



Estudio del mercado Colombiano y Peruano sobre equipamiento para la industria del gas y petróleo



AL-INVEST



Unión Industrial Argentina

Sin Industria No Hay Nación



AL-INVEST IV
MERCOSUR
CHILE
VENEZUELA

ExportAr

Argentina

1.	COYUNTURA ECONÓMICA Y SOCIAL, MARCO LEGAL. CLIMA DE NEGOCIOS	6
1.1.	COLOMBIA	6
1.1.1.	La política económica.....	6
1.1.2.	Política monetaria e inflación	7
1.1.3.	El sector externo	7
1.1.4.	PIB en el tercer trimestre de 2011	9
1.1.5.	Pronóstico de corto plazo	11
1.1.6.	Balanza de pagos en colombia	13
1.1.7.	Estadísticas de comercio exterior – balanza comercial entre Argentina y Colombia.....	16
1.1.8.	Perspectivas Económicas	17
1.1.9.	Situación Política	19
1.1.10.	Clima de Negocios En Colombia	19
1.1.11.	Inversión en auge	19
1.1.12.	Una de las economías líderes en el 2050	20
1.2.	PERÚ.....	20
1.2.1.	Reseña Económica de Perú	20
1.2.2.	Moneda y Finanzas.....	22
1.2.3.	Política económica	22
1.2.4.	La política monetaria y precios	23
1.3.	EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES EN PERÚ	24
1.3.1.	La actividad económica	24
1.3.2.	Crecimiento del PIB por sectores.....	25
1.3.3.	Indicadores de actividad y demanda	27
1.3.4.	Perspectivas 2012 -2013 - La economía interna	32
1.3.5.	Política monetaria e inflación	34
1.3.6.	El sector externo	36
1.3.7.	Evolución PBI (en US\$ miles de millones)	37
1.3.8.	Principales Indicadores Macroeconómicos.....	38
1.3.9.	Clima de negocios e inversiones	39
1.3.10.	Acuerdos de Inversión en el Ámbito Internacional	40
1.3.11.	Derechos básicos del Inversionista Extranjero.....	40
1.3.12.	Grado de Inversión	41
1.3.13.	Marco legal	41
1.4.	PERSPECTIVAS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA ..	45
1.4.1.	Crecimiento en la actividad exploratoria	45
1.5.	PERU.....	47
1.5.1.	Hidrocarburos, sector que invierte	47
1.5.2.	Sector que avanza	47
1.5.3.	Descubrimientos de la última década.....	48
2.	PERSPECTIVA REGIONAL PARA EL AÑO 2012	50
2.1.	BRASIL	50
2.2.	COLOMBIA	51

2.3.	VENEZUELA	51
2.4.	PERÚ.....	51
2.4.1.	Hidrocarburos perunaos: un sector propicio para invertir	51
2.5.	ENCUESTA 2012	53
2.5.1.	Disponibilidad de financiamiento para el sector de petróleo y gas.	55
2.5.2.	Oportunidades de fusión y adquisición.	57
2.5.3.	Un futuro no convencional.....	58
2.5.4.	La minería.....	59
3.	ESTADÍSTICAS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DEL SECTOR.	63
3.1.	EXPORTACIONES COLOMBIA	63
3.1.1.	Según Grupo de Productos CUCI.....	63
3.1.2.	Exportaciones sector bienes y servicios petroleros	65
3.1.3.	Importaciones colombia.....	67
3.1.4.	Importaciones bienes y servicios petroleros	67
3.2.	EXPORTACIONES PERU	69
3.2.1.	Evolucion de las exportaciones totales	69
3.2.2.	Exportaciones según sectores economicos	70
3.2.3.	Exportaciones FOB – principales productos.....	71
3.2.4.	Exportaciones tradicionales	71
3.2.5.	Exportaciones no tradicionales	72
3.2.6.	Exportaciones por país y continente destino.....	74
3.2.7.	Evolución de las exportaciones sectoriales – metalmecánica 2010-2011..	75
3.2.8.	Las cinco principales empresas exportadoras.....	76
3.2.9.	Los cinco principales mercados destinos	76
3.2.10.	Ranking de los principales productos.....	77
3.2.11.	Las cinco principales empresas	78
3.2.12.	Los cinco principales destinos	78
3.2.13.	Evolución de las importaciones totales.....	78
3.2.14.	Importaciones según sectores económicos	79
3.2.15.	Principales productos importados según sectores económicos.....	79
3.2.15.1.	Importaciones por país y continente origen	81
3.3.	REPORTE COMERCIO BILATERAL ARGENTINA - PERU	82
3.3.1.	Inversión extranjera directa (IED) de argentina en Perú	82
3.3.2.	Evolución del comercio bilateral Perú - Argentina	83
3.3.3.	Principales Empresas Exportadoras e Importadoras	85
3.3.4.	Exportaciones de Peru País Copartcipe : Argentina.....	87
3.3.5.	Importaciones de Perú País Copartcipe : Argentina	88
3.4.	COMERCIO BILATERAL ARGENTINA – COLOMBIA	88
3.4.1.	Productos exportados con Argentina entre los principales 5 proveedores	89
3.4.2.	Productos exportados con alto potencial de incremento	89
3.4.3.	Productos no exportados con alto potencial de venta.....	89
3.4.4.	Estructura / composición exportaciones a Colombia	91
4.	Tratamiento arancelario y no arancelario.....	93
4.1.	COLOMBIA	93
4.2.	PERÚ.....	94
5.	Organización del sector, entes reguladores y de control.....	96
5.1.	COLOMBIA	96
5.1.1.	Organización del sector de hidrocarburos.....	96

Ministerio de Transporte.....	105
5.1.2. Funcionamiento del Sector	106
5.2. PERÚ.....	106
5.2.1. Organización del sector de hidrocarburos	106
5.2.2. Interrelaciones	113
6. DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE LOS RECURSOS, INFRAESTRUCTURA Y PROYECTOS.....	115
6.1. PERU.....	115
6.2. COLOMBIA	125
6.2.1. Cuencas	125
6.2.2. Produccion promedia diaria por cuenca – 2011	126
6.2.3. Gasoductos y campos de gas natural en colombia	128
6.2.4. Sistemas Petrolíferos Colombianos.....	129
6.2.5. Potencial Hidrocarburífero de las cuencas colombianas.....	130
7. Directorio de organismo Públicos con competencia en el sector.....	132
7.1. COLOMBIA	132
7.2. PERU.....	135
8. Directorio de asociaciones y agremiaciones con competencia en el sector.....	138
8.1. COLOMBIA	138
8.2. PERÚ.....	141
9. Directorio de empresas del sector.	143
9.1. COLOMBIA	143
9.2. PERU.....	175
9.2.1. Directorio de Empresas Contratistas	175
9.2.2. Directorio de Empresas Exploración	184
9.2.3. Directorio de Empresas de Explotación	200
10. Entrevistas	206
10.1. Resumen de Entrevistas	206
10.2. Detalle de Entrevistas.....	206
11. Monitor de proyectos.....	228
11.1. COLOMBIA.....	228
11.1.1. Actividades de exploración en Colombia	228
11.1.2. Pozos exploratorios perforados	228
11.1.3. Estadísticas de producción de crudo 2011 (septiembre)	229
11.1.4. Estadísticas de producción de gas 2011 (septiembre)	230
11.1.5. Exportacion e importacion de hidrocarburos y derivados – usd millones FOB	234
11.2. RONDA DE COLOMBIA 2012	235
11.3. PROYECTOS – COLOMBIA – INFORMACIÓN AMPLIADA.....	236
11.3.1. Refinería Barrancabermeja.....	236
11.3.2. Contratos vigentes.....	238
11.3.3. Oleoducto Bicentenario.....	241
11.3.4. Ecopetrol.....	242
11.4. OTROS PROYECTOS EN COLOMBIA	248
11.5. PERÚ	264
11.5.1. Actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú	264
11.5.2. Proyecto Modernización Refinería Talara	272

11.5.3.	Proyecto de reinyección de agua de producción, gas asociado y exportación de crudo en la plataforma off-shore Albaroca.....	287
11.5.4.	Segunda ampliación de la planta de separación Malvinas.....	289
11.5.5.	Petroquímica en Pisco	290
	Proyecto transporte crudos pesados	291
11.5.6.	Adecuación del Oleoducto Nor Peruano	292
11.5.7.	Proyecto Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y Callao	293
11.5.8.	Complejo Petroquímico	295
11.5.9.	Breves	296
11.5.10.	Proyectos	296
12.	CLIPPING DE NOTICIAS	304
12.1.	Resumen semanal 22/03/12. Síntesis	304
12.2.	Resumen semanal 22/03/12. Detalle.....	305
ANEXO 1.....		351

1. COYUNTURA ECONÓMICA Y SOCIAL, MARCO LEGAL. CLIMA DE NEGOCIOS

1.1. COLOMBIA

1.1.1. La política económica

El año 2012 inicia con expectativas positivas para Colombia, especialmente por el comportamiento de la producción, que se sigue expandiendo según los resultados oficiales del trimestre 3 de 2011 y el comportamiento de la industria manufacturera y las ventas minoristas en el trimestre 4. Las exportaciones petroleras han generado impacto positivo por el valor del crudo y sus derivados en el mercado internacional, al tiempo que el sector de la construcción está generando una importante creación de puestos de trabajo.

El crecimiento de la producción de 7.7% anual en el tercer trimestre de 2011, no solo es el mejor crecimiento presentado desde 2006, sino que ubica la producción colombiana en un nivel destacado con respecto a países como Perú, Chile, México y Brasil. En los últimos 3 años se viene consolidando la tendencia expansiva de la producción, con crecimientos interanuales cercanos al 1% en todos los semestres de 2009 y superiores a 4% a partir del primer trimestre de 2010. Así mismo, la demanda interna se está recuperando desde finales de 2010, con papel destacado del consumo de los hogares y la compra de bienes y servicios durables, así como bienes y servicios semi-durables.

En el tercer trimestre de 2011 el crecimiento fue impulsado por petróleo (18.4%), construcción (18,1%), transporte (8,5%), establecimientos financieros (6,6%), comercio (6,4%) e industria manufacturera (5,2%). Las ramas con menor crecimiento fueron electricidad (2,9%), agricultura (3,8%) y servicios sociales (3,8%). Ningún sector de la economía está presentando contracciones y los que generan impacto positivo en el empleo están especialmente dinámicos.

La información más reciente sugiere que en el cuarto trimestre de 2011 la economía colombiana continuó mostrando un buen dinamismo, expandiéndose incluso a una tasa superior a la registrada en el primer semestre del año. Diferentes indicadores, como el índice de confianza del consumidor, las importaciones de bienes de consumo, la encuesta de comercio al por menor y la cartera de consumo, sugieren que el dinamismo del gasto de los hogares continuó. El consumo también estaría siendo favorecido por el buen comportamiento del mercado laboral, con tasas de desempleo históricamente bajas.

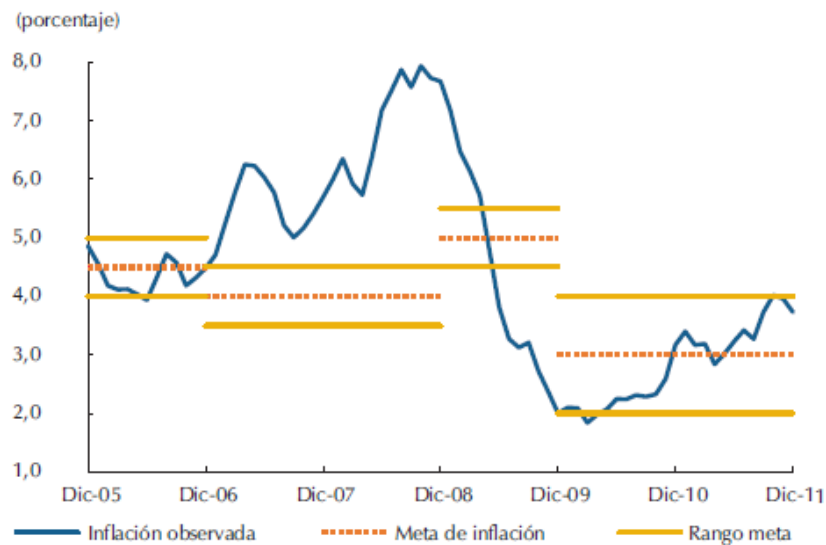
Los nuevos datos para el cuarto trimestre de 2011 también muestran un buen comportamiento de la inversión. A noviembre las importaciones de bienes de capital en dólares crecieron a tasas elevadas y la producción de cemento mantuvo un comportamiento dinámico. A fin de año las carteras hipotecaria y comercial se expandían a tasas muy superiores al aumento del PIB nominal estimado para 2011.

La inversión, al igual que el consumo, también estaría siendo favorecida por tasas de interés reales de crédito que se encuentran en niveles bajos, inferiores a los promedios históricos calculados desde 1998 (a excepción de las tarjetas de crédito).

1.1.2. Política monetaria e inflación

En diciembre de 2011 la inflación anual fue de 3.73%, cifra superior al punto medio del rango meta de largo plazo.

Gráfico A
Inflación total al consumidor



Fuentes: DANE y Banco de la República de Colombia

El comportamiento de la inflación en el cuarto trimestre de 2011 se explicó, en gran parte, por la evolución del IPC de alimentos.

La aceleración de este último indicador, que desde mayo de 2011 ha sido afectado por factores climáticos, en octubre condujo a la inflación total levemente por encima del 4%. En noviembre y diciembre la variación anual de los precios de los alimentos disminuyó y la inflación retornó a la misma tasa registrada en septiembre (3,73%).

El IPC sin alimentos, al igual que el resto de medidas de inflación básica, también presentó un mayor ritmo de incremento anual durante el último trimestre de 2011. El promedio de estas medidas, que ha mostrado una tendencia alcista desde septiembre de 2010, supera el 3%.

1.1.3. El sector externo

En cuanto al panorama externo, las cifras del último trimestre de 2011 muestran que la economía mundial se debilitó. La zona del euro probablemente creció a tasas negativas en ese trimestre y entidades como el Fondo Monetario Internacional y otros organismos multilaterales han reducido la proyección de crecimiento global en 2012. Así, es probable que en el presente año el incremento en la demanda externa de nuestros principales socios comerciales sea positiva pero menor a la observada en 2011.

En el último trimestre de 2011 el crecimiento de la economía de los Estados Unidos, nuestro primer socio comercial, registró una aceleración, explicada en una recuperación del consumo y de la actividad manufacturera. Para 2012 se espera que dicho país crezca a una tasa positiva, pero algo inferior a la de su potencial.

Las principales economías emergentes que se expandieron fuertemente en 2010 han seguido desacelerándose, de acuerdo con lo previsto. En China las cifras recientes sobre actividad económica sugieren una disminución suave del crecimiento.

En las economías más grandes de Latinoamérica la tendencia es hacia la moderación.

Pese a la menor expansión de la demanda mundial, los precios internacionales de los principales productos básicos que exporta Colombia se han mantenido en niveles relativamente altos. En el caso del petróleo, algunas restricciones de oferta y las tensiones geopolíticas en países productores han hecho que los precios se mantengan altos. En estas condiciones, los términos de intercambio de Colombia siguen en niveles elevados y estimulan el ingreso nacional.

El incremento en las primas de riesgo internacional y la reducción en la calificación de algunos países europeos no han tenido efectos significativos sobre las primas de riesgo de nuestro país. De hecho, en lo corrido del presente año la tasa de cambio se apreció, después de haber registrado una tendencia alcista a finales de 2011.

El comportamiento en los precios internacionales se ha visto reflejado en las ventas externas del país. A noviembre las exportaciones en dólares de Colombia crecieron 42,5% anual, dinámica explicada en especial por las de origen minero (petróleo crudo y sus derivados, carbón, ferroníquel y oro), las cuales aumentaron 52,1%. Las ventas externas de bienes agrícolas (café, banano y flores) crecieron 8,4% en el mismo mes. El resto de exportaciones pasó de crecer 8,1% anual en octubre a 31,5% en noviembre.

Por todo lo anterior, el equipo técnico espera que el crecimiento anual del PIB en el cuarto trimestre de 2011 se sitúe en un intervalo entre 5,0% y 6,2%; y para todo el año se proyecta un intervalo de crecimiento entre 5,6% y 6,0%. Para 2012 el rango de pronóstico no cambió: entre 4% y 6%.

En conclusión, por el lado de la demanda interna la economía colombiana continúa exhibiendo un importante crecimiento. Si la confianza y los precios internacionales de los principales productos de exportación continúan en niveles altos, cabría esperar que el fuerte dinamismo en la demanda se prolongue hacia los próximos trimestres y genere presiones de capacidad. Esto último podría dar paso a una situación de exceso de demanda que produzca presiones inflacionarias. Al anterior riesgo se le suma el hecho de que el crédito a las empresas y a los hogares está aumentando a tasas elevadas y superando ampliamente el crecimiento del PIB nominal. Adicionalmente, los índices de precios de la vivienda nueva y de la usada siguen en niveles históricamente altos.

En cuanto a la demanda externa, el mayor riesgo de los pronósticos centrales de crecimiento sigue siendo un ajuste desordenado en Europa. De materializarse dicho riesgo, la economía mundial se expandiría considerablemente menos de lo esperado,

los precios internacionales de los bienes básicos podrían caer y la aversión global al riesgo exacerbarse, todo lo cual afectaría adversamente la economía colombiana.

En las Juntas del cuarto trimestre de 2011 y en la de enero de 2012 se evaluó el anterior balance de riesgos y se decidió incrementar en dos oportunidades (noviembre y enero) la tasa de interés de intervención del Banco de la República en 25 puntos básicos, situando ahora la tasa de interés para la subasta de expansión en 5% (Gráfico B). El 3 de febrero de 2012 también se decidió aumentar el nivel de reservas internacionales. Para ello efectuará compras diarias de por lo menos US\$20 millones mediante el sistema de subastas competitivas por al menos tres meses consecutivos contados a partir del lunes 6 de febrero de 2012.

La Junta seguirá haciendo un cuidadoso monitoreo de la situación internacional, del comportamiento y proyecciones de la inflación, del crecimiento, del comportamiento de los mercados de activos y reitera que la política monetaria dependerá de la nueva información disponible.

1.1.4. PIB en el tercer trimestre de 2011

El dato sobre el crecimiento del PIB colombiano en el tercer trimestre de 2011 sorprendió a los analistas y al mercado en general. El DANE señaló que entre julio y septiembre de 2011 la economía colombiana se expandió a una tasa anual de 7,7%, por encima de lo proyectado.

Esta cifra solo es comparable con la que se registró en el cuarto trimestre de 2006, cuando la economía se encontraba en pleno auge y junto con aquella representa la máxima tasa registrada desde 1979.

Producto interno bruto (desestacionalizado)



Fuente: DANE

La demanda interna se consolidó como el principal impulsor del crecimiento, aunque la contribución de las exportaciones también fue importante.

Crecimiento real anual del PIB por tipo de gasto

	2010 Año completo	2011 I trim.	2011 II trim.	2011 III trim.	Contribución al crecimiento anual del III trim. de 2011
Consumo total	5,0	5,1	5,7	6,4	5,3
Consumo de hogares:	5,0	6,3	6,6	7,3	4,8
Bienes no durables	2,2	2,7	5,7	4,7	1,0
Bienes semidurables	16,4	20,5	16,2	19,1	1,2
Bienes durables	28,9	32,1	27,3	20,2	2,0
Servicios	3,3	4,4	4,1	5,7	0,7
Consumo final del Gobierno	4,6	0,4	2,2	3,2	0,5
Formación bruta de capital	11,1	16,4	20,9	18,7	4,9
Formación bruta de capital fijo	8,3	11,2	14,7	20,1	5,0
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	1,2	2,4	4,1	3,6	0,0
Maquinaria y equipo	18,3	23,1	25,5	17,4	1,4
Equipo de transporte	25,6	57,4	52,3	32,0	1,1
Construcción y edificaciones	(3,7)	0,1	5,5	15,2	0,9
Obras civiles	9,7	(2,6)	1,9	20,9	1,4
Servicios	4,4	6,4	18,9	3,7	0,0
Variación de existencias					(0,1)
Demanda interna	6,4	7,7	9,3	9,4	10,2
Exportaciones totales	2,1	10,5	8,1	10,5	1,7
Importaciones totales	13,4	22,8	24,9	18,8	(4,7)
PIB	4,3	4,7	5,1	7,7	7,7

Fuente: DANE; cálculos del Banco de la República de Colombia.

La construcción de obras civiles también reportó una dinámica anual importante, de la mano de las obras en el sector minero, de generación de energía eléctrica y, en menor medida, las de construcción de carreteras. El comportamiento de la inversión total se completó con una acumulación de inventarios que solo llegó a ser la mitad de la observada en el segundo trimestre y que, por tanto, le restó algo de dinamismo a la formación bruta de capital.

Por el lado de la oferta, los sectores con mayores crecimientos en el tercer trimestre de 2011 fueron la minería y la construcción.

Crecimiento real anual del PIB por ramas de actividad económica

	2010 Año completo	Crecimiento anual			Contribución al crecimiento anual del III trim. de 2011
		2011 I trim.	II trim.	III trim.	
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	(0,4)	8,3	1,6	3,8	0,2
Explotación de minas y canteras	11,1	9,1	10,4	18,4	1,3
Industria manufacturera	4,5	4,7	2,4	5,2	0,7
Electricidad, gas y agua	2,2	(0,9)	1,5	2,9	0,1
Construcción	1,7	(2,1)	(3,4)	18,1	1,1
Edificaciones	(3,3)	0,2	5,0	14,0	0,4
Obras civiles	5,4	(4,1)	(9,3)	20,9	0,7
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	6,0	6,2	7,1	6,4	0,8
Transporte, almacenamiento y comunicación	4,7	5,8	7,3	8,5	0,6
Servicios financieros, inmobiliarios y a las empresas	3,1	4,5	5,9	6,6	1,3
Servicios sociales, comunales y personales	3,8	1,3	2,9	3,8	0,6
Subtotal valor agregado	4,1	4,0	4,3	7,5	6,8
Impuestos menos subsidios	6,3	13,1	13,9	10,3	0,9
PIB	4,3	4,7	5,1	7,7	7,7

Fuente: DANE; cálculos del Banco de la República de Colombia.

En el caso de la minería, su buena dinámica respondió a un importante aumento de la producción de carbón en dicho período y a la permanente expansión de la producción petrolera. Por su parte, los servicios financieros, a pesar de crecer a un menor ritmo anual que la economía en conjunto, contribuyeron también de manera importante, dada su ponderación en el total. Cabe resaltar que ninguna rama de actividad económica registró caídas anuales.

1.1.5. Pronóstico de corto plazo

La información más reciente sugiere que en el cuarto trimestre la economía colombiana habría continuado mostrando un buen dinamismo. Si bien se espera una desaceleración respecto al tercer trimestre, la expansión de la economía habría sido superior a la observada en la primera mitad del año. De esta forma, la turbulencia internacional, producto de los problemas de deuda en

Europa, junto con el moderado crecimiento que vienen registrando los Estados Unidos y la desaceleración en algunas economías emergentes, no habrían impactado aún de manera significativa la economía nacional.

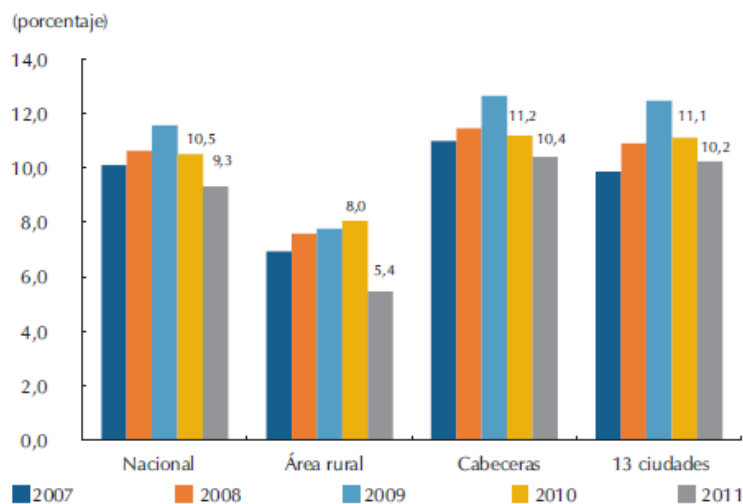
Los diferentes indicadores permiten prever una leve disminución del crecimiento de la demanda interna al finalizar el año con respecto a lo observado en los tres primeros

trimestres. En particular, se espera cierta desaceleración de la inversión en capital fijo y, en menor medida, del consumo de los hogares.

Pese a lo anterior, en el caso del consumo de los hogares el desempeño seguiría siendo altamente satisfactorio, con un crecimiento anual en el cuarto trimestre similar al registrado en los tres primeros trimestres del año. A finales de 2011 los consumidores continuaron contando con un entorno favorable, como lo sugiere el comportamiento de la confianza, el empleo y, en alguna medida, de las tasas de interés reales. Con respecto a la confianza, es importante señalar que, de acuerdo con Fedesarrollo, si bien el cuarto trimestre comenzó con un dato relativamente bajo, en noviembre y diciembre se recuperó rápidamente, para terminar ubicándose en el nivel más alto de todo 2011.

