 96.385 barriles sobre la capacidad total de almacenamiento de gasolina de la planta. • Construcción de líneas y facilidades asociadas a los mismos. • Construcción de un galpón de almacenamiento de materiales.	Avance físico acumulado 87,67% del proyecto • En progreso inicio de despacho de tubería de 20 pulgadas, por parte de PDVSA Industrial hasta la P/D Carenero. • Actualmente completada revisión y aprobación de los documentos emitidos por la empresa referente a la ODT estudios especiales (16 documentos).
AMPLIACIÓN E INDEPENDENCIA OPERACIONAL PLANTA SCAM	Construcción para la adecuación, modernización e independencia operativa de la Planta de Suministro en Aeropuerto Internacional Simón Bolívar. • Fase I: Construcción de cuatro tanques metálicos (cap. aprox. 15 MBI c/u). • Fase II: Construcción de tres tanques de uso recibo (cap. aprox. 50 MBI c/u), adicionalmente incluye: nueva tubería de transporte de Jet A1 (turbo ducto) e infraestructura de recibo de combustible vía buques tanqueros.	Avance físico acumulado 6% del proyecto • Completadas fases de visualización y conceptualización.

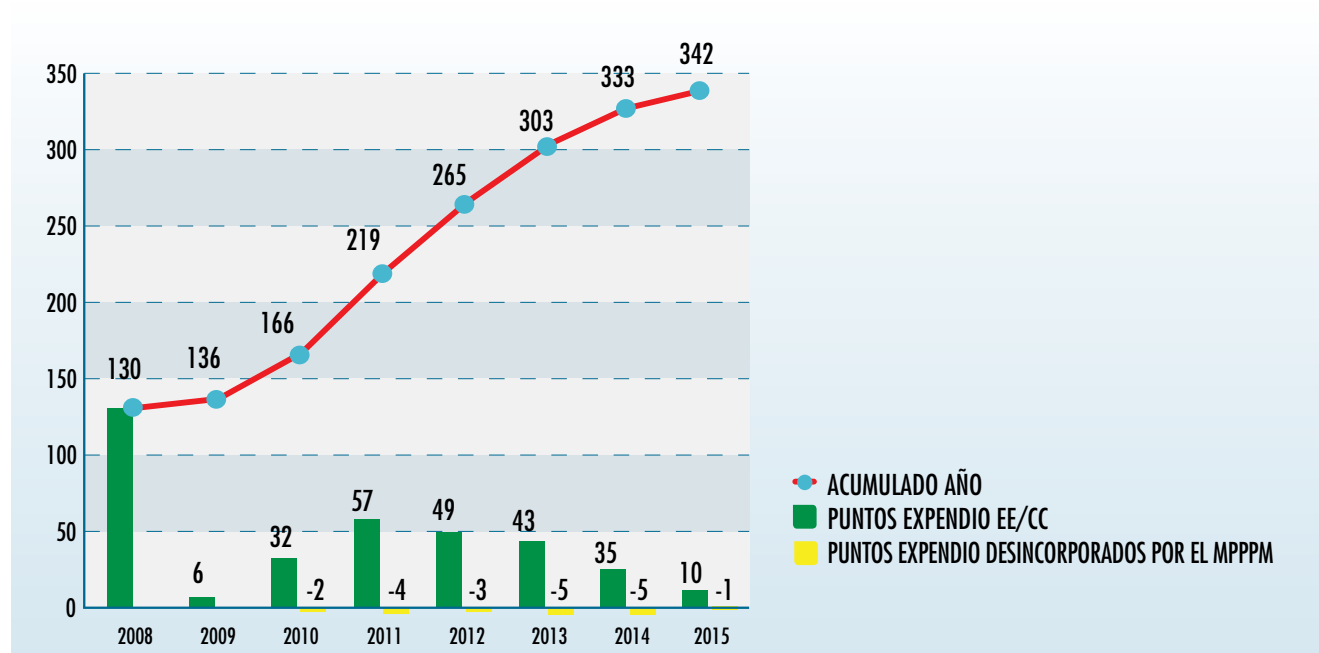
Proyecto Autogas

Construcción de Puntos de Expendio

Para el suministro al detal de gas vehicular, se culminó la construcción de 10 puntos de expendio de gas vehicular en el ámbito nacional, con el fin de aumentar la autonomía de desplazamiento con gas vehicular en la nación. En ese sentido, para diciembre 2015 se cuenta con 27 puntos de expendio en construcción con un avance promedio de 49,09% y se dispone de 342 puntos de expendio en estaciones de servicio en el territorio nacional.

En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de puntos de expendio construidos anualmente desde el inicio del proyecto hasta la fecha.

PUNTOS DE EXPENDIO GNV



Conversión de vehículos al sistema bi-combustible

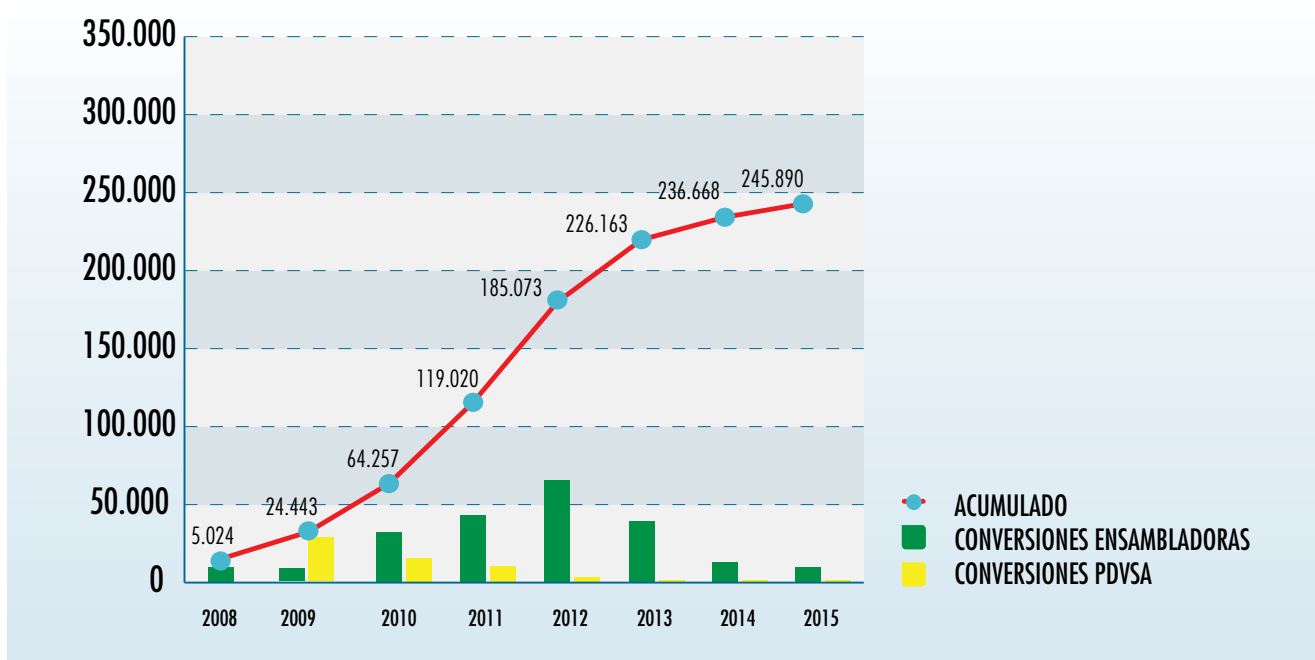
Para realizar la conversión de los vehículos al sistema dual de combustible, se dispone de 39 centros de conversión operativos (24 centros de conversión fijos y 15 centros de conversión móviles).

