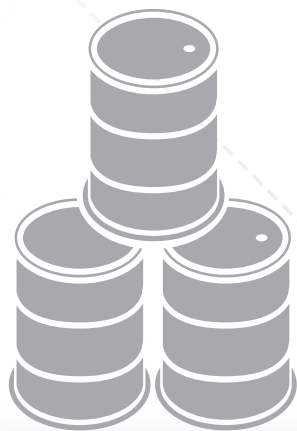




Principales **ACTIVIDADES**





1ra

EN RESERVAS PROBADAS DE

▶ CRUDO

299.953

MMBls



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas

Todas las reservas de crudo y gas natural que están situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, 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. Estas 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 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.

Reservas de Crudo

Los niveles de las reservas probadas de crudo, durante el año de 2014, se ubicaron en 299.953 MMBls. En 2014, la producción fue de 1.014 MMBls de crudo (2.779 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de crudo, desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2014, de 69.165 MMBls. De acuerdo con los niveles de producción de 2014, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 296 años aproximadamente.

Nuevas Incorporaciones a las Reservas de Crudo

Destacó en 2014 la incorporación de 2.615 MMBls de reservas probadas, de las cuales 201 MMBls fueron por descubrimientos y 2.414 MMBls por revisiones. Cabe recordar que para el año 2013, la incorporación fue de 1.674 MMBls; en el 2012 de 1.228 MMBls; en el 2011 de 2.159 MMBls y en el 2010 de 86.411 MMBls. En el año 2014, el incremento fue generado principalmente por la incorporación de las reservas probadas de crudo en los yacimientos pertenecientes a la Faja Petrolífera

del Orinoco Hugo Chávez Frías (1.418 MMBls). Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido: 258% (2014), 159% (2013), 116% (2012), 198% (2011) y 8% (2010).

Reservas de Gas Natural

Las reservas probadas de gas natural que ascienden a 198.368 MMMPC (34.201 MMBpe) al cierre de diciembre de 2014. Las reservas de gas natural en la República Bolivariana 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, es desarrollada. Durante el año 2014, se inyectaron 910 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 34% del gas natural producido (2.652 MMMPC).

Nuevas Incorporaciones a las Reservas de Gas Natural

En el 2014, se incorporaron 3.021 MMMPC (521 MMBpe), de los cuales 459 MMMPC (79 MMBpe) fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos, 2.555 MMMPC (441 MMBpe) por revisión y 7 MMMPC (1 MMBpe) por extensión de yacimientos existentes.

En el año 2014, 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.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, reservas probadas desarrolladas y producción de hidrocarburos, con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2014:

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

| CUENCA | PROBADAS ¹ | PROBADAS ² DESARROLLADAS | PRODUCCIÓN ⁷ 2014 | RELACIÓN RESERVAS PROBADAS / PRODUCCIÓN |
|---|-----------------------|--|---------------------------------|--|
| | MMBls al 31/12/2014 | | MBD | AÑOS |
| PETRÓLEO | | | | |
| Maracaibo-Falcón | 20.111 | 4.889 | 746 | 74 |
| Barinas-Apure | 1.195 | 218 | 36 | 91 |
| Oriental ³ | 278.304 | 7.819 | 1.997 | 382 |
| Carúpano | 343 | - | - | - |
| TOTAL PETRÓLEO⁴ | 299.953 | 12.926 | 2.779 | 296 |
| GAS NATURAL EN MMBpe⁵ | | | | |
| Maracaibo - Falcón | 7.797 | 1.423 | 80 | 266 |
| Barinas - Apure | 135 | 19 | 4 | 92 |
| Oriental ⁶ | 23.790 | 5.063 | 747 | 87 |
| Carúpano | 2.479 | - | - | - |
| TOTAL GAS NATURAL EN MMBpe | 34.201 | 6.505 | 831 | 113 |
| TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe | 334.154 | 19.431 | 3.610 | 254 |

¹Volúmenes de hidrocarburos recuperables estimados con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

²Volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables del yacimiento con los pozos e instalaciones de producción disponibles.

³La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, forma parte de la cuenca oriental y sus reservas son de 260.503 MMBls de crudo, de las cuales 1 MMBls corresponden a crudo mediano, 4.544 MMBls a crudo pesado y 255.958 MMBls a crudo extrapesado.

⁴Incluye crudo extrapesado: reservas probadas de 258.739 MMBls, reservas probadas desarrolladas de 4.326 MMBls, producción de 950 MBD para una relación reservas probadas/producción de 746 años.

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

⁶Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez Frías, estimadas en 11.296 MMBpe al 31 de diciembre de 2014.

⁷No incluye condensado de planta.



La tabla siguiente 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 (MMBIs)

| | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| RESERVAS PROBADAS MMBIs | | | | | |
| Gas Húmedo | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Condensado | 2.357 | 2.384 | 2.617 | 2.647 | 1.976 |
| Liviano | 10.493 | 10.331 | 10.390 | 10.157 | 10.229 |
| Mediano | 9.672 | 9.742 | 9.786 | 9.650 | 10.437 |
| Pesado | 18.692 | 17.597 | 17.805 | 17.733 | 17.630 |
| Extrapesado ¹ | 258.739 | 258.299 | 257.136 | 257.384 | 256.228 |
| TOTAL PETRÓLEO | 299.953 | 298.353 | 297.735 | 297.571 | 296.501 |
| RELACIÓN DE RESERVAS/PRODUCCIÓN (AÑOS) | 296 | 282 | 280 | 273 | 274 |
| Gas natural (MMMPC) ² | 198.368 | 197.089 | 196.405 | 195.234 | 195.096 |
| Gas natural (MMBpe) | 34.201 | 33.981 | 33.863 | 33.661 | 33.637 |
| TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe | 334.154 | 332.334 | 331.598 | 331.232 | 330.138 |
| RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS | | | | | |
| Gas Húmedo | 0,1 | 0,1 | 0,1 | - | - |
| Condensado | 565 | 615 | 639 | 674 | 400 |
| Liviano | 1.786 | 1.829 | 1.891 | 1.932 | 2.099 |
| Mediano | 1.725 | 1.911 | 2.071 | 2.237 | 2.474 |
| Pesado | 4.524 | 4.621 | 4.321 | 4.464 | 4.666 |
| Extrapesado | 4.326 | 3.984 | 4.053 | 4.345 | 4.608 |
| TOTAL PETRÓLEO | 12.926 | 12.960 | 12.976 | 13.652 | 14.248 |
| Gas natural (MMMPC) | 37.731 | 39.135 | 39.252 | 37.217 | 36.283 |
| Gas natural (MMBpe) | 6.505 | 6.747 | 6.768 | 6.417 | 6.256 |
| TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe | 19.431 | 19.707 | 19.743 | 20.069 | 20.503 |
| Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas | | | | | |
| PETRÓLEO | 4% | 4% | 4% | 5% | 5% |
| GAS NATURAL | 19% | 20% | 20% | 19% | 19% |

¹Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO Hugo Chávez Frías, tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican al cierre de diciembre de 2014 en 255.958 MMBIs, aproximadamente.

²Las reservas probadas de gas natural que están asociadas a la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías son de 65.515 MMMPC (11.296 MMBpe). Por otra parte, de las reservas probadas de gas natural que están asociadas a crudo extrapesado son de 35.265 MMMPC (6.080 MMBpe) y corresponden a las cuencas Oriental y Barinas-Apure.



La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los principales campos petroleros de Venezuela operados por PDVSA al 31 de diciembre de 2014:

TABLA • RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS
PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

| NOMBRE DEL CAMPO | UBICACIÓN (ESTADO) | AÑO DEL DESCUBRIMIENTO | PRODUCCIÓN (MBD) | RESERVAS PROBADAS (MMBIs) | RELACIÓN DE RESERVAS PROBADAS/PRODUCCIÓN (AÑOS) |
|--------------------|--------------------|------------------------|------------------|---------------------------|---|
| Zuata Principal | Monagas | 1985 | 260 | 54.002 | 568 |
| Cerro Negro | Anzoátegui | 1979 | 170 | 32.532 | 524 |
| Cerro Negro | Monagas | 1979 | 261 | 23.101 | 243 |
| Zuata Norte | Anzoátegui | 1981 | 30 | 9.615 | 873 |
| Uverito | Monagas | 1979 | 14 | 9.473 | 1.868 |
| Huyapari | Anzoátegui | 1979 | 153 | 4.080 | 73 |
| Bare | Anzoátegui | 1950 | 54 | 1.854 | 95 |
| Dobokubi | Anzoátegui | 1981 | 46 | 2.160 | 130 |
| Jobo | Monagas | 1953 | 10 | 1.306 | 348 |
| Melones | Anzoátegui | 1955 | 26 | 1.082 | 116 |
| Tía Juana Lago | Zulia | 1925 | 88 | 2.809 | 87 |
| Bloque VII: Ceuta | Zulia | 1956 | 78 | 2.018 | 71 |
| Bachaquero Lago | Zulia | 1930 | 55 | 1.540 | 77 |
| Urd. Oeste Lago | Zulia | 1955 | 53 | 1.362 | 70 |
| Boscán | Zulia | 1945 | 100 | 1.504 | 41 |
| Lagunillas Lago | Zulia | 1913 | 48 | 1.141 | 66 |
| Tía Juana Tierra | Zulia | 1925 | 24 | 1.140 | 128 |
| Lagunillas Tierra | Zulia | 1913 | 41 | 941 | 62 |
| Urd. Este Lago | Zulia | 1955 | 5 | 532 | 313 |
| Bloque III: Centro | Zulia | 1957 | 5 | 506 | 277 |
| Santa Bárbara | Monagas | 1993 | 174 | 1.419 | 22 |
| Mulata | Monagas | 1941 | 182 | 1.206 | 18 |
| El Furrial | Monagas | 1986 | 241 | 980 | 11 |
| Orocual | Monagas | 1958 | 14 | 620 | 122 |
| Travi | Monagas | 2004 | 1 | 447 | 833 |
| El Carito | Monagas | 1988 | 49 | 261 | 15 |
| Boquerón | Monagas | 1989 | 7 | 201 | 84 |
| Jusepín | Monagas | 1944 | 17 | 193 | 32 |
| Corocoro | Sucre | 1998 | 35 | 125 | 10 |

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2014, se destaca la incorporación por descubrimiento de 11 nuevos yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en los Campos Roblote, Pantanito, Tropical (Cuenca

Oriental); Silvestre, Bejucal (Cuenca Barinas–Apure) y Tomoporo, Centro Lago, Urdaneta Este Lago (Cuenca Maracaibo-Falcón), de los cuales equivalen a 201 MMBls de crudo y 459 MMMPC de gas. De estas nuevas reservas descubiertas, 115,8 MMBls y 360 MMMPC corresponden al esfuerzo de Exploración.

Exploración

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el periodo enero-diciembre de 2014, se ha logrado el sometimiento ante el MPetroMin de un volumen de reservas de 251 MMBls y 813,2 MMMPC, asociadas a reservas por descubrimiento con la perforación de los pozos ROE-3X (resometidas en 2014) y ROE-4X en Oriente, FRA-20 y FRA-21X en Occidente y SSW-66X en Boyacá.

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

| ÁREA | LOCALIZACIÓN | POZO | PROBADAS | | PROBABLES | | TOTAL (PROBADAS+PROBABLES) | |
|--------------|--------------|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------|--------------|
| | | | MMBls | MMMPC | MMBls | MMMPC | MMBls | MMMPC |
| ORIENTE | ROBLOTE-AX | ROE-3X | - | 13,4 | - | - | - | 13,4 |
| | ROBLOTE-BX | ROE-4X | 1,2 | 115,4 | - | - | 1,2 | 115,4 |
| OCCIDENTE | W-CACV-6 | FRA-20 | 33,0 | 157,2 | 80,9 | 385,5 | 113,9 | 542,7 |
| | FRAE-AX | FRA-21X | 58,3 | 73,6 | 52,6 | 67,7 | 110,9 | 141,2 |
| BOYACÁ | MIJAGUAL AX | SSW-66X | 23,3 | 0,4 | 1,7 | 0,1 | 25,1 | 0,5 |
| TOTAL | | | 115,8 | 360,0 | 135,3 | 453,2 | 251,0 | 813,2 |

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2014, estuvo centrada en la revisión, identificación y maduración de nuevas oportunidades para incorporar y actualizar la base de recursos de Exploración, además de proponer los levantamientos sísmicos 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 16 proyectos nacionales, 14 en Tierra, uno en Costa Afuera y un Proyecto No Convencional.

También se han trabajado durante 2014, 5 proyectos de estudio en el ámbito internacional con países que se han firmado convenios de cooperación: Cuba, Ecuador, Bolivia y Argentina, lo cual permitirá investigar volúmenes importantes de hidrocarburos

líquidos y gaseosos con expectativas en el orden de 3.726 MMBls y 28.488 MMMPC, respectivamente.