A lo anterior se suma la buena dinámica del mercado laboral. A este respecto, el hecho más relevante durante el cuarto trimestre fue la caída de la tasa de desempleo a niveles de un solo dígito. El dato de octubre fue 9,0%, el menor registro durante los últimos once años, y para el trimestre móvil terminado en noviembre la cifra fue de 9,3%. Ambos datos son significativamente menores que lo observado un año atrás.

Tasa de desempleo (promedio móvil septiembre-octubre-noviembre)

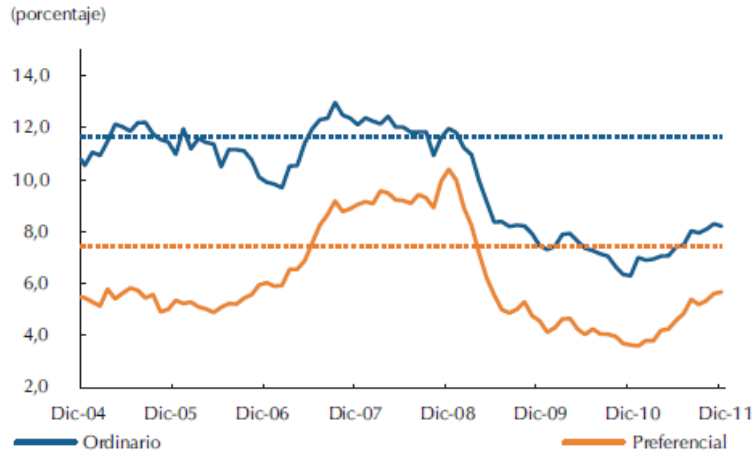


Fuente: DANE (GEIH); cálculos del Banco de la República de Colombia

Otro aspecto que habría contribuido a la expansión del consumo es el nivel relativamente bajo de la tasa de interés promedio real de consumo: en el cuarto trimestre de 2011 mostró un nivel similar al registrado un trimestre atrás y solo aproximadamente 1 punto porcentual (pp) mayor a la que se observó al inicio del año. Con respecto a la inversión, a pesar de que la disponibilidad de información es menor, el escenario también habría sido favorable. Esto es posible, en primer lugar, porque las importaciones de bienes de capital en dólares crecieron 40,5% en promedio en octubre y noviembre, impulsadas en especial por las compras de equipo de transporte. En segundo lugar, porque en noviembre la producción de cemento mantuvo un comportamiento dinámico, con crecimientos anuales superiores al 10%, lo que permite prever que la construcción de edificaciones y vivienda habría mantenido una tasa de expansión alta y similar a la del trimestre anterior. Adicionalmente, la inversión estaría viéndose favorecida por tasas de interés comerciales que han mostrado leves

aumentos, pero que aún se encuentran por debajo de sus promedios históricos (calculados desde 1994).

**Tasas reales de interés del crédito comercial
(deflactados con el IPC sin alimentos)**



Fuente: Superintendencia Financiera de Colombia.

Por el lado de la oferta, los distintos indicadores de actividad sugieren un buen dinamismo en la mayoría de las ramas, con excepción de la agricultura, donde la caída anual de la producción de café persistió por cuenta de factores climáticos.

En minería el aumento anual de la producción de petróleo se desaceleró en el cuarto trimestre respecto a la del período anterior; esto por cuenta de una alta base de comparación y de la contracción mensual registrada en diciembre debido a algunos conflictos laborales. Sin embargo, se espera que el sector en su conjunto haya seguido expandiéndose a tasas de dos dígitos, impulsando de manera importante el crecimiento. Otros sectores, como transporte y servicios financieros, también habrían contribuido de manera significativa a la expansión del PIB en dicho lapso.

Por su parte, los sectores de mejor desempeño en 2011 habrían sido en su orden la minería, el transporte y el comercio. La primera, en particular, en 2011 estaría mostrando la mayor tasa de crecimiento entre todas las ramas de producción por cuarto año consecutivo. Gran parte de este resultado se debe a la producción petrolera, que está siendo impulsada por los altos precios del crudo, las favorables condiciones para la inversión y el relativo éxito en materia de exploración.

1.1.6. Balanza de pagos en Colombia

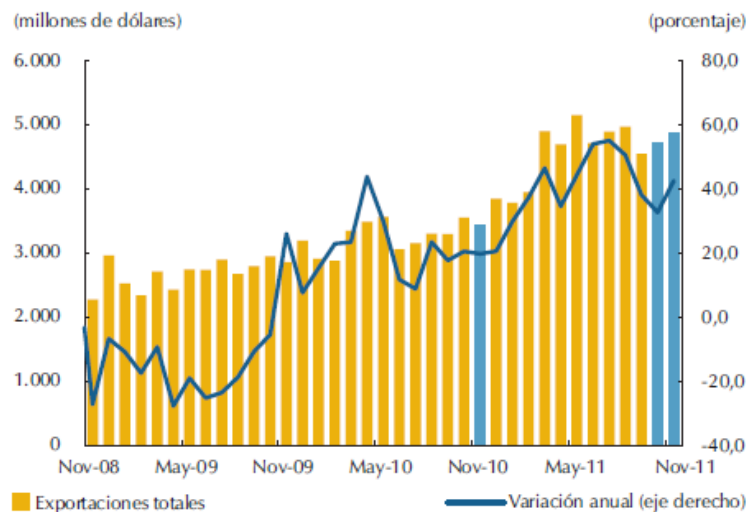
Al tercer trimestre del año 2011 la balanza de pagos en Colombia registró un déficit en cuenta corriente de US\$6.828 millones (m) (2,7% del PIB acumulado a septiembre), superior a lo observado para el mismo período de 2010 (US\$6.061 m). Este aumento se originó en unos egresos corrientes (US\$14.739 m) mayores que los ingresos corrientes (US\$13.971 m). Los primeros se explican por el incremento anual del 39,2% en la remisión de utilidades de las empresas con inversión extranjera en el país (principalmente de aquellas relacionadas con los sectores minero-energético, manufacturero y financiero) y por el crecimiento de 34,9% anual de las importaciones de bienes y servicios (en particular de bienes intermedios y de capital). Por su parte, los mayores ingresos se debieron al aumento de 39,7% anual en las exportaciones de

bienes y servicios, así como al incremento de 14,3% de los ingresos netos recibidos por transferencias corrientes (principalmente por las remesas de trabajadores, que crecieron 6,3% anual).

Dicho déficit se financió, en especial, con recursos de inversión extranjera directa (IED) por US\$10.821 m, con ingresos de inversión extranjera de portafolio por US\$5.819 m y con créditos externos por US\$3.095 m. Cabe mencionar que dichos ingresos se vieron parcialmente compensados por salidas de capital colombiano para constituir activos en el exterior por US\$9.094 m. Lo anterior se reflejó en un superávit de la cuenta de capital y financiera de US\$10.640 m (4,2% del PIB), superior al alcanzado en el mismo período de 2010 (US\$7.753 m). Finalmente, durante el lapso mencionado la acumulación de reservas internacionales brutas fue de US\$3.868 m.

La información disponible de comercio exterior, de remesas y de la balanza cambiaria señala que tal comportamiento se habría extendido al cuarto trimestre del año. En efecto, a pesar de la incertidumbre internacional y de la volatilidad de los mercados, las exportaciones e importaciones colombianas continuaron con un alto dinamismo. Durante octubre y noviembre de 2011 las ventas externas totales en dólares aumentaron 37,4% respecto al mismo período del año anterior, sumando en promedio US\$4.798 m.

Exportaciones totales (mensual)



Fuente: DANE

Por su parte, las importaciones FOB en dólares alcanzaron niveles históricamente altos (en promedio US\$4.711 m para el bimestre en mención) y crecieron a una tasa anual de 34,8%¹.

Entre octubre y noviembre las ventas externas de los productos básicos de origen minero (carbón, ferroníquel, oro, petróleo y sus derivados) representaron el 71% del valor total exportado y aumentaron 49,8% anual. La fuerte expansión de estas ventas

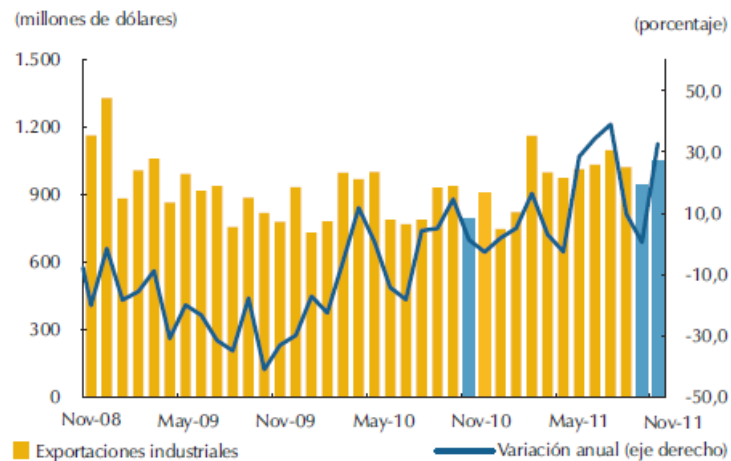
¹ A diferencia de la medición de la balanza de pagos, la cual tiene en cuenta el valor FOB de las importaciones, el cálculo PIB según las cuentas nacionales considera las importaciones CIF, las cuales incluyen el valor de los fletes y seguros. El valor total promedio de estas últimas fue de US\$4.951 m durante octubre y noviembre de 2011, con un aumento de 33,3% anual.

obedeció tanto a un aumento de las cantidades exportadas como a mayores precios respecto al mismo período de 2010.

Por su parte, las exportaciones del sector industrial aumentaron 23,1% y las de los principales productos básicos de origen agrícola (café, banano y flores) lo hicieron en 2,1% anual.

Al descontar de las exportaciones del sector industrial los productos básicos como café, derivados del petróleo, ferroníquel y oro, se observa un incremento de 17% en el valor promedio exportado durante los meses de octubre y noviembre, frente a lo observado en los mismos meses del año anterior.

Exportaciones industriales sin productos básicos^{a/} (mensual)



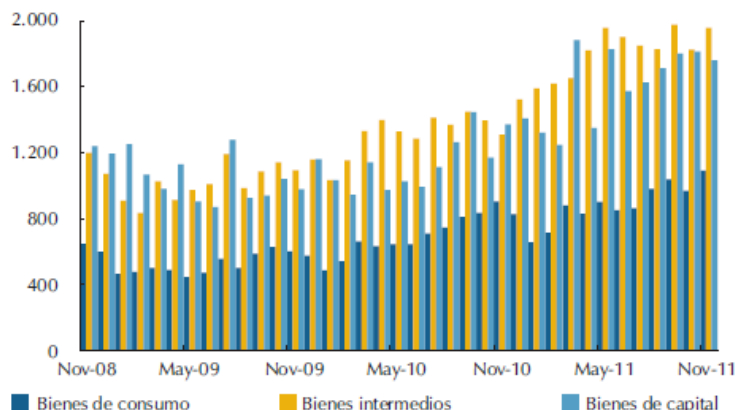
Fuente: DANE a/ No considera café, derivados del petróleo, ferroníquel ni oro.

Este aumento es similar al observado en promedio durante los tres trimestres anteriores (16% anual), lo que sugiere que hacia finales del año el deterioro del crecimiento mundial aún no tenía efectos importantes en el sector exportador colombiano. Por destinos, estas ventas aumentaron 6,9% a Ecuador y 21,6% al resto de países, mientras que a los Estados Unidos descendieron 1,1% en términos anuales. Cabe resaltar que durante estos meses las ventas a Venezuela registraron un crecimiento de 72,2%.

Por su parte, el buen desempeño de la economía colombiana durante el cuarto trimestre del año se reflejó en unas altas tasas de las importaciones FOB en dólares. Durante el bimestre octubre-noviembre dicho comportamiento se debió a las mayores compras de bienes intermedios (en especial de los dirigidos para la industria), las cuales crecieron 15,7%, de bienes de capital para la industria, que aumentaron 20,4%, de equipo de transporte (83,1% anual) y de bienes de consumo duradero (11,6% anual).

Importaciones de bienes (FOB)

(millones de dólares)



Fuente: DANE

1.1.7. Estadísticas de comercio exterior – balanza comercial entre Argentina y Colombia

El comercio entre Argentina y Colombia alcanzará este año los US\$ 2.000 millones, ocho veces más que en 2003. En esta relación comercial bilateral Argentina mantiene un superávit que también es creciente. Existe un gran potencial para hacer crecer esa relación bilateral ya que Colombia importa desde afuera de Latinoamérica gran parte de sus manufacturas industriales.

La relación comercial bilateral con Colombia crece año a año y para 2011 superará los US\$ 2.000 millones, cuando en 2003 era de US\$ 246 millones. Sólo el 24% de las manufacturas industriales que importa Colombia lo hace desde América latina, y eso significa que hay un mercado potencial de US\$ 25.000 millones.

Colombia importa manufacturas industriales por US\$ 33.662 millones de los cuales US\$ 25.569 millones corresponden a compras por fuera de Latinoamérica (76%), y solo US\$ 8.093 millones (24%) a las compras en la región.

1995	233,404	50,907	182,497
1996	182,533	48,964	133,569
1997	172,082	88,749	83,333
1998	195,048	115,042	80,006
1999	125,513	55,367	70,146
2000	130,741	54,814	75,927
2001	187,056	49,884	137,172
2002	188,730	16,381	172,349
2003	226,552	19,775	206,777
2004	273,872	46,801	227,071
2005	361,063	53,455	307,608
2006	550,873	55,954	494,919
2007	576,451	91,018	485,433
2008	810,320	154,046	656,274
2009	874,364	108,785	765,579
2010	1,301,531	149,868	1,151,663
2011	903,801	89,768	814,033

1.1.8. Perspectivas Económicas

El crecimiento para la economía colombiana, al igual que para las del resto del mundo, dependerá en buena medida de la evolución de la situación internacional.

En cualquier caso, como resultado de la problemática externa, el crecimiento mundial en 2012 será menor al registrado un año atrás, lo que generará, por tanto, un menor impulso para la expansión del PIB colombiano en el presente año. Para los pronósticos de crecimiento interno que se presentan a continuación se retoman tres escenarios de contexto externo para 2012. En el escenario central no se prevé un contagio importante para el país de los problemas económicos en Europa, algo similar a lo que se observó a finales de 2011. Como se estima que los Estados Unidos, principal socio comercial colombiano, continuarían mostrando tasas de crecimiento positivas, todavía se espera una expansión de las exportaciones nacionales. En este contexto se prevé, además, que los precios de las materias primas continuarán altos, favoreciendo el flujo de IED hacia el país e impulsando el gasto; todo lo cual ayudaría a mantener baja la percepción de riesgo. Sin embargo, existe la posibilidad de un mayor deterioro en la economía mundial, lo cual se contempla en un escenario más pesimista, en cuyo caso el contagio para la economía colombiana sería más fuerte por cuenta de una caída pronunciada en la confianza de los inversionistas y consumidores, acompañada de un aumento en las primas de riesgo.

En el escenario central las perspectivas en el plano internacional para 2012 podrían ser compensadas por mejores proyecciones de algunas variables internas; así, por ejemplo, para este año se espera una aceleración en el consumo del Gobierno, a pesar de la dinámica propia del gasto de los gobiernos locales, que sugiere que este suele ser moderado en el primer año de gestión. Por su parte, se prevé que durante este año la evolución de las obras civiles y de la construcción en general se vería impulsada, más que en 2011, por el inicio de trabajos de infraestructura con miras a preparar al país para los retos de los nuevos tratados comerciales y para recuperar aquellas zonas afectadas por la fuerte temporada de lluvias. Así las cosas, a pesar de que Colombia no será inmune al deterioro de la economía mundial, y los riesgos que esto conlleva, podrá contar con una tasa de crecimiento en 2012 no muy alejada de su promedio de largo plazo, la cual será impulsada por la evolución de la demanda interna.

Los resultados de los modelos sugieren que en 2012 la demanda interna continuaría siendo el principal motor de crecimiento, mientras que la externa neta tendría una contribución ligeramente negativa. En particular, las proyecciones apuntan a que, con excepción del escenario de menor crecimiento, el consumo de los hogares mostraría un buen dinamismo y se expandiría a una tasa mayor que la promedio de los últimos once años. Esto se daría, inclusive, a pesar de las alzas de las tasas de interés de mercado que enfrentan los hogares, fenómeno que ha obedecido al ajuste de la postura de política con miras a moderar el ritmo de expansión del consumo. En el escenario de menor crecimiento la variación del consumo sería más moderada, pero similar a su promedio desde 2000.

Con respecto a la inversión, las proyecciones son mixtas y marcan un contraste entre la inversión en construcción y la destinada al sector manufacturero. En lo que tiene que ver con la primera, las previsiones indican una aceleración en sus tasas de expansión con respecto a las observadas en 2011. Así las cosas, se estima que durante 2012 la inversión en obras civiles y edificaciones mostraría un importante dinamismo, luego del fuerte invierno que se registró en el país en 2011 y que aminoró el ritmo de las obras. Adicionalmente, para el presente año se estima que se entregarán importantes proyectos que incluyen vías, aeropuertos, así como obras de infraestructura eléctrica y para el transporte de gas y petróleo. En lo referente a la construcción de vivienda, parte del impulso provendría de los planes del Gobierno central para construir cerca de un millón de viviendas de interés social en los próximos años. También, en 2012 comenzaría a ejecutarse una buena cantidad de proyectos, lo cual se infiere de la buena dinámica que registraron las licencias de construcción y el crédito en 2011.

Las proyecciones para la inversión diferente de construcción (edificaciones y obras civiles) son menos favorables, pero no pueden llegarse a considerar pesimistas.

En 2012 la inversión en maquinaria y en equipo de transporte registraría una desaceleración con respecto a las tasas de crecimiento históricamente altas que se observaron el año anterior. De esta forma, se estima que el comportamiento de estos agregados reflejaría, en alguna medida, la difícil situación económica mundial, vía el canal de la confianza de los inversionistas. Cabe aclarar, no obstante, que a pesar de que en los tres escenarios de pronóstico se estima que la inversión diferente de obras civiles y construcción aumentaría menos que su promedio desde 2000, la participación de este rubro en el PIB no registraría grandes cambios.

En lo referente al flujo comercial, lo más destacable en 2012 sería la desaceleración prevista para las importaciones. Las compras de bienes externos en el presente año se desacelerarían incluso en el escenario de mayor crecimiento mundial y de acuerdo con la dinámica esperada en el consumo de los hogares y en la inversión privada sin construcción. Un menor aumento es previsible, dado el alto nivel que alcanzaron las importaciones en 2011, lo cual se explicó, en parte, por una demanda insatisfecha alta y por bajos costos de financiamiento. Ambas circunstancias serán menos propicias en 2012.

Las exportaciones, por su parte, presentarían también un desempeño menos dinámico que en 2011, aunque en este caso la desaceleración es menos pronunciada. En 2012 las ventas del país registrarían una tasa de expansión superior a su promedio desde 2000 (4,6%) y estarían impulsadas tanto por las ventas de productos tradicionales como por productos manufacturados.

En cuanto al PIB por ramas de actividad, se espera que los sectores de mayor dinamismo en 2012 sean la minería y la construcción, con ritmos de expansión superiores a 8%. Por quinto año consecutivo el sector minero mostraría la tasa de crecimiento más alta entre las grandes ramas de actividad, liderada por la producción petrolera, que podría llegar a bordear a finales del año la cifra récord del millón cien mil barriles de crudo diarios, con el supuesto de que se resuelvan los cuellos de botella en el transporte de crudo. De esta manera, la participación de la minería en el PIB total mantendría su tendencia ascendente, aunque no alcanzaría aún sus registros más altos

de 1999. Por su parte, la construcción reflejaría las considerables inversiones ya comentadas, tanto en el sector de infraestructura como en el de vivienda.

Se prevé que el PIB colombiano se expandiría a una tasa de entre 4,0% y 6,0%.

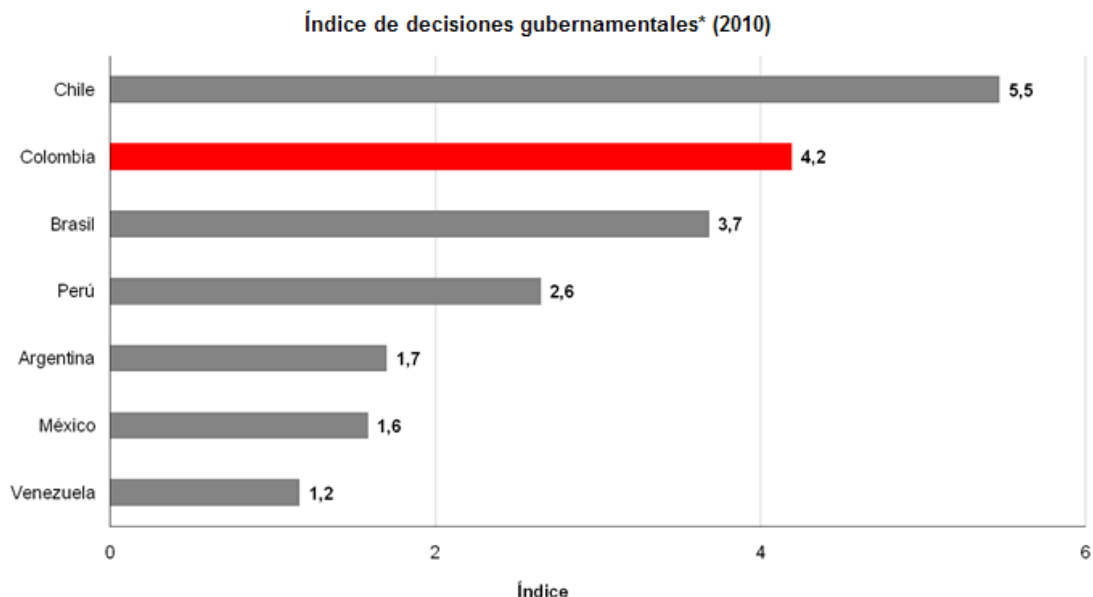
1.1.9. Situación Política

Los nuevos alcaldes y gobernadores asumieron sin mayores contratiempos sus funciones; como se indicó en informes anteriores, las nuevas administraciones implican cambios de énfasis en algunas políticas públicas, pero no hay cambios sustanciales, ni nuevos personajes.

1.1.10. Clima de Negocios En Colombia

De acuerdo con el informe Doing Business 2012 del Banco Mundial, **Colombia** ocupa el tercer lugar entre los mejores ambientes para **hacer negocios** en América Latina, luego de México y Perú. Por tres años consecutivos, el país fue el principal reformador del Doing Business en América Latina y uno de los diez principales del mundo.

Colombia tiene un importante historial de prudencia en administración macroeconómica. De acuerdo con el Informe de Competitividad Mundial, **Colombia** tiene los antecedentes más sólidos en cuanto a la efectividad en la implementación de las decisiones gubernamentales.



* Índice de 0 a 10, donde 10 significa mayor efectividad al implementar las decisiones gubernamentales
Fuente: IMD, Anuario de Competitividad Mundial 2010

1.1.11. Inversión en auge

Gracias a este entorno estable y favorable para el **inversionista**, la **IED** se ha disparado en los últimos años, se estima que en el 2011 superó los US\$14.000 millones.

- De acuerdo con el PIB Nominal, Colombia es la economía 36 en el mundo y la 5 en Latinoamérica. Por otro lado, el país cuenta con la segunda mayor población hispano-parlante en el mundo.
- Colombia: tercer país más “amigable” para hacer negocios en Latinoamérica, y mayor reformador en la región, según el Banco Mundial (2011).
- Según el Banco Mundial, en el “Doing Business, 2011” Colombia es el país en Latinoamérica que más protege a los inversionistas, ocupando la quinta posición a nivel mundial.

1.1.12. Una de las economías líderes en el 2050

Según un informe del HSBC sobre las proyecciones de crecimiento de las economías del mundo para el 2050, Colombia aparece entre las 30 mejores ubicándose en el puesto 26, aumentando 13 posiciones en la clasificación.

El reporte estima que el PIB colombiano en 40 años será de US\$725 mil millones, lo cual significa un incremento del 155%. El informe señala el crecimiento del PIB per cápita, el demográfico y el clima de inversión como las variables de mayor relevancia.

1.2. PERÚ

1.2.1. Reseña Económica de Perú

La economía de Perú se basa en la explotación, procesamiento y exportación de recursos naturales, principalmente mineros, agrícolas (tradicionales y no tradicionales) y pesqueros, aunque en los últimos años se observa una mayor diversificación en servicios e industrias ligeras, destacándose los productos textiles.