Se realizó la conversión de 9.222 vehículos al sistema dual de combustible, de los cuales 548 vehículos fueron convertidos en centros de conversión y 8.674 fueron producidos por las empresas ensambladoras.

El gráfico que se presenta a continuación muestra el número de vehículos convertidos al sistema bi-combustible desde el año 2006.



VEHICULOS CONVERTIDOS AL SISTEMA BIOCOMBUSTIBLE GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)



Consumo de GNV

En los estados donde el proyecto se lleva a cabo, el consumo del GNV se ha venido incrementando, debido al número de unidades de transporte público con motor dedicado a GNV, incorporadas al parque automotor venezolano.

Consumo de GNV en el ámbito nacional

El consumo de gas natural vehicular (GNV) durante el año 2015, fue de 58.560.511 m³, lo cual representa un incremento de 51,7% con respecto al año 2014, cuando el consumo alcanzó 38.615.280 m³. En general, la cantidad de GNV consumido en el año 2015, liberó un volumen equivalente a 1,53 MBD de combustible líquido.

Proyectos especiales

En el año 2015, se continuó con el desarrollo de proyectos especiales, según se indica a continuación:

• Sistema de Transporte Modular

Para cubrir zonas del país donde no hay acceso al gas natural vía gasoducto, se ha iniciado un programa piloto que consiste en implantar un sistema de transporte modular de GNV. En el año 2015, se culminaron dos estaciones Nodrizas Hijas. Actualmente, se dispone de una estación Nodriza Madre y seis estaciones Nodrizas Hijas.

• Puntos de Expendio con Alto Flujo y Mediano Flujo

La construcción de puntos de expendio de GNV de alto y mediano flujo permitirá reducir el tiempo de carga de unidades de transporte dedicadas. En el año 2015, se culminaron tres puntos de expendio de alto flujo y un punto de expendio de mediano flujo. Actualmente, se disponen de nueve puntos de expendio de alto flujo y cinco puntos de expendio de mediano flujo.

• Puntos de Expendio con Compresores Elevados

En aquellas estaciones de servicio donde el espacio es limitado, se desarrolla la construcción de puntos de expendio con estructuras elevadas para la instalación de compresores aéreos, permitiendo ubicar el compresor a nivel del techo de isla o tienda de conveniencia. En el año 2015, se continuó con la construcción de puntos de expendio con compresor elevado. Actualmente, se dispone de un punto de expendio con compresor elevado.

TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS

Suministro y Logística

Durante el año 2015, se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. La actividad naviera se desenvuelve con 78 buques, de los cuales 26 corresponden a buques propios, 28 tanqueros contratados a través de empresas mixtas y aliadas y 24 buques contratados a terceros. Estos 78 buques movilizaron un total de 643 MMBls de hidrocarburos en el año.

El volumen movilizado de productos negros (crudos y residuales) durante este periodo, fue de 467 MMBls a través de 39 buques, de los cuales 265 MMBls fueron movilizados por PDV Marina y los buques Sandino y Petion, el restante por flota controlada por terceros. 357 MMBls (77%) fueron movimientos de Almacenamiento en el Exterior (Almaex) y exportación, mientras que 87 MMBls (19%) fueron movimientos de cabotaje. La movilización total de este tipo de producto sufrió una reducción de 14 MMBls con respecto al año 2014.

El volumen de productos blancos movilizado fue de 151 MMBls, a través de 28 buques, 14 MMBls (9%) fueron movilizados por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. De este total 113 MMBls (74,83%) fueron movimientos

de cabotaje y 35 MMBls (23,32%) fueron movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar, que la movilización total de este tipo de producto sufrió una reducción de 29 MMBls con respecto al año 2014.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizados en el año 2015, fue de 25 MMBls movilizados a través de seis buques de GLP, un asfaltero y uno para carga general. De este volumen total, 24 MMBls (98%) fueron movimientos de cabotaje y 0,6 MMBls (2%) fueron movimientos de Almaex. Todo este volumen fue realizado por movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada. La movilización de este tipo de producto tuvo un incremento de 2 MMBls con respecto al año 2014.

En aras de asegurar la continuidad operacional con los compromisos adquiridos en suministro, se dio prioridad a la contratación de buques con empresas de países aliados, obteniendo reducciones significativas en los fletes y buques, los cuales se encuentran en óptimas condiciones operacionales; y además, proporcionan a la industria una racionalización y optimización de recursos.

PDV Marina

Con relación a las actividades operacionales, comerciales y técnicas de la filial PDV Marina, éstas fueron desarrolladas, de manera ininterrumpida y confiable, garantizando el suministro de hidrocarburos en los mercados nacional e internacional, movilizando un total de 265 MMBls al 31 de Diciembre 2015, de los cuales, 4,94% está representado por productos limpios, 0,02% por asfalto y 95,04% por crudos. Estas operaciones fueron efectuadas con un total de 26 buques tanques (Yare, Terepaima, Paramaconi, Tamanaco, Negra Matea, Negra Hipólita, Manuela Sáenz, Luisa Cáceres, Guanoco, Inciarte, Eos, Icaro, Hero, Nereo, Parnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure, Río Caroní, VLCC Ayacucho, Boyacá, Carabobo y Junín).

TABLA • VOLUMENES TRANSPORTADOS AÑO 2015 (BARRILES)

FLOTA	PRODUCTOS LIMPIOS	ASFALTOS Y OTROS	CRUDOS	TOTAL
PROPIA	13.066.110	56.416	44.992.578	58.115.104
LAKEMAX	-	-	89.794.599	89.794.599
SUEZMAX	-	-	67.999.841	67.999.841
VLCC	-	-	48.805.324	48.805.324
FLUVIAL	518.200	-	-	518.200
TOTAL BARRILES	13.584.310	56.416	251.592.342	265.233.068

Con relación a la flota de remolcadores, se incorporaron a la flota propia tres remolcadores tipo azimutal (Lirio, Gardenia y Tulipán) para fortalecer la flota propia nacional y reemplazar los remolcadores fletados a terceros. Esta adquisición permite la ampliación de la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque de buques en muelles de PDVSA.

En el mismo orden de ideas, el plan de mantenimiento mayor de tanqueros se cumplió 63%, entre los cuales se destacan los siguientes: Negra Matea, Manuela Sáenz, Guanoco, Tamanaco y Río Caroní. El 37% restante para cumplir la totalidad de la meta, se desglosa de la siguiente manera:

- 25% de avance dique de los B/T: Yare y Zeus
- 12% restantes en proceso de contratación B/T Proteo.

En lo que respecta a la flota menor se cumplió 33%, ejecutando el dique de los remolcadores Manzanares y Palmarejo en Dianca.

En lo que respecta a la disponibilidad de los buques tanques para el transporte eficiente de los hidrocarburos, se cumplió en 91%, garantizando la confiabilidad operativa de la flota mayor de la filial, cumpliendo con la cuota asignada por la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro.

En atención al proceso de revisión de cumplimiento con el Código Internacional de Gestión de Seguridad (CIGS); se llevó a cabo la auditoría externa en fecha 16/03/2015 por parte del Instituto Nacional de Espacios Acuáticos (INEA), obteniéndose el refrendo del Documento de Cumplimiento (DOC), cuya fecha de emisión fue el 20 de noviembre de 2013 y válido hasta el 19 de diciembre de 2018; fecha en la cual se emitirá la certificación definitiva, comprobando que el Sistema de Gestión de Seguridad y Calidad de PDV Marina cumple con las prescripciones del Código IGS.