Al cierre del periodo, se finalizaron nueve proyectos nacionales. A continuación se detallan los resultados:

Área de Oriente: Se logró la culminación del **proyecto de Generación de Prospecto (PGP) Guanape Barcelona**, el cual incorporó a la Base de Recursos de Exploración 21 oportunidades (dos prospectos y 19 leads) con expectativas totales de 20 MMBls y 93 MMMPC. Adicionalmente, se propone con este estudio la adquisición de 900 km² de datos sísmicos 3D en la porción oeste y central del área de estudio.

Área de Occidente: Se ejecutó el **proyecto Costa Occidental del Lago (PGP)**, a través del cual se incorporaron tres nuevas oportunidades, actualizaron cuatro oportunidades y desincorporaron dos leads en la Base de Recursos de Exploración,



con un volumen de 71,42 MMBIs y 41,25 MMMPC; así como el **proyecto No Convencional Lutitas Gasíferas**, que validó los recursos recuperables en el orden de 169 TCF de gas para un escenario intermedio y la propuesta piloto de perforación de un yacimiento no convencional.

Área de Boyacá: Se finalizó el **proyecto Estudios del Sistema Petrolífero (ESP) Apure-Portuguesa**, a partir del cual se logró determinar que la base de recursos de la Cuenca Barinas - Apure está compuesta por 17 oportunidades validadas y documentadas, con expectativas de 3.882 MMBIs y 617 MMMPC. Asimismo, el proyecto propone 11 estudios exploratorios y también se culminó el **proyecto Barinas Este (PGP)**, mediante el cual se documentaron cuatro prospectos, para un total de 42,2 MMBIs y 380,1 MMMPC.

Área de Costa Afuera: Se concluyeron 4 proyectos, **PGP Norte de Paria**, que logró la generación de 10 nuevas oportunidades (prospectos) con expectativas totales de 1.799 MMMPC, **PGP Golfo de Paria**, que incorporó 7 oportunidades (leads) a la

base de recursos, con expectativas de 64 MMBIs y 12 MMMPC, **proyectos Generadores de Oportunidades (PGO) Golfo de Venezuela**, con el cual se incorporó a la Base de Recursos 13 oportunidades (1 prospecto y 12 leads) análogas al campo Perla, con un total de expectativas de 542 MMBIs y 18.220 MMMPC, **PGO Tortuga La Blanquilla**, que logró la documentación, evaluación y estimación volumétrica de 30 oportunidades (5 plays y 25 leads) con expectativas totales de 4.330 MMBIs (C/L/M) y 3.377 MMMPC.

Actividad Sísmica, se está trabajando en el **proyecto Pantano Oriental 13G 2D**, el cual cuenta con un avance de 10%.

La Actividad de Perforación Exploratoria es de 11 pozos trabajados de los cuales 4 están en progreso, 1 en evaluación y 6 completados.

TABLA • ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN NÚMERO DE POZOS

| ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|----------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Pozos Completados | 6 | 4 | 2 | 2 | 1 |
| Pozos Suspendidos | - | - | - | - | - |
| Pozos Bajo Evaluación | 1 | - | 1 | 1 | - |
| Pozos en Progreso | 4 | 3 | 5 | 3 | 1 |
| Pozos Secos o Abandonados | - | 2 | 1 | - | 2 |
| TOTAL POZOS EXPLORATORIOS | 11 | 9 | 9 | 6 | 4 |
| POZOS DE ARRASTRE | 3 | 6 | 4 | 1 | 1 |





Producción

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, para el año 2014, alcanzó un total de 3.296,9 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente: 776,3 MBD (Gestión Directa 738,3 MBD, Empresas Mixtas 17,4 MBD y PDVSA Gas 20,6 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera: 41 MBD (hasta la fecha sólo hay aporte de Empresas Mixtas); Dirección Ejecutiva de Producción Occidente: 1.019 MBD (Gestión Directa 640 MBD, Empresas Mixtas 379 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías: 1.429,6 MBD (Gestión Directa 544,4 MBD, Empresas Mixtas 885,2 MBD) y Dirección Ejecutiva de Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco 30,9 MBD.

La producción fiscalizada de crudo más LGN total Nación, atribuible a PDVSA durante 2014, fue de 2.899,1 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente: 865,7 MBD (Gestión Directa 829,6 MBD, Empresas Mixtas 16,6 MBD, PDVSA Gas 19,5 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera: (Empresas Mixtas 38,1 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Occidente: 750,3 MBD (Gestión Directa 452,1 MBD, Empresas Mixtas 298,2 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías: 1.228,3 MBD

(Gestión Directa 446,5 MBD, Empresas Mixtas 781,8 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco 16,7 MBD.

En promedio, durante el período enero-diciembre 2014, la producción total de Gas Natural Nación fue de 7.422 MMPCD, de los cuales 2.604 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 4.818 MMPCD (831 MBDpe).

TABLA • PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE DE 2014, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

| PRODUCCIÓN NACIÓN | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Dirección Ejecutiva de Producción Oriente | 866 | 964 | 1.061 | 1.106 | 1.101 |
| Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera | 38 | - | - | - | - |
| Dirección Ejecutiva de Producción Occidente | 750 | 777 | 799 | 810 | 843 |
| Dirección Ejecutiva de Producción FPO Hugo Chávez Frías | 1.228 | 1.274 | 1.174 | 1.213 | 1.178 |
| Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos FPO | 17 | - | - | - | - |
| TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN¹ | 2.899 | 3.015 | 3.034 | 3.129 | 3.122 |

¹ A partir del 1° 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) | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Condensado | 110 | 116 | 107 | 104 | 96 |
| Liviano | 416 | 469 | 487 | 511 | 577 |
| Mediano | 619 | 637 | 875 | 917 | 863 |
| Pesado + Extrapesado | 1640 | 1.677 | 1.441 | 1.459 | 1.439 |
| TOTAL PETRÓLEO | 2.785 | 2.899 | 2.910 | 2.991 | 2.975 |
| Líquidos del Gas Natural | 114 | 116 | 124 | 138 | 147 |
| TOTAL PETRÓLEO Y LGN (A) | 2.899 | 3.015 | 3.034 | 3.129 | 3.122 |
| GAS NATURAL (MMPCD) | | | | | |
| Producción Bruta | 7.422 | 7.395 | 7.327 | 7.125 | 6.961 |
| Menos: reinyectado | 2.604 | 2.779 | 2.871 | 2.884 | 2.958 |
| Gas natural neto (MMPCD) | 4.818 | 4.616 | 4.456 | 4.241 | 4.003 |
| Gas natural neto (MBDpe) (B) | 831 | 796 | 768 | 731 | 690 |
| TOTAL HIDROCARBUROS EN Bpe (A+B) | 3.730 | 3.811 | 3.802 | 3.860 | 3.813 |
| PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PDVSA POR CUENCA | | | | | |
| Maracaibo-Falcón | 750 | 776 | 796 | 806 | 832 |
| Barinas-Apure | 38 | 41 | 46 | 55 | 61 |
| Oriental | 1.997 | 2.082 | 2.068 | 2.130 | 2.082 |
| TOTAL PETRÓLEO | 2.785 | 2.899 | 2.910 | 2.991 | 2.975 |
| PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA (MMPCD) | | | | | |
| Maracaibo-Falcón | 718 | 771 | 796 | 787 | 849 |
| Barinas-Apure | 36 | 34 | 7 | 35 | 40 |
| Oriental | 6.668 | 6.590 | 6.524 | 6.303 | 6.072 |
| TOTAL GAS | 7.422 | 7.395 | 7.327 | 7.125 | 6.961 |
| Precio Cesta Exportación (US\$/BI) ¹ | 88,42 | 98,08 | 103,42 | 100,11 | 72,18 |
| Precio de venta del gas natural (US\$/MPC) | 2,51 | 0,66 | 0,95 | 0,88 | 0,65 |
| COSTOS DE PRODUCCIÓN (US\$/Bpe) ² | | | | | |
| Incluye Empresas Mixtas | 18,05 | 11,40 | 11,09 | 7,53 | 5,53 |
| Excluye Empresas Mixtas | 15,10 | 10,63 | 10,86 | 7,23 | 5,23 |

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 e indirectos de producción (excluye la depreciación y el agotamiento), 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 por cada dirección ejecutiva durante el período enero-diciembre de 2014, se indican los siguientes:

Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Divisiones Punta de Mata y Furrial

La generación de potencial oficial fue de 176,2 MBD, discriminado de la siguiente forma:

- Cambio de método a gas lift 129,7 MBD
- Pozos de completación: 28,8 MBD
- RA/RC con taladro: 5,4 MBD
- RA/RC sin taladro y estimulación: 12,3 MBD

En cuanto al control de energía de los yacimientos, se activó el pozo SBC-173IG con 130 MMPCD para disminuir declinación de presión de la zona oeste del yacimiento SBC-1, la cual se encuentra en el orden de 4700 - 5000 lpc, permitiendo el recobro de 10 MMB de reservas en esta zona.

Por otra parte, se inauguró un gasoducto de 26 pulgadas (15 km), ubicado entre el Complejo Muscar y la Planta de Extracción Santa Bárbara, en la División Punta de Mata, suministrando al mercado interno nacional 100 MMPCGD, permitiendo atender la demanda del sector termoeléctrico, gas doméstico y sector industrial del país.

Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera

División Oriental

Una vez evaluados los pozos segundo, tercero y cuarto en el Campo Dragón del Proyecto Mariscal Sucre, se realizó la completación inferior y superior de los pozos DR-11, DR-9 y DR-8, para una producción asociada a 90 MMPCD, 40 MMPCD y 60 MMPCD de gas, respectivamente.

Avance de 90% en la construcción del gasoducto Dragón-CIGMA (Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho) de 36 pulgadas (103 km).

Avance de 78% en la instalación del pipe rack asociado a las facilidades de entrada del gas a la Planta PAGMI y la construcción de fundaciones para los diferentes equipos a ser instalados (slug catcher, unidades de deshidratación portátil, entre otros).

Se lograron mejoras a la infraestructura de producción de crudo en la empresa mixta Petrowarao, mediante el mantenimiento mayor de la turbina de generación eléctrica y limpieza interna de los equipos de procesos.

En relación con la empresa mixta Petrosucre, se realizaron mejoras a la infraestructura para el manejo y disposición de crudo a través del mantenimiento mayor de la caldera N°2

División Occidental

En el mes de octubre llegó al Golfo de Venezuela, el taladro West Freedom, posicionándose en el Campo Perla, donde se instalará la Plataforma Principal de Producción (PP1) y se realizó la perforación en la localización PP1-H5 del Pozo Perla 6. Este el primer pozo programado para producir 450 MMPCD en el 2015.

Se logró la instalación de la línea multifásica submarina de 30 pulgadas (72 Km), desde el Campo Perla hasta la Planta de Tratamiento de Gas en tierra firme del proyecto CARDON IV.

Dirección Ejecutiva de Producción Occidente

División Lago

Se alcanzó un avance de 24% en el reemplazo de 1.232 líneas a pozos (gas y flujo) por tuberías flexibles equivalentes a 1.678 km, para una producción de 177,9 MBD y 185,1 MMPCD.

Adicionalmente y en favor de mejorar la confiabilidad del sistema de producción de crudo y ahorro del gas de levantamiento, se realizaron seis cambios de métodos (CAMET) para la optimización del uso de la energía requerida por el sistema de levantamiento de bombas (mecánico, cavidad progresiva y electrosumergible), obteniendo una generación de 0,1 MBD y un ahorro de gas de inyección de 2,2 MMPCD. Avance físico 24%.

División Costa Occidental

Se logró la reactivación exitosa por reemplazo de transformadores de los pozos CR-20 y T-124.

Además, se completó y activó el pozo LPT-27 en el yacimiento Mirador I LPT-1X, el cual alcanzó una producción de 1,0 MBD.

División Costa Oriental

Se realizó la conversión de gas de 28 generadores de vapor portátil, ubicados en los campos Tía Juana empresa mixta Petrocabimas y Lagunillas y Bachaquero de la empresa mixta Petrozamora, a fin de disminuir el consumo de gasoil.

En relación con la empresa mixta Petrocumarebo, se realizó la instalación del inductor térmico en el pozo TIG041X del Campo Tiguaje, lo cual ha contribuido al mantenimiento de la producción de crudo.

División Sur del Lago Trujillo

Con la perforación del pozo FRA-20, se logró cuantificar una reserva de crudo de 32,9 MMBD y 157,2 MMMPCD.

Se efectuó la perforación exitosa y puesta a producción de cuatro pozos del campo Franquera/La Ceiba y Mene Grande (FRA-22, FRA-20, MG-960, MG-962) con una generación total de 4,9 MBD.