Su accidentado relieve geográfico ha hecho del Perú un país diverso, con una gran variedad de ecosistemas y consecuentemente de flora y fauna. Perú está situado como el primer productor mundial de harina de pescado, espárrago fresco, páprika y de banano orgánico; segundo productor mundial de alcachofas, y sexto productor mundial de café. En minería, a nivel mundial está situado como el primer productor de plata, el segundo de zinc, el tercero de cobre, el cuarto de plomo, el quinto de oro, además de contar con grandes yacimientos de hierro, fosfatos, estaño, manganeso, petróleo y gas.

Una de las actividades económicas de reciente explotación y de gran potencial es el aprovechamiento de los recursos forestales (cedro, roble y caoba, principalmente).

A continuación se muestra un mapa con las principales actividades económicas en las distintas regiones de Perú.



Fuente: Universidad de Texas-Colección de mapas de la Librería Perry Castañeda

En cuanto a las políticas de desarrollo económico, los intentos de industrialización realizados en los años 50 y 60 y especialmente en la década del 70, basados en la sustitución de importaciones, se frustraron en gran medida debido a la fuerte crisis económica de finales de los 80 y la aplicación de una drástica política de apertura neoliberal en los 90.

La apertura económica se inició durante el gobierno de Alberto Fujimori en 1990 para hacer frente a una crisis económica muy seria que había afectado la industria y provocado una hiperinflación aguda.

Perú ha sido uno de los países más dinámicos de Latinoamérica en la presente década y ha conseguido mantener la estabilidad de las principales variables macroeconómicas lo cual ha impulsado la confianza de la comunidad internacional.

Además, el efecto de la crisis económica internacional ha sido más reducido que en el resto de países de la zona y las perspectivas de crecimiento económico para los próximos años son muy favorables.

En efecto, la tasa promedio de crecimiento para el periodo 2002 – 2008 se situó en el 6,8% superada solo por unas décimas por Panamá. En este contexto, la inflación se ha mantenido bajo control en todo momento y las finanzas públicas ha arrojado un saldo superavitario, salvo en 2009 cuando, como consecuencia de la aplicación de un plan de estímulo económico y de la reducción de los ingresos impositivos, apareció un déficit del 2% del PIB. Por su parte, el sector exterior ha mostrado cifras equilibradas y el tipo de cambio del Nuevo Sol ha registrado una tendencia, durante los últimos dos años-, hacia la apreciación.

1.2.2. Moneda y Finanzas

La moneda oficial del Perú es el Nuevo Sol (S./). El país tiene un régimen cambiario de libre flotación por el cual el gobierno interviene ocasionalmente con fines de estabilización. Al 31 de julio de 2010, los bancos compraban dólares estadounidenses a S./2,824 y los vendían a S/. 2,826. Los mercados paralelos ofrecen tipos de cambio muy similares.

No hay restricciones o limitaciones al número de cuentas bancarias en moneda extranjera o la remisión de fondos al exterior que una persona natural o jurídica pueda realizar.

El ente encargado de la política monetaria del Perú es el Banco Central de Reserva (BCR). Creado en 1922 es uno de los Bancos Centrales más antiguos de Sudamérica.

Las leyes que reglamentan los bancos y empresas financiera son la Ley 26.702, la Ley General del Sistema Financiero y de del Sistema de Seguros y Orgánica de la Superintendencia de Banco y Seguros.

La inversión extranjera en las empresas del sistema financiero y de seguros que están autorizadas a operar en Perú y sus subsidiarias reciben igual trato que las de capital nacional. La Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensión (SBS) es una entidad autónoma encargada de autorizar y supervisar las actividades de los bancos, financieras, compañías de seguros y las Administradoras de Fondos de pensión (AFP).

El inversionista extranjero puede establecer un banco, una sucursal o constituir una oficina de representación. Los bancos deben constituirse bajo la forma de una sociedad anónima o como sucursales de bancos extranjeros.

1.2.3. Política económica

El desempeño productivo de economía, experimentó un crecimiento de 6,0% interanual en el último mes del 2011, de acuerdo a las estadística provistas a mediados del mes de enero 2012 por el Instituto Nacional de Estadística e Informática –INEI. Esta cifra terminó siendo superior al 5,4% que indicaba las encuestas mensuales a los analistas especializados, y ha respondido positivamente al repunte observado en las ramas relacionadas a materias primas.

La actividad pesquera, presentó un crecimiento inusualmente elevado, ubicándose en 74,5%, explicado por una comparativa de un mes de veda en similar mes del año anterior, además de buenas condiciones climáticas que repercutieron en la actividad procesadoras de pescados. En tanto, la extracción minera, al igual que la pesca, también se vio también afectado por efectos de comparación dado que en diciembre de 2010 este sector tuvo cierres técnicos de algunos centros auríferos.

La evolución de los sectores relacionados a materias primas, impacto directamente a la mejora de la rama manufacturera en diciembre. Así, se observa que la rama fabril creció en 34,9% recogiendo directamente el peso del crecimiento de la industria de harina de pescado que se expandió en 283,6% y el de la refinación de minerales, que lo hizo en 35,7%. Este desempeño de la rama fabril primaria, se vio compensado con la

caída de la actividad manufacturera que cayó en 1,4%, aunque se observó que el componente de bienes de capital mostró resultados positivos.

En general, aquellos sectores relacionados a la demanda doméstica, como el del Comercio y los Servicios, mantuvieron su ritmo de expansión en torno al 7%, lo que otorga bases a la expansión de la economía peruana.

1.2.4. La política monetaria y precios

La inflación empieza el año en niveles altos, a un ritmo de 4.2% en los últimos 12 meses culminados en enero. La inflación lleva siete meses por encima del techo del rango meta del BCR (1% a 3%) y es probable que tome tiempo antes de regresar a este rango. Si bien las presiones inflacionarias internas parecen estar empezando a ceder, es probable que haya más resistencia a la baja que la que hubo en la subida.

La incógnita sigue siendo la inflación mundial. Al igual que en los últimos años, la clave para la inflación del 2012 será el rumbo de los precios internacionales del petróleo y de los alimentos (commodities soft). Hacia fines del 2011 la tendencia de estos precios era a la baja, pero no es claro si persistirá esta tendencia o no. El consenso de mercado es que la desaceleración mundial presionará a la baja a estos commodities. Sin embargo, en un mundo de sobreabundancia de liquidez y movimientos especulativos de capitales, existe incertidumbre en todos los mercados.

La persistencia y posible aceleración de políticas monetarias expansivas en los países desarrollados podría exacerbar movimientos de capital hacia mercados y productos que impactan al componente de inflación importada, incluso en contra de los fundamentos.

El precio del petróleo es una incógnita particular. La proyección es de un precio promedio del petróleo de US\$105 por barril, nivel 10% superior al promedio del 2011. El riesgo es al alza, pero es difícil medir cuánto. El petróleo es susceptible a eventos. Últimamente, las tensiones geopolíticas en los países petroleros ha elevado el riesgo al alza de los precios de los combustibles. Esta tensión, particularmente en torno a la política nuclear de Irán, podría escalar o desinflarse, con impactos fuertemente opuestos sobre el mercado petrolero. Si aumenta el precio del petróleo, el gobierno probablemente trate de amortiguar el impacto a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Sin embargo, hay un límite, en términos de recursos y alcance, a lo que se puede hacer para evitar algún nivel de presión al alza sobre la inflación.

La evolución de dos fuerzas encontradas, por un lado la desaceleración mundial y por otro el exceso de liquidez y políticas monetarias expansivas, contribuyen a que las decisiones sobre las tasas de interés de referencia sean más complejas.

Hace pocos meses primaba la sensación de que el BCR reduciría su tasa, dada su preocupación respecto de la economía mundial y su impacto en el país. Actualmente se presenta una situación en que la inflación sigue relativamente alta, el crecimiento robusto y la percepción sobre la economía mundial, si bien sigue negativa, ha mejorado en algo. Es un escenario no muy propicio para una política monetaria agresiva. Existe una alta probabilidad que el BCR mantenga la tasa de referencia en 4.25% a lo largo del año. De moverla, probablemente lo haga en la segunda mitad del 2012.

La estabilidad de la tasa de referencia y de los encajes proporciona un ancla a las tasas de interés internas de mercado. Pero, es un ancla sólo parcial. Las dificultades de

liquidez y percepción de riesgo creciente del sistema financiero internacional podrían conducir a una subida en las tasas internas de mercado. Eventualmente, podría incentivar al BCR a modificar sus tasas de encaje.

Se proyecta un tipo de cambio para fines del 2012 es de S/.2.63 por dólar y de S/.2.66 para el promedio del año; esto último representa una apreciación de 3.3%, en línea con la apreciación anual promedio entre el 2005 y 2010 (excluyendo el 2009, año anómalo por la crisis). Lo cierto es que los fundamentos económicos detrás de la apreciación en los últimos años se mantienen en el 2012.

La magnitud de la apreciación es siempre más difícil de determinar. No es claro, por ejemplo, qué tan significativos serán los flujos de capital de corto plazo, cómo evolucionará el dólar a nivel mundial, ni qué tan agresivo será el BCR en intervenir en el mercado cambiario. La proyección busca dar el mensaje de que la trayectoria de apreciación continuará y el grado de apreciación será en promedio similar al de años previos.

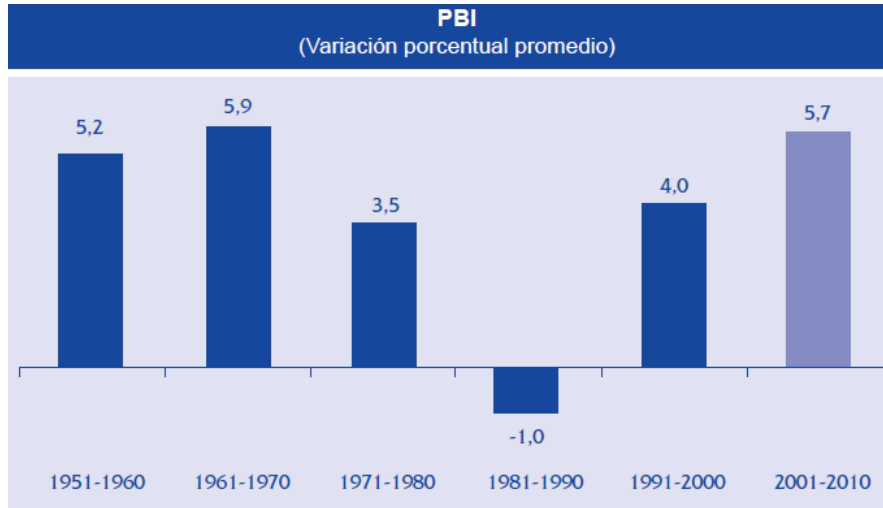
El riesgo de error es moderado, dado el desorden en los mercados monetarios mundiales. La incertidumbre impulsada por las políticas de estímulo monetario (QE1, QE2 y posiblemente QE3) y el nivel sobrevendido de euros está generando tensión en los mercados cambiarios a nivel mundial. Existen posiciones extremadamente cortas en algunos mercados, y largas en otros, que son especulativas y pueden darse vuelta. El BCR ha sido activo en el mercado cambiario en el pasado, y lo ha seguido siendo a principios del 2012. El BCR tiene suficientes recursos como para afectar significativamente al mercado cambiario, pero lo más probable es que lo haga en línea con la tasa de apreciación de los últimos años.

En la práctica, las intervenciones cambiarias del BCR han reducido la volatilidad del mercado y, en consecuencia, el sol ha sido una de las monedas más estables del mundo en los últimos tres años, un periodo de mucha volatilidad cambiaria a nivel mundial.

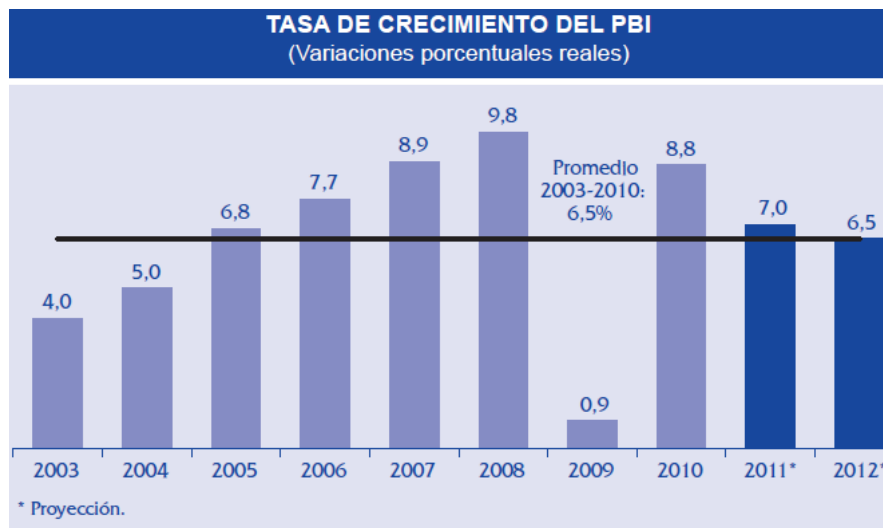
1.3. EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES EN PERÚ

1.3.1. La actividad económica

En el año 2010 el PBI creció 8,8 por ciento, con lo cual la economía peruana cerró una década con un crecimiento promedio de 5,7 por ciento, comparable al de la década del 50 y 60. Para 2011, la proyección de crecimiento económico se ha elevado de 6,5 por ciento (Reporte de Inflación de diciembre) a 7,0 por ciento sobre la base de una recuperación de la demanda interna. Del mismo modo, la proyección de crecimiento de 2012 se ha incrementado de 6,0 por ciento a 6,5 por ciento.



Fuente: BCRP



Fuente: BCRP

1.3.2. Crecimiento del PIB por sectores

Para el año 2011 se ha elevado la proyección de crecimiento de 6,5 por ciento del PBI (prevista en el Reporte de Inflación de diciembre) a 7,0 por ciento, dado el mayor impulso de sectores no primarios como la manufactura no primaria y la construcción (asociado a las mejores expectativas de crecimiento de la demanda interna).

Para 2011 se proyecta un crecimiento en los sectores primarios de 5,4 por ciento, menor al considerado en el Reporte de diciembre (5,9 por ciento), lo cual refleja el menor dinamismo de la minería metálica debido a las menores leyes en la extracción de oro y a la menor producción de zinc. Se considera la entrada en operación de proyectos auríferos como La Zanja, Tantahuatay y La Arena, así como la mayor producción de gas natural desde el Lote 56.

Se mantiene la proyección de crecimiento de la actividad agropecuaria, la cual considera el efecto que la escasez de agua tendría sobre el calendario agrícola agosto 2010 – julio 2011 y, en particular, sobre la producción de cultivos andinos como la papa, maíz amiláceo, haba y arveja, así como sobre la alternancia en cultivos como el café y la aceituna. Del mismo modo, se mantiene la proyección de crecimiento de la pesca, la cual considera una recuperación en la actividad pesquera. Al no preverse anomalías climáticas (el año 2009 estuvo caracterizado por la presencia de un Niño

moderado y el 2010 por la presencia de la Niña), se espera una mayor disponibilidad de anchoveta.

El menor crecimiento de los sectores primarios sería más que compensado por el crecimiento de los sectores no primarios. Este último recoge la expansión mostrada por la manufactura no primaria, la cual creció 16,9 por ciento en 2010 y crecería 7,1 por ciento en 2011 y 6,5 por ciento en 2012. Del mismo modo, recoge la dinámica del sector construcción, el cual cerraría el año 2011 con una expansión de 11,3 por ciento gracias al impulso de obras tanto públicas como privadas. Esta mayor actividad se daría en concordancia con un mayor crecimiento de la demanda interna respecto a lo estimado en el Reporte de diciembre.

La revisión al alza de la proyección del PBI para el año 2012 de 6,0 a 6,5 por ciento se sustenta en el mayor crecimiento esperado de los sectores no primarios (6,6 vs 6,0 por ciento) como consecuencia del mayor dinamismo que se viene observando en la manufactura no primaria, comercio y servicios. Se mantiene la proyección de crecimiento de 6,0 por ciento de los sectores primarios que considera la entrada en operación de proyectos de oro, cobre y hierro; y de otros proyectos en el sector manufacturero, como los de Maple y Comisa, asociados a la producción de etanol.

RESUMEN DE LAS PROYECCIONES DEL REPORTE DE INFLACIÓN

	2008	2009	2010	2011 1/		2012 1/	
				RI Dic.10	RI Mar.11	RI Dic.10	RI Mar.11
Var.% real							
1. Producto bruto interno	9,8	0,9	8,8	6,5	7,0	6,0	6,5
2. Demanda interna	12,2	-2,8	12,8	7,6	8,1	6,1	6,5
a. Consumo privado	8,7	2,4	6,0	5,0	5,6	4,6	5,3
b. Consumo público	2,1	16,5	10,6	5,0	5,0	2,7	2,7
c. Inversión privada fija	25,8	-15,1	22,1	14,5	15,0	12,3	12,5
d. Inversión pública	42,8	25,5	26,5	8,8	8,8	4,4	4,4
3. Exportaciones de bienes y servicios	8,8	-3,2	2,5	5,2	5,2	8,4	8,4
4. Importaciones de bienes y servicios	20,2	-18,6	23,8	10,6	11,2	8,0	8,0
5. Crecimiento de nuestros socios comerciales	2,6	-1,1	4,4	3,2	3,6	3,2	3,4
Nota:							
Brecha de producto 2/ (%)	4,3	-1,6	-0,5 ; +0,5	0,0 ; +1,0	0,0 ; +1,0	-0,5 ; +0,5	-0,5 ; +0,5
Var. %							
6. Inflación proyectada	6,7	0,2	2,1	1,5-2,5	2,5-3,5	1,5-2,5	2,0-3,0
7. Precio promedio del petróleo	37,8	-38,1	28,7	8,9	22,3	0,0	1,7
8. Tipo de cambio nominal 3/	4,5	-7,6	-2,1	-0,6	-1,6	0,0	-1,4
9. Tipo de cambio real multilateral 3/	-4,8	0,9	-2,1	-1,6	1,4	0,3	-1,2
10. Términos de intercambio	-14,4	-2,8	17,9	-0,7	1,8	-1,2	-2,4
a. Índice de precios de exportación	3,5	-10,0	29,9	3,5	12,5	0,4	-0,7
b. Índice de precios de importación	21,0	-7,4	10,1	4,2	10,4	1,7	1,8
Var. % nominal							
11. Circulante	16,7	11,0	25,5	20,0	21,0	18,0	18,0
12. Crédito al sector privado 4/	30,3	8,5	16,3	15,0	16,0	14,5	15,0
% del PBI							
13. Tasa de inversión bruta fija	25,8	22,9	25,1	27,0	26,8	28,1	27,8
14. Cuenta corriente de la balanza de pagos	-4,2	0,2	-1,5	-3,1	-3,3	-3,2	-3,5
15. Balanza comercial	2,0	4,7	4,4	2,9	3,7	2,5	3,0
16. Financiamiento externo bruto del sector privado 5/	7,6	4,8	7,8	6,0	6,5	5,9	5,7
17. Ingresos corrientes del gobierno general	21,0	18,6	19,8	20,1	19,5	20,2	19,3
18. Gastos no financieros del gobierno general	17,3	19,5	19,3	18,9	18,6	18,5	18,2
19. Resultado económico del sector público no financiero	2,1	-1,9	-0,6	0,0	-0,3	0,5	0,0
20. Saldo de deuda pública total	24,1	27,2	23,9	21,4	21,3	19,8	19,6
RI: Reporte de Inflación.							
1/ Proyección.							
2/ Diferencial entre el PBI y el PBI potencial (en porcentaje).							
3/ Encuesta de expectativas de tipo de cambio nominal a los agentes económicos.							
4/ Incluye colocaciones de las sucursales en el exterior de las empresas bancarias.							
5/ Incluye inversión directa extranjera y desembolsos de largo plazo del sector privado.							

Fuente: BCRP

1.3.3. Indicadores de actividad y demanda

A continuación se muestran a través de distintos cuadros los indicadores de actividad y demanda seleccionados por el BCRP. Los mismos – como se observará – muestran claros signos de continuidad en su alto crecimiento.

Detalle de indicadores:

- Crecimiento del PBI** (Encuesta de expectativas macroeconómicas): Los agentes económicos han venido revisando sus proyecciones de crecimiento del PBI al alza tanto para 2011 como para 2012. Para 2011, se espera un crecimiento del 7,0 por ciento, previsión mayor a la señalada en el Reporte anterior (6,3 por ciento en promedio). Para 2012 las previsiones de crecimiento se elevaron, en promedio, de 6,2 a 6,6 por ciento.

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI		
	RI Dic.10	RI Mar.11
Sistema Financiero		
2011	6,3	7,0
2012	6,0	6,3
Analistas Económicos		
2011	6,0	7,0
2012	6,1	6,5
Empresas No Financieras		
2011	6,6	7,0
2012	6,5	7,0

Fuente: BCRP

- Crecimiento de la demanda interna:** La expansión de la demanda interna en 2010 fue de 12,8 por ciento, revirtiendo la caída de 2,8 por ciento experimentada en 2009. Este crecimiento está asociado a la recuperación del gasto privado en consumo e inversión, los cuales crecieron 6,0 y 22,1 por ciento, respectivamente, así como al proceso de recomposición de inventarios. Para 2011, se proyecta un crecimiento de la demanda interna de 8,1 por ciento, mayor al 7,6 por ciento proyectado en el Reporte de Inflación de diciembre.

Del mismo modo, para 2012, se proyecta un crecimiento de la demanda interna de 6,5 por ciento, superior al 6,1 por ciento proyectado en diciembre. En ambos casos, la mayor proyección responde a la mejora en las expectativas, que se vería reflejada en un mayor gasto privado en consumo e inversión.



Fuente: BCRP

Por su parte, el gasto público real desaceleró su tasa de expansión de 19,6 por ciento en 2009 a 16,4 por ciento en 2010. Se espera que la moderación del gasto público continúe y, en este sentido, registre un crecimiento de 6,5 y 3,4

por ciento en 2011 y 2012, respectivamente, lo cual sería consistente con el gasto contenido en el Marco macroeconómico Multianual Revisado a agosto 2010 del Ministerio de Economía y Finanzas.

DEMANDA Y OFERTA GLOBAL (Variaciones porcentuales reales)						
	2009	2010	2011*		2012*	
			Ri Dic.10	Ri Mar.11	Ri Dic.10	Ri Mar.11
1. Demanda interna	-2,8	12,8	7,6	8,1	6,1	6,5
a. Consumo privado	2,4	6,0	5,0	5,8	4,6	5,3
b. Consumo público	16,5	10,6	5,0	5,0	2,7	2,7
c. Inversión privada	-15,1	22,1	14,5	15,0	12,3	12,5
d. Inversión pública	25,5	26,5	8,8	8,8	4,4	4,4
2. Exportaciones	-3,2	2,5	6,2	6,2	8,4	8,4
3. Importaciones	-18,6	23,8	10,6	11,2	8,0	8,0
4. Producto bruto interno	0,9	8,8	6,5	7,0	6,0	6,5
Memo: Gasto público	19,6	16,4	6,5	6,5	-3,4	3,4

*Proyección.

Fuente: BCRP

CUADRO 8 DEMANDA Y OFERTA GLOBAL (Contribuciones a la variación porcentual real)						
	2009	2010	2011*		2012*	
			Ri Dic.10	Ri Mar.11	Ri Dic.10	Ri Mar.11
1. Demanda interna	-2,9	12,8	7,9	8,4	6,3	6,8
a. Consumo privado	1,6	4,1	3,3	3,8	3,0	3,5
b. Consumo público	1,3	1,0	0,5	0,5	0,2	0,3
c. Inversión privada	-3,4	4,2	3,1	3,2	2,9	2,9
d. Inversión pública	1,1	1,4	0,5	0,5	0,3	0,3
e. Variación de inventarios	-3,5	2,1	0,4	0,4	0,0	-0,1
2. Exportaciones	-0,6	0,5	0,9	0,9	1,5	1,5
3. Importaciones	-4,4	4,5	2,3	2,4	1,8	1,8
4. Producto bruto interno	0,9	8,8	6,5	7,0	6,0	6,5
Memo: Gasto público	2,4	2,4	1,0	1,0	0,5	0,5

*Proyección.

Fuente: BCRP

- Consumo Privado:** El consumo privado creció 6,0 por ciento en 2010, cifra superior al promedio de la década (5,0 por ciento). El crecimiento del año estuvo sustentado en el aumento del ingreso nacional disponible (10,6 por ciento), el crecimiento del empleo (4,2 por ciento) y un mejor clima de confianza (el indicador de confianza del consumidor alcanzó 65 puntos en el mes de diciembre, 10 puntos por encima del promedio de 2010). En un contexto de expectativas de crecimiento y mejoras en el ingreso, se espera que el consumo privado crezca 5,6 por ciento en 2011 y 5,3 por ciento en 2012. Estas tasas son superiores a las proyectadas en el Reporte de diciembre (5,0 por ciento en 2011 y 4,6 por ciento en 2012) y responden a la mejora en las expectativas de crecimiento.