En referencia a los certificados, se realizó la Renovación de P&I, ITOPF, Bunker y CLC Blue Card de las unidades mayores (tanqueros), y renovación P&I de la flota menor logrando el cumplimiento de documentos estatutarios de navegación de ambas flotas de la filial, exigido por la autoridad portuaria (INEA).

Se realizó el programa de reentrega de unidades menores contratadas, alcanzando un logro de 150% a fin de fortalecer la flota nacional y reemplazar los remolcadores fletados a terceros. Estas adquisiciones permiten la ampliación de la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque de buques en muelles de PDVSA. Entre

las embarcaciones se encuentran:

- Ocho remolcadores: Marlin, Manfu, Tortel, Sabine VI, Sigma I, Endeavour, Punta Chávez y Omega.
- Siete lanchas: Iris, Tiburón III, Bárbara I, Chepina, Paola, Nikiel, Xavi VII.
- Tres motoempujadores: Capitán Rudy, Orinokia y Maritza L.
- Tres gabarras: Mónica, Miriam, ACBL 902.

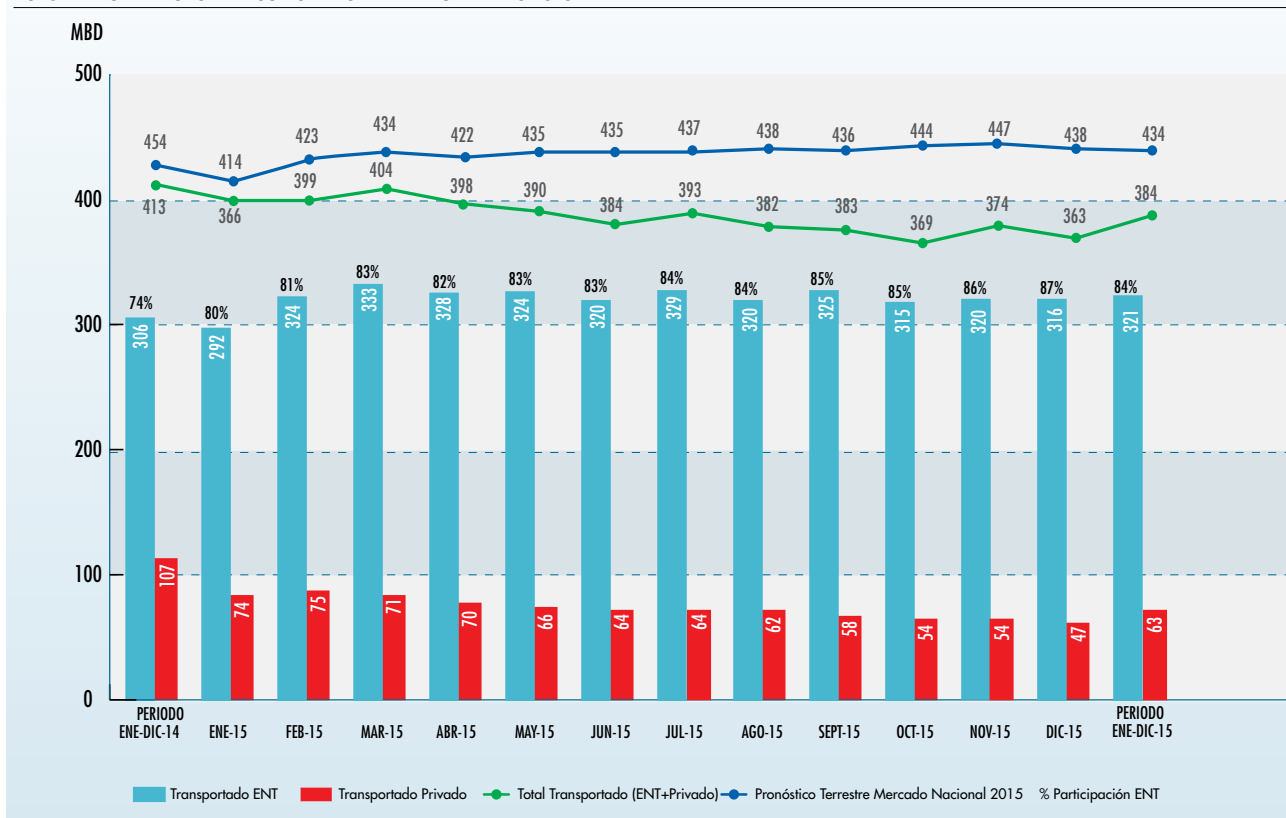
Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)

Con la finalidad de evitar sabotajes petroleros y garantizar la distribución de todos los derivados del petróleo en cada uno de los rincones del país, la Asamblea Nacional aprobó la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, el 19/08/2008. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), abanderó todas las estaciones de servicio del país y pasa en primera instancia a controlar 60% del transporte del combustible. En consecuencia, la Junta Directiva de PDVSA crea una filial con el nombre PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT), encargada de la actividad de transporte de combustibles líquidos en el mercado interno.

Durante el año 2015, PDVSA ENT transportó en promedio 384 MBD, de los cuales 321 MBD corresponden al transporte con flota propia, representado 84% del total de combustibles líquidos movilizados por día. El resto de los combustibles líquidos (16%), fue transportado al mercado nacional con flota privada, cuya participación fue de 63 MBD.

A continuación se muestran los volúmenes de combustibles movilizados por flota terrestre durante el año 2015 (MBD), y el promedio del año 2014.