Se logró la rehabilitación exitosa de dos pozos del campo Moporo (TOM-26, TOM-12) y tres pozos de la empresa mixta Petroquiriquire (MG-915, MOT-70, MOT-67) mediante la reinstalación de equipo de fondo y recañoneo de arenas prospectivas, generando una producción adicional de 2,4 MBD.

Por otra parte, se realizó el tendido de 60 km de cable submarino desde la subestación eléctrica 37M hasta la macolla de producción TOM-7, mejorando así la confiabilidad en el suministro eléctrico hacia las áreas de Moporo y Franquera y reduciendo el uso de siete motogeneradores a Diesel.

Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías

Se realizó actividad de perforación de pozos en todos los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual garantizó un nivel de producción de petróleo y de gas en línea con la política de defensa de precios de la OPEP que, sin comprometer el máximo recobro de hidrocarburos en el largo plazo, asegura el flujo de divisas necesario para el desarrollo socio-económico del país, con un balance entre la máxima valorización de los hidrocarburos en el mercado internacional y la apropiada seguridad energética a la

nación. Para el período enero-diciembre 2014, se perforaron 832 pozos productores, con una generación asociada de 283,9 MBD. Los detalles por división son los siguientes:

División Carabobo

Perforados 338 pozos productores con una generación de 145,7 MBD. Con la construcción de las facilidades mecánicas, civiles, eléctricas y de instrumentación en la estación de bombeo Centro Operativo Petromonagas (COPEM) perteneciente a Petrolera Sinovensa se garantiza el transporte de 450 MBD de crudo diluido (DCO) de las empresas mixtas Petrolera Sinovensa y Petromonagas.

Por otra parte, se construyó un segundo sistema de alivio y separador de antorcha en la EF O-16, lo cual incrementó la capacidad de venteo y disminuyó las restricciones en desalojo de gas en caso de contingencia en la Planta Compresora Orinoco (PCO), además de aliviar presiones de separación en dicha estación.

División Junín

Perforados 252 pozos productores con una generación de 71,9 MBD. Se logró la construcción y puesta en marcha de la planta de compresión y tratamiento de gas para generación de potencia, la cual consta de tres unidades compresoras recíprocantes, un sistema de deshidratación y control de punto de rocío con capacidad de 63 MMPCD de gas, cuya finalidad será tratar el gas de proceso y comprimirlo para su entrega como combustible a la Planta Termoeléctrica de San Diego de Cabrutica, permitiendo al Distrito Cabrutica contar con infraestructura para el uso eficiente del gas, en cumplimiento con las disposiciones ambientales y con el compromiso social.

División Ayacucho

Perforados 233 pozos productores con una generación de 65,4 MBD. Se logró la ampliación y adecuación del sistema de separación, calentamiento y lavado de la estación de descarga Med-20 que contempla incrementar la capacidad del sistema de deshidratación de 180 MBD a 200 MBD y la capacidad de calentamiento desde 150 MBD hasta 175 MBD, lo cual incluye: instalación de un separador horizontal y de un horno tipo cabina horizontal de 25 MBD c/u, así como la construcción de dos tanques de lavado de 20 MBIs c/u.

Se logró la construcción de una planta de tratamiento de agua en el área de Pesado Oeste en el Distrito San Tomé, la cual comprende la construcción y arranque de cinco plantas de agua salada en las estaciones de descarga OED-16, MED-04, MED-15, LED-13 y MED-20. Las cuatro primeras son adecuaciones de las Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS) y la última una implantación completa con tratamiento fisicoquímico.

División Boyacá

Perforados nueve pozos productores con una generación de 0,9 MBD. Adicionalmente, se realizó la construcción de facilidades mecánicas para el manejo de la producción de los pozos nuevos. El proyecto contempló la construcción de 12 km de tubería de 10 pulgadas para el

sistema de recolección de producción de cuatro pozos y la instalación de sistema de trasegado (seis tanques de 500 Bls).

Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco

Esta dirección ejecutiva está orientada a impulsar la infraestructura de producción y manejo de crudo de las nuevas áreas dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías. Con los trabajos ejecutados en el año 2014, se logró alcanzar un potencial de generación de 31 MBD. La mayoría de los proyectos relevantes en ejecución contemplan la construcción de oleoductos y terminales para el manejo de la producción temprana.

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 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 de gas y 28 MBD de condensado. | 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) de 300 MMPCD con un avance de 84 %, 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 km ² 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. Adicionalmente, se contempla el desarrollo de la infraestructura Costa Afuera. Producción estimada 450 MMPCD para el 2015. Con respecto al progreso de fabricación de la Plataforma Principal de Producción (PP1), la misma presenta un avance físico de 83%. |
| JUSEPÍN 120 | Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Josepín. | Se instalarán 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 JUSEPÍN 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 82,4% |
| 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. | Instalación de un turbocompresor, comprimiendo 120 MMPCD. |
| 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. | Instalación de dos turbocompresores. Avance físico del proyecto 99%. |
| REEMPLAZO DE 11 OLEODUCTOS DE 9, 12 Y 16 PULGADAS POR TUBERÍA FLEXIBLE | Eliminar las fallas y filtraciones presentadas a lo largo de la línea, cumplir con las normativas y medidas de seguridad para prevenir el impacto ambiental como consecuencia del vencimiento de la vida útil del material. | El proyecto contempla el reemplazo de cuatro oleoductos críticos con 12 km de tubería flexible de 9 pulgadas, reemplazo de dos oleoductos críticos con 7,4 km de tubería flexible de 12 pulgadas, así como cinco oleoductos con 60,34 km de tubería flexible de 16 pulgadas. Situación actual: tubería fabricada y lista para despacho. Fecha de culminación estimada diciembre 2016. |
| 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). | En progreso la procura de equipos LTE. En proceso inicio de la contratación. Avance físico del proyecto 22%. Fecha de culminación prevista diciembre 2017. |
| 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 está en ejecución. Avance físico del proyecto 37%. 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 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 61%. Fecha de culminación estimada diciembre 2015 |

| PROYECTO | OBJETIVO | DESCRIPCIÓN Y AVANCE |
|--|--|---|
| INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO | Incremento de la capacidad de transporte en 120 MBD. | La etapa I (50 MBD) comprende la construcción de la estación RB-II e incremento de bombeo en la estación Morero, incluye la preparación de sitio y 18 km de tubería de 20 pulgadas. Etapa II (70 MBD) comprende la construcción de la estación EPM-1, OCEMI. Avance total del proyecto 54%. Fecha estimada de culminación julio 2015 |
| INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN PTO | Incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo Meroy 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 nuevo sistema de bombeo. 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 del proyecto 73%. Fecha de culminación etapa I: abril 2015, etapa II: junio 2016. |
| OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE) | Incrementar la capacidad de transporte de crudo Meroy 16 en 750 MBD. | Contempla el tendido de 160 km de tubería de 42" 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 83%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015. |
| 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), Rebombío Miga y Rebombío Melones, y futuros centros operativos (COP). | Fase del proyecto: implantación. Avance físico del proyecto 39%, fecha estimada de culminación diciembre 2016. |
| CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAECJAA | El aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Meroy-16 (16°API) en Terminal de almacenamiento y embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA). | Construcción de cinco tanques de almacenamiento de 350 MB c/u TA1-T-01/02/05/06/09. Fase actual del proyecto: implantación. Avance total del proyecto 68%. Fecha estimada de culminación Junio 2015. |
| INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAECJAA | Aumento en la capacidad de embarque de crudo Mesa-30 (30°API) / Meroy-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque Jose (TAEJ) | Fase del proyecto: implantación. Avance total del proyecto 39%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015. |
| ADQUISICIÓN DE DOS MONOBOYAS PARA PATIO ESTE Y OESTE DEL TAECJAA | El proyecto contempla la adquisición de dos nuevas monoboyas tipo torreta para reemplazar las existentes. | Contempla la adecuación de sala de control Petroanzoátegui, inspección y adecuación de las tuberías submarinas monoboya Oeste, reemplazo de válvulas y actuadores submarinos monoboyas Este y Oeste, batimetría área Oeste y el rediseño de telemetría de la monoboya Oeste. Fase Actual: implantación/ operación. Avance del proyecto 70,65%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015. |
| CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROURICA | El proyecto contempla el IPC del Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF Permanente: 400 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD. | Avance del proyecto 99% de ingeniería básica, realizando estudios especiales. |
| 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 96% de ingeniería de detalle. |
| 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 70% IPC. |
| 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 rebombío denominadas RB-I y RB-II, las cuales estarán ubicadas en las progresivas 91+394 y 42+600, respectivamente medidos desde PTO. Estación de Rebombío RB-I, incluye las facilidades eléctricas. Fase actual: implantación. En el mes de diciembre se entregó a COF las tres bombas para el arranque temprano del Rebombío II. Avance del proyecto 73%. Fecha estimada de culminación agosto 2015. |
| FACILIDADES DE TRANSFERENCIA DE DILUYENTE DESDE JUSEPÍN HASTA VELADERO | Incrementar la capacidad de transporte de diluyente requerido para ajustar la gravedad (*API) del crudo pesado y extrapesado del Distrito Morichal hasta Meroy 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 83%. Fecha estimada de culminación Hito I: diciembre 2015. |
| 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. | Etapa I: construcción de estación de rebombío 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 rebombío 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 25%. Fecha de culminación Etapa I: octubre 2015, Etapa II: diciembre 2015. |
| INCREMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MORICHAL (ICA-MOR) | Incrementar la capacidad de almacenamiento de Morichal en 1,4 MBD, para manejar crudo Meroy 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 41%. Fecha estimada de culminación junio 2016. |
| 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 Jusepín (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 35%. Fecha estimada de culminación diciembre 2016. |

| PROYECTO | OBJETIVO | DESCRIPCIÓN Y AVANCE |
|--|--|--|
| 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 enero 2016. |
| 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 Petrocedeño. | Contempla la construcción de: * Planta de tratamiento de agua e interconexión con la planta de agua existente. * Tercer tren e interconexiones a trenes existentes. * Sala de control y nuevo SCADA. * IPC tanques (nuevo tanque de diluyente T-3101 B, nuevo tanque de rebose T-3602, 2 nuevos tanques desnatadores T-3900 C/D, nuevo tanque de transferencia T-3920 B) * Unidad de generación de electricidad 26 MW - Nueva unidad de compresión de gas. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 66%. Fecha estimada de culminación junio 2016. |

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 que la ha convertido en una de las filiales más importantes de la industria petrolera, y en la organización líder en la conformación, manejo y control 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 Frías, 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 Frías.

La CVP ha sido partícipe en la creación de 44 Empresas Mixtas en conjunto con representantes de 49 empresas de capital nacional y extranjero de 21 países hermanos que coadyuvan en la redefinición de la industria petrolera venezolana.

Migración de los Convenios Operativos, Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez Frías 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.

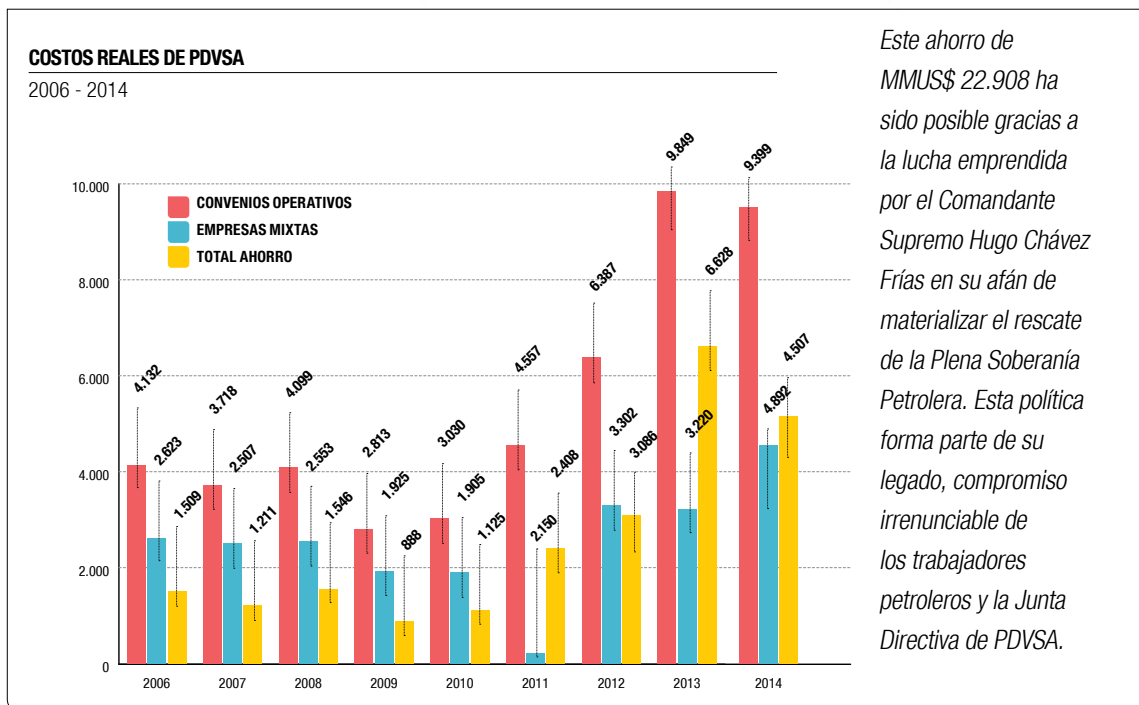
Con el nuevo esquema de negocio, PDVSA logra ser el accionista mayoritario de la Empresa Mixta a conformar. Asimismo, se incluye una serie de términos y condiciones en materia impositiva que redundan en beneficios para el Estado, tales como: incremento de la regalía y el Impuesto Sobre La Renta (ISLR); 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.