Fuente: BCRP

- Inversión Privada:** La inversión privada tiende a ser uno de los componentes más volátiles del gasto durante los períodos de auge y caída del ciclo económico; además de ser muy sensible a la evolución de los términos de intercambio. En un contexto de alta incertidumbre, como la de 2009, se postergó la ejecución de algunos proyectos de inversión, lo que generó la caída de la inversión privada de 15,1 por ciento. No obstante, el contar con un conjunto importante de proyectos de inversión anunciados y expectativas optimistas en el empresariado permitió una rápida recuperación de la inversión privada en 2010 (22,1 por ciento). En este contexto, se espera que la inversión privada continúe creciendo y que registre tasas de variación de 15,0 y 12,5 por ciento en 2011 y 2012, respectivamente. Estas tasas de variación son superiores a las proyectadas en el Reporte de diciembre (14,5 y 12,3 por ciento en 2011 y 2012, respectivamente).



Fuente: BCRP

- Inversión Pública.** Durante 2010 la inversión pública creció 26,5 por ciento. El crecimiento de 2011 sería de 8,8 por ciento mientras que para 2012 se proyecta un aumento de 4,4 por ciento. Estas tasas son consistentes con un ratio de inversión pública sobre PBI de alrededor de 6 por ciento y una moderación del gasto público en un contexto de alto crecimiento del gasto privado.



Fuente: BCRP

INVERSIÓN PÚBLICA
(Variaciones porcentuales reales)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gobierno Nacional	15,1	9,7	7,5	75,4	9,9	3,9
Gobiernos Regionales	40,5	22,0	44,3	20,3	10,1	3,6
Gobiernos Locales	9,1	98,1	28,5	8,1	7,4	3,8
Empresas Estatales	34,3	32,3	32,5	-1,6	9,8	7,9
TOTAL	18,2	42,8	25,5	26,5	8,8	4,4
<i>En porcentaje del PBI</i>	<i>3,1</i>	<i>4,2</i>	<i>5,3</i>	<i>6,0</i>	<i>6,1</i>	<i>6,0</i>

Fuente: BCRP

- **Anuncios de Ejecución de Proyectos:** La inversión privada viene reflejando las expectativas favorables de la economía. Para el período 2011 - 2012 los anuncios de ejecución de proyectos se han incrementado en US\$ 3 000 millones respecto a lo previsto en el Reporte de Inflación de diciembre 2010. En total para el período 2011-2012, se han anunciado proyectos de inversión por US\$ 30,7 mil millones.

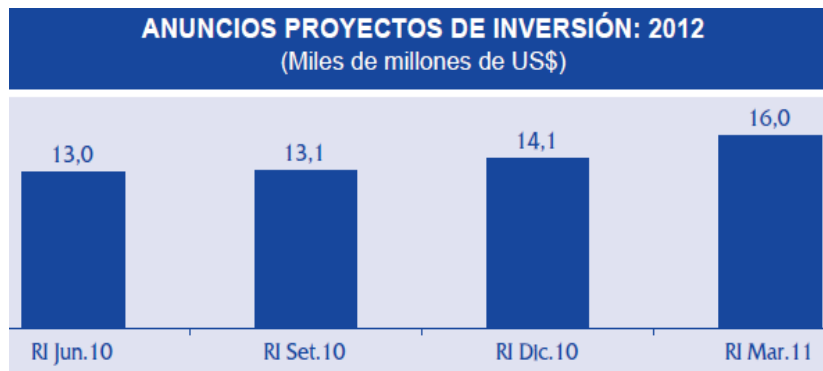
ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN
(Millones de US\$)

	2011	2012	2011 - 2012
Minería	5 834	8 128	13 962
Hidrocarburos	2 406	2 468	4 874
Electricidad	1 797	2 306	4 103
Industrial	1 559	1 358	2 917
Infraestructura	1 296	846	2 142
Otros Sectores	1 816	898	2 715
Total	14 708	16 004	30 712

Fuente: Medios de prensa e información de empresas



Fuente: BCRP



Fuente: BCRP

- **Empleo:** La tasa de ocupación, según la Encuesta para Lima Metropolitana para el período móvil Noviembre-Diciembre-Enero 2012, señala una disminución de 0,1%, respecto al promedio móvil de los tres meses anteriores. Es interesante, sin embargo, revisar su composición, pues presenta resultados contrastantes entre la dinámica de la Población Adecuadamente Empleada y la Subempleada. En el caso de la primera, se aprecia un crecimiento de 2,9%, mientras que la subempleada decrece en 2,9%. Esto podría interpretarse como un tránsito desde el subempleo al empleo formal, como parte de la propia dinámica del crecimiento sostenible que viene mostrando la economía peruana.

Como resultado de lo anterior, la tasa de desempleo ha experimentado un incremento respecto a similar trimestre móvil del año anterior. En efecto, se aprecia un incremento de 0,1%, al elevarse este indicador desde 7,7% a 7,8%. A nivel de género se puede observar que esta afecto al 10% de la PEA femenina, mientras que en el caso de los varones, esta fue de 5,9%.

En ambos casos se aprecian incrementos respecto a similar promedio móvil del año pasado.

1.3.4. Perspectivas 2012 -2013 - La economía interna

El Perú crecerá en el 2012 y 2013 por decimotercero y decimocuarto año consecutivo. Esta sostenibilidad del crecimiento es, más que la tasa de crecimiento en sí, lo más notable de la economía peruana de hoy.

El Perú puede crecer en forma al menos moderada entre el 2012 y 2013, pase lo que pase en Europa, siempre que el resto del mundo no entre en recesión. Sólo una crisis tan general que abarque Europa, EEUU y también China podría frenar el crecimiento en el futuro previsible en el país.

Que la economía nacional mantenga su crecimiento en medio de tormentas internacionales se debe a la ausencia de desequilibrios macroeconómicos: la estabilidad fiscal y externa, la medida monetaria y cambiaria, la continuidad en las políticas de manejo económico, y la solidez del sistema financiero y de los balances de la mayor parte de empresas.

Al mismo tiempo, existen fuerzas muy potentes detrás del crecimiento robusto del consumo e inversión privados. Esta potencia sugiere algo mayor. El Perú no sólo está creciendo, sino que ha entrado en una etapa de desarrollo acelerado que tiene una dinámica especial. Un aspecto principal en esta etapa es la formación de una nueva clase media. La movilidad social hacia una clase media más amplia está generando un dinamismo, vía oportunidades de penetración de mercados, incentivos a la formalización, demanda por productos y servicios nuevos, en casi todos los sectores de demanda interna.

En este entorno que combina fortalezas internas con riesgos externos, se proyecta un crecimiento del PBI de 5.5% en el 2012 y un similar 5.6% en el 2013. Son cifras muy similares a las que se venían manejando en las últimas revisiones en setiembre del 2011 (5.5% para el 2012). La diferencia está en el sesgo, que antes era a la baja, dada la incertidumbre y multiplicidad de riesgos mundiales, y ahora es al alza.

Esto se debe a señales de cierta aceleración en la economía en diciembre-enero, pero, sobre todo, a la percepción de que la confianza empresarial ha mejorado notoriamente. Distintos sondeos junto con otras evidencias anecdóticas, sugieren que las preocupaciones de los inversionistas en el Perú respecto del entorno internacional y de incertidumbre interna política y social se han ido disipando significativamente. Por lo tanto, el sesgo actual es que el riesgo de error tanto del consumo como de la inversión privada sorprenda al alza en el 2012.

Es difícil proyectar la inversión privada, dado que depende de algo tan cambiante como la confianza. Se proyecta de forma conservadora 8% de crecimiento, dado el entorno de alta incertidumbre mundial. Si bien es cierto que los empresarios están más cómodos con la situación política interna y menos preocupados -tal vez, simplemente, más acostumbrados- por los riesgos del entorno internacional, hay que recordar que en el 2009 ocurrió un quiebre muy rápido y profundo en las expectativas de los inversionistas.

Actualmente existen señales de intenciones de invertir en el 2012-2013 en forma relativamente agresiva en una diversidad de sectores, incluyendo retail (tiendas de departamentos y supermercados), bancos, construcción e inmobiliario e incluso minería e hidrocarburos. Es particularmente notable el salto que se viene dando en la inversión minera. Si bien uno podría esperar que los buenos precios de los metales incentivaran una mayor inversión minera, al mismo tiempo existía el temor de que los conflictos sociales, cambios en el régimen tributario y normativo (gravamen especial a la minería, ley de consulta previa, ley de reordenamiento territorial), así como el propio entorno de volatilidad e incertidumbre en los mercados de commodities mundiales, frenarían los planes de inversión. Esto último no parece estar pasando.

En general existe confianza entre los mineros de que los precios se mantendrán relativamente altos; y, si bien los conflictos sociales están afectando algunos proyectos puntuales, no parece estar contagiando los planes de inversión de la minería en su conjunto. El 2012-2013 será un periodo en que tanto el sector privado como el sector público contribuirán al crecimiento.

Esto a diferencia del 2011, en que el sector público le restó aproximadamente 1 punto porcentual la expansión del PBI.

	2011(e)	2012(p)	2013(p)
PBI	6.8	5.5	5.6
Importaciones	10.6	7.1	8.2
Demanda interna	7.5	6.0	6.0
Consumo privado	6.3	5.4	5.8
Consumo público	5.3	6.6	5.3
Inversión privada	11.3	8.0	7.0
Inversión pública	-16.1	23.0	10.0
Exportaciones	7.3	4.4	7.1

Fuente: Estudios Económicos – Scotiabank

La magnitud de inversión pública genera incertidumbre. El MEF espera un crecimiento de 30% en la inversión pública. Crecer sobre una base tan baja como en el 2011 ayuda, pero es difícil hacer supuestos sobre la velocidad con que los gobiernos regionales y locales mejorarán su capacidad de gasto en el tiempo. Una proyección de crecimiento de 23% es menor a la proyección oficial, pero aún así implica un nuevo récord en monto total de inversión pública (S/. 28,000 millones, versus el record anterior de de S/26,000 millones registrado en el 2010).

El consumo público y consumo privado tienden a ser más constantes en el tiempo. La proyección del consumo público está en línea, en general, con el presupuesto. La proyección del consumo privado toma como pauta el crecimiento del empleo formal (5.5% en el 2011). El consumo privado, a diferencia del gasto público y la inversión privada, mantuvo su solidez en el 2011 y ha empezado el 2012 en forma muy robusta. Por lo general, los sectores vinculados a la demanda interna crecerán en el 2012-2013. Una de las fortalezas que tiene el país es la demanda interna, lo cual reduce la importancia de las exportaciones y amortigua el impacto de shocks externos.

1.3.5. Política monetaria e inflación

El Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) es una entidad pública autónoma cuya finalidad es preservar la estabilidad monetaria. Para el logro de este objetivo, el Banco ejecuta su política monetaria siguiendo un esquema de Metas Explícitas de Inflación. La meta de inflación es 2,0 por ciento con un margen de tolerancia de un punto porcentual hacia abajo (1,0 por ciento) y hacia arriba (3,0 por ciento). Con ello, el Banco Central busca anclar las expectativas de inflación en un nivel similar al de las economías desarrolladas y establecer un compromiso permanente con la estabilidad de la moneda.

El BCRP evalúa el cumplimiento de la meta inflacionaria de manera continua, es decir, tomando en cuenta la tasa de inflación anual acumulada en cada mes y no sólo la correspondiente a la del mes de diciembre de cada año. La política monetaria tiene un carácter preventivo que busca adelantarse a las presiones inflacionarias o deflacionarias. Adicionalmente, se toma en cuenta que la inflación puede ser influenciada por factores que escapan del control de las acciones del Banco Central, como pueden ser los choques de oferta o los precios de productos importados, por lo cual se pueden presentar desviaciones transitorias de la inflación.

Cada mes, dentro de un cronograma anunciado, el Directorio del BCRP decide el nivel de la tasa de interés de referencia para el mercado de préstamos interbancarios. Esta tasa de interés se constituye en la meta operativa de la política monetaria y afecta con rezagos y por distintos canales a la tasa de inflación, razón por la cual esta tasa se determina con base en proyecciones y simulaciones macroeconómicas. El Banco Central maneja además otros instrumentos de política monetaria con los que puede afectar de manera más directa los volúmenes de liquidez y crédito, como es el caso de los encajes en moneda nacional y en moneda extranjera.

Adicionalmente, el Banco Central ejecuta medidas preventivas para resguardar la estabilidad financiera y los mecanismos de transmisión de la política monetaria. Así, mediante la intervención cambiaria se busca reducir la volatilidad excesiva del tipo de cambio y acumular reservas internacionales, lo cual desarrolla fortalezas ante eventos negativos en una economía con aún un alto porcentaje de dolarización financiera.

Las proyecciones que sustentan las decisiones de política monetaria se difunden en el Reporte de Inflación con la finalidad de mostrar la consistencia de las medidas adoptadas y buscar que las expectativas de los agentes económicos tomen en cuenta estas previsiones. Asimismo, el BCRP difunde el análisis de los factores de riesgo que pueden ocasionar desviaciones en las variables económicas proyectadas.

De acuerdo a información elaborada para dicho informe se proyecta que la inflación se elevaría principalmente por factores de oferta para ubicarse alrededor del límite superior de la meta hacia fines de 2011 y luego revertir su tendencia hacia el nivel meta a lo largo de 2012. Esta proyección se sustenta en expectativas inflacionarias ancladas en el rango meta, ajustes adicionales en la posición monetaria, una moderación del estímulo fiscal y en la reversión de los choques de oferta.

Los principales riesgos que podrían desviar a la tasa de inflación del escenario base en el horizonte de proyección son los siguientes:

- **Inflación importada por alimentos y energía.** La evolución reciente del precio de commodities alimenticios y del combustible muestra que la probabilidad de mayores precios a futuro se ha incrementado. En este escenario, el Banco Central, ajustaría más rápidamente su posición monetaria si es que el posible incremento en la inflación importada afecta las expectativas de inflación.
- **Dinamismo en la economía doméstica.** El mayor optimismo, reflejado en los datos recientes sobre indicadores de actividad productiva, junto con las altas tasas de crecimiento del PBI registradas durante el año 2010 podrían contribuir a que la brecha del producto sea mayor a lo considerado en el escenario central. Ello generaría presiones de demanda sobre los precios internos por lo que bajo este escenario la política monetaria justaría su posición de manera más rápida.
- **Incertidumbre sobre la evolución de la economía mundial.** El escenario base considera la recuperación de la actividad económica mundial, lo que contribuiría a sostener los términos de intercambio en niveles favorables para la economía peruana. A los factores de riesgo ya mencionados en el Reporte de

diciembre, referidos a la sostenibilidad fiscal en algunas economías de la Eurozona y a la posibilidad de una desaceleración mayor en China, se suma ahora el riesgo del alza de precios internacionales de alimentos y del petróleo, debido a los recientes conflictos en algunos países del Norte de Africa y del Medio Oriente; y la incertidumbre sobre el impacto del terremoto ocurrido en Japón. Este contexto internacional conllevaría una desaceleración en el crecimiento de la economía doméstica y una mayor volatilidad de los mercados financieros.

El Banco Central mantiene una alta disponibilidad de reservas internacionales y dispone de diversos mecanismos de inyección de liquidez para enfrentar esta contingencia. Así, de materializarse este riesgo, la política monetaria mantendría el estímulo monetario por un mayor tiempo.



Fuente: BCRP Reporte de inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas

1.3.6. El sector externo

Según información del Banco Mundial se prevé que en 2012 que después de varios años de crecimiento sobre la media, el PIB de América Latina y el Caribe (ALC) se desacelere y únicamente alcance 3,6%. Lo anterior representa un retroceso respecto a la tasa de 4.2% estimada para 2011, sin embargo se espera que la región restablezca los niveles de crecimiento de 2011 en 2013. El endurecimiento de las políticas monetarias, un incremento en la aversión al riesgo y las restrictivas condiciones de financiamiento externo desalentaron la demanda doméstica mientras que el mermado crecimiento global (particularmente una menor demanda por parte de los países de alto ingreso y de China) redujo las exportaciones de ALC.

En el caso de Brasil, las políticas restrictivas y el debilitamiento de la demanda externa frenaron el crecimiento del PIB al punto del estancamiento en el tercer trimestre. Se estima que la mayor economía de la región creció únicamente 2,9% durante 2011; una franca desaceleración considerando que en 2010 había experimentado un crecimiento de 7,5%. Las proyecciones para 2012 suponen que el PIB brasileño crecerá a una tasa de 3,4%, lo cual representa una modesta recuperación. México, la segunda economía

de mayor tamaño en la región, reportó una tasa de crecimiento de 4,0% durante 2011, un retroceso en relación a la tasa de 5,5% obtenida en 2010.

En línea con el crecimiento de Estados Unidos, las proyecciones suponen que la economía mexicana continuará en desaceleración y solo crecerá 3,2% en 2012. De manera más general, la producción industrial en la región se redujo en 2,0% y 1,8% durante el segundo y tercer trimestre de 2011, respectivamente; luego de una robusta expansión de 9,2% en el primer trimestre. En tanto, las exportaciones de ALC se desaceleraron de 14% en el segundo trimestre a 1,4% en el tercer trimestre.

Mientras las economías de América Central y del Caribe sufrieron por la disminución en los flujos de turistas y remesas, otras economías de la región (principalmente Venezuela, Ecuador, Bolivia y Argentina) se beneficiaron de los altos precios de las materias primas. No obstante, las perspectivas serían vulnerables en caso de un drástico debilitamiento del crecimiento global, el cual sería acompañado de caídas en los precios de las materias primas.

A pesar del debilitamiento de la demanda doméstica, la inflación aun permanece alta en los países en donde la producción supera su nivel potencial. Adicionalmente, la depreciación de algunas monedas ha contribuido a aumentar la inflación debido al aumento en los precios de las importaciones.

1.3.7. Evolución PBI (en US\$ miles de millones)

El siguiente cuadro – elaborado por el Banco Mundial - muestra el resumen de previsiones para América Latina y el Caribe.

Resumen de previsiones para América Latina y el Caribe

(variación porcentual anual, a menos que se indique algo distinto)

	98-07 ^a	2008	Previsión Proyección				
			2009	2010	2011	2012	2013
PIB a precios de mercado (US\$ de 2005)	2.9	4.1	-2.0	6.0	4.2	3.6	4.2
Argentina	2.2	6.8	0.9	9.2	7.5	3.7	4.4
Belice	5.4	3.8	0.0	2.7	2.1	2.3	2.9
Bolivia	2.8	6.1	3.4	4.2	4.8	4.1	3.8
Brasil	2.8	5.2	-0.2	7.5	2.9	3.4	4.4
Chile	3.4	3.7	-1.7	5.2	6.2	4.1	4.4
Colombia	3.1	3.5	1.5	4.3	5.6	4.4	4.2
Costa Rica	4.7	2.6	-1.5	4.2	3.8	3.5	4.5
Dominica	1.6	7.8	-0.7	0.3	0.9	1.6	2.2
República Dominicana	4.9	5.3	3.5	7.8	4.9	4.4	4.5
Ecuador	3.1	7.2	0.4	3.6	6.1	3.3	3.4
El Salvador	2.5	1.3	-3.1	1.4	1.5	2.0	3.1
Guatemala	3.4	3.3	0.5	2.6	2.8	3.1	3.5
Guyana	0.6	2.0	3.3	4.4	4.6	5.1	5.6
Honduras	4.0	4.0	-1.9	2.6	3.4	3.3	4.0
Haití	0.6	0.8	2.9	-5.1	6.7	8.0	8.3
Jamaica	1.6	1.7	-2.5	-1.0	1.3	1.8	2.2
México	2.8	1.5	-6.1	5.5	4.0	3.2	3.7
Nicaragua	3.5	2.8	-1.5	4.5	4.1	3.3	4.0
Panamá	4.8	10.1	3.2	7.5	8.1	6.1	6.3
Perú	4.1	9.8	0.9	8.8	6.3	5.1	5.6
Paraguay	1.9	5.8	-3.8	15.3	4.8	3.9	4.5
Santa Lucía	2.0	5.8	-1.3	4.4	2.7	2.7	3.5
San Vicente y las Granadinas	4.2	-0.6	-2.3	-1.8	-0.2	1.9	3.3
Uruguay	0.8	7.2	2.9	8.5	5.5	4.0	5.1
Venezuela, Rep. Bolivariana de	2.8	4.8	-3.3	-1.9	3.8	3.1	3.4

Fuente: Banco Mundial. No hay proyecciones para Barbados, Cuba, Granada y Suriname debido a falta de datos.

a. Las tasas de crecimiento en intervalos son promedios compuestos; los aportes al crecimiento, las relaciones y el deflactor del PIB son promedios.

1.3.8. Principales Indicadores Macroeconómicos

Las cifras oficiales de la actual situación de la Economía Peruana y su proyección del último documento correspondiente al marco Macro-Económico Multianual 2010-2012, revela los principales indicadores macroeconómicos:

	2008	2009	2010	2011	2012
PRECIOS Y TIPO DE CAMBIO					
Inflación					
Acumulada(variación porcentual)	6.7	1.5	2.0	2.0	2.0
Promedio (variación porcentual)	5.8	3.1	2.3	2.0	2.0
Tipo de cambio					
Promedio (Nuevos soles por US dólar)	2.93	3.06	2.95	2.95	2.90
Depreciación(variación porcentual)	-6.4	4.4	-3.5	0.0	-1.7
PRODUCCIÓN					
Producto Bruto Interno(miles de millones de nuevos	372.8	387.5	416.5	449.4	486.0
Producto Bruto Interno(variación porcentual real)	9.8	2.2	5.0	5.8	6.0
VAB no primario(Variación porcentual real)	9.9	2.2	5.3	5.8	6.2
Inversión bruta fija(Porcentaje del PBI)	25.6	25.7	26.4	26.7	27.5
Inversión privada(Porcentaje del PBI)	21.4	19.8	20.0	20.4	21.2
SECTOR EXTERNO					

Cuenta Corriente(Porcentaje del PBI)	-3.3	-3.0	-3.4	-2.5	-1.9
Balanza comercial	3,090	1,577	874	1,733	2,170
Exportaciones(millones de US dólares)	31,529	24,843	27,318	30,824	34,662
Importaciones(millones de US dólares SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO)	-28,439	-23,266	-26,444	-29.090	-32,491
Presión tributaria(Porcentaje del PBI)	15.6	13.8	14.4	14.5	14.9
Resultado primario (Porcentaje del PBI)	3.7	-0.7	-0.3	0.4	1.1
Resultado económico(Porcentaje del PBI)	2.1	-2.0	-1.6	-1.0	-0.2
Resultado económico con CRPAOs(Porcentaje del	1.8	-2.4	-1.8	-1.0	-0.2
Financiamiento neto del resultado económico					
Millones de US dólares	-2,379	3,023	2,523	1,507	369
Amortización	3,129	2,045	1,249	1,732	1,772
Requerimiento bruto de financiamiento	750	5,068	3,772	3,239	2,141
Externo	1,222	3,506	1,929	2,302	1,206
Interno	-471	1,562	1,843	937	935
SALDO DE DEUDA PÚBLICA					
Externa(Porcentaje del PBI)	15.1	16.4	15.3	15.0	13.5
Interna(Porcentaje del PBI)	8.7	9.9	9.7	9.0	8.6
Total (Porcentaje del PBI)	23.8	26.3	25.0	24.0	22.0

(*) Fuente: INEI,BCRP, MEF.Proyecciones MEF

1.3.9. Clima de negocios e inversiones

El Perú ha establecido un marco legal estable y atractivo para la inversión privada, tanto nacional como extranjera.

La normativa que regula las inversiones extranjeras en el Perú son las siguientes:

- Decreto Legislativo No. 662 1/ - Establece las reglas y las seguridades necesarias para el desarrollo de inversiones extranjeras en el país.
- Decreto Legislativo No. 757 1/ - Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada.
- Decreto Supremo 162-92-EF 1/ - Reglamento de los Regímenes de Garantía a la Inversión Privada.

La inversión extranjera en Perú se puede dar libremente en cualquiera de las formas empresariales reconocidas por la ley, bajo las siguientes modalidades:

- Inversión Extranjera Directa, como aporte al capital social;
- Aportes para el desarrollo de Joint-Ventures contractuales. Inversiones en bienes y propiedades ubicados dentro del territorio nacional;
- Inversiones en cartera;
- Las contribuciones tecnológicas intangibles;
- Cualquier otra modalidad de inversión que contribuya al desarrollo del país.

El Estado otorga garantías de estabilidad jurídica a los inversionistas nacionales y extranjeros y a las empresas en que ellos invierten, mediante la suscripción de convenios que tienen carácter de Contrato-Ley, y que se sujetan a las disposiciones generales sobre contratos establecidas en el Código Civil.

1.3.10. Acuerdos de Inversión en el Ámbito Internacional

Con la finalidad de consolidar un marco jurídico que garantice y proteja la inversión y coadyuve a crear el adecuado clima para fomentar un mayor flujo de inversiones extranjeras, el Perú ha sido muy activo en la negociación de instrumentos de carácter bilateral, regional y multilateral, que tienen por finalidad establecer garantías de tratamiento, protección y acceso a mecanismos de solución de controversias aplicables a las inversiones.