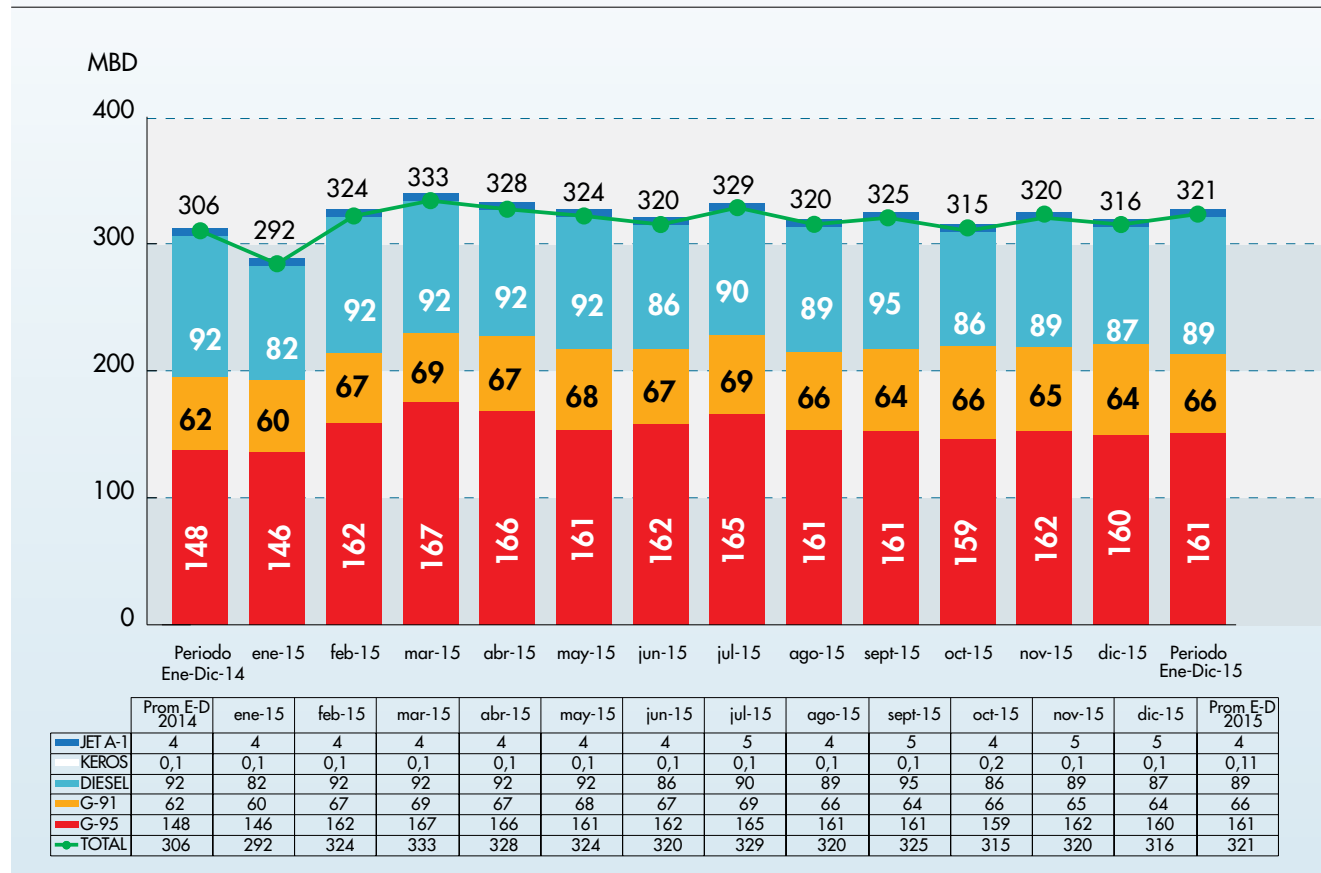
VOLUMENES TRANSPORTADOS POR FLOTA TERRESTRE AÑO 2015



La participación en la distribución de combustibles líquidos de la ENT, mediante el empleo de flota propia, se incrementó en 10% con respecto al mismo período del año 2014, al pasar de 74% a 84% de participación. Adicionalmente, se destaca que durante este periodo se cumplió con 88% de la meta planteada por Mercado Nacional, que era de 434 MBD, transportando 384 MBD. El volumen transportado disminuyó debido a las siguientes razones: reducción del consumo en el sector eléctrico, bajos inventarios de producto en planta, sobre programación en los pedidos y el cierre de frontera en el estado Táchira. Por estas razones, disminuyó el despacho en promedio de 50 viajes/día, antes de esta medida se despachaban un promedio de 95 viajes/día.

Los distintos tipos de combustibles transportados por la ENT durante el año 2015 se muestran a continuación. Del volumen promedio de 321 MBD transportado por ENT con flota propia, las entregas por tipo de combustibles fueron: 161 MBD de gasolina de 95 (50%), 89 MBD de diesel (28%), 66 MBD de gasolina 91 (21%), 4 MBD de Jet A1 (1%) y 0,1 MBD de Kerosene (0,03%).

VOLUMEN POR TIPO DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO 2015.



Del total volumen transportado durante el año 2015, el 79% corresponde a estaciones de servicio (303 MBD), 9% a clientes industriales (36 MBD), 8% al sector eléctrico (30 MBD), 2% al consumo propio PDVSA (9 MBD), 1% a puertos y aeropuertos (5 MBD), y 0,1% al convenio binacional (1 MBD).

Con respecto al sector eléctrico, la ENT dio continuidad al apoyo en el suministro de combustible, transportando 100% (30 MBD) del volumen de combustibles movilizados por flota terrestre en el ámbito nacional.

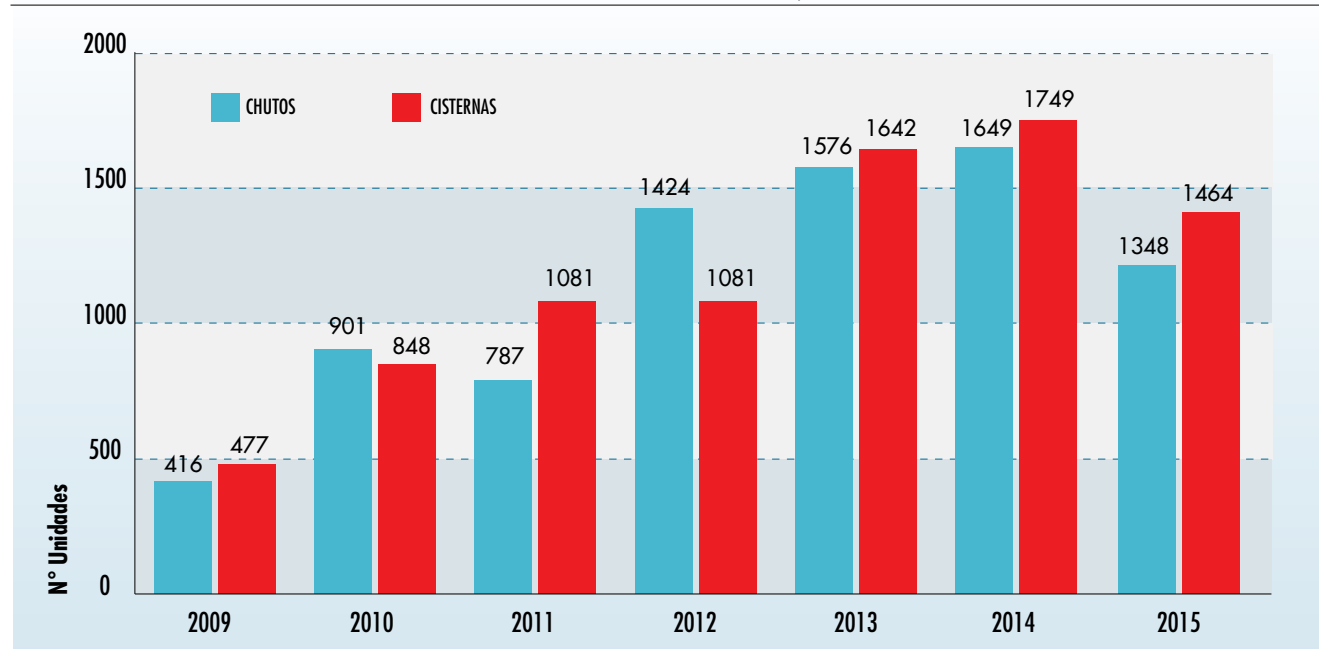
PDVSA ENT es el principal transportista de los combustibles líquidos en Guayana y área Metropolitana, donde tiene una participación de 98% (27 MBD) y 94% (49 MBD), respectivamente, seguidos de Occidente con 85% (71 MBD), Centro con

84% (95 MBD), Oriente con 75% (49 MBD), y los Andes con 70% (29 MBD).

Para el año 2015, se cuenta con 735 unidades que tienen configurados el sistema de precintos electrónicos y GPS de comunicación (ubicados en el chuto y cisterna); actualmente se tienen acopladas 669 unidades. Asimismo, PDVSA ENT cuenta con 1.551 unidades disponibles con GPS instalados, este dispositivo permite el control de las unidades mediante el sistema GTRMAX, el monitoreo está bajo la responsabilidad de los Centros Integrales de Control de la Empresa Nacional de Transporte (CICENT) ubicados en el territorio nacional, desde la salida de las plantas de distribución hasta su retorno, garantizando la seguridad y entrega oportuna del combustible y contribuyendo al Sistema de Control de Combustible en las Estaciones de Servicios ubicadas en los estados Fronterizos (SISCCOMBF).