Disminución en los costos reales de PDVSA desde el año 2006 al 2014, producto de la conversión a Empresas Mixtas de los Convenios Operativos

Los Convenios Operativos fueron diseñados con el objetivo de operar 32 campos petroleros distribuidos entre el Oriente y Occidente del país. Las condiciones que regulaban estos convenios resultaban sumamente costosas para PDVSA, puesto que se debía pagar honorarios de operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores.

Con la eliminación de los Convenios Operativos y la creación de las Empresas Mixtas, PDVSA ha obtenido un ahorro total entre los años 2006 - 2014 de alrededor de 22.908 millones de dólares.



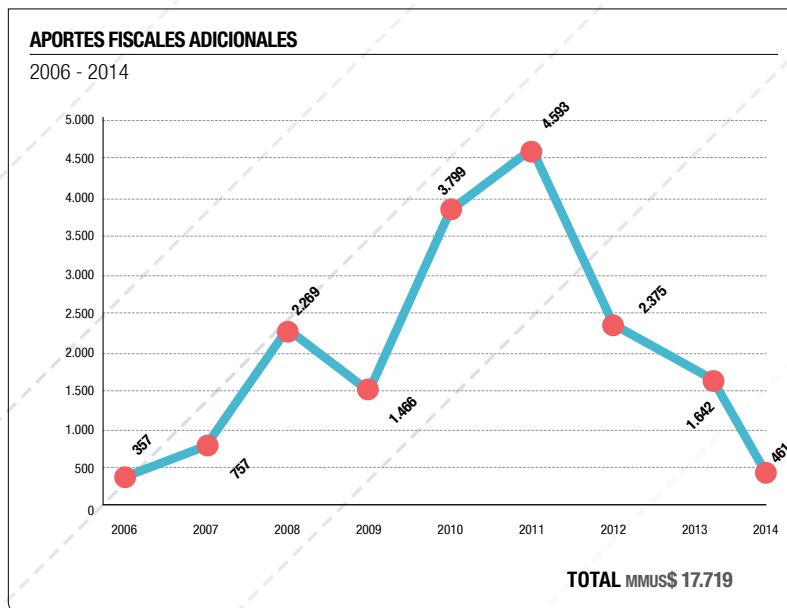
Participación fiscal de las Empresas Mixtas provenientes de los Convenios Operativos

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.

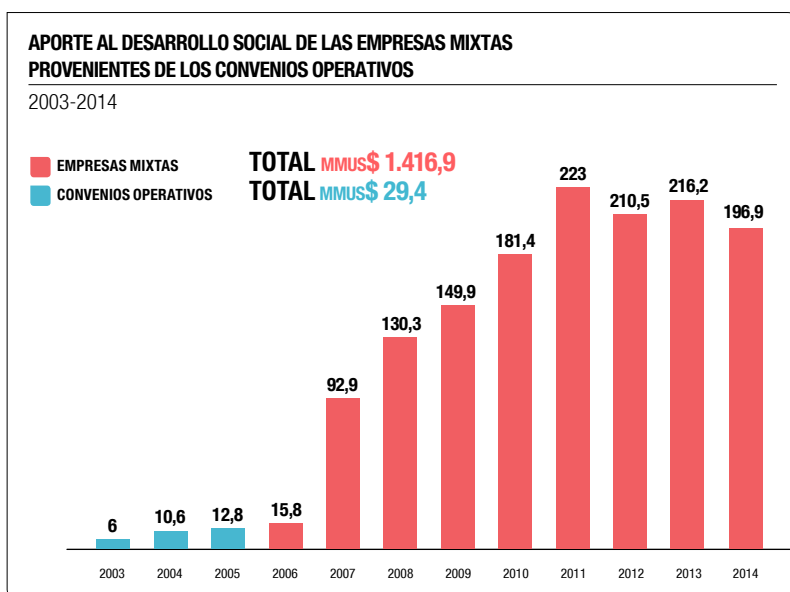
Estas medidas generadoras de grandes beneficios en materia impositiva han sido posibles tras la obtención del control del sector petrolero a través de las Empresas Mixtas. Los ingresos adicionales que ha percibido el Estado desde el año 2006 hasta el cierre de 2014 en materia impositiva, producto del cambio de esquema de negocio oscilan alrededor de los 17.719 millones de dólares.



Participación de las Empresas Mixtas provenientes de los Convenios Operativos en el desarrollo social

El aporte que otorgan las Empresas Mixtas al desarrollo social del país ha marcado la gran diferencia entre el anterior esquema de negocio y el nuevo modelo de Empresas Mixtas. Estas contribuciones honran compromisos adquiridos por el Estado en materia de educación, infraestructura, salud, vivienda, apalancamiento de Empresas de Propiedad Social, entre otros, con la finalidad de elevar la calidad de vida del pueblo.

Estas empresas contribuyen con el Estado, mediante un impuesto de 3,33% sobre los ingresos brutos denominado ventajitas especiales, distribuido de la siguiente manera:



a) **Fondo de Ahorro Nacional para la Clase Obrera (FANCO):** 2,22%, administrado directamente por el Gobierno Bolivariano y destinado a los proyectos establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.

b) **Municipios Petroleros:** 1,11%, de los cuales 30% será destinado a los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la Empresa Mixta y 70% para el resto de los municipios petroleros, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de las entidades.

Adicionalmente, contribuyen con 1% de la utilidad antes de impuesto para las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno.

Los aportes realizados durante el año 2014, para el desarrollo social (2,22% y 1%) por las Empresas Mixtas se ubicaron en 196,9 millones de dólares, que arrojan una contribución total, entre los años 2006 – 2014 de 1.416,9 millones de dólares.

Con la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas, en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, PDVSA ha recuperado el control sobre esas operaciones, disminuido

sus gastos y el Estado ha aumentado la recaudación fiscal, beneficiando a las comunidades, a través de la ejecución de programas de desarrollo social.

TABLA • COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS VS. EMPRESAS MIXTAS

| CONVENIOS OPERATIVOS | VS | EMPRESAS MIXTAS |
|---|----|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Fueron analizadas y discutidas en la Asamblea Nacional, institución que les dió el visto bueno antes de entrar en vigencia.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Se fundamentan en el Artículo 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que establecen la propiedad del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos y permiten la participación de terceros en Empresas Mixtas, en las que el Estado mantenga una participación mayor a 50%.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y el pueblo venezolano.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera y la Ley del Plan de la Patria.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>En los Convenios de 1ª y 2ª Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> • <i>Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo.</i> | | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.</i> |





Empresas Mixtas constituidas dentro del proceso de nacionalización y rescate de la Plena Soberanía Petrolera

Las Empresas Mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO Hugo Chávez Frías, 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

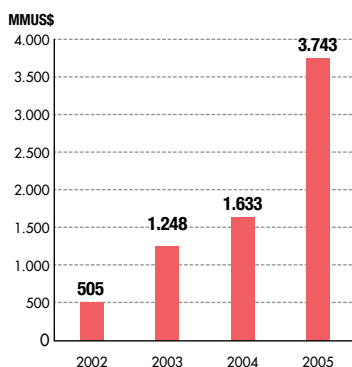
gobierno estableció el Decreto N° 5.200, mediante el cual se determina la migración de estos convenios a Empresas Mixtas.

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 Frías 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.

Impacto de los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez Frías en los resultados económicos de PDVSA

Durante el funcionamiento de las antiguas asociaciones de la FPO, los ingresos del Estado venezolano se vieron perjudicados, debido a la evasión de impuestos (ISLR, regalías, exportación, entre otros) por parte de las asociaciones. En el caso de los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO, durante el lapso 2002-2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en 1%. De esta forma, las empresas transnacionales maximizaron sus ganancias mientras que el Estado dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto.

FONDOS TRANSFERIDOS A LOS SOCIOS
2002-2005



TOTAL MMUS\$ 7.129

Con la implantación del nuevo modelo de Empresa Mixta, el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 7.431 millones de dólares producto de la migración de las antiguas asociaciones a Empresas Mixtas.



TABLA • CONTRIBUCIÓN ADICIONAL PRODUCTO DE LA MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA A EMPRESAS MIXTAS EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

| SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS DE LA FPO | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | TOTAL ACUMULADO |
|--|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------|
| Regalía | 1826 | 2.015 | 1.848 | 1.873 | 1.583 | 1.058 | 1.863 | 12.066 |
| Impuesto de Extracción | 1826 | 2.015 | 1.848 | 1.873 | 1.583 | 1.058 | 1.863 | 12.066 |
| Contribución Especial Precios Extraordinarios | 2839 | 3.635 | 3.417 | 3.639 | 163 | 9 | 1.417 | 15.119 |
| Impuesto Ciencia y Tecnología | 84 | 54 | 67 | 43 | 42 | 90 | - | 380 |
| Impuesto sobre la Renta | 202 | 1.422 | 1.543 | 646 | 751 | 451 | 1.068 | 6.083 |
| Contribución Antidrogas | 21 | 28 | 30 | 13 | 15 | 9 | 21 | 137 |
| Impuesto Ley Aporte del Deporte | 21 | 28 | 30 | - | - | - | - | 79 |
| TOTAL | 6.819 | 9.197 | 8.783 | 8.087 | 4.137 | 2.675 | 6.232 | 45.930 |
| FLUJO DE CAJA | 503 | 1.507 | 1.473 | 867 | 878 | 657 | 1.046 | 6.931 |
| TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EX-ASOCIACIONES | 7.322 | 10.704 | 10.256 | 8.954 | 5.015 | 3.332 | 7.278 | 52.861 |

| REAL EMPRESAS MIXTAS | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | TOTAL ACUMULADO |
|---|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------|
| Regalía | 3290 | 3.625 | 3.329 | 3.375 | 2.856 | 1.901 | 3.394 | 21.770 |
| Impuesto de Extracción | 361 | 405 | 366 | 372 | 309 | 212 | 333 | 2.358 |
| Contribución al Desarrollo Endógeno | 19 | 24 | 28 | 33 | 9 | 39 | 29 | 181 |
| Contribución Especial Precios Extraordinarios | 2839 | 3.635 | 3.417 | 3.639 | 163 | 9 | 1.417 | 15.119 |
| Impuesto Ciencia y Tecnología | 84 | 54 | 67 | 43 | 42 | 90 | 229 | 609 |
| Impuesto sobre la Renta | 329 | 2.079 | 1.370 | 1.599 | 2.330 | 1.012 | 1.441 | 10.160 |
| Contribución Antidrogas | 4 | 21 | 33 | 37 | 61 | 24 | 14 | 194 |
| Impuesto Ley Aporte del Deporte e Impuesto Sombra | 88 | 21 | 33 | - | - | - | - | 142 |
| TOTAL | 7.014 | 9.864 | 8.643 | 9.098 | 5.770 | 3.287 | 6.857 | 50.533 |
| FLUJO DE CAJA | 791 | 2.520 | 2.499 | 590 | 1.015 | 730 | 1.614 | 9.759 |
| TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EMPRESAS MIXTAS | 7.805 | 12.384 | 11.142 | 9.688 | 6.785 | 4.017 | 8.471 | 60.292 |
| VARIACIÓN / EFECTO TOTAL NACIÓN | 483 | 1.680 | 886 | 734 | 1.770 | 685 | 1.193 | 7.431 |