Se han suscrito 31 convenios bilaterales de promoción y protección recíproca de inversiones con países de la Cuenca del Pacífico, Europa y América Latina, asimismo el Acuerdo de Promoción Comercial suscrito con Estados Unidos incluye un Capítulo sobre Inversión. En el caso de Estados Unidos debemos además mencionar el convenio con OPIC para la emisión de coberturas de riesgo a las inversiones norteamericanas que se desarrollan en el Perú.

Perú también es miembro del Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) y se ha adherido a la Convención Constitutiva del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), así como la Convención sobre el Reconocimiento y Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras (Convención de Nueva York).

1.3.11. Derechos básicos del Inversionista Extranjero

- El derecho de recibir un trato no discriminatorio frente al inversionista nacional.
- La libertad de comercio e industria, y la libertad de exportación e importación.
- La posibilidad de remesar libremente al exterior las utilidades o dividendos, previo pago de los impuestos que le correspondan.
- El derecho a utilizar el tipo de cambio más favorable existente en el mercado para el tipo de operación cambiaria que se trate.
- El derecho a la libre reexportación del capital invertido, en el caso de venta de acciones, reducción de capital o liquidación parcial o total de las inversiones.
- El acceso irrestricto al crédito interno, bajo las mismas condiciones que el inversionista nacional.

- Libre contratación de tecnología y remesa de regalías.
- La libertad para adquirir acciones de propiedad de inversionistas nacionales.
- La posibilidad de contratar en el exterior seguros para su inversión.
- Posibilidad de suscribir con el Estado Convenios de Estabilidad Jurídica, para su inversión en el país.

1.3.12. Grado de Inversión

Moody's Investor otorgó al Perú, a mediados de diciembre 2009, el grado de inversión al elevar la calificación de riesgo crediticio de la deuda pública en moneda extranjera del país a Baa3 desde Ba1. Dicha calificación, sumada a la previamente otorgada por Standard & Poor's (14 de julio 2008) y Fitch Ratings (2 de abril 2008) convierten al Perú en el 4to país en la región Latinoamericana en obtener el grado de inversión por parte de las tres agencias clasificadoras más importantes.

Esta mejora en la clasificación de la deuda peruana responde la evolución positiva de las principales variables macroeconómicas en el país, la reducción del grado de dolarización, la estabilidad monetaria, la acumulación de reservas y la reducción del ratio de endeudamiento; así como a la mejora del clima de estabilidad política e institucional.

Debido a ello, y a la enorme diversidad del potencial productivo del Perú, existen oportunidades para los distintos sectores económicos a lo largo y ancho del país.

ICE para América Latina ubica al Perú como segundo país con el mejor clima para hacer negocios

Según el Índice de Clima Económico (ICE) publicado en Julio del 2010 para América Latina, el Perú se ubicó como el segundo país con el mejor clima para hacer negocios en América Latina.

El Índice de Clima Económico, medido por el Centro de Estudios Económicos Brasileño Fundación Getulio Vargas y el Instituto de Economía de la Universidad de Munich, es el promedio de la evaluación que 149 especialistas de 17 países de la región hacen sobre la actual coyuntura económica y las expectativas para el futuro.

1.3.13. Marco legal

Perú busca atraer inversión tanto nacional como extranjera en todos los sectores de la economía. Para lograrlo, ha establecido un marco legal estable y atractivo para la inversión privada de cualquier origen, tendiente a eliminar los obstáculos. Por ello, Perú es considerado como un país con uno de los regímenes de inversiones más abiertos del mundo.

La normativa referida al desarrollo de la inversión privada en general y de la inversión extranjera en particular, posee en Perú rango constitucional, lo cual garantiza la invariabilidad de las reglas y normas básicas de regulación.

El marco jurídico vigente ofrece autorización automática a la decisión de inversión y garantiza estabilidad jurídica a los inversores extranjeros respecto a las normas de impuesto a la renta y reparto de dividendos en los casos de inversores dispuestos a invertir en Perú por un período no menor a dos años, por montos mínimos de US\$ 10 millones en los sectores de minería / hidrocarburos, o de US\$ 5 millones en cualquier otra actividad económica, o por adquirir más del 50% de las acciones de una empresa privatizada.

Adicionalmente, no hay restricciones para la repatriación de las ganancias, las transferencias internacionales de capitales, las prácticas de cambio de divisa, el envío de intereses o regalías.

Respetando los compromisos asumidos en la OMC, ningún mecanismo de selección ni requisito de rendimiento es aplicado o exigido a la inversión extranjera por su condición de tal. En los casos de inversiones que gozan de beneficios derivados de la suscripción de convenios de estabilidad jurídica con el Estado, los requerimientos son los mismos que aquellos planteados para inversionistas nacionales, es decir, se otorga “trato nacional”.

Toda empresa tiene derecho a organizar y desarrollar sus actividades en la forma que juzgue conveniente. Se ha derogado toda disposición legal que fije modalidades de producción o índices de productividad, que prohíba u obligue a la utilización de insumos o procesos tecnológicos y, en general, intervenga en los procesos productivos de las empresas en función al tipo de actividad económica que desarrollen, su capacidad instalada, cualquier otro factor económico similar, salvo las disposiciones legales referidas a la higiene y seguridad industrial, la conservación del medio ambiente y la salud.

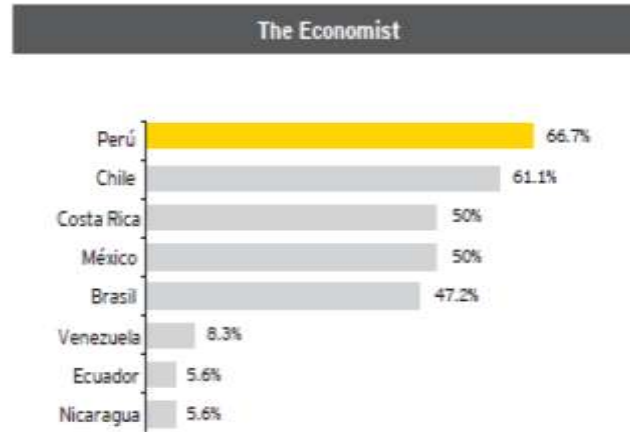
La inversión extranjera se puede dar libremente en cualquiera de las formas empresariales reconocidas por la ley, bajo las siguientes modalidades:

- Inversión Extranjera Directa, como aporte al capital social
- Aportes para el desarrollo de joint-ventures contractuales.
- Inversiones en bienes y propiedades ubicados dentro del territorio nacional.
- Inversiones en cartera.
- Las contribuciones tecnológicas intangibles.
- Cualquier otra modalidad de inversión que contribuya al desarrollo del país.

Los inversores que se establezcan en Perú pueden beneficiarse del acceso preferencial a mercados ampliados, aprovechando las ventajas competitivas derivadas de los TLCs suscriptos (EE.UU, China, Singapur, Tailandia, Canadá y negociaciones concluidas con la UE, Corea del Sur, Japón), de la zona de libre comercio andina (junto a Bolivia, Ecuador, Colombia), los convenios de complementación económica en el marco de la ALADI, especialmente con el MERCOSUR. Se encuentran en negociación otros instrumentos de facilitación del comercio con los países del EFTA y finalmente,

Perú es miembro pleno del APEC.

Reciente encuesta Revista The Economist, posicionó a Perú muy ventajosamente en la región, en cuanto a su marco legal y regulatorio sobre inversiones.



Fuente: The Economist 2009

A continuación se muestra una tabla de los indicadores más relevantes de Perú en relación con su facilidad para hacer negocios:

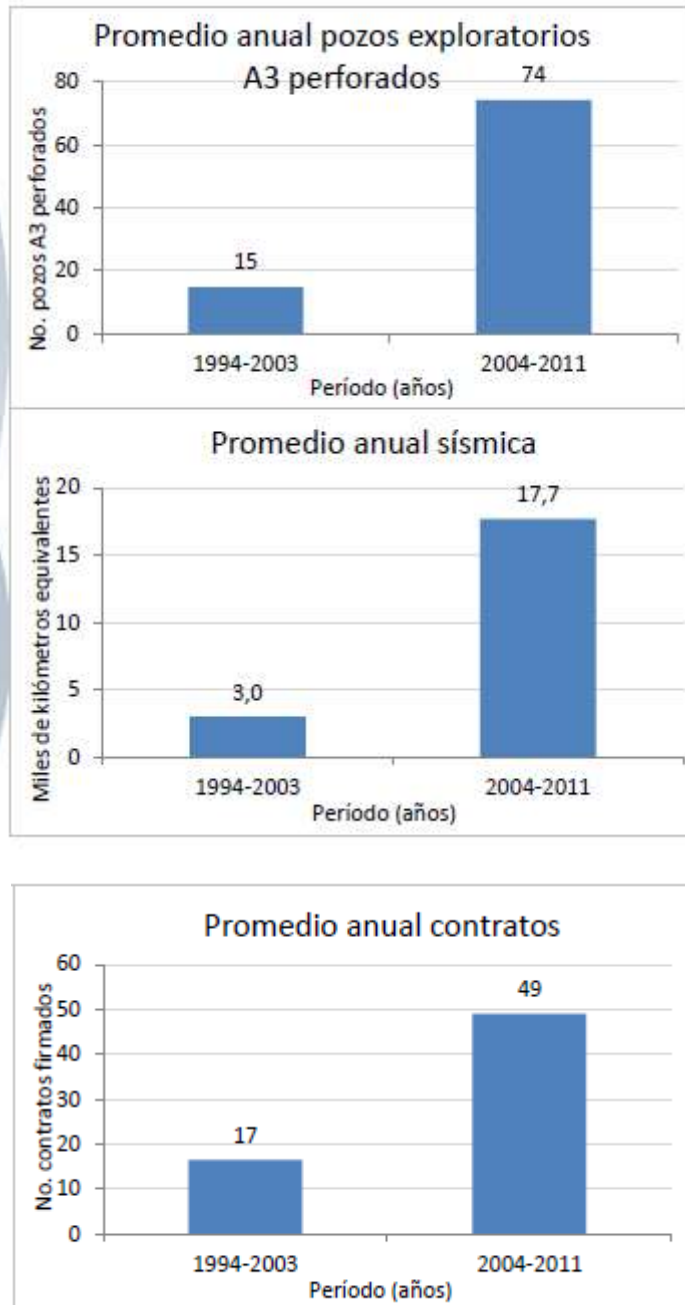
Indicadores	Perú	Latinoamérica y el Caribe
Apertura de un negocio		
• No. de procedimientos	9.0	9.5
• Tiempo (días)	41.0	61.7
• Costo (% de ingreso per cápita)	24.5	36.6
Manejo de permisos de construcción		
• No. de procedimientos	21.0	16.7
• Tiempo (días)	205.0	225.0

Indicadores	Perú	Latinoamérica y el Caribe
Registro de propiedades		
- No. de procedimientos	4.0	6.8
- Tiempo (días)	14.0	70.4
- Costo (% del valor de la propiedad)	3.3	5.9
Obtención de crédito		
- Índice de fortaleza de los derechos legales (0-10)	7.0	5.5
- Índice de alcance de la información crediticia (0-6)	6.0	3.3
- Cobertura de registros públicos (% de adultos)	23.0	10.0
- Cobertura de organismos privados (% de adultos)	31.8	33.2
Protección de los inversores		
- Índice de grado de transparencia (0-10)	8.0	4.0
- Índice de responsabilidad de los directores (0-10)	5.0	5.3
- Índice de facilidad para juicios de accionistas (0-10)	7.0	6.0
- Índice de fortaleza de protección de inversores (0-10)	6.7	5.1
Pago de impuestos		
- No. de impuestos por año	9.0	33.2
- Impuesto a las ganancias (%)	12.1	20.2
- Impuestos laborales y contribuciones (%)	11.0	14.8
- Otros impuestos (%)	17.2	13.2
- Tasa de impuestos total (% sobre la ganancia)	40.3	48.3
Comercio exterior		
- No. de documentos para exportar	7.0	6.8
- Tiempo para exportar (días)	23.0	18.6
- Costo de exportación (US\$ por contenedor)	875.0	1,243.6
- No. de documentos para importar	8.0	7.3
- Tiempo para importar (días)	24.0	20.9
- Costo de importación (US\$ por contenedor)	895.0	1,481.0
Cierre de una empresa		
- Tiempo (años)	3.1	3.3
- Costo (% de los bienes)	7.0	15.9
- Tasa de recuperación (centavos por US\$)	25.4	26.8

Fuente: Banco Mundial – Doing Business 2010

1.4. PERSPECTIVAS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

1.4.1. Crecimiento en la actividad exploratoria



Frente a la década pasada se registro una inversión exploratoria 5 veces mayor.

El crecimiento en producción se ha debido principalmente a las inversiones realizadas en campos viejos. Pero esta declina y es insuficiente para autoabastecer al país en el largo plazo.

El crecimiento esperado en producción requiere inversiones:

- Para el desarrollo de campos.
- Descubrimiento de nuevas reservas.

Implica también que el sector, para el final de la presente década, duplicaría sus aportes a los ingresos corrientes del Gobierno central. Esto equivaldría a participar en el 25% de dichos ingresos corrientes

Se esperan grandes inversiones en el sector:

- Exploración y producción 2012 - 2015²: usd 16.000 millones
- Transporte 2011 - 2015³: U\$D 1.235 millones
- Ampliación capacidad de oleoductos y poliductos:
 - Apiay - El Porvenir.
 - Castilla - Chichimene – Apiay.
 - Polioriente y Poliandino.
 - Oleoducto Bicentenario (Casanare – Coveñas).
 - Incremento capacidad OCENSA.
 - Expansión almacenamiento Coveñas.
 - Orito – Tumaco.
 - Factibilidad Oleoducto del Pacífico.

Refinación 2009-2015: USD 7.278 millones.

- Plan Maestro Cartagena (USD 3.892 millones): entrada en operación julio 2013.
- Modernización B/bermeja (USD 3.386 millones): entrada en operación finales 2015.

Oportunidades

- Hidrocarburos no convencionales: se estima un potencial equivalente a 40-50 veces las reservas remanentes de petróleo y gas.
- Gas Offshore: se calcula un potencial que podría cuadruplicar las reservas de gas⁴
- Crudos pesados: podría incrementarse en al menos 50% las reservas actuales del petróleo⁵.

Inversión: mayor demanda de bienes y servicios petroleros.

- Grandes proyectos que requieren bienes y servicios especializados.

² Fuente. Calculos ACP

³ Fuente: Ecopetrol.

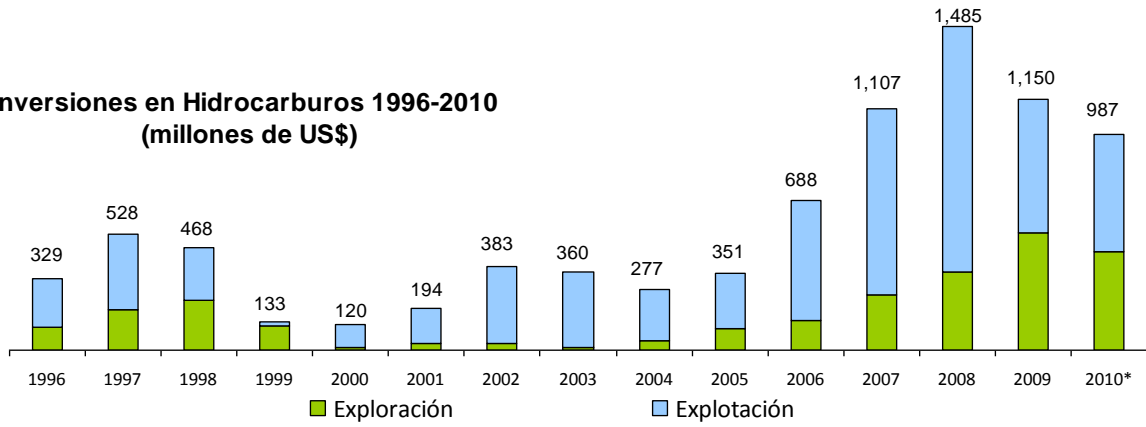
⁴ Fuente: Calculos Ministerio de Minas y Energías

⁵ Idem

1.5. PERU

1.5.1. Hidrocarburos, sector que invierte

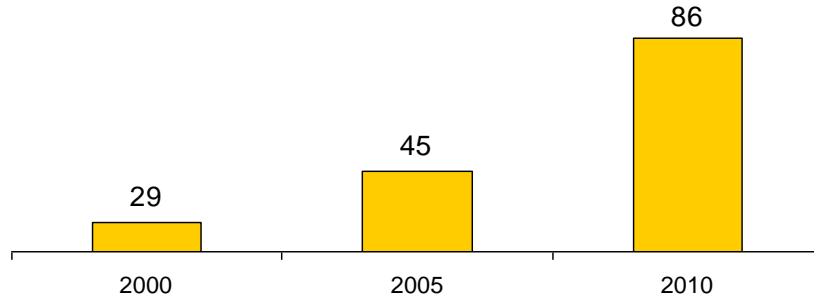
Inversiones en Hidrocarburos 1996-2010
(millones de US\$)



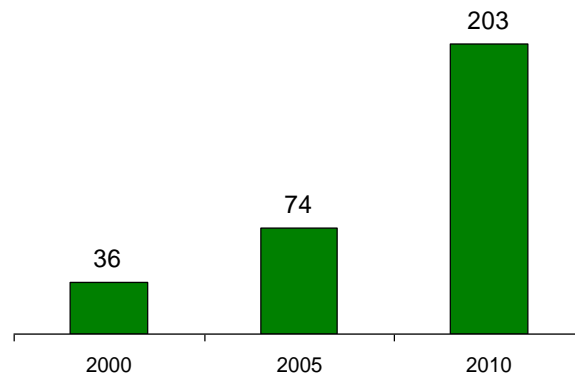
6

1.5.2. Sector que avanza

Número que contratos vigentes

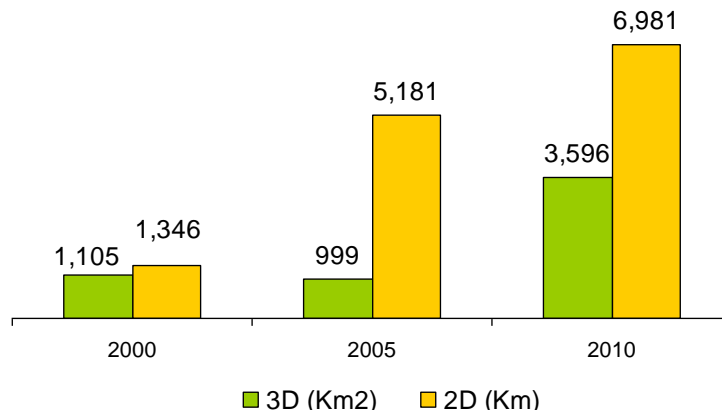


Número de pozos perforados

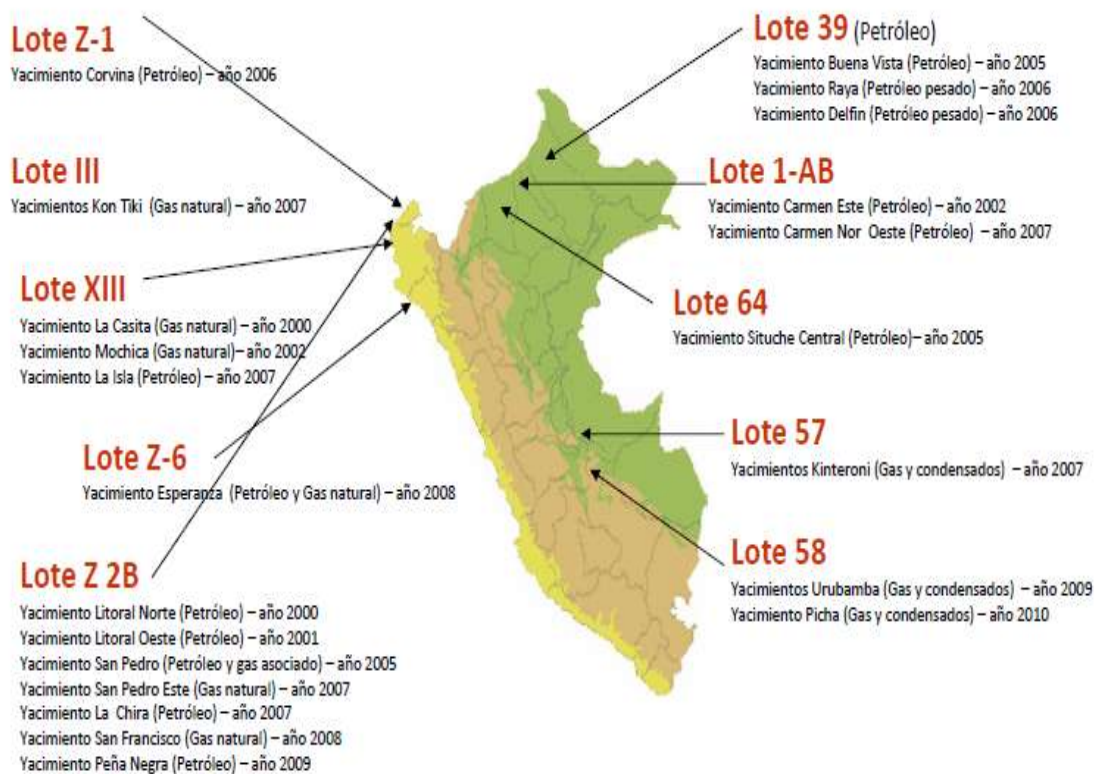


⁶ Datos a noviembre

Trabajos de sismica

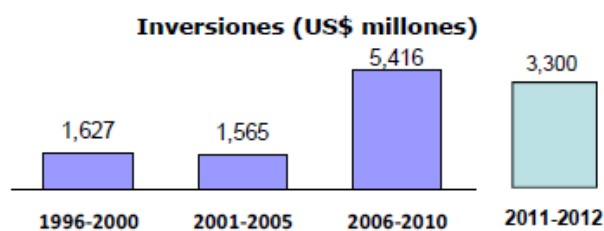


1.5.3. Descubrimientos de la última década



Fuente: PeruPetro

Perspectivas



Upstream

86 contratos vigentes

67 contratos de exploración

Nuevos lotes a licitarse en el 2011

Downstream

Modernización y mejoramiento de instalaciones y refinerías, estaciones de servicio, almacenamiento y transporte.

Inversion estimada: US\$ 9.000 millones

2. PERSPECTIVA REGIONAL PARA EL AÑO 2012

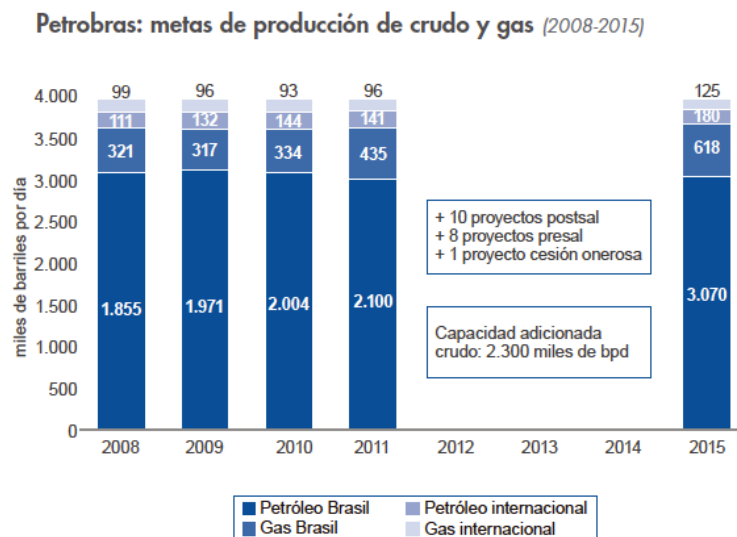
Pese a que los mercados de valores han operado a la baja producto de las malas noticias sobre las crisis que afectan prácticamente a todos los continentes y a las economías más importantes del mundo, el panorama para el sector petrolero de América Latina y el Caribe, así como para los sectores relacionados, es auspicioso, principalmente por las oportunidades que sigue habiendo para incrementar sustancialmente las reservas y la producción de hidrocarburos.

Algunos países tienen planes para desarrollar proyectos convencionales y no convencionales de petróleo crudo, mientras que la creciente demanda de gas natural y de gas natural licuado (GNL) permitirá a otros países sacar adelante proyectos en este segmento, así como proyectos de exploración costa afuera u offshore. Además de las actividades de exploración y producción, muchos países están ampliando y modernizando sus refinerías, construyendo ductos y desarrollando otros proyectos de ampliación para el sector, entre otros emprendimientos.

Los inversionistas interesados en la región deberían concentrarse en nueve economías donde los hidrocarburos desempeñan un papel preponderante, a saber: los líderes Brasil, Colombia y Perú, los mercados medianos de Venezuela, Argentina y México, y, por último, Trinidad y Tobago, Bolivia y Ecuador.

2.1. BRASIL

Cálculos de la industria estiman que el tamaño del mercado de petróleo y gas en el segmento offshore sumará unos US\$22.000 millones en 2012, casi un 6% más que en 2011. En tanto, en el segmento onshore, el mercado alcanzará US\$11.000 millones, cerca de un 10% más de lo previsto para 2011.