A continuación, se muestra la conformación de la flota terrestre, para el período 2009-2015.

FLOTA TERRESTRE OPERATIVA DE ENT PARA EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, 2009 –2015.



Por otro lado, se dispone de 23 sedes operacionales en el ámbito nacional, que están siendo adecuadas para mejorar las condiciones de trabajo del personal que labora en la filial.

Durante el año 2015, se creó la Escuela Nacional de Conductores (ENC) de PDVSA ENT, para atender a los 1.743 conductores activos en su proceso de formación permanente y certificación ocupacional, así como los nuevos ingresos. Para la fecha se han atendido tres cohortes de conductores, 49 nuevos ingresos, los cuales han recibido 80 horas de formación. Por otro lado, la ENC presentó los recaudos y exigencias del INTT para lograr el otorgamiento de la Licencia de Operaciones de la ENC, la cual fue entregada el 05 de Octubre del año 2015 en la sede nacional de PDVSA ENT. Adicionalmente, en conjunto con la Gerencia de Prevención y Control de Pérdidas (PCP), se está atendiendo la formación de personal de las FANB.

La Empresa Nacional de Transporte durante el año 2015 inició el proceso de implantación de un Sistema de Gestión de la Calidad bajo la norma ISO 9001, alcanzando la Fase III de diseño.

PDVSA Naval

PDVSA Naval S.A., es una filial 100% propiedad de PDVSA, constituida el 6 de febrero de 2008 con el propósito de desarrollar la infraestructura naval (astilleros, buques, plataformas y puertos), que garantice la autonomía de las operaciones petroleras de la Industria Nacional.

La estructura del negocio de PDVSA Naval S.A., se redimensiona hacia el cumplimiento de la premisa de cubrir 100% del cabotaje y 50% del transporte internacional con

buques propios de PDVSA, y en el enfoque geopolítico que permita asegurar nuevos mercados, además de consolidar y mejorar los ya existentes. Al final del período 2016–2025, PDVSA Naval estará en pleno desarrollo de los servicios y productos a través de las filiales operativas ASTINAVE, DIANCA y ALBANAVE. Igualmente, se concretará la puesta en operaciones del astillero ASTIALBA, el astillero CORSINCA en Güiria y el proyecto Transporte Fluvial de Combustible Río Orinoco.

La filial dirige sus esfuerzos a fin de establecer acuerdos con inversionistas potenciales que participen en el desarrollo de proyectos en el área naval, tejido industrial naval, transferencia de tecnología, convenios para la fabricación y compra de buques y desarrollo de centros de investigación.

a) Filiales Operativas:

- **Astilleros Navales Venezolanos S.A. (ASTINAVE)**

Astillero adquirido el 20 de octubre de 2008 con el 97,55% de las acciones, para la construcción, reparación, mantenimiento de buques hasta 100.000 Toneladas de Peso Muerto (TPM), gabarras, remolcadores y lanchas de diversos usos. Se encuentra ubicado en la Península de Paraguaná, municipio Los Taques, estado Falcón.

- **Diques y Astilleros Nacionales C.A. (DIANCA)**

El 23 de Junio de 2009 el Ejecutivo Nacional formalizó la transferencia de Acciones a PDVSA (PDVSA 60% y Armada 40%), para la construcción, reparación, mantenimiento y modificación de buques hasta 30.000 TPM, maquinarias y equipos auxiliares, se encuentra ubicado en Puerto Cabello, municipio Borburata, estado Carabobo.

- **Empresa Naviera (ALBANAVE)**

Creada el 5 de marzo de 2008, para realizar la explotación industrial y comercial de la navegación fluvial, marítima, costera y de altura.

Proyectos en desarrollo que se convertirán en filiales

- **Astillero del Alba (ASTIALBA)**

Destinado a la construcción y puesta en operación de un astillero ubicado en el municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Sucre, en una área de aproximadamente 4.000.000 m², dividida en dos partes: una para las instalaciones dedicadas a nuevas construcciones, la cual se realizará por fases, con capacidad de fabricar buques tanqueros tipo AFRAMAX, SUEZMAX y Very Large Crude Carrier (VLCC) y la otra para la construcción de un astillero de reparación donde se podrán reparar buques tanqueros.

- **Creación de la empresa mixta Corporación de Servicios Industriales Costa Afuera (CORSINCA)**

En Octubre de 2013, Puertos de Sucre, S.A., concede en calidad de comodato a PDVSA, el Astillero, para la reparación y construcción de buques (apoyo logístico costa afuera y plataformas costa afuera, supply, químicos, transporte de personal, buques de servicios Costa Afuera, lanchas, ferrys y embarcaciones de pesca). Se encuentra ubicado dentro del ámbito portuario del Puerto Internacional de Güiría.

- **Transporte fluvial de combustible Río Orinoco**

El proyecto permitirá mejorar desde un punto de vista integral, el actual sistema de abastecimiento de combustible vía fluvial, desde el estado Bolívar hasta Puerto Ayacucho y en cinco municipios del estado Amazonas.

Proyectos en rehabilitación:

- **ASTINAVE**

Rehabilitación y ampliación del astillero ASTINAVE para llevar a cabo los servicios de construcción y reparación de embarcaciones menores (buques, remolcadores lanchas, gabarras), progresivamente será ampliado para construir buques tipo POST PANAMAX de hasta 80.000 TPM. La producción del astillero estará dirigida principalmente a la industria petrolera nacional y en segundo lugar a terceros. El proyecto también comprende la construcción de un Patio de Fabricación de Plataformas Costa Afuera para la implantación de una industria metalmecánica pesada adecuada para la construcción de plataformas costa afuera y todo tipo de estructuras metálicas de alto tonelaje, con una capacidad instalada de 16.000 toneladas de acero al año. Se evalúa la construcción de una Base Logística de Apoyo para las operaciones costa afuera, a través de una empresa mixta que en etapa de operaciones proporcionará apoyo a las empresas que operan y operarán en la exploración y futura explotación

de gas costa afuera. Resalta la reparación del dique flotante del astillero, con 100% de ejecución de los trabajos de acero en el casco y las cubiertas del dique. Se están concluyendo los trabajos de rehabilitación de los sistemas auxiliares (transferencia, amarre, iluminación y automatización del dique).

- **Diques y Astilleros Nacionales, C.A. (DIANCA).**

Rehabilitación del astillero pionero de la industria naval venezolana con 107 años de operaciones al servicio de Venezuela, constituida para acometer la explotación de la Industria Naval, en especial la construcción, reparación, mantenimiento y modificación de buques, maquinarias y equipos auxiliares. El astillero tiene la mayor capacidad productiva y medios de varada en Venezuela, entre los que se mencionan: una Fosa de hasta 30.000 TPM, un Sincro-Elevador de 5.000 toneladas de fuerza ascensional, ocho Muelles y seis Puestos de Varada. El Plan Integral de Rehabilitación y Expansión de DIANCA, está orientado a recuperar la capacidad productiva del astillero, aumentar los volúmenes de producción y operación y lograr su auto sustentabilidad. Actualmente, repara y mantiene buques de hasta 30.000 TPM y se dedica primordialmente a suministrar servicios de reparación y mantenimiento a la flota de PDV Marina y embarcaciones de la Armada Bolivariana de Venezuela. Para el período 2016-2025, se potenciarán en DIANCA las actividades modulares, específicamente trabajos de acero y de superficie, mecánica naval, trabajos relacionados con el carenado y propulsión naval y se fomentará el desarrollo naval de la zona en áreas complementarias a su principal actividad de manera de realizar reparaciones de buques POST PANAMAX de hasta 80.000 TPM.