TABLA • COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA FPO VS. EMPRESAS MIXTAS DE LA FPO HUGO CHÁVEZ FRÍAS

| CONVENIOS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS | VS | EMPRESAS MIXTAS |
|--|----|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Eran sociedades anónimas donde el Estado tenía participación minoritaria. | | <ul style="list-style-type: none">• Son sociedades anónimas, teniendo una participación mayor al 60% en promedio. |
| <ul style="list-style-type: none">• El precio de venta y la comercialización del crudo y producto eran fijados por las operadoras, las cuales estaban bajo control administrativo de terceros. Un punto importante es que Challmette procesaba el crudo de Cerro Negro 16°API. | | <ul style="list-style-type: none">• El precio de venta y la comercialización del crudo y producto son fijados por las nuevas empresas creadas; excepto Petromonagas, el cual es comercializado por parte de la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro en ultramar a un precio fijado por estos últimos. Por nuevas especificaciones, el crudo de Petromonagas es de 18°API. |
| <ul style="list-style-type: none">• El flujo de efectivo positivo a favor de los accionistas de las tres empresas dependía de excedentes de efectivo que estaban asociados a las deudas respectivas, por lo que indirectamente los bancos participaban en la administración de estas empresas. | | <ul style="list-style-type: none">• Solo el flujo de efectivo positivo a favor de los accionistas de Petrocedeño depende de excedentes de efectivo que están asociados a las deudas, por lo que indirectamente el banco participa en la administración de esta empresa. |
| <ul style="list-style-type: none">• Cada Asociación poseía autonomía en el presupuesto anual de Capital expenditures (Capex) y Operational Expenditures (Opex). | | <ul style="list-style-type: none">• El presupuesto anual tanto de inversiones como operaciones es aprobado directamente por CVP como máximo accionista, alineado a las políticas de PDVSA . |
| <ul style="list-style-type: none">• No estaban en línea con los planes de desarrollo de la nación. | | <ul style="list-style-type: none">• Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera y la Ley del Plan de la Patria. |
| <ul style="list-style-type: none">• El pago del ISLR se efectuaba a tasa de empresas del sector no petrolero (34%). | | <ul style="list-style-type: none">• El pago del ISLR de adecúa a la tasa actual vigente para el sector petrolero (50%). |
| <ul style="list-style-type: none">• Las políticas contables tales como: cálculo de la depreciación y presentación de los activos fijos, inventarios e° ISLR eran ajustadas por las trasnacionales. | | <ul style="list-style-type: none">• Las políticas contables están alineadas a las políticas y normativas de PDVSA. |
| <ul style="list-style-type: none">• Los costos de mano de obra administrativa eran absorbidos por las operadoras. | | <ul style="list-style-type: none">• Los costos de mano de obra administrativa se generan en sintonía con las políticas de PDVSA. Se realizan los respectivos recobros a cada empresa mixta por medio de la CVP. |
| <ul style="list-style-type: none">• Los costos de las propiedades, plantas y equipos eran registrados a costos históricos. | | <ul style="list-style-type: none">• Los costos de las propiedades, plantas y equipos inicialmente fueron registrados al costo más la prima. |



Nuevos negocios de FPO Hugo Chávez Frías y Campos Maduros

PDVSA continúa afianzando el fortalecimiento geopolítico y estratégico del mercado energético nacional, a través de la puesta en marcha de diversos estudios conjuntos con otros países en la FPO Hugo Chávez Frías y en los Campos Maduros, con el objetivo de dar paso a la creación de nuevas Empresas Mixtas que permitan colocar a disposición de la sociedad venezolana la mayor cantidad de reservas de crudo. De esta manera, se ha ido trabajando 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 Frías y Campos Maduros, y así contribuir en la consecución de la meta planteada de producción para 2019.

Los proyectos que se llevan a cabo en estas áreas han contemplado un proceso de selección de socios y el desarrollo de proyectos integrados, bajo el esquema de Empresa Mixta, con una participación mayoritaria del Estado venezolano no menor

de 60%. En esta integración se conjugan diversidad de culturas y conocimientos que han traído consigo un alto y calificado desempeño técnico del personal que hoy conforma las nuevas Empresas Mixtas.

Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías

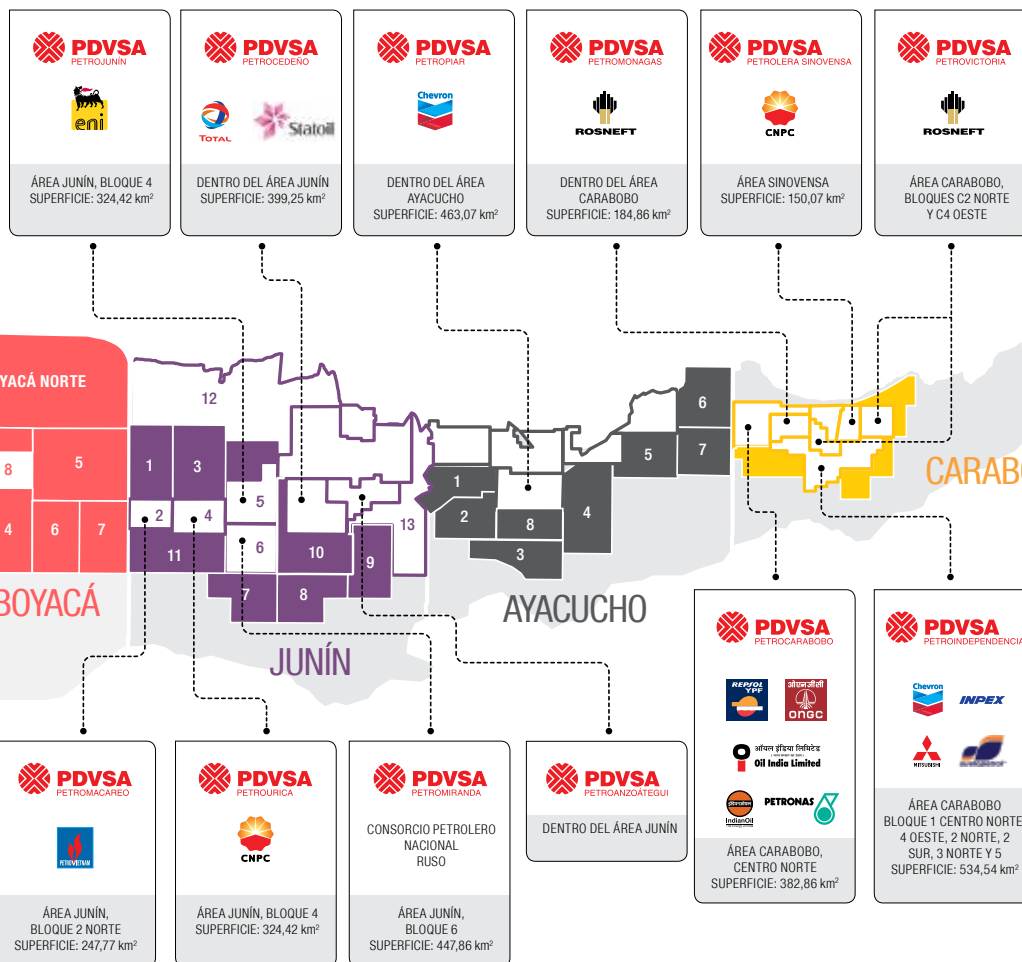
EMPRESAS MIXTAS
CONSTITUIDAS
EN LA FPO HUGO
CHÁVEZ FRÍAS

12



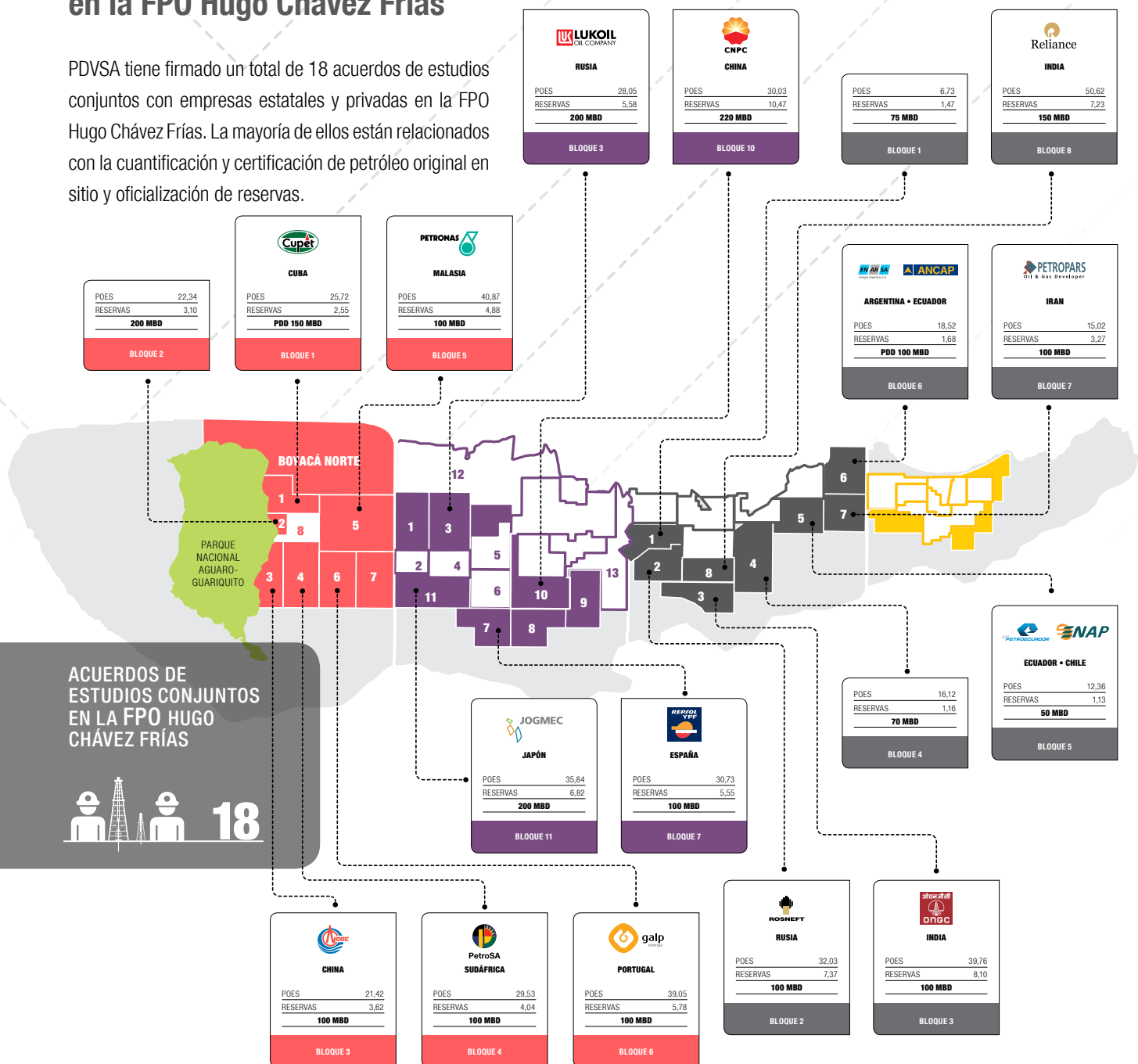
En la actualidad existen 12 empresas constituidas y operando en bloques de la FPO Hugo Chávez Frías, de las cuales 11 son sociedades con participación de capital extranjero y una de ellas (Petroanzoátegui) es 100% capital PDVSA.

0 BOYACÁ
6 JUNÍN
1 AYACUCHO
5 CARABOBO



Acuerdos de Estudios Conjuntos en la FPO Hugo Chávez Frías

PDVSA tiene firmado un total de 18 acuerdos de estudios conjuntos con empresas estatales y privadas en la FPO Hugo Chávez Frías. La mayoría de ellos están relacionados con la cuantificación y certificación de petróleo original en sitio y oficialización de reservas.



En la actualidad, se encuentran cuatro acuerdos en proceso para estudios conjuntos: Ayacucho 8, con la empresa Reliance Industries Limited de India; Junín 8-11, con la empresa Armada Kencana Sdn Bhd de Malasia; y Junín 1 y 3 con la empresa J & F Investimentos de Brasil. Los 18 bloques, en conjunto, tienen un potencial de producción de 2,2 MMBD.

Campos Maduros

Son aquellos que se caracterizan por haber 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.

El portafolio de campos maduros de la CVP vigente en el año 2014 incluye, fundamentalmente, campos con un factor de agotamiento igual o mayor a 50% y una producción igual o menor a 10 MBD, salvo algunas excepciones.