Fuente: Petrobras

2.2. COLOMBIA

Hay extensas zonas de Colombia que siguen inexploradas, lo que abre grandes oportunidades a la exploración, pero los inversionistas siguen enfrentándose a problemas de capacidad en las refinerías y las plantas petroquímicas, así como en la capacidad de transporte.

2.3. VENEZUELA

Pese a llevar años al timón del sector hidrocarburífero venezolano, debiendo lidiar con problemas en materia de producción y refinación, la estatal PdVSA se ha embarcado en un plan de expansión internacional a pesar de la abundancia de reservas en casa.

2.4. PERÚ

La economía peruana se ha visto beneficiada desde el año pasado con el inicio de las exportaciones de la primera planta de licuefacción de gas de Sudamérica, llamada Peru LNG. El proyecto, que obtiene gas de los campos de Camisea, ha permitido al país reducir su déficit comercial de hidrocarburos, incrementar su PIB, sus ingresos fiscales y sus regalías, y reducir las cuentas de luz.

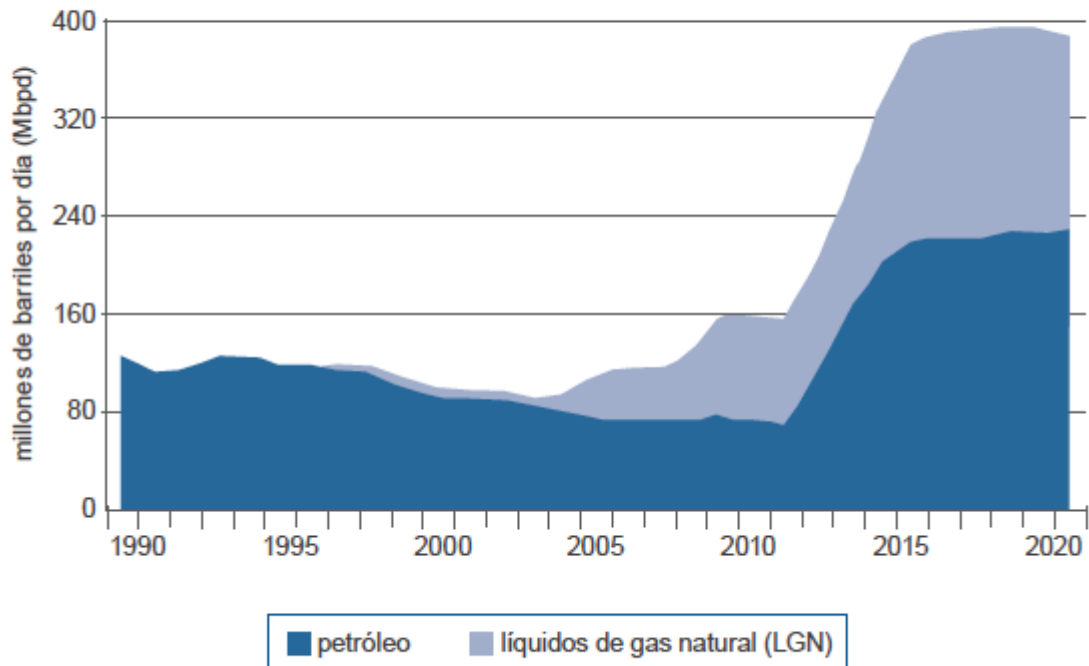
2.4.1. Hidrocarburos peruanos: un sector propicio para invertir

Junto al término de la construcción de Peru LNG, la primera planta de licuefacción de gas natural de Sudamérica, Perú ha logrado emerger como exportador neto de hidrocarburos y también impulsar distintos proyectos importantes que dependen del gas. Perú ofrece a los inversionistas una variada gama de oportunidades en exploración, explotación y desarrollo de petróleo y gas, así como en proyectos de expansión relacionados con un mayor consumo de gas a nivel nacional. Mientras que la estabilidad económica y política ha elevado el interés en Perú, el sector de los hidrocarburos tiene algo que ofrecer tanto a pequeños como a grandes inversionistas. Es una alternativa atractiva en lugar de Brasil y Colombia, a pesar de que la industria no ofrece enormes yacimientos de petróleo ni megaproyectos multimillonarios.

El descubrimiento de los yacimientos de gas de Camisea en la Amazonía peruana en la década de los ochenta dio al gobierno una oportunidad para cambiar su demanda de hidrocarburos y dejar de depender de las importaciones. El desarrollo de los yacimientos requirió de inversiones de US\$7.500 millones y permitió a Perú comenzar a exportar gas natural licuado (GNL) en 2010. Mientras que la mayoría del gas se destina a la exportación, una gran parte aún se utiliza para satisfacer la demanda interna. Esto ha llevado a un mayor uso de gas natural comprimido (GNC) para vehículos y a un mayor consumo de gas para generación de electricidad.

El presente informe da un vistazo al sector de hidrocarburos de Perú y a las oportunidades disponibles para los inversionistas, ya sean directa o indirectamente relacionadas con Peru LNG, y con una mayor producción de petróleo, gas y condensados, así como a actividades relacionadas con un desarrollo sostenido de las reservas de gas del país.

Producción de hidrocarburos líquidos (1990-2020E)



Fuente: Perúpetro

Vuelco del sector de hidrocarburos

En 1994, Perú tenía sólo 21 contratos de hidrocarburos en vigencia y la producción de petróleo y gas era mínima. Hoy el país tiene 84 contratos de hidrocarburos en vigencia, gracias a la implementación de un nuevo formato de contratos que atrajo la atención de unas 40 empresas. Grandes empresas como Burlington, Perenco, Petrobras y Repsol, entre otras, siguen muy interesadas en formar sociedades para explorar hidrocarburos en Perú.

Camisea y Peru LNG

Gracias a una inversión combinada de US\$7.500 millones, el desarrollo de Camisea y la construcción de la planta de liquefacción y otras dependencias para Peru LNG conforman el mayor proyecto energético que se haya concretado en Perú.

Producción y reservas

En base a las reservas y producción estimados al 2010, Perú posee suficientes reservas de gas para 57 años más, sin considerar éxitos en futuras exploraciones ni las reservas posibles y probables. Además, sólo poco más de 0,4Bpc de las reservas de Camisea se han agotado.

2.5. ENCUESTA 2012

El sector de petróleo y gas vive momentos de gran actividad en estos años en América Latina, con ambiciosos planes de inversión y desarrollos como el presal brasileño que prometen cambiar la cara de la industria en los próximos años.

Este dinamismo se refleja en los resultados de la encuesta que BNamericas realizó para conocer la percepción de la industria con respecto al futuro. Un 90% de los encuestados opina que América Latina es un buen lugar para hacer negocios en el sector petrolero, y una proporción similar señaló que la región será un proveedor mundial de petróleo y gas en el próximo decenio.

El volumen de reservas y una mejora de las regulaciones en varios países de la región son las principales fortalezas señaladas por los encuestados, aunque los aspectos regulatorios también fueron señalados como las principales barreras para el desarrollo del sector. La lectura es clara. América Latina tiene un potencial geológico muy atractivo y son las reglas del juego dictadas por los Gobiernos las que pueden convertir ese potencial en realidad o no.

Los actores de la industria que participaron en esta encuesta tienen una visión optimista sobre el futuro y prevén que el sector experimentará un crecimiento importante en los años venideros.

Costos al alza

Dada la naturaleza de los recursos petroleros y gasíferos de América Latina -crudo offshore, crudo pesado, petróleo y gas no convencional-, los costos operativos del sector ciertamente tenderán al alza a corto plazo, tal como lo indicó la amplia mayoría de los encuestados en diversos países latinoamericanos.

Ventajas y barreras

América Latina parece albergar lo mejor y lo peor en términos de constituirse como un territorio para atraer inversiones para el sector de petróleo y gas. Algunos países resultan muy atractivos para la inversión, mientras que hay otros donde, pese a sus grandes ventajas geológicas, las regulaciones y las políticas petroleras hacen inciertas y riesgosas las inversiones en el sector.

Futuro no convencional

Argentina ha tenido claros avances en este campo, con anuncios de descubrimientos y una creciente actividad de las petroleras en la búsqueda de recursos no convencionales. Alrededor de la mitad de los encuestados señaló que los hidrocarburos no convencionales rivalizarán con los convencionales en América Latina en un futuro cercano.

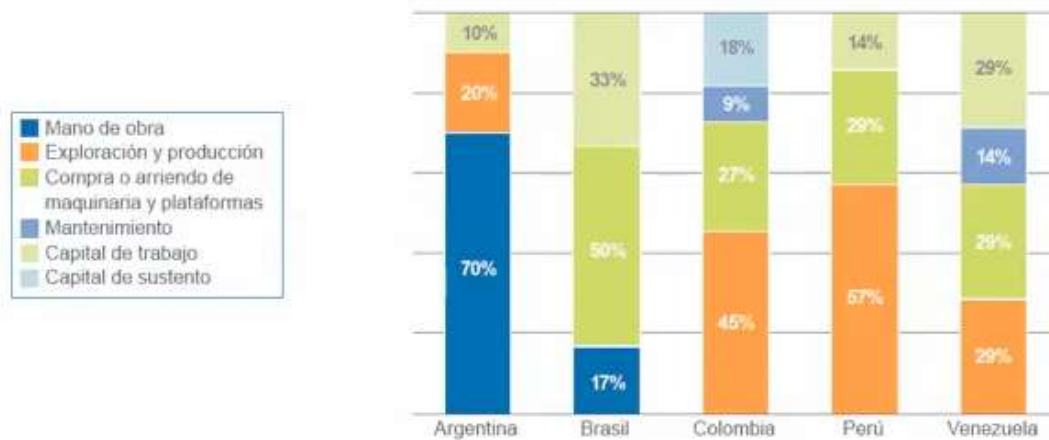
Los factores que tendrán mayor incidencia en los costos de la industria varían de país en país. En Argentina, el mayor impacto sobre los costos provendrá de la mano de obra, según indicó el 70% de los encuestados de este país. Es el único país entre los grandes productores de petróleo y gas de la región donde se espera que la mano de obra tenga una incidencia tan significativa, situación que contrasta además con la de países como Colombia y Perú, donde este factor no fue considerado entre las variables relevantes. Durante los últimos dos años, el descontento de los trabajadores y las manifestaciones de los sindicatos han provocado la pérdida de parte importante de la producción argentina. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) prevé que la producción de este país se mantendrá plana, con un promedio de 700.000 b/d hasta 2015, pese al considerable potencial de crecimiento que ofrecen los hallazgos recientes de petróleo de esquisto en la cuenca de Neuquén.

En Brasil, se identificó el arriendo de maquinaria y plataformas como el factor que más incidirá en los costos en 2012, lo que refleja los retos que entraña la explotación de la complicada área presal en aguas profundas. La producción aumentará de manera estable, con unos 600.000 b/d que entrarían en circulación entre los años 2010 y 2015, señala la OPEP. El organismo también destaca 18 proyectos importantes que deberían contribuir al crecimiento durante este período, entre ellos el gigante Baleia Azul, Guara y los campos Tiro/Sidon en la prolífica región presal costa afuera de las cuencas de Campos y Santos.

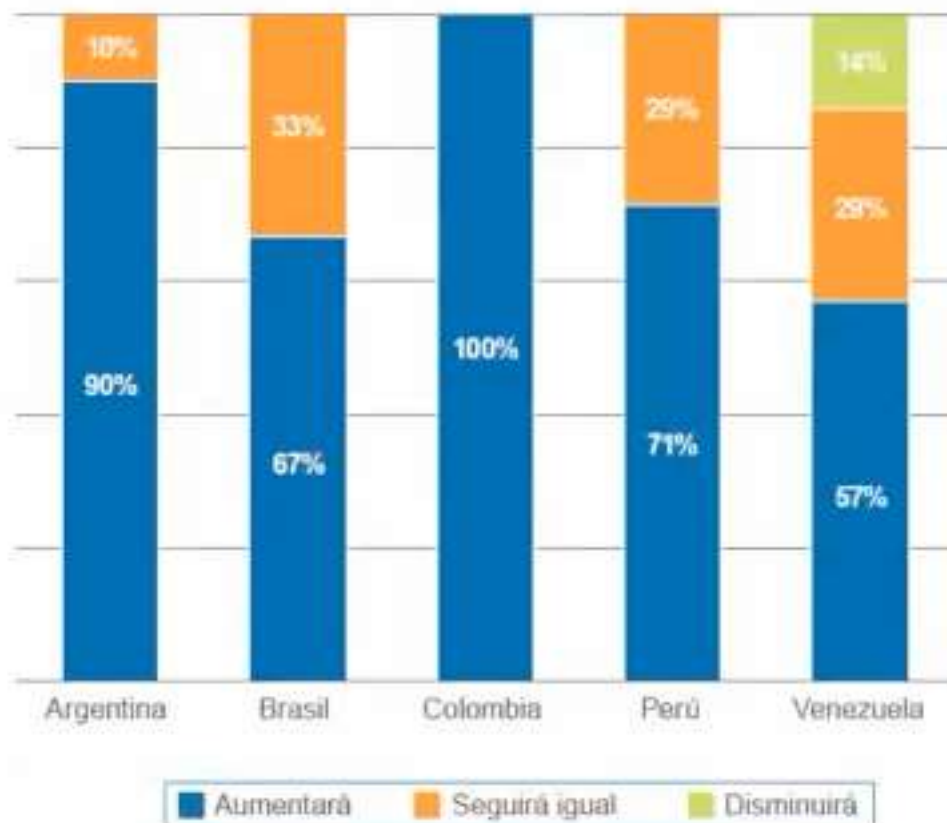
En Colombia, la exploración y producción será el factor con mayor incidencia en los costos, seguido por el arriendo de maquinaria y plataformas, lo que refleja las necesidades derivadas del reciente resurgimiento del sector petrolero y gasífero en el país. Gracias a las mejoras a la seguridad y a un régimen regulador y un sistema de regalías atractivos, así como a la disponibilidad de recursos inexplorados, la producción petrolera de Colombia se duplicó durante los últimos cinco años. Se prevé que sus actividades de exploración y producción mantendrán un crecimiento sólido a corto plazo. Este año, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (AnH) planea licitar 11 bloques costa afuera y 102 bloques costa adentro, cuya superficie total asciende a 15.6 millones de hectáreas (Mha).

En Venezuela, la exploración y producción, el arriendo o compra de maquinarias, y el capital de trabajo fueron los tres principales factores identificados por los encuestados como los de mayor impacto para los costos de la industria. Es improbable que se cumpla el objetivo del Gobierno venezolano de alcanzar una producción superior a 4 millones de barriles diarios (Mb/d) en 2015, a no ser que la inversión en el sector se incremente de manera considerable. El país ha registrado una caída importante en su producción en los últimos 10 años, período en que la producción de petróleo cayó de un promedio de 3,5 Mb/d a los actuales 2,7Mb/d.

¿Qué factor tendrá el mayor impacto sobre los costos de la industria local en 2012?



¿Qué ocurrirá con el gasto por parte de la industria local de petróleo y gas en 2012?

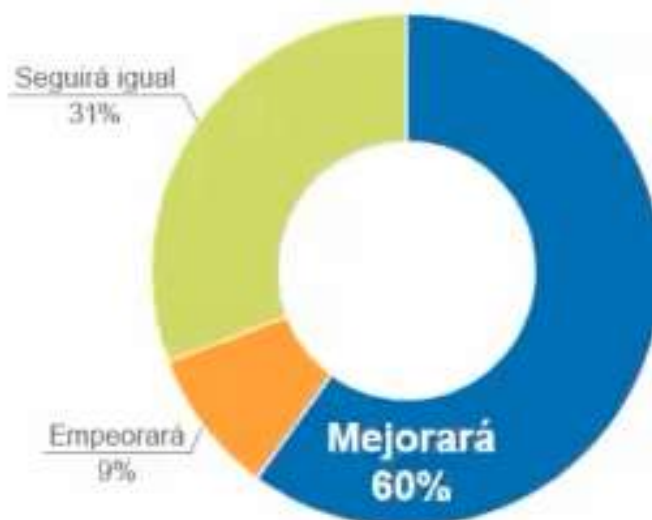


2.5.1. Disponibilidad de financiamiento para el sector de petróleo y gas.

La disponibilidad de financiamiento para proyectos petroleros y gasíferos en América Latina mejorará en 2012 según el 60% de los encuestados, mientras que el 31% considera que el acceso al financiamiento permanecerá en el nivel actual. Solo el 9%

de quienes respondieron la encuesta opinó que el acceso al financiamiento empeorará este año. Uno de los encuestados mencionó que los operadores de la región están observando cuidadosamente la crisis que se desarrolla en Europa, y que el empeoramiento de las condiciones en dicho continente y en EEUU, podría perjudicar la disponibilidad de alternativas de financiamiento para las empresas este año. No obstante, a fines de 2011 numerosas petroleras latinoamericanas lograron recaudar fondos en los mercados internacionales de deuda. Para 2012, nuevamente se prevé que las empresas de mercados emergentes lanzarán más OPI que aquellas con sede en economías desarrolladas. Sumado a lo anterior, los organismos multilaterales se han comprometido a seguir apoyando el sector, y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) anunció que duplicará su financiamiento al sector energético de la región en 2012.

¿Qué ocurrirá con la disponibilidad de financiamiento para proyectos petroleros y gasíferos en América Latina en 2012?



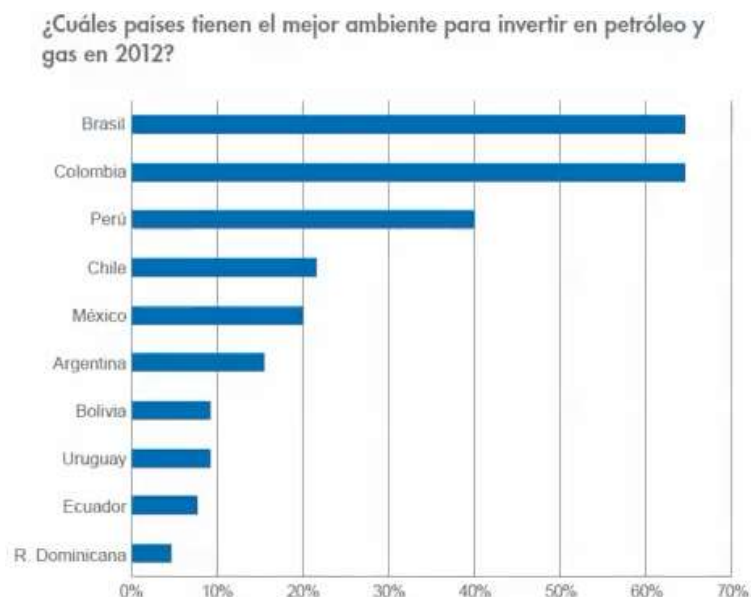
Mejores y peores ambientes de inversión para el sector petrolero y gasífero.

América Latina parece albergar lo mejor y lo peor en términos de constituirse como un territorio para atraer inversiones para el sector de petróleo y gas. Tanto los factores atractivos como las barreras se reparten en forma desigual a lo largo y ancho de la región. Algunos países resultan muy atractivos para la inversión, mientras que hay otros donde, pese a sus grandes ventajas geológicas, las regulaciones y las políticas petroleras hacen inciertas y riesgosas las inversiones en el sector.

De acuerdo con los encuestados, los países más atractivos para invertir en el sector de petróleo y gas son Brasil, Colombia y Perú. Sus principales ventajas comparativas, en términos generales, son su nivel de reservas, el apoyo gubernamental a la actividad y la estabilidad del sistema regulador. En el caso brasileño, los descubrimientos del presal han abierto un potencial inimaginable unos pocos años atrás. Colombia, en

tanto ha podido apalancar el potencial de sus reservas, que, si bien están muy lejos de los volúmenes que se pueden encontrar en la vecina Venezuela, son suficientemente atractivas como para atraer la atención de petroleras junior e independientes. Esto, porque las regulaciones evolucionaron y se adaptaron a la realidad del mercado internacional de hidrocarburos, corriendo interpretaciones políticas que no ponderaban el verdadero riesgo del negocio. Experiencias exitosas como la de Pacific Rubiales han validado el modelo. En el caso peruano, el país ha desarrollado un marco legal y regulatorio tan atractivo como el colombiano, aunque la oposición social a algunos proyectos y el aislamiento geográfico de algunas de las zonas de mayor potencial lo convierten en un destino más compejo para las inversiones en este sector.

La otra cara de la moneda la componen Venezuela, Bolivia y Ecuador, los sospechosos de siempre a la hora de evaluar los peores ambientes de negocio en América Latina. El rechazo al nacionalismo petrolero de estos tres países se refleja claramente en las respuestas de los encuestados. Un contundente 80% de los participantes coloca a Venezuela como el país con peor ambiente de negocios para el sector petrolero en América Latina. La percepción de los encuestados respecto de Bolivia, donde se renacionalizó el sector petrolero en 2006, también es negativa, aunque no tan extendida como en el caso de Venezuela. Casi la mitad de los encuestados opina que Bolivia tiene el peor clima de negocios en el sector petrolero, poniéndola en segundo lugar después de Venezuela. Los principales obstáculos para el desarrollo de la industria que los encuestados ven en estos países están en el ámbito regulatorio y en la falta de apoyo del Gobierno.



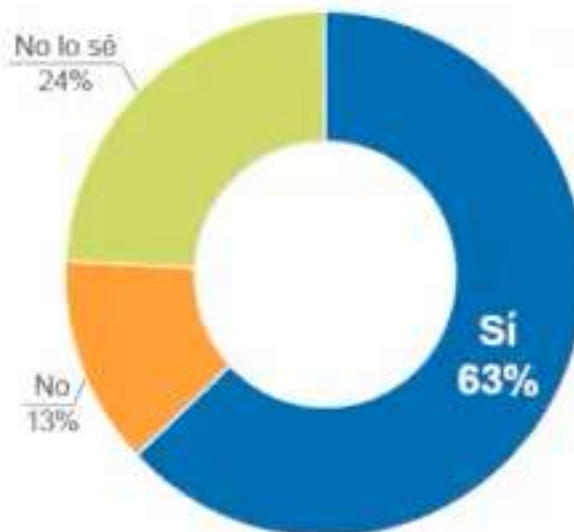
2.5.2. Oportunidades de fusión y adquisición.

El creciente interés de firmas extranjeras – especialmente de China – en adquirir activos en la industria del petróleo y gas de América Latina ha sido notorio en el último par de años. Uno de los pasos más recientes en la expansión internacional de empresas asiáticas se dio en noviembre pasado, cuando el grupo Sinpec, el refinador

más grande de China, anunció la compra del 30% de la unidad brasileña de Galp Energía, de Portugal, por U\$S 3.500 millones.

El 63% de los encuestados opina que esta tendencia debería mantenerse que se presenciaremos un aumento de la actividad de fusiones y adquisiciones en el sector petrolero y gasífero de América Latina en 2012, destacando además que aún hay espacio para la consolidación, especialmente en países como Brasil y Colombia. En mercados como Colombia, Argentina y Perú operan una gran cantidad de empresas petroleras independientes y jóvenes que pueden ser objetivos de compra de grandes actores de la industria.

¿Las fusiones y adquisiciones en el sector petrolero y gasífero aumentarán en 2012?



2.5.3. Un futuro no convencional.

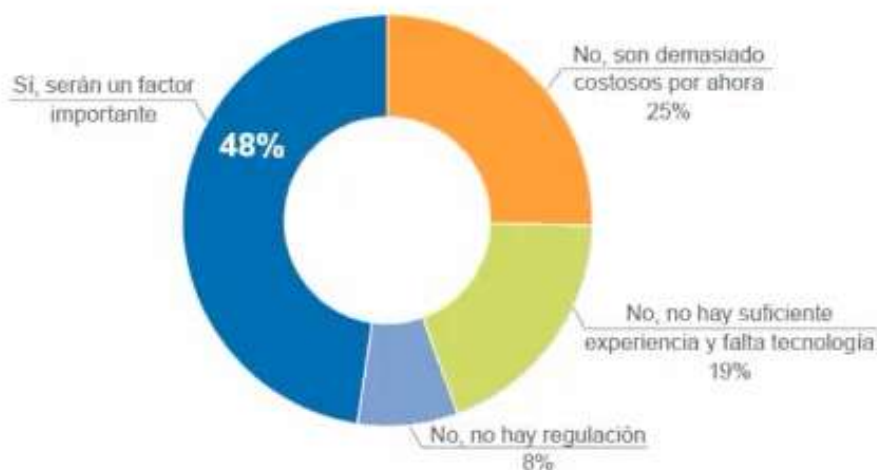
En muchos aspectos, 2011 fue el año del petróleo y gas no convencionales. Un informe emitido por la Agencia de Información Energética de EEUU (EIA, por su sigla en inglés) a comienzos del año arrojó que los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables en México y Sudamérica ascienden a 1.905 billones de pies cúbicos (Bpc). El estudio ("World Shale Gas Resource: An Initial Assessment of 14 Regions Outside de United States") situó las reservas de Argentina como las más altas de la región, con 774 Bpc. Los otros países mencionados, ordenados de acuerdo a sus reservas estimadas fueron México (681 Bpc), Brasil (226Bpc), Chile (64Bpc), Paraguay (62Bpc), Bolivia (48 Bpc), Uruguay (21 Bpc), Colombia (19 Bpc) y Venezuela (11 Bpc). Al cierre del 2011, YPF de Argentina había anunciado el descubrimiento de dos importantes reservas no convencionales, y PEMEX, de México, había comenzado a perforar su primer pozo horizontal, lo que generó expectativas respecto de que 2012 podría ser un año trascendental para la explotación de nuevas formas de hidrocarburos en América Latina y el Caribe. Es interesante notar que la EIA también destacó a Chile, cuya

reservas de hidrocarburos son modesta, como un ejemplo de país donde el desarrollo de gas de esquisto sería altamente atractivo debido a su alta dependencia de la importación de gas natural.