Programa de construcción y adquisición de buques

El proyecto contribuye al Plan de Negocios de PDV Marina para la renovación de su flota, enmarcado en la Ley del Plan de la Patria. Ejecuta los servicios de soporte técnico a la industria petrolera para el diseño, evaluación y adquisición de buques (nuevas construcciones y/o mercado secundario), garantizando el cumplimiento de las normas, requisitos y regulaciones nacionales e internacionales, lo cual permitirá alcanzar elevados estándares de seguridad, confiabilidad y competitividad dentro del mercado naval. Actualmente, el servicio está enfocado a la supervisión, inspección y control del proyecto de ampliación de la flota de PDV Marina con asistencia y apoyo técnico, así como a la filial Costa Afuera en el análisis y elaboración de especificaciones técnicas para fletamento y nuevas adquisiciones, accesorios de navegación y unidades de apoyo a las actividades costa afuera.

- **Proyecto de construcción de dos buques PRODUCTEROS de 47.000 TPM en la República de Argentina**

El avance de esta obra a cargo del Astillero Río Santiago (ARS), empresa argentina con tradición en la construcción de buques. Demuestra la relevancia que tiene para PDVSA el desarrollo de la industria naval venezolana, el proceso de transferencia tecnológica y la capacitación del personal de la estatal petrolera en el sector naviero.

- Proyecto de Construcción de cuatro buques AFRAMAX de 113.000 TPM en la República Islámica de Irán.

Se desarrolla en concordancia a lo establecido en el Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Islámica de Irán.

La situación actual del avance de construcción de estos proyectos se resume en las siguientes tablas:

	UNIDAD DE MEDIDA	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
CONSTRUCCIÓN DE DOS BUQUES PRODUCTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 345.000 BARRILES) ARGENTINA	Cantidad de Buques Entregados				1	1	2	Actualmente el proyecto presenta un avance físico de 79,14% y un avance financiero de 95,35% para el primer buque y 52,27% de avance físico y 67,33% de avance financiero para el segundo buque. Se realizaron pruebas con resultados satisfactorios al motor principal y grupo generadores al primer buque. Adicional, se prepara revisión de la cuarta enmienda por cambio de alcance en la fecha de entrega de los buques y equipamiento adicional por cumplimiento de normas.
	Fecha de Entrega							

- Proyecto Adquisición de Buques

Basado en el vencimiento de los contratos de fletamento, el cronograma de fin de la vida útil de la flota de PDV Marina, y las necesidades inmediatas, a mediano y largo plazo y tomando en consideración las políticas de desarrollo de la industria naval de los astilleros nacionales (DIANCA y ASTINAVE) y su capacidad productiva, se han realizado concursos abiertos internacionales para adquisición de los siguientes buques:

TABLA • PROYECTO DE ADQUISICIÓN DE BUQUES Y REMOLCADORES – ORGANIZACIÓN CONTRATANTE PDV MARINA

	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
RENOVACIÓN Y SUSTITUCIÓN DE LA FLOTA DE 29 REMOLCADORES DE LOS TERMINALES DE CARGA DE PDVSA	Cantidad de Buques Entregados	18	7	4	29	Se han entregado a PDV Marina 25 remolcadores. Se estima el arribo de las cuatro embarcaciones restantes para el año 2016.
	Fecha de Entrega					
ADQUISICION DE TRES UNIDADES TIPO REMOLCADOR PARA OPERACIONES DE AMARRE EN MONOBOYAS	Cantidad de Buques Entregados		3		3	Los 3 remolcadores fueron entregados en el 2015.
	Fecha de Entrega					



INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

INTEVEP, S.A.

La orientación estratégica de PDVSA INTEVEP, S.A. es fortalecer la capacidad tecnológica de la industria venezolana de los hidrocarburos, a través de la investigación básica orientada, investigación estratégica, investigación aplicada y desarrollo; asistencia técnica especializada, ingeniería conceptual y básica, información y asesoría; así como generar soluciones tecnológicas integrales con el desarrollo de tecnologías propias, con especial énfasis en Exploración, Producción y Refinación. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

La cartera de proyectos para el año 2015 quedó conformada por 41 proyectos distribuidos en las gerencias generales de la siguiente manera: seis proyectos pertenecientes a Exploración y Producción, catorce a Producción, diecisiete a Refinación y cuatro proyectos pertenecen a Soporte Tecnológico. Del total de proyectos de la cartera de 2015, se contabilizan 306 actividades y 777 productos planificados. Asimismo, la distribución de las actividades de la cartera de proyectos de 2015 está compuesta de la siguiente forma: Investigación (32%), Desarrollo (22%), Asistencia Técnica Especializada (41%) y actividades de Ingeniería (5%).

Participación de INTEVEP, S.A. en los negocios petroleros

• Exploración y Estudios de Yacimientos

Mediante la integración de la información geológica, geofísica, geoquímica, bioestratigráfica y petrofísica de las diferentes áreas que conforman los bloques Junín - Ayacucho - Boyacá en el Proyecto Estudios Integrados Faja Petrolífera de Orinoco (FPO) Hugo Chávez, se realizó la homologación estratigráfica de Ayacucho (modelo estático) y el marco estratigráfico de Junín, los cuales permitirán establecer un sistema unificado de nomenclaturas, que sirva de referencia para toda la FPO Hugo Chávez, como base en el corto y mediano plazo; y para optimizar los esquemas de explotación previamente existentes, además de definir posibles tecnologías de recuperación mejorada en áreas, yacimientos con un potencial incremento de producción y/o del factor de recobro asociado.

Se fortaleció el laboratorio de rayos X de PDVSA INTEVEP, S.A. en su capacidad de análisis mineralógico, al proponer el novedoso método Ratios de Referencia de Intensidad (RIR), el cual podría sustituir al método tradicional de estándar externo,

incrementado la certidumbre en el estudio de minerales por Difracción de Rayos X (DRX), así como la disminución del error analítico obtenido. Esta fortaleza permitirá obtener mejores interpretaciones sedimentológicas y estratigráficas, usadas en exploración y caracterización de yacimientos.

Se definió el marco estratigráfico regional y subregional en la FPO Hugo Chávez, con la integración de toda la información de los perfiles de pozos, análisis de núcleos y bioestratigráficos e interpretación sísmica.

Se diseñó un dispositivo mecánico para reproducir experimentalmente fenómenos geológicos estructurales mediante modelos fractales, el cual permite establecer una analogía entre la escala de laboratorio y los fenómenos mencionados a su escala real. El ámbito de aplicación de los modelos fractales permitirá abarcar todas las cuencas nacionales, mejorando los modelos geológicos estáticos y favoreciendo la exploración de hidrocarburos.

Se realizó una estimación de las reservas del mineral de calcita, para su utilización junto con el coque de petróleo con fines de generación termoeléctrica. Dichas reservas del mineral se estiman en 560 millones de toneladas métricas, en el afloramiento de la unidad mármol de Patao, estado Sucre.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) con el objetivo de generar las sensibilidades de las curvas de geopresiones requeridas para diseñar una ventana de fluido de perforación óptima en el bloque 112-1 del campo Posa - Golfo de Paria, con el objetivo de apalancar el desarrollo del gas costa afuera, a través de una producción a mediano y largo plazo de 730 MMPCD de gas.

• Producción

Se culminó la construcción del banco para pruebas de servicio y de investigación para bombas de cavidades progresivas (BCP) en la Sede PDVSA INTEVEP, S.A. en Tía Juana (CEPRO). Realizada la primera prueba de una bomba propiedad de la empresa mixta Petrozamora, con un ahorro estimado de \$ 350 por prueba de bomba, lo cual reducirá la dependencia con proveedores externos.