En cuanto a los acuerdos de estudios conjuntos en proceso, se tiene para el 2014, el avance siguiente:

TABLA • ACUERDOS DE ESTUDIOS CONJUNTOS

| NEGOCIOS | CAMPOS | SITUACIÓN ACTUAL |
|-----------------------------------|--|---|
| PDVSA - BTG PACTUAL BRASIL | UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: ROSA MEDIANO, CAMPOS: CABIMAS LAGO, TÍA JUANA LAGO. UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: TÍA JUANA, CAMPOS: CABIMAS LAGO, LAGUNILLAS LAGO, LAGUNILLAS LAGO, TÍA JUANA LAGO, TÍA JUANA TIERRA. UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: LAGUNILLAS LAGO, CAMPO LAGUNILLAS LAGO, UBICADOS EN LA JURISDICCIÓN DEL ESTADO ZULIA, DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA | FUE SUSCRITO EL 6 DE JUNIO DE 2014 PARA LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS, ELABORACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO Y EL DISEÑO DE OTROS INSTRUMENTOS TÉCNICOS NECESARIOS PARA DETERMINAR LA FACTIBILIDAD DEL DESARROLLO DE HIDROCARBUROS EN LOS CAMPOS MADUROS. EN EL PERIODO JUNIO - DICIEMBRE 2014 SE INICIÓ Y FINALIZÓ EL ESTUDIO CONJUNTO, DE CAMPOS MADUROS UBICADOS EN EL LAGO DE MARACAIBO: CABIMAS LAGO, TÍA JUANA LAGO Y LAGUNILLAS LAGO, EN ÁREAS CIRCUNSCRITAS A LAS UNIDADES DE EXPLOTACIÓN ROSA MEDIANO, TÍA JUANA LAGO Y LAGUNILLAS LAGO. ESTIMÁNDOSE, SEGÚN EL PLAN DE NEGOCIOS RESULTANTE DEL ESTUDIO, EXTRAER 865 MMBLS EN 25 AÑOS, CON UNA INVERSIÓN DE 7.708 MMUS\$. |
| PDVSA - CT ENERGÍA SUIZA | CAMPOS URACOA, BOMBAL, TUCUPITA, TEMBLADOR, EL SALTO E ISLEÑO. | EN FECHA 12 DE DICIEMBRE DE 2014, SE FIRMÓ ACUERDO PARA EVALUAR LA POSIBILIDAD DE DESARROLLAR NUEVOS PROYECTOS EN LOS CAMPOS: URACOA, BOMBAL, TUCUPITA, TEMBLADOR, EL SALTO E ISLEÑO. |



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 2014

| DIRECCIÓN ORIENTE | EMPRESA MIXTA | FECHA DE CONSTITUCIÓN | (%) PARTICIPACIÓN PDVSA | (%) PARTICIPACIÓN SOCIO | ACCIONISTA MINORITARIO | PAÍS |
|--|---|-----------------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------|-----------|
| DIVISIÓN FURRIAL | PETROQUIRIQUE, S.A. (QUIRIQUIRE) | 21/08/06 | 60,00 | 40,00 | REPSOL | España |
| | BOQUERÓN, S.A. | 11/10/06 | 60,00 | 26,67 | Boqeron 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 PARIÁ, 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 | HOCOL | Francia |
| | LAGOPETROL, S.A. | 05/12/07 | 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 |
| PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (BLOQUE X) | 14/12/07 | 60,00 | 40,00 | UEPB | Bielorusia | |
| DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO | PETROBOSCÁN, S.A. | 11/08/06 | 60,00 | 39,20 | CHEVRON | EE.UU. |
| | | | | 0,80 | INEMAKA | Venezuela |
| | BARIPIETROL, S.A. | 09/08/06 | 60,00 | 17,50 | SUZUM | Portugal |
| | | | | 5,00 | PFC | Venezuela |
| | | | | 17,50 | PERENCO | Francia |
| | PETROPERLJÁ, S.A. | 21/09/06 | 60,00 | 40,00 | DZO | Holanda |
| | | | | 36,00 | PETROBRAS | Brasil |
| PETROWAYU, S.A. | 04/09/06 | | 4,00 | Williams International Oil & Gas | EE.UU. | |
| PETROURDANETA | 03/04/12 | 60,00 | 40,00 | Odebrecht E&P | España | |
| DIVISIÓN COSTA ORIENTAL DEL LAGO | PETROCABIMAS, S.A. | 02/10/06 | 60,00 | 40,00 | SEPCA | Venezuela |
| | PETROCUMAREBO, S.A. | 24/10/06 | 60,00 | 40,00 | PFC | Venezuela |
| | PETROZAMORA | 04/05/12 | 60,00 | 40,00 | Gazprombank | Rusia |
| DIVISIÓN SUR DEL LAGO | 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 9,677 | TOTAL STATOILHIDRO | Francia Noruega |
| | PETROANZOÁTEGUI, S.A. | 21/02/08 | 100,00 | - | - | - |
| | PETROMIRANDA, S.A. | 20/04/10 | 60,00 | 40,00 | Consorcio Nacional Petrolero | Rusia |
| | PETROMACAREO, S.A. | 17/09/10 | 60,00 | 40,00 | PETROVIETNAM | |
| | PETROURICA, S.A. | 14/12/10 | 60,00 | 40,00 | CNPC | China |
| | PETROJUNÍN, S.A. | 14/12/10 | 60,00 | 40,00 | ENI | Reino Unido |
| | PETRODELTA, S.A. | 03/10/07 | 60,00 | 40,00 | HRN | EE.UU |
| | PETROLERA SINOVENSA, S.A. | 01/02/08 | 64,25 | 35,75 | CNPC | China |
| | PETROMONAGAS, S.A. | 21/02/08 | 83,33 | 16,67 | BP | Alemania |
| DIVISIÓN CARABOBO | | | | 11,00 | REPSOL | España |
| | | | | 11,00 | PC Venezuela | República de Mauricio |
| | PETROCARABOBO, S.A. | 25/06/10 | 60,00 | 11,00 | Petrocarabobo Ganga | Países Bajos |
| | | | | 7,00 | Indoil Netherlands B.V. | Países Bajos |
| | | | | 34,00 | Chevron | Dinamarca |
| | PETROINDEPENDENCIA, S.A. | 25/06/10 | 60,00 | 5,00 | JCU | Reino Unido |
| | | | | 1,00 | Suelopetrol | España |
| | PETROVICTORIA, S.A. | 25/05/13 | 60,00 | 40,00 | ROSNEFT | Rusia |
| | PETROKARINA, S.A. | 31/08/06 | 60,00 | 29,20 | PETROBRAS | Brasil |
| | PETROVEN-BRAS, S.A. | 04/09/06 | 60,00 | 10,80 | INVESORA MATA | Venezuela |
| DIVISIÓN AYACUCHO | PETROVEN-BRAS, S.A. | 04/09/06 | 60,00 | 29,20 | PETROBRAS | Brasil |
| | PETROBITUPANO, S.A. | 04/09/06 | 60,00 | 22,00 | PETROBRAS | Brasil |
| | | | | 18,00 | VENEZUELA US | EE.UU |
| | | | | 26,00 | CGC | Argentina |
| | PETRONADO, S.A. | 15/09/06 | 60,00 | 8,36 | BPE | Ecuador |
| | | | | 5,64 | KNOC | Korea |
| | PETROCURAGUA, S.A. | 18/10/06 | 60,00 | 12,00 | OPEN | Venezuela |
| | | | | 28,00 | CIP | Venezuela |
| | PETROZUMANO, S.A. | 06/11/07 | 60,00 | 40,00 | CNPC | China |
| | | | | 22,67 | INEMAKA | Venezuela |
| | PETROLERA KAKI, S.A. | 28/11/06 | 60,00 | 17,33 | Inversiones Polar | Venezuela |
| | PETROLERA VENCUPET | 03/12/10 | 60,00 | 40,00 | CUPET | Cuba |
| | PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A. (CARACOL) | 28/11/06 | 75,00 | 25,00 | CNPC | China |
| | PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (GUARA ESTE) | 14/12/07 | 60,00 | 40,00 | UEPB | Bielorusia |
| | PETROPIAR, S.A. | 19/12/07 | 70,00 | 30,00 | CHEVRON | EEUU |
| PETROLERA VENANGOCUPET | 26/11/12 | 60,00 | 40,00 | Comercial Cupet,S.A y Sonangol (46) Pesquisa & Producao,S.A | Cuba | |
| DIVISIÓN BOYACÁ | PETROGUÁRICO, S.A. | 25/10/06 | 70,00 | 30,00 | Teikoku | Japón |

Nota: Las Empresas Mixtas Petrolera Indovenezolana, 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 Biellovenezolana, S.A., Petrolera Venangocupet, Petroguárico, S.A., operan campos fuera o en áreas limítrofes de la FPO Hugo Chávez Frías. A pesar de no operar bloques de la misma, administrativamente pertenecen a la Dirección Faja.

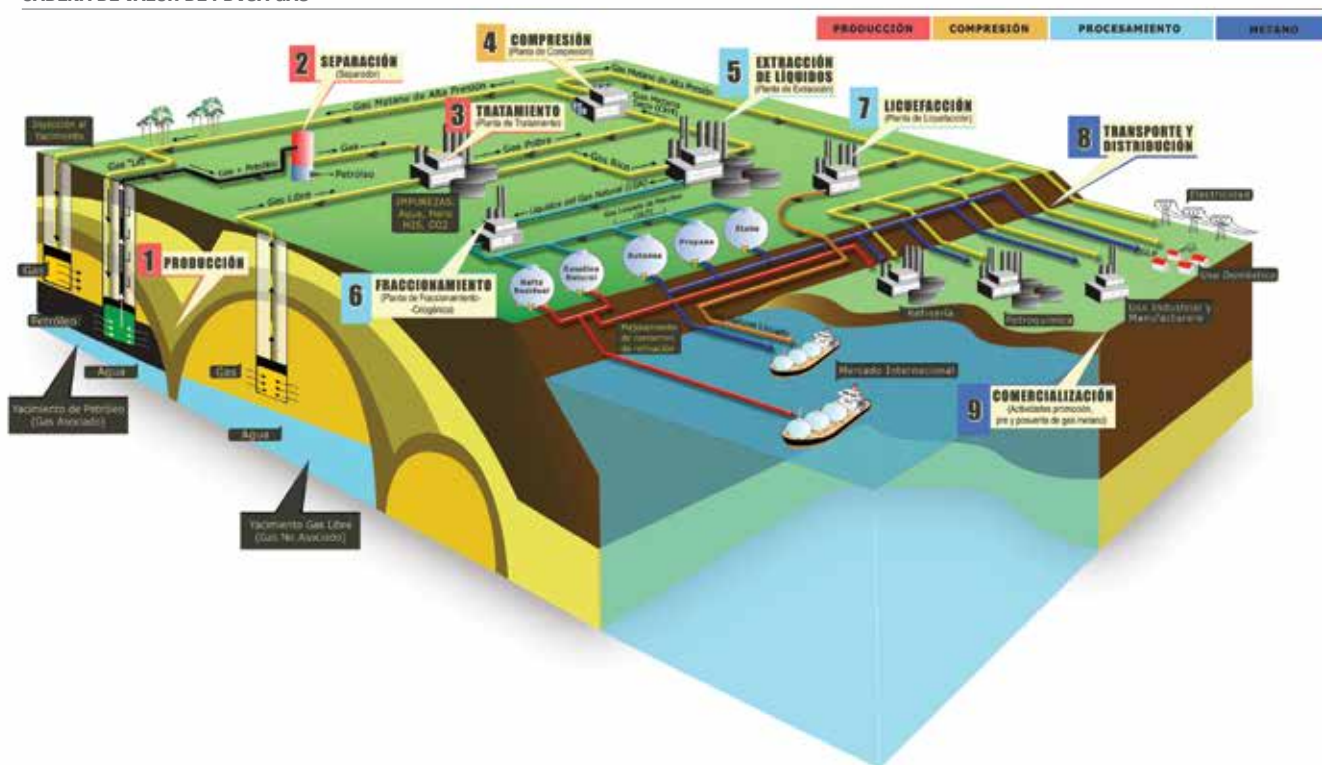


GAS

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:

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

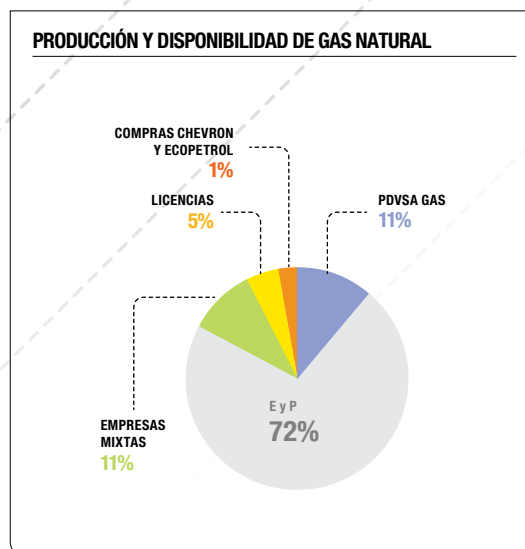


Producción y disponibilidad de Gas Natural y LGN

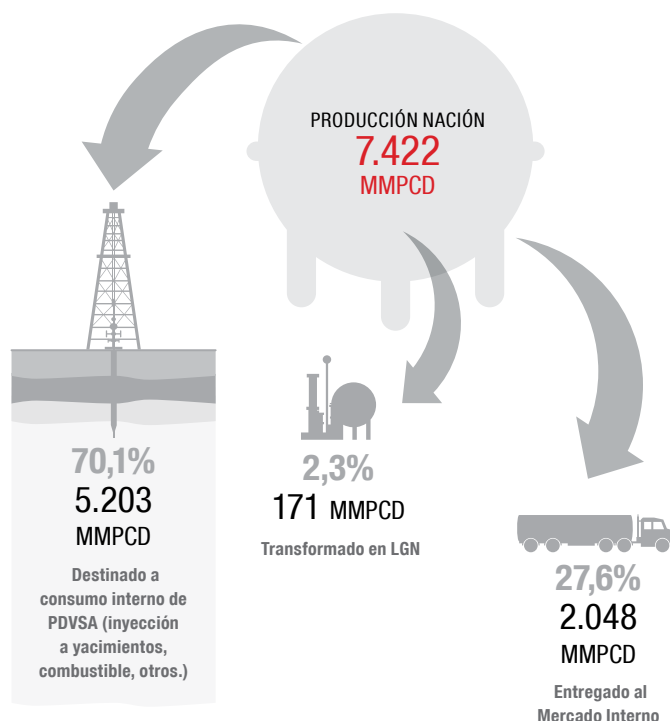
Gas

Para el año 2014, la disponibilidad total de gas natural para la nación fue de 7.516 MMPCD, de los cuales 7.422 MMPCD corresponden a producción bruta de gas natural en el territorio nacional y 94 MMPCD de gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPEL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

| PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL | VOLUMEN |
|--|--------------|
| | MMPCD |
| Anaco | 814 |
| PDVSA GAS | 814 |
| Dir. Ejecutiva Oriente | 4.560 |
| Dir. Ejecutiva Occidente | 520 |
| Dir. Ejecutiva Faja | 323 |
| E y P | 5.403 |
| Dir. Ejecutiva Oriente | 97 |
| Dir. Ejecutiva Costa Afuera | 54 |
| Dir. Ejecutiva Occidente | 198 |
| Dir. Ejecutiva Faja | 470 |
| EMPRESAS MIXTAS | 819 |
| Gas Guárico | 54 |
| Quiriquire Gas | 182 |
| Ypergas | 131 |
| Bielovenezolana | 19 |
| LICENCIAS | 386 |
| TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN | 7.422 |
| Compras Chevron y Ecopetrol | 94 |
| TOTAL DISPONIBLE | 7.516 |



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:

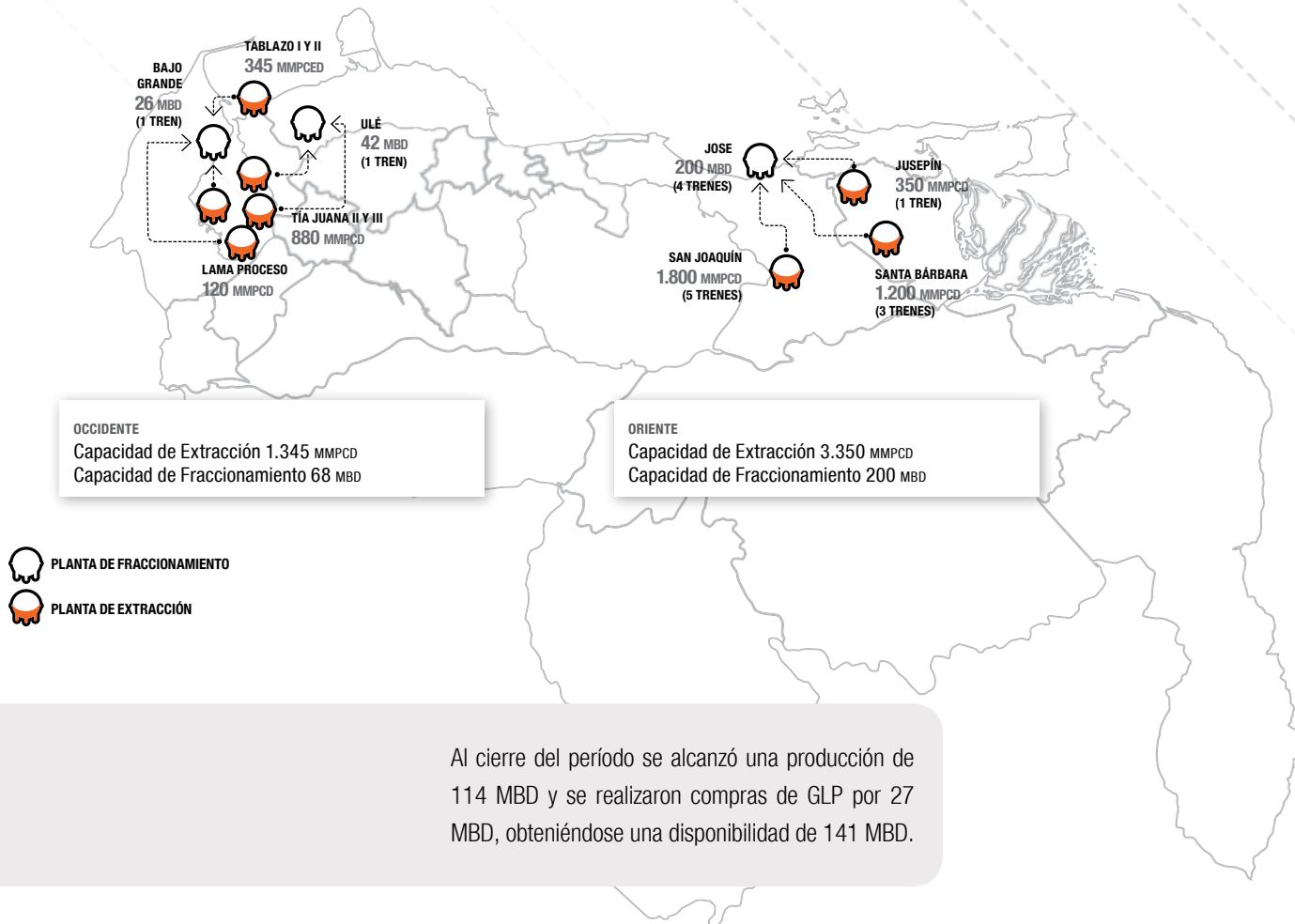


Líquido del gas natural (LGN)

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 figura.



INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN



Al cierre del período se alcanzó una producción de 114 MBD y se realizaron compras de GLP por 27 MBD, obteniéndose una disponibilidad de 141 MBD.

TABLA • DISPONIBILIDAD LGN

| LGN | MBD |
|-------------------------|------------|
| Oriente | 114 |
| Occidente | 0,3 |
| PRODUCCIÓN LGN | 114 |
| Refinerías (Nacional) | 6 |
| Importación | 21 |
| COMPRAS DE GLP | 27 |
| TOTAL DISPONIBLE | 141 |



Compresión de Gas

Durante el año 2014, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 128 plantas y 461 unidades de compresión distribuidas en el oriente y occidente del país como se muestra en el gráfico anexo.

INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN

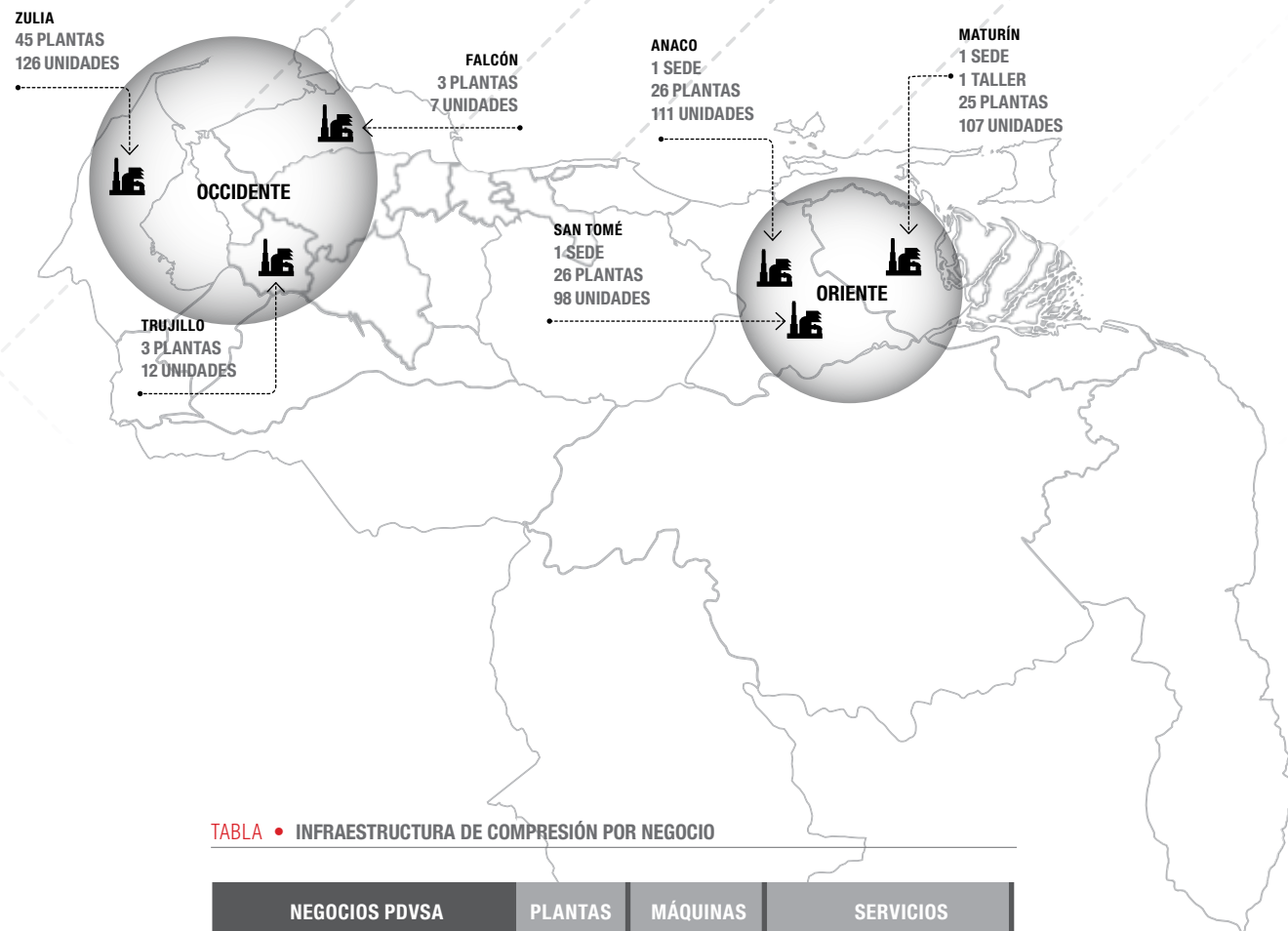


TABLA • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN POR NEGOCIO

| NEGOCIOS PDVSA | PLANTAS | MÁQUINAS | SERVICIOS |
|----------------------------|------------|------------|-----------------------------------|
| PDVSA Gas | 39 | 170 | |
| EyP Oriente | 12 | 48 | • Mercado interno |
| EyP Faja | 26 | 98 | • Inyección de gas |
| Sub-total Oriente | 77 | 316 | • Generación eléctrica |
| EyP Occidente | 38 | 103 | • Levantamiento artificial |
| Empresas Mixtas Occidente | 13 | 42 | • Volumen manejado 6.254 MMPCD |
| Sub-total Occidente | 51 | 145 | |
| TOTAL | 128 | 461 | |