Pese a lo anterior, sigue habiendo diversos factores que dificultan la tarea de desenterrar los recursos no convencionales de la región, entre ellos el costo de las nuevas tecnologías y el precio del gas actualmente bajo a nivel mundial. De hecho, un cuarto de los encuestados dijo que las reservas no convencionales de petróleo y gas siguen siendo demasiado costosas para competir con las reservas tradicionales en el futuro cercano. Casi un quinto de ellos declaró que no hay suficiente experiencia ni tecnología para su explotación, pero un 48 % opinó que los hidrocarburos no convencionales competirán con las reservas tradicionales en América Latina y el Caribe en el futuro cercano. Esta cifra se elevó a un 56% al considerar solamente a los encuestados que trabajan para empresas petroleras.

Aunque solo un 8% indicó que la regulación es un problema para la explotación de petróleo y gas no convencionales – probablemente debido a que la regulación de este sector sigue en pañales en la región – esto podría tornarse más problemático si los hidrocarburos de esquisto continúan generando un fuerte rechazo entre ambientalistas en EEUU, país que sirve de campo de pruebas para estos recursos.

¿El petróleo y gas no convencionales competirán con las reservas tradicionales en el futuro cercano?



2.5.4. La minería

En 2012 la actividad minera estará caracterizada por una paradoja de altos precios para los metales y de incertidumbre económica global generalizada, donde la mayor volatilidad del mercado y la falta de prospectos claros para el futuro mantendrán a varios inversionistas a la sombra de la cautela. Mes a mes, los analistas han ido modificando sus estimaciones de largo plazo tanto para los costos como para los precios y las condiciones bajo las cuales las mineras deben tomar sus decisiones no dejan de cambiar.

La expectativa es que los precios se mantengan sólidos -particularmente en el caso del oro, mientras la situación del cobre se perfila un poco más incierta- lo que debiera promover la inversión. Seguirá primando una actitud más bien cautelosa entre los inversionistas pero, en general, habrá dinero disponible para que el sector minero materialice sus planes de inversión.

Perspectivas 2012

La falta de profesionales calificados, equipos y, en muchos casos, de agua, aunada a los crecientes costos de la energía, seguirán ejerciendo presión sobre los costos el próximo año. Otros puntos que preocupan son las relaciones con la comunidad y el cambiante panorama legal de ciertas jurisdicciones.

La cartera de proyectos previstos en América Latina contempla una inversión cercana a los US\$236.000 millones para los próximos 5 a 10 años solamente en desarrollo, y la región se mantiene como el principal destino para los gastos en exploración. Las mineras inyectarán cuantiosas sumas de dinero al sector en 2012 para avanzar con los proyectos en carpeta a pesar de los desafíos.

América Latina: Carteras de inversión minera

País	Inversión (millones de US\$)	Plazo
Argentina	10	2015
Brasil	28	2015
Chile	75	2020
Colombia	22	2015
Ecuador	7	2015
México	13	2015
Panamá	4	2015
Perú	56	2020
Total	235,7	-

Nota: Estimación incluye todas las industrias mineras;
no incluye inversión en exploración ni refinación.

Fuente: Elaborado por Cesco en base a Secretaría de Minería de la Nación Argentina y Arminera, Ibram, SEIA, Asomineros, Cámara de Minería del Ecuador, MEM Perú, APOYO Consultoría y fuentes de prensa.

Ambientes legales cambiantes

En algunos países se están evaluando nuevos esquemas tributarios y marcos legales, lo que crea variados niveles de incertidumbre entre las mineras. En Perú, el gobierno está trabajando de cerca con la industria y facilitando el proceso, mientras que en Brasil ocurre lo contrario. En Colombia, no están claros la manera ni el plazo dispuesto para que se proponga un nuevo Código Minero, ni tampoco si la legislación antigua se restituirá.

Clima mexicano

Se espera que en México el ambiente para las inversiones se mantenga positivo, con un efecto mínimo o nulo de las elecciones presidenciales y parlamentarias sobre la minería, a pesar de la actual discusión sobre regalías. Es más probable que los candidatos se centren en temas como la violencia y el tráfico de drogas.

Chile

Los conflictos civiles relacionados con las demandas por una mayor igualdad social en Chile se mantendrán el próximo año y podrían alimentar el debate relacionado con la riqueza de la minería y la contribución de la industria al fisco. Se verán grandes inversiones en proyectos de cobre y oro de gran escala que debieran comenzar a producir en los próximos años.

Mineras emergentes

Ecuador debiera ver cambios positivos en el sector minero en 2012, dado que el gobierno debe firmar contratos para proyectos importantes. Argentina, en tanto, será testigo de la puesta en marcha de algunos proyectos el próximo año, aunque la naturaleza de la política minera del país, que da cabida a que cada provincia tome sus propias decisiones en cuanto a los proyectos, seguirá beneficiando o perjudicando a las distintas iniciativas.

ENCUESTA 2012

La Encuesta 2012 sobre minería, realizada entre octubre y principios de diciembre de 2011, revela perspectivas positivas para este año, ya que la mayoría de los encuestados concuerda en que los indicadores clave para la industria, tales como los precios de los metales, la actividad de exploración y el acceso al financiamiento, mejorarán.

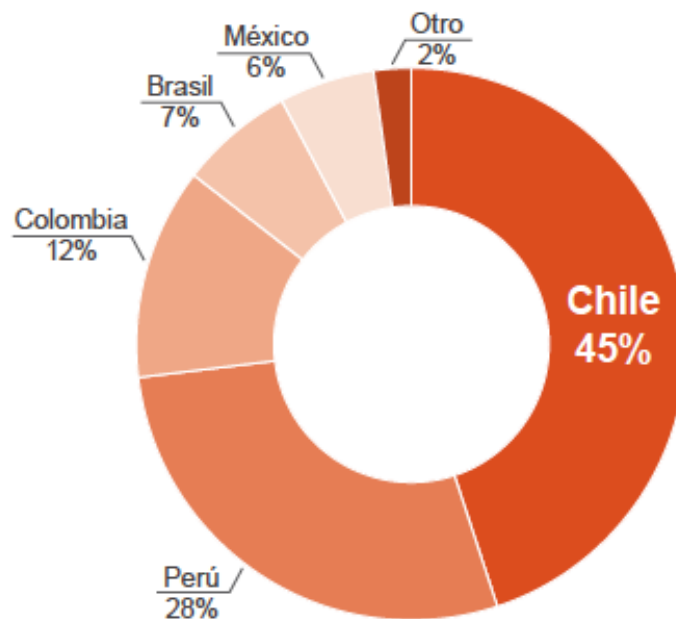
Sin embargo, en la mayor parte de los casos, el porcentaje de encuestados que prevé un panorama positivo es considerablemente inferior al de la encuesta anterior. Por ejemplo, solo el 58% de los participantes cree que los precios del cobre alcanzarán nuevos récords este año, frente a un 88% en la Encuesta 2011.

Resultados y Análisis

En tanto, el clima de inversión minera actual parece estar incitando a los inversionistas a favorecer los lugares más seguros. Un porcentaje aún mayor de encuestados frente a los de la encuesta pasada cree que en Perú las condiciones podrían empeorar este año.

Pese a que el sector minero de América Latina tiene muchas posibilidades de crecer en 2012, mientras los precios de los metales y la situación económica mundial se mantengan estancados, seguirá habiendo desánimo y desconfianza, principalmente entre los actores más pequeños. No obstante, si llegaran a registrarse nuevos récords en indicadores como los precios de los metales y la obtención de financiamiento, tal como prevé una pequeña mayoría, la industria debiera tener el futuro asegurado a corto plazo.

¿Qué país de América Latina tiene mejor clima para la inversión minera?



Inversiones en exploración

En nuestra Encuesta 2012 sobre minería, un 10% de los encuestados cree que los gastos de exploración disminuirán en 2012, mientras que en la encuesta de 2011 nadie había previsto una baja en los niveles de inversión para ese año.

Costos

La mayoría de los participantes piensa que los costos generales del sector minero seguirán aumentando en 2012, pero los encuestados que representan compañías mineras y aquellos ligados a otras entidades relacionadas con la minería tienen opiniones variadas sobre qué factores tendrán más influencia en los costos.

Recaudación de capital

Aunque una leve mayoría de los participantes es pesimista respecto de la disponibilidad de capital para emprender proyectos en América Latina, la mayoría de los encuestados de compañías mineras tiene planes para recaudar capital en 2012.

Desafíos sociopolíticos

Si bien la mayoría de los encuestados de empresas mineras cree que la inestabilidad social y política desalentará la inversión minera este año, un porcentaje mucho menor de encuestados de empresas de otros sectores opina de la misma manera.

3. ESTADÍSTICAS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DEL SECTOR.

3.1. EXPORTACIONES COLOMBIA

3.1.1. Según Grupo de Productos CUCI

Principales grupos de productos	Enero (p)					12 meses (p)		
	Valores FOB (miles de dólares)					Variación %	Contribución	Participación 2012
	2012	2011	Variación %	Contribución	Participación 2012			
Total	4.691	3.782	24,0	24,0	100,0	42,1	42,1	100,0
Combustibles y prod. de industrias extractivas	3.259	2.396	36,0	22,8	69,5	59,6	34,9	65,7
Manufacturas	662	650	1,8	0,3	14,1	12,5	2,7	17,2
Agropecuarios, alimentos y bebidas	542	589	(8,0)	(1,3)	11,5	19,0	2,8	12,1
Otros sectores	202	147	37,6	1,5	4,3	34,0	1,8	4,9
No correlacionadas	27	0	**	0,7	0,6	**	-	0,0

Fuente: DANE - DIAN Cálculos: DANE

^p Cifras provisionales

** No se puede calcular la variación por no registrarse información en el período base.

Total nacional

Fecha de publicación: 5 de marzo de 2012

Miles de dólares

Principales grupos de productos	Descripción del capítulo	2012 ^p	2011 ^p	Variación %	Contribución
Total general		4.690.952	3.782.048	24,0	
Combustibles y productos de las industrias extractivas					
	Petróleo, productos derivados del petróleo y productos conexos	2.499.569	1.618.605	54,4	36,8
	Gas natural y manufacturado	36.914	16.417	124,9	0,9
	Menas y desechos de metales	37.099	27.382	35,5	0,4
	Corriente eléctrica	18.579	9.832	89,0	0,4
	Abonos en bruto, excepto los del capítulo 56, y minerales en bruto (excepto carbón,	5.729	2.110	171,5	0,2
	Metales no ferrosos	4.989	11.662	-57,2	-0,3
	Hulla, coque y briquetas	655.649	710.358	-7,7	-2,3
	Total	3.258.529	2.396.365	410,4	36,0
Manufacturas					
	Plásticos en formas primarias	81.198	50.569	60,6	4,7
	Maquinarias especiales para determinadas industrias	6.356	5.536	14,8	0,1
	Maquinaria y equipo industrial en general, n.e.p., y partes y piezas de máquinas, n.e	11.876	12.208	-2,7	-0,1
	Hierro y acero	80.059	106.530	-24,8	-4,1
	Total	179.489	174.843	47,8	0,7

Fuente: DANE - DIAN Cálculos: DANE

^p Cifras provisionales

Importaciones según país de origen
Total nacional

Fecha de publicación: 15 de marzo de 2012

Destino	Enero							
	Valor CIF (miles de dólares)					Toneladas métricas		
	2012 ^P	2011 ^P	Variación %	Contribución a la variación	Participación (%)	2012 ^P	2011 ^P	Variación %
Total	4.420.536	3.769.071	17,3	17,3	100,0	2.331.849	2.137.143	9,1
ALADI	1.128.524	946.195	19,3	4,8	25,5	848.454	809.842	4,8
Comunidad Andina	169.387	166.490	1,7	0,1	3,8	103.127	111.765	-7,7
Bolivia	14.241	17.965	-20,7	-0,1	0,3	11.053	18.740	-41,0
Ecuador	84.706	82.867	2,2	0,0	1,9	46.372	41.908	10,7
Perú	70.440	65.658	7,3	0,1	1,6	45.701	51.118	-10,6
Resto Aladi	959.137	779.705	23,0	4,8	21,7	745.327	698.077	6,8
Argentina	139.322	119.697	16,4	0,5	3,2	281.248	270.038	4,2
Brasil	234.373	198.938	17,8	0,9	5,3	131.398	194.520	-32,4
Cuba	597	225	165,5	0,0	0,0	52	1	7381,7
Chile	63.268	54.544	16,0	0,2	1,4	50.964	35.401	44,0
México	466.006	344.504	35,3	3,2	10,5	205.329	118.988	72,6
Paraguay	6.301	6.110	3,1	0,0	0,1	15.900	16.814	-5,4
Uruguay	6.888	5.415	27,2	0,0	0,2	7.887	3.340	136,1
Venezuela	42.381	50.272	-15,7	-0,2	1,0	52.547	58.975	-10,9
Estados Unidos	1.189.512	1.096.573	8,5	2,5	26,9	696.940	650.207	7,2
Canadá	79.703	78.689	1,3	0,0	1,8	97.381	92.535	5,2
Unión Europeaa	477.925	466.150	2,5	0,3	10,8	112.652	129.096	-12,7
Alemania	153.361	144.351	6,2	0,2	3,5	26.543	37.849	-29,9
Austria	14.221	8.288	71,6	0,2	0,3	1.657	1.495	10,8
Bélgica	17.815	18.660	-4,5	0,0	0,4	4.284	3.017	42,0
Bulgaria	448	584	-23,3	0,0	0,0	24	38	-35,1
Chipre	0	2	-94,3	0,0	0,0	0	0	-27,9
Dinamarca	3.977	3.340	19,1	0,0	0,1	329	346	-4,8
Eslovaquia	1.162	1.074	8,2	0,0	0,0	114	105	9,1
Eslovenia	382	527	-27,5	0,0	0,0	40	73	-44,8
España	59.119	42.330	39,7	0,4	1,3	31.571	13.189	139,4
Estonia	198	96	107,1	0,0	0,0	124	1	23045,3
Finlandia	9.313	12.441	-25,1	-0,1	0,2	4.146	3.045	36,2
Francia	49.876	70.137	-28,9	-0,5	1,1	4.731	30.468	-84,5
Grecia	1.253	177	609,0	0,0	0,0	258	39	553,7
Hungria	2.166	1.297	67,0	0,0	0,0	236	29	714,5
Irlanda	8.201	10.349	-20,8	-0,1	0,2	153	102	49,9
Italia	65.085	65.046	0,1	0,0	1,5	8.758	6.554	33,6
Letonia	195	52	274,3	0,0	0,0	442	78	465,6
Lituania	6.453	2.353	174,2	0,1	0,1	11.334	5.640	101,0
Luxemburgo	94	243	-61,5	0,0	0,0	6	35	-82,4
Malta	92	40	128,3	0,0	0,0	1	0	300,6
Países Bajos	22.927	17.870	28,3	0,1	0,5	6.303	5.984	5,3
Polonia	2.105	937	124,6	0,0	0,0	556	358	55,3
Portugal	2.238	6.237	-64,1	-0,1	0,1	317	2.176	-85,4
Reino Unido	34.925	26.361	32,5	0,2	0,8	4.140	4.745	-12,8
Rumania	1.819	1.002	81,5	0,0	0,0	75	141	-46,5
República Checa	3.002	2.726	10,1	0,0	0,1	349	249	40,4
Suecia	17.500	29.627	-40,9	-0,3	0,4	6.161	13.340	-53,8
Japón	138.501	124.479	11,3	0,4	3,1	43.896	39.713	10,5
Corea	89.059	78.077	14,1	0,3	2,0	19.629	19.024	3,2
China	706.846	458.442	54,2	6,6	16,0	219.780	129.006	70,4
Resto de países	610.465	520.465	17,3	2,4	13,8	293.118	267.719	9,5

Fuente: DIAN Cálculos: DANE

^P Cifras provisionales

^a Se incluyen en la Unión Europea los 27 países miembros actuales

Capítulo del arancel	Partida arancelaria	Descripción	Miles de dólares FOB					Variación % (2012/2011)
			2012 (p)	2011 (p)	2010 (p)	2009 (p)	2008 (p)	
Combustibles y aceites minerales y sus productos	2709	Aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso	2.124.020	1.311.608	1.037.759	343.990	659.585	61,9
	2701	Hullas; briquetas, ovoides y combustibles sólidos similares, obtenidos de la hulla.	624.388	662.034	480.451	660.448	291.696	-5,7
	2710	Aceites de petróleo o mineral bituminoso, ecp los aceites crudos. Preparaciones no expresadas ni comprendidas en otra parte, con un contenido de aceites de petróleo o de mineral bituminoso superior o igual al 70 % en peso	373.556	304.836	159.016	121.019	206.561	22,5
	2711	Gas de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos	36.914	16.417	7.197	39.587	1.977	124,9
	2704	Coques y semicoques de hulla, lignito o turba, incluso aglomeradas; carbón de retorta	31.261	48.318	23.764	8.525	32.933	-35,3
	2716	Energía eléctrica.	18.579	9.832	7.301	4.896	3.267	89,0
	2712	Vaselina; parafina, cera de petróleo microcristalina, «slack wax», ozokerita, cera de lignito, cera de turba, demás ceras minerales y productos similares obtenidos por síntesis o por otros procedimientos, incluso coloreados.	1.793	2.122	794	159	1.461	-15,5
	2714	Betunes y asfaltos naturales; pizarras y arenas bituminosas; asfaltos y rocas asfálticas	1.779	137	-	-	-	*
		Demás	224	44	25	61	40	409,9
		Total 27	3.212.514	2.355.348	1.716.306	1.178.684	1.197.519	36,4

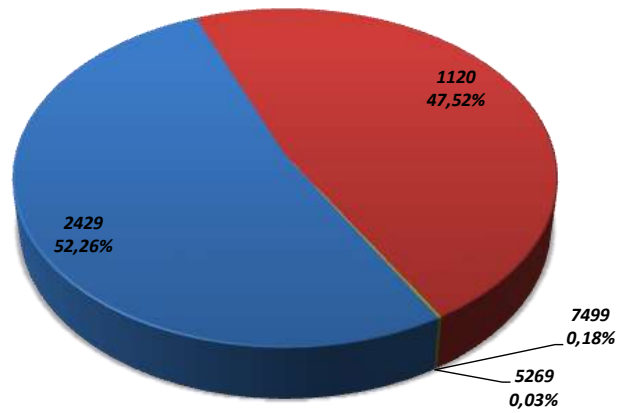
Fundición, hierro y acero	7202	Ferroaleaciones	67.636	81.982	58.000	63.890	164.672	-17,5
	7210	Productos laminados planos de hierro o acero sin alear, de anchura superior o igual a 600 mm, chapados o revestidos.	6.913	11.811	9.592	5.456	8.908	-41,5
	7204	Desperdicios y desechos (chatarra), de fundición, hierro o acero; lingotes de chatarra de hierro o acero.	3.483	3.373	2.926	212	1.973	3,2
	7217	Alambre de hierro o acero sin alear	361	209	192	187	57	72,5
	7212	Productos laminados planos de hierro o acero sin alear, de anchura inferior a 600 mm, chapados o revestidos.	269	122	94	35	244	120,2
	7213	Alambros de hierro o acero sin alear	240	59	-	-	-	308,9
	7222	Barras y perfiles, de acero inoxidable	232	4	0	0	6	*
	7215	Las demás barras de hierro o acero sin alear	114	8	86	512	347	*
		Demás	170	5.779	2.585	3.921	2.201	-97,1
		Total 72	79.417	103.348	73.475	74.212	178.408	-23,2

Calderas, máquinas y partes	8418	Refrigeradores, congeladores y demás material, máquinas y aparatos	5.324	2.254	6.715	16.291	11.045	136,2
	8422	Máquinas para lavar vajilla; máquinas y aparatos para limpiar o secar	1.802	526	467	1.194	1.006	242,4
	8479	Máquinas y aparatos mecánicos con función propia, no expresados ni	1.785	1.739	537	1.986	284	2,6
	8480	Cajas de fundición; placas de fondo para moldes; modelos para moldes;	1.617	1.824	3.147	8.406	2.814	-11,4
	8421	Centrifugadoras, incluidas las secadoras centrifugas; aparatos para	1.228	615	458	626	1.082	99,7
	8413	Bombas para líquidos, incluso con dispositivo medidor incorporado;	1.009	1.441	1.185	1.742	1.066	-30,0
	8431	Partes identificables como destinadas, exclusiva o principalmente, a las	1.001	775	1.792	560	784	29,2
	8481	Artículos de grifería y órganos similares para tuberías, calderas,	978	744	412	855	1.087	31,4
		Demás	10.649	13.237	13.755	22.249	13.881	-19,6
		Total 84	25.393	23.155	28.469	53.910	33.048	9,7

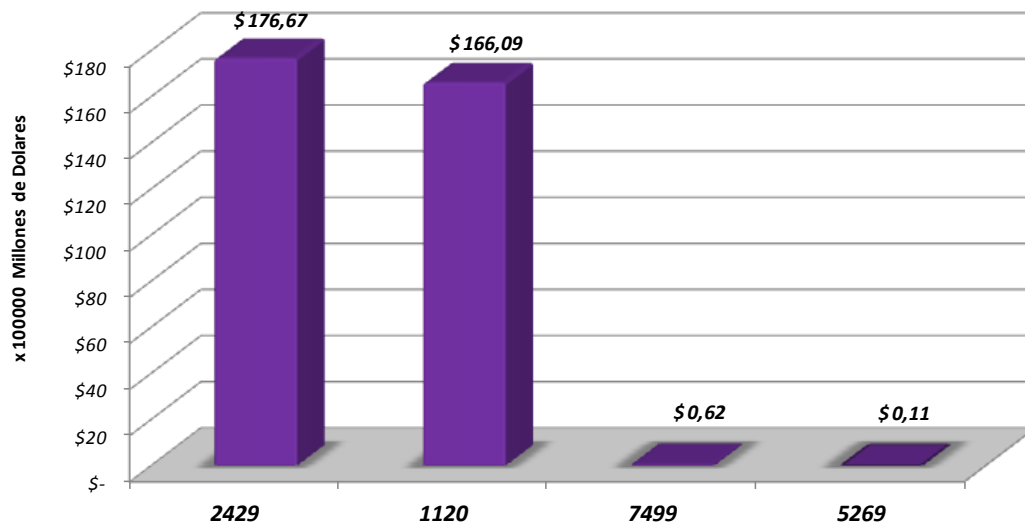
3.1.2. Exportaciones sector bienes y servicios petroleros

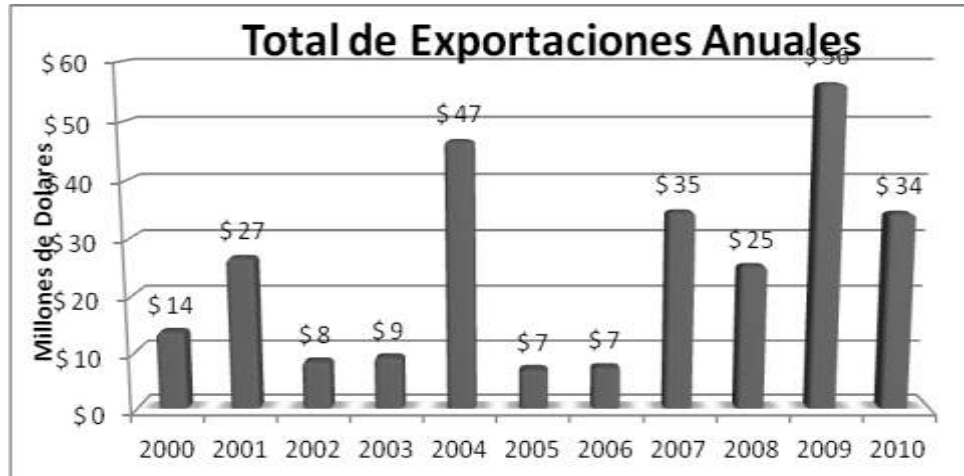
El sector de bienes y servicios petroleros exportó en 2009 aproximadamente USD\$ 56 millones. Las empresas relacionadas con la fabricación de otros productos químicos (C2429) exportaron USD\$ 28 millones, con una participación del 51% de las exportaciones totales del sector. Por otro lado las empresas relacionadas con la extracción de petróleo y gas exportaron USD\$26 millones, lo que representó el 47%.