Se desarrollaron formulaciones preliminares tipo ASP empleando álcalis no convencionales para los yacimientos LL-03 y LL-04, Lagunillas inferior, división Lago. Estas formulaciones fueron evaluadas en medio poroso, obteniéndose factores de recobro entre 15% y 20%.

También se desarrolló una formulación dispersante de asfalto con una eficiencia de 100% sobre crudos de los campos Furrial, Muri, Travi, Orocuai y Santa Bárbara; la cual no genera ningún mecanismo de daño a la formulación. La aplicación piloto representará un ahorro en divisas alrededor de \$ 750 por tambor (se estima una volumétrica de 70 tambores para la prueba), comparado con dispersantes de asfaltos comerciales disponibles actualmente en campo por empresas foráneas.

Se controló la zona ofensora de gas con la aplicación del producto MULTIGEL® (sistema gelificante para controlar los altos cortes de agua en procesos de producción), permitiendo el incremento de la producción de petróleo en más de 1000 BNPD en el pozo FUL-108, optimizando el gasto energético del yacimiento e incrementando la producción neta de la División Furrial.

Se comprobó la eficiencia de una formulación DEMICROTM (microemulsión en base de un desemulsificante) en el rompimiento de emulsiones sintéticas de agua en crudo Carabobo, lográndose disminuir la concentración del desemulsificante en la formulación DEMICROTM en 60%, lo que apoyará el desarrollo de productos mixtos con un valor agregado nacional.

Se efectuó la aplicación del producto propio SOLSURF® (sistema de acondicionamiento de hoyo para garantizar la adherencia de las interfases tubería-cemento y cemento-formación en hoyos perforados con fluidos base aceite) como lechada tensoactiva en la colocación de tapón de desvío en el Pozo CEI-11 (campo La Ceiba), resultando exitosa y mitigando los tiempos no productivos, significando un ahorro económico hasta de 40%.

Se instaló y colocó en servicio el controlador Net-DAS® (sistema de supervisión y control de procesos industriales de campo) en la subestación eléctrica Lejos, División Ayacucho, FPO Hugo Chávez, con una producción asociada de 25.000 Bls/día aportados en el desarrollo de la soberanía tecnológica, reduciendo los costos operacionales y evitando la producción diferida. Como parte del proceso de masificación, se realizó transferencia de conocimientos al personal de las áreas operativas de PDVSA y se reforzó la documentación de la misma. También fue instalado y puesto en servicio un controlador Net-DAS® en la subestación eléctrica Josepín 2.

En la reactivación de los parques tecnológicos, se inició la ingeniería básica extendida del Diseño y Construcción del Circuito de Flujo Multifásico y Prueba de Prototipo de Equipos en el Parque Tecnológico Cacique Yavire en el campo Jobo, División Carabobo, que estará culminando a finales de 2016 para el desarrollo y evaluación de tecnologías, equipos e instrumentos en las áreas de bombeo, transporte, medición, acondicionamiento y tratamiento de las corrientes de producción de crudos pesados.

Se concluyó la obtención de 23 barriles de residuo de vacío corte 480°C plus y 7 barriles de HVGO corte 350°C requeridos para realizar pruebas de la tecnología propia AQUAVERSION® (proceso para la conversión moderada de crudos pesados y residuales en presencia de un catalizador soluble y vapor de agua) en distintas escalas. Asimismo, se realizó prueba experimental a escala piloto en planta P-90 (INTEVEP, S.A.) para evaluar el efecto del gas del proceso AQUAVERSION® sobre la actividad catalítica y mejoramiento del crudo Cerro Negro.

Se culminaron las pruebas a escala laboratorio del producto tecnológico INT-MECS® (tecnología para el mejoramiento de CP/XP basado en un proceso de desasfaltación) con crudos no deshidratados provenientes de fosas de desecho de la División Ayacucho de la FPO Hugo Chávez. De igual forma, se culminaron las pruebas a escala laboratorio con crudos deshidratados provenientes de la fosa GED2F2, obteniéndose como resultados para ambas pruebas, crudos mejorados con LGN que registran valores de hasta 23 °API.

Se desarrolló un modelo del sistema agua-cemento a nivel micro a través de Métodos de Elementos Finitos (MEF). Esto permitió la validación del modelo con un error menor a 5%. Se comprobó que al sustituir 20% del cemento por catalizadores desactivados se logra obtener un diseño óptimo para ser utilizado en la cementación de pozos de abandono. Se destacan ahorros hasta de 17% en la cantidad de cemento, 100% en el uso de retardadores y hasta 25% de controlador de filtrado.

Se realizó soporte técnico en el desarrollo y evaluación de conexión roscada de fabricación nacional para tubulares de pozos. Esta actividad aportó al fortalecimiento del desarrollo industrial nacional, contribuyendo a la soberanía tecnológica y potenciando ahorros en divisas por el uso de componentes nacionales en PDVSA. Asimismo, se está garantizando, a mediano y largo plazo, la incorporación de componentes claves para la construcción de pozos en los campos de la División Ayacucho de la FPO Hugo Chávez.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) en la aplicación del producto tecnológico PERMAVISC® (sistema de fluido de perforación y rehabilitación para acceder a yacimientos de alta permeabilidad o baja presión), mediante la aplicación en el pozo MGB-66 (localización AQRC-3) del campo Barúa, estado Zulia, contribuyendo a la mitigación de daño a la formación y garantizando una compatibilidad óptima con el sistema cementante en el zonal de las Arenas de Pauji y Misoa, incorporando 700 BNPD de petróleo.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) orientada hacia la construcción de pozos patrones en la FPO Hugo Chávez (tres pozos patrón: Ayacucho, Carabobo, Junín), para la reducción de los tiempos no productivos como punto de atención para la transferencia de las mejores prácticas, manejo de las lecciones aprendidas para optimizar las operaciones de perforación en áreas de fluidos de perforación, estabilidad de hoyo, cementación de pozos y mecánica de perforación.

• Refinación e Industrialización

Se culminó la prueba escala piloto de la tecnología de combustión para la recuperación de los metales (90% molibdeno, 70% vanadio, 67% níquel), demostrándose así su aplicabilidad. La unidad de recuperación de metales es un desarrollo de tecnología propia de PDVSA INTEVEP, S.A., para el proyecto de conversión profunda de la Refinería Puerto La Cruz, estado Anzoátegui. Este proyecto permitirá el incremento de la capacidad de procesamiento de crudos pesados (170 MBD Mersey 16° API), aumentando la producción de gasolinas para el mercado local y diesel con calidad de exportación.

Asimismo, se culminó la fase experimental de pruebas a escala piloto, donde se verificó la reproducibilidad de la actividad catalítica de un catalizador para hidrotratamiento (HDT) convencional de naftas (CR-800), utilizando materia prima nacional para la elaboración del soporte (bauxita de BAUXILUM), con el objetivo de desarrollar un catalizador propio para el hidrotratamiento de corrientes de nafta (disminuyendo el contenido de azufre en la misma) del circuito nacional de refinación y mejoramiento. Su manufactura comercial apunta a la sustitución de importaciones por 5 MMS/año y disminuiría la dependencia tecnológica en la producción de crudo mejorado.

Además, se realizaron pruebas que permitieron determinar y predecir la compatibilidad y estabilidad de mezclas de crudos extrapesados de la FPO Hugo Chávez y un crudo liviano para generar cerca de 12,9 MMBls de DCO (petróleo crudo diluido, por sus siglas en inglés) de 18°API.