Transporte, Distribución y Comercialización

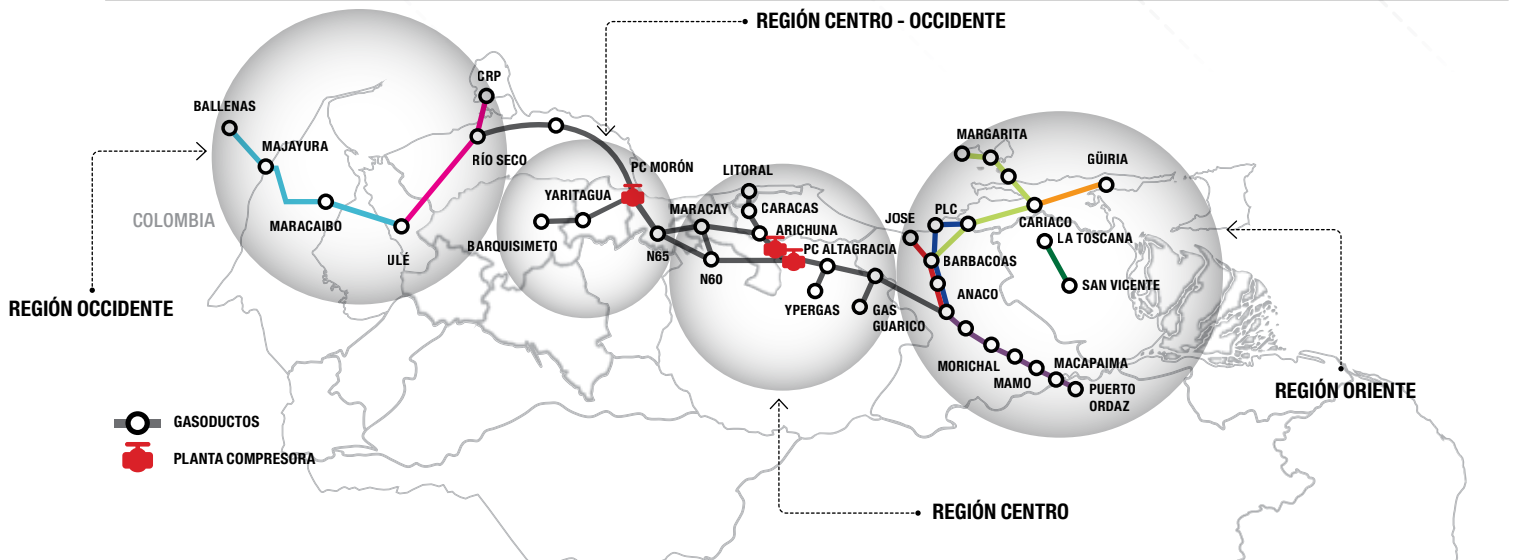
Gas

Los sistemas de transporte de gas de alta presión (gasoductos) se encuentran distribuidos geográficamente en gran parte del territorio nacional (oriente, centro, centro occidente y occidente). Están conformados por siete sistemas y tres plantas compresoras:

- Sistema Anaco - Barquisimeto - Río Seco
- Sistema Anaco - Jose / Puerto La Cruz

- Sistema Anaco - Puerto Ordaz
- Sistema Toscana - San Vicente
- Sistema Ulé – Amuay
- Sistema Transoceánico (Gasoducto Antonio Ricaurte)
- Sistema Nororiental G/J José Francisco Bermúdez
- Plantas Compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón

GASODUCTOS, PLANTAS COMPRESORAS, FACILIDADES OPERATIVAS Y SUS CAPACIDADES



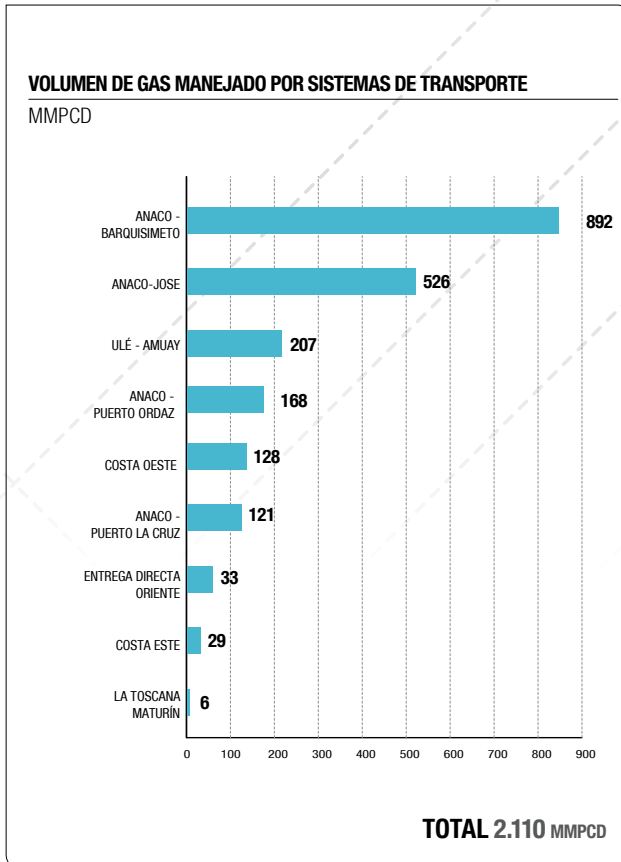
| SISTEMA DE TRANSPORTE | LONGITUD (KM) | CAPACIDAD (MMPCED) |
|---|---------------|--------------------|
| Ulé - Amuay | 464 | 360 |
| G/J Jose Francisco Bermudez | 444 | 1.015 |
| Anaco - Jose | 223 | 873 |
| Transoceánico | 219 | 427 |
| Anaco - Puerto Ordaz | 779 | 1.260 |
| Anaco - Puerto La Cruz | 108 | 170 |
| La Toscana - San Vicente | 13 | 262 |
| Anaco - Caracas - Barquisimeto - Río Seco | 2.490 | 461 |
| TOTAL | 4.740 | 5.737 |

| PLANTAS COMPRESORAS | | | |
|----------------------------|----------------|------------------|-------------------|
| DATOS TÉCNICOS | MORÓN | ALTAGRACIA (PCA) | ALTAGRACIA (NPCA) |
| Unidades | 3 x 18.000 c/u | 6 x 4.500 c/u | 3 x 18.000 c/u |
| Total de Potencia (HP) | 54000 | 27000 | 54000 |
| Presión Succión (Psig) | 570 | 600 | 600 |
| Presión de Descarga (Psig) | 1200 | 900 / 750 | 1000 |
| Capacidad (MMPCED) | 640 | 810 / 840 | 700 |



Durante el período, se logró la transmisión y distribución de 2.110 MMPCD en forma segura y confiable a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano a nivel nacional.

En lo que respecta a las ventas de gas metano, al cierre del año 2014 se alcanzó un promedio de 2.122 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera a los distintos sectores económicos a nivel nacional:



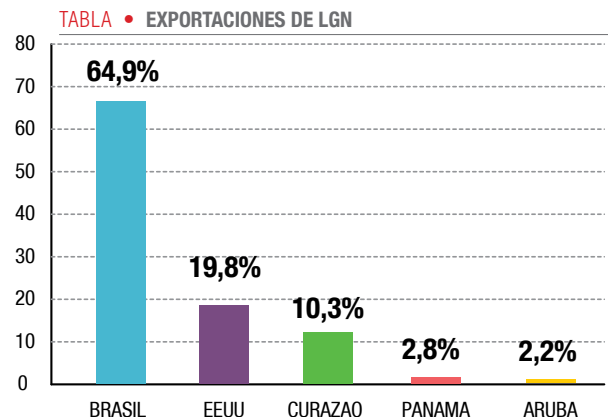
| VENTAS DE GAS POR SECTOR | VOLUMEN MMPCD | % |
|--------------------------|---------------|-------------|
| Eléctrico | 687 | 32,4% |
| Petrolero | 468 | 22,1% |
| Petroquímico | 465 | 21,9% |
| Manufacturero | 175 | 8,2% |
| Distribuidor | 111 | 5,2% |
| Siderúrgico | 90 | 4,2% |
| Cemento | 78 | 3,7% |
| Aluminio | 29 | 1,4% |
| Doméstico | 16 | 0,8% |
| Autogas | 3 | 0,1% |
| TOTAL VENTAS | 2.122 | 100% |

LGN

Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales, siendo el volumen al cierre del año 142 MBD:

Las exportaciones durante el período fueron de 17 MBD (11,8% de las ventas) siendo el mayor volumen dirigido a Brasil y Estados Unidos con el 64,9% y 19,8%, respectivamente.

| VENTAS LGN | MBD |
|-------------------|------------|
| Mercado Interno | 43 |
| Pequiven | 45 |
| Refinación | 19 |
| Producción EyP | 17 |
| Industrialización | 1 |
| Exportación | 17 |
| TOTAL | 142 |



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).

PDVSA Gas Comunal

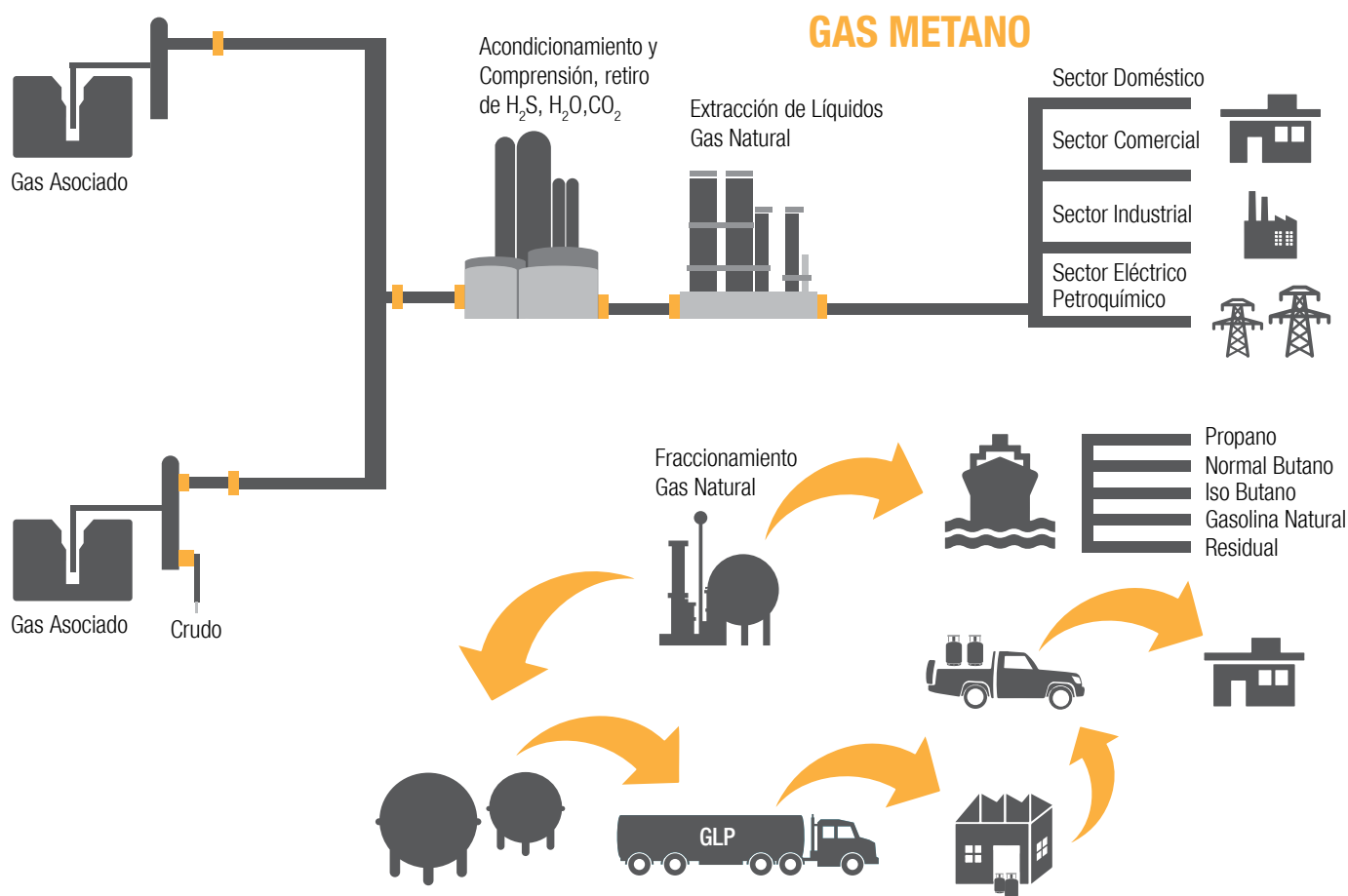
Tiene la misión de garantizar el suministro de GLP como servicio público, además de la ejecución de proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Se encarga del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP desde las plantas de llenado hasta el usuario final, 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 403 chutos, 287 cisternas y 2.334 camiones para el despacho de bombonas y granel, permitiendo atender a 4.609.312 familias mensualmente.

En 2014, se fabricaron/repararon 397.787 bombonas, se repararon 41.615 válvulas y se fabricaron/repararon 309 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial.

TABLA • PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE GAS





Dentro de los logros más importantes de Gas Comunal en el año 2014, se resaltan los siguientes:

Construcción de plantas de llenado de GLP: En mayo de 2014, se puso en marcha la planta automatizada de llenado de GLP en Caicara del Orinoco, estado Bolívar, 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 2014 se continuó con la manufactura de tanques tipo cisterna para el transporte de GLP, se culminaron tres cisternas de 12.500 galones y se inició a la actividad de carga y recarga de extintores.

Empresa de Producción Social Directa Comunal (EPSDC): En 2014 se inauguraron cuatro centros de acopio construidos por PDVSA Gas Comunal y se pusieron en marcha ocho rutas de

distribución, conjuntamente con las comunidades organizadas; teniendo a la fecha 90 EPSDC en el territorio nacional, que atienden a 859.450 familias.

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 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.