Participación CIU en Exportaciones 2010



Ingresos por Exportaciones por tipo de CIU 2010





3.1.3. Importaciones colombia

Importaciones según Grandes Categorías Económicas CGCE Rev. 3
Total nacional

CGCE	Descripción	2012 ^P	Enero			Participación (%)
			2011 ^P	Valor CIF (miles de dólares)	Variación %	
Total		4.420.536	3.769.071	17,3	17,3	100,0
1	Alimentos y bebidas	250.363	283.882	-11,8	-0,9	5,7
11	Básicos	103.175	148.786	-30,7	-1,2	2,3
111	Destinados principalmente a la industria	64.224	121.498	-47,1	-1,5	1,5
112	Destinados principalmente al consumo en los hogares	38.951	27.288	42,7	0,3	0,9
12	Elaborados	147.187	135.095	9,0	0,3	3,3
121	Destinados principalmente a la industria	44.661	45.417	-1,7	0,0	1,0
122	Destinados principalmente al consumo en los hogares	102.526	89.678	14,3	0,3	2,3
2	Suministros industriales no especificados en otra partida	1.397.182	1.284.238	8,8	3,0	31,6
21	Básicos	108.090	127.695	-15,4	-0,5	2,4
22	Elaborados	1.289.092	1.156.543	11,5	3,5	29,2
3	Combustibles y lubricantes	575.138	276.502	108,0	7,9	13,0
31	Básicos	353	147	140,2	0,0	0,0
32	Elaborados	574.785	276.355	108,0	7,9	13,0
321	Gasolina	41.330	9.711	325,6	0,8	0,9
322	Otros	533.455	266.644	100,1	7,1	12,1
4	Bienes de capital y sus piezas y accesorios (excepto el equipo de transporte)	927.551	846.912	9,5	2,1	21,0
41	Bienes de capital (excepto el equipo de transporte)	733.864	661.527	10,9	1,9	16,6
42	Piezas y accesorios	193.688	185.385	4,5	0,2	4,4
5	Equipo de transporte y sus piezas y accesorios	794.122	714.772	11,1	2,1	18,0
51	Vehículos automotores de pasajeros	182.829	172.166	6,2	0,3	4,1
52	Otros	379.965	340.696	11,5	1,0	8,6
521	Industrial	372.284	334.650	11,2	1,0	8,4
522	No industrial	7.680	6.045	27,0	0,0	0,2
53	Piezas y accesorios	231.328	201.910	14,6	0,8	5,2
6	Artículos de consumo no especificados en otra partida	433.045	360.064	20,3	1,9	9,8
61	Duraderos	116.272	102.917	13,0	0,4	2,6
62	Semiduraderos	134.322	103.048	30,3	0,8	3,0
63	No duraderos	182.451	154.099	18,4	0,8	4,1
7	Bienes no especificados en otra partida	3.914	2.702	44,9	0,0	0,1
	No correlacionados	39.221	0	**	1,0	0,9

Fuente: DIAN Cálculos: DANE
^P Cifras provisionales

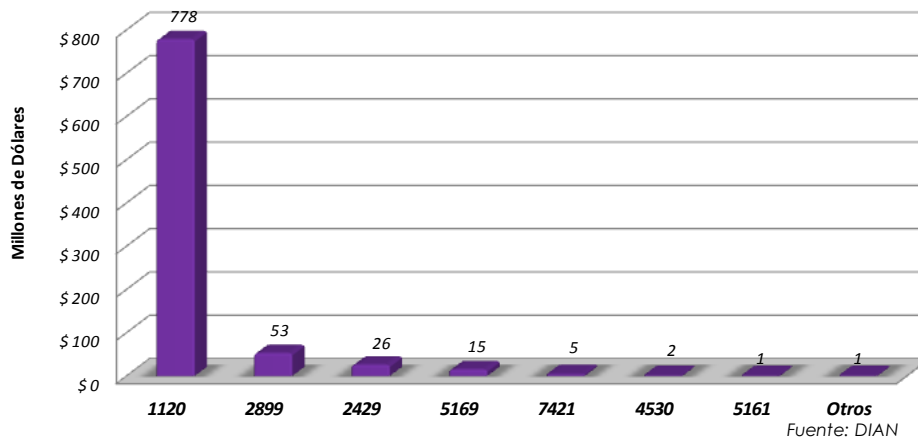
3.1.4. Importaciones bienes y servicios petroleros

El sector de bienes y servicios petroleros importó en 2010 aproximadamente USD\$ 883 millones. Entre las diferentes actividades relacionadas con el sector se destacan las empresas de servicios de extracción de petróleo y gas (C1120) con importaciones de USD\$778 millones, lo que representa el 88% de las importaciones totales.

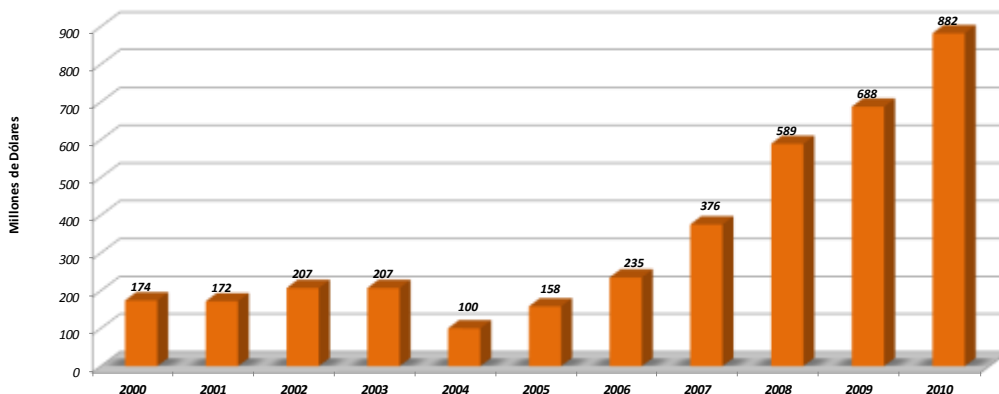
El restante 12% de las importaciones se dividen entre las compañías pertenecientes a las siguientes actividades: fabricación de otros productos químicos (2429), fabricación de otros productos elaborados de metal (2899), comercio al por mayor de maquinaria y equipos (5169) y actividades de arquitectura, ingeniería y actividades conexas (7421), entre otras.



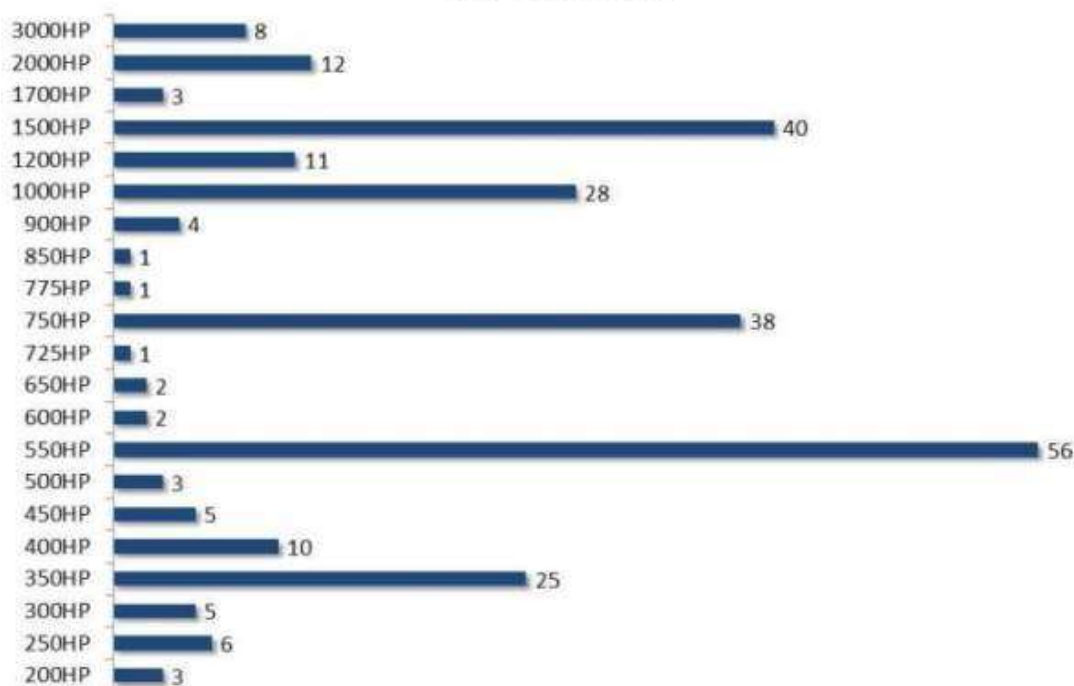
Importaciones por CIU - 2010



Total de Importaciones Anuales del sector de Bienes y Servicios petroleros (2000 - 2010)



**INFORME TALADROS
NOVIEMBRE 30 DE 2011
ACP-CAMPETROL**



Durante el mes de Noviembre de 2011 CAMPETROL actualizó el Informe de Taladros, el cual cuantifica la cantidad de equipos de perforación que se encuentran en el territorio nacional, tanto en operaciones como disponibles; así como presentar las características principales de cada uno de los taladros entre las que se encuentran su potencia (HP), su capacidad de top drive, los lugares donde operan y la fecha de finalización del contrato, entre otras.

3.2. EXPORTACIONES PERU

3.2.1. Evolucion de las exportaciones totales

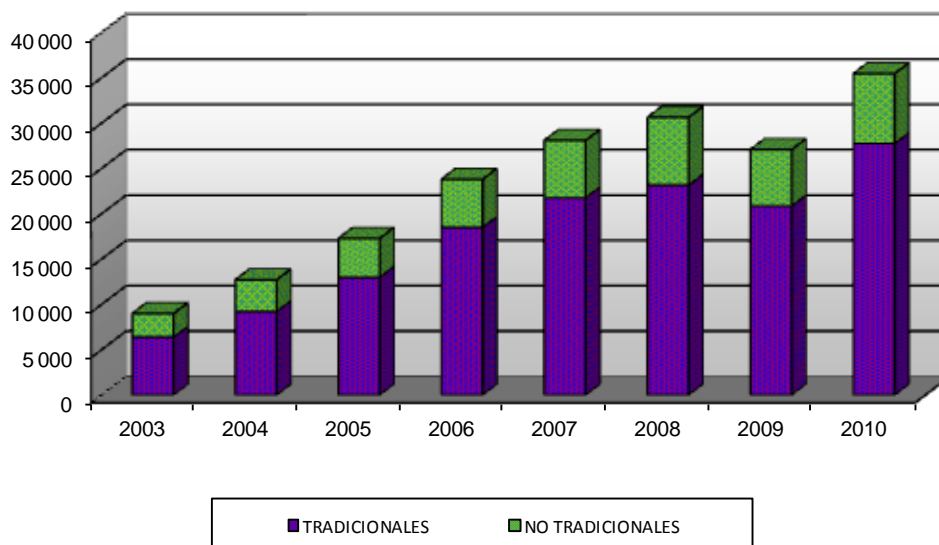
EVOLUCION DE LAS EXPORTACIONES FOB ¹ (US\$ Millones)								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TRADICIONALES	6 401	9 229	12 988	18 514	21 767	23 159	20 864	27 749
NO TRADICIONALES	2 594	3 488	4 286	5 286	6 318	7 469	6 209	7 707
TOTAL	8 995	12 716	17 273	23 800	28 084	30 628	27 073	35 456

1/: Corresponden a regímenes definitivos de exportación

Fuente : SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

Evolución de las Exportaciones 2003-2010
(US\$ MILLONES FOB)



3.2.2. Exportaciones según sectores económicos

SECTOR	2009		2010		
	US\$ Mill.	% Part.	US\$ Mill.	% Part.	% Var
TRADICIONAL	20 864	77,1	27 749	78,3	33,0
MINERO	16 482	60,9	21 560	60,8	30,8
PETROLEO Y GAS NATURAL	2 063	7,6	3 330	9,4	61,5
PESQUERO	1 683	6,2	1 884	5,3	11,9
AGROPECUARIO	637	2,4	975	2,8	53,2
NO TRADICIONAL	6 209	22,9	7 707	21,7	24,1
AGROPECUARIO	1 827	6,7	2 202	6,2	20,5
TEXTIL	1 495	5,5	1 560	4,4	4,3
QUIMICO	835	3,1	1 222	3,4	46,4
SIDERO-METALURGICO	507	1,9	876	2,5	72,9
PESQUERO	527	1,9	650	1,8	23,5
METAL-MECANICO	372	1,4	396	1,1	6,5
MADERAS Y PAPELES	335	1,2	359	1,0	6,9
MINERIA NO METALICA	147	0,5	251	0,7	70,2
VARIOS (inc. joyeria)	140	0,5	160	0,5	14,0
PIELES Y CUEROS	22	0,1	29	0,1	32,1
ARTESANIAS	1	0,0	1	0,0	-14,8
TOTAL	27 073	100,0	35 456	100,0	31,0

1/. Corresponden a regímenes definitivos de exportación

Fuente : SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

3.2.3. Exportaciones FOB – principales productos

EXPORTACIONES FOB - PRINCIPALES PRODUCTOS ¹							
N°	SUBPARTIDA	DESCRIPCIÓN	2009		2010		% Var. 2010/2009
			US\$ Mill.	% Part.	US\$ Mill.	% Part.	
1	7108120000	ORO EN LAS DEMAS FORMAS EN BRUTO	6 760	25,0	7 725	25,1	14,3
2	2603000000	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS	3 922	14,5	6 158	14,6	57,0
3	7403110000	CATODOS Y SECCIONES DE CATODOS DE COBRE REFINADO	1 862	6,9	2 526	6,9	35,7
4	2301201100	Harina, polvo y «pellets», de pescado, con un contenido de grasa superior a 2% en peso, impropios para la alimentación humana	1 426	5,3	1 610	5,3	12,9
5	2608000000	MINERALES DE CINCO Y SUS CONCENTRADOS.	1 123	4,1	1 478	4,2	31,6
6	2607000000	MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS.	895	3,3	1 277	3,3	42,7
7	2710111900	Demás gasolinas sin tetraetilo de plomo, para motores de vehículos automóviles	570	2,1	893	2,2	56,8
8	0901119000	CAFÉ SIN TOSTAR, SIN DESCAFEINAR, EXCEPTO PARA SIEMBRA	583	2,2	887	2,1	52,1
9	2709000000	ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO	353	1,3	505	1,6	43,0
10	8001100000	ESTAÑO EN BRUTO, SIN ALEAR	570	2,1	504	1,3	-11,5
11	2613900000	MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS, SIN TOSTAR	276	1,0	490	1,0	77,5
12	2601110000	MINERALES DE HIERRO Y SUS CONCENTRADOS, SIN AGLOMERAR	242	0,9	447	1,0	85,0
13	2710192290	LOS DEMAS FUELOILS (FUEL)	249	0,9	360	1,0	44,4
14	2710191510	Carburorreactores tipo queroseno para reactores y turbinas, destinado a las empresas de aviación	264	1,0	356	0,9	34,7
15	2710111310	Gasolinas sin tetraetilo de plomo, para motores de vehículos automóviles, con un Número de Octano Research (RON) inferior a 84	278	1,0	314	0,9	13,0
16	0709200000	ESPÁRRAGOS, FRESCOS O REFRIGERADOS	251	0,9	291	0,9	16,0
17	2616100000	MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS	180	0,7	287	0,8	59,7
18	2711110000	GAS NATURAL, LICUADO	0	0,0	284	0,7	11.341.465.987,2
19	7408110000	ALAMBRE DE COBRE REFINADO CON LA MAYOR DIMENSION DE LA SECCION TRANSV. SUP. A 6 MM	148	0,5	275	0,6	86,7
20	2710192210	FUELOILS (FUEL) RESIDUAL 6	117	0,4	247	0,6	111,4
21	7901110000	CINCO SIN ALEAR, CON UN CONTENIDO DE CINCO SUPERIOR O IGUAL AL 99,99% EN PESO	110	0,4	218	0,6	97,9
22	1504201000	GRASAS Y ACEITES DE PESCADO Y SUS FRACCIONES EXC. ACEITE DE HIGADO EN BRUTO	168	0,6	193	0,5	14,7
23	0806100000	UVAS FRESCAS	136	0,5	187	0,5	37,9
24	0307490000	JIBIAS (SEPIA OFFICINALIS, ROSSIA MACROSOMA) Y GLOBITOS (SEPIOLA SPP.): CALAMARES Y POTAS	103	0,4	159	0,4	54,0
25	2711120000	GAS PROPANO, LICUADO	98	0,4	158	0,4	61,1
		RESTO	7 428	27,4	6 052	22,5	-18,5
TOTAL			27 073	100,0	35 456	100,0	31,0

1/: Corresponden a regímenes definitivos de exportación

Fuente : SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

3.2.4. Exportaciones tradicionales

Subpartida	Sector Petróleo y Derivados	2009	2010	Var. %
		US\$ Mill	US\$ Mill	
	Total	2.063	3.330	61,5
2710111900	Demas gasolinas sin tetraetilo de plomo, para motores de vehículos automóviles	570	893	56,8
2709000000	ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO	353	505	43,0
2710192290	LOS DEMAS FUELOILS (FUEL)	249	360	44,4
2710191510	Carburorreactores tipo queroseno para reactores y turbinas, destinado a las empresas de aviación	264	356	34,7
2710111310	Gasolinas sin tetraetilo de plomo, para motores de vehículos automóviles, con un Número de Octano Research (RON) inferior a 84	278	314	13,0
	Resto	348	902	158,9

3.2.5. Exportaciones no tradicionales

Subpartida	Sector Sidero Metalúrgico	2009	2010	Var. %
		US\$ Mill	US\$ Mill	
	Total	507	876	72,9
7408110000	ALAMBRE DE COBRE REFINADO CON LA MAYOR DIMENSION DE LA SECCION TRANSV. SUP. A 6 MM	148	275	86,7
7901120000	CINC SIN ALEAR, CON UN CONTENIDO DE CINC INFERIOR AL 99,99% EN PESO	51	104	104,3
7106912000	PLATA EN BRUTO ALEADA	8	69	794,5
7407100000	BARRAS Y PERFILES DE COBRE REFINADO	22	45	105,4
7214200000	BARRA DE HIERRO O ACERO SIN ALEAR CON MUESCAS, CORDONES, SURCOS O RELIEVES	48	39	-20,1
	Resto	230	344	49,5

Subpartida	Sector Metal - Mecánico	2009	2010	Var. %
		US\$ Mill	US\$ Mill	
	Total	372	396	6,5
8430490000	LAS DEMAS MAQUINAS DE SONDEO O PERFORACION AUTOPROPULSADAS.	11	22	102,2
8502131000	GRUPOS ELECTROGENOS PETROLEROS,DE CORRIENTE ALTERNA, POTENCIA >375KVA	11	20	78,6
7325910000	BOLAS Y ARTICULOS SIMILARES PARA MOLINOS DE FUNDICION DE HIERRO O ACERO	15	18	22,8
8431439000	Demás partes de máquinas o aparatos de sondeo o de perforación, de las subpartidas 8430.41 y 8430.49	5	13	136,2
8474900000	PARTES DE MAQUINAS Y APARATOS DE LA PARTIDA No 84.74	17	13	-25,1

EXPORTACIONES FOB - PRINCIPALES PAISES DE DESTINO ¹

N°	País	2009		2010		
		Mill US\$	% Part.	Mill US\$	% Part.	% Var.
1	Estados Unidos	4 771	17,6	5 913	16,7	23,9
2	China	4 079	15,1	5 436	15,3	33,3
3	Suiza	3 954	14,6	3 845	10,8	-2,8
4	Canadá	2 311	8,5	3 329	9,4	44,1
5	Japón	1 377	5,1	1 792	5,1	30,2
6	Alemania	1 043	3,9	1 516	4,3	45,4
7	Chile	731	2,7	1 371	3,9	87,7
8	España	744	2,7	1 186	3,3	59,3
9	Brasil	508	1,9	948	2,7	86,6
10	Italia	608	2,2	939	2,6	54,6
11	Corea del Sur	750	2,8	896	2,5	19,5
12	Ecuador	578	2,1	815	2,3	41,1
13	Colombia	646	2,4	796	2,2	23,3
14	Holanda	559	2,1	704	2,0	25,9
15	Bélgica	382	1,4	582	1,6	52,3
16	Venezuela	615	2,3	514	1,4	-16,4
17	Bolivia	322	1,2	384	1,1	19,0
18	Bulgaria	147	0,5	358	1,0	143,8
19	Taipei, Chino	276	1,0	293	0,8	6,1
20	México	243	0,9	286	0,8	18,1
21	Reino Unido	241	0,9	270	0,8	11,8
22	Panamá	91	0,3	254	0,7	178,2
23	Finlandia	157	0,6	239	0,7	52,2
24	Francia	170	0,6	231	0,7	36,1
25	India	108	0,4	219	0,6	103,1
	Resto	1 663	6,1	2 337	6,6	40,6
	TOTAL	27 073	100,0	35 456	100,0	31,0

1/. Corresponden a regímenes definitivos de exportación

Fuente : SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

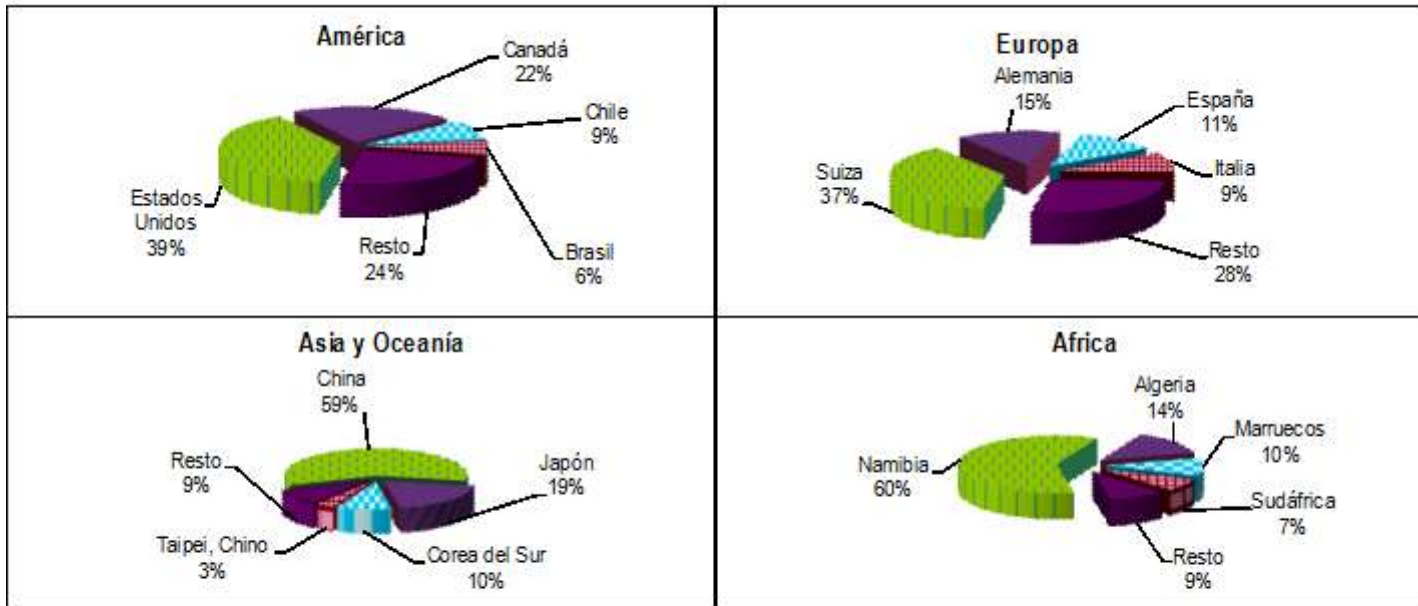
Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

3.2.6. Exportaciones por país y continente destino

Exportaciones por Continente y País de Destino 2010 ¹														
América			Europa			Asia y Oceanía			Africa			Resto del Mundo		
País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%
Estados Unidos	5 913	39	Suiza	3 845	37	China	5 436	58	Namibia	202	60	Resto del mundo	244	100
Canadá	3 329	22	Alemania	1 516	15	Japón	1 792	19	Algeria	47	14			
Chile	1 371	9	España	1 186	11	Corea del Sur	896	10	Marruecos	35	10			
Brasil	948	6	Italia	939	9	Taipei, Chino	293	3	Sudáfrica	23	7			
Resto	3.669	24	Resto	2.859	28	Resto	879	9	Resto	32	9			
Total	15 231	100	Total	10 346	100	Total	9 296	100	Total	339	100	Total	244	100

1/. Corresponden a regímenes definitivos de exportación
Fuente : SUNAT (al 04 de Julio de 2011)
Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

Exportaciones por País y continente de destino 2010¹



1/. Corresponden a regímenes definitivos