Se concluyó la obtención a escala planta piloto de un lote de aproximadamente 25 kg de brea de petróleo para ser enviado a las empresas nacionales del sector aluminio (Venalum, Alcasa y Carbonorca) con el objetivo de seguir en el avance de las actividades requeridas para la sustitución del agente aglomerante brea de alquitrán de hulla por la brea de petróleo producida con la tecnología propia INTBREPTM (proceso basado en el tratamiento térmico de corrientes residuales para la producción de brea de petróleo) obteniéndose un ahorro estimado de \$17.000, con el objetivo de apalancar la soberanía tecnológica de la empresa.

• Otros aspectos de interés

Se atendieron 42.014 ensayos analíticos, permitiendo apalancar las operaciones de la industria en materia de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de crudos, gas natural y productos derivados. También se atendieron entes del estado como: Guardia Nacional, Universidades Nacionales, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), Centro Nacional de Tecnología Química (CNTQ) y Fiscalía.

Asimismo, se realizaron Asistencias Técnicas Especializadas (ATE) en el área de materiales y confiabilidad de instalaciones, lo cual permitió garantizar la continuidad operacional de los complejos de Mejoramiento y Faja, mediante:

- Análisis de riesgo e identificación de las acciones de mitigación ante un escenario de desfase de la ejecución de la parada de planta por mantenimiento mayor de Petro San Félix.

- Evaluación mecánica a partir de la inspección de los tambores de coquización retardada de la empresa mixta Petrocedeno para la definición de estrategias de intervención durante una ventana operacional.

- Evaluación de cinco tipos de elastómeros comerciales a ser empleados en bombas de cavidades progresivas (BCP) de la empresa mixta Petropiar mediante la ejecución de 780 ensayos, obteniéndose que para 70% de las pruebas el elemento elastomérico cumple con los criterios de aceptación para asegurar una producción de 150 MBPD.

Se realizaron ATE en sistemas de gestión de la calidad para Petroquirique, Petrosucre, Petroregional del Lago, Dirección Ejecutiva Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos, y en organizaciones de PDVSA e INTEVEP, S.A., se realizaron veintisiete auditorías de calidad para evaluar la conformidad de los procesos de las organizaciones y la competencia técnica de los laboratorios de ensayo y/o calibración de PDVSA, con el fin de asegurar la calidad de sus resultados y la satisfacción de sus clientes, fortaleciendo y profundizando las capacidades operativas de Petróleos de Venezuela.

Se ha protegido y mantenido un total de 305 activos intelectuales, así como se han solicitado 14 patentes y 44 marcas. Adicionalmente, se mantiene el portafolio de la Corporación existente, protegiendo así las tecnologías de PDVSA INTEVEP, S.A. en el ámbito mundial, contribuyendo a continuar el apoyo a PDVSA, S.A. en materia de propiedad intelectual.

Se realizó la evaluación de 75 empresas proveedoras de PDVSA, distribuidas en nueve áreas industriales seleccionadas por su incidencia en las operaciones, entre las cuales se encontraban ocho potenciales licenciatarias de los productos tecnológicos de PDVSA INTEVEP, S.A. así como también al proceso de fabricación de tubos de la empresa SIDOR en el marco del Programa Guayana Socialista. Las evaluaciones a los proveedores de PDVSA suministran a las unidades de negocios compradoras y contratantes de PDVSA información sobre el cumplimiento de criterios técnicos y de calidad para la selección de los mismos.

Se mantienen los estudios ambientales en Isla de Aves sobre la biota para establecer arrecifes artificiales que le garanticen a la nación la soberanía sobre 135.000 km² de zona económica exclusiva. Además, se continuó con el plan de monitoreo del río Guarapiche para realizar el seguimiento del estado actual de las comunidades de manglar en los Caños Francés y Dos Aguas para garantizar la recuperación del ecosistema.

SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL

A objeto de asegurar que sus procesos y operaciones sean ejecutados en forma segura; SIHO ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas, con la participación de los trabajadores para el control de los riesgos en materia de seguridad industrial e higiene ocupacional.

NOTA: Mayor información sobre Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional de PDVSA, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2015.



AMBIENTE

PDVSA sigue en la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, incorporando una visión socialista y revolucionaria con la participación protagónica de sus trabajadores, dentro de los lineamientos generales de la Ley del Plan de la Patria (2013-2019), el Plan Siembra Petrolera y las Líneas Estratégicas de Ambiente.

NOTA: Mayor información sobre Ambiente de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2015.



DESARROLLO SOCIAL

Los aportes para el Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2015, se orientan al apoyo a Misiones y Proyectos Sociales. Estas contribuciones se realizan a través del Fondo Independencia 200, Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción Integral, Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo de Asfalto y Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), Fondo Conjunto Chino Venezolano y al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera (FANCO).

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar la verdadera siembra del petróleo, la eliminación del desequilibrio entre el DESARROLLO SOCIAL desarrollo de la industria y su entorno social, y la construcción del Socialismo Bolivariano del Siglo XXI, la Junta Directiva de PDVSA aprobó en el año 2006, que 10% del monto invertido en obras y proyectos petroleros de todas sus filiales, sea dedicado al Desarrollo Social, en las áreas de educación, vialidad, salud, infraestructura de servicios y economía social, entre otros. A partir del año 2011, este porcentaje fue utilizado para apalancar la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV).

En la siguiente tabla se indican los aportes realizados (en millones de dólares) al Desarrollo Social durante el período 2001-2015:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	46	3.506
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	835	8.678
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	5.581	3.888	4.321	2.159	28.899
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	-	-	-	159
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	-	-	1	-	966
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	-	-	-	-	319
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	69	196	250	142	6.317
Gran Misión Vivienda Venezuela	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	4.010	-	-	-	-	8.074
Gran Misión AgroVenezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	-	-	1.140
Gran Misión Hijos de Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	-	-	-	598
Gran Misión en Amor Mayor Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.241	-	-	-	1.241
Gran Misión Barrio Tricolor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	-	325
Proyectos Agrícolas	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	362	109	102	17	141	4.189
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	204	574	2.598
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	5	6	739
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	-	-	-	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	149	-	-	887
Fondo Especial de la Juventud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	-	19	-	-	558
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.083	4.306	5.113	4.705	687	8.015	27.909
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	6.854	6.355	35.244
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	17	3.746
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	10	-	402
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	3	-	1.088
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	-	-	-	-	283
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	1.435	1.097	601	601	11.602
Apoyo a Emergencia por Lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	103	-	-	534
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.808	1.430	413	168	8.472
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	131	119	4.604
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	102	208	63	1.535
Otras Misiones y Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	504	162	-	2.802
SUB-TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES	34	14	549	2.316	3.762	5.274	8.048	4.990	6.006	22.223	28.657	28.293	23.341	15.680	19.242	168.428
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	81.553
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.229
SUB-TOTAL FONDEN Y FONDESPA	-	-	-	2.000	3.525	7.084	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	85.782
TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA	34	14	549	4.316	7.287	12.358	14.809	17.374	6.606	23.557	43.385	43.865	33.759	26.080	20.218	254.211



PDVSA LA ESTANCIA

PDVSA La Estancia, ha desarrollado un conjunto de estrategias orientadas a mejorar la calidad de vida de los venezolanos y venezolanas a través de la promoción socio-cultural, el fortalecimiento de nuestra identidad cultural; además de promover la conformación de comunidades dinámicas, participativas, asociativas, diversas, responsables y comprometidas.

NOTA: Mayor información sobre PDVSA La Estancia, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA del año 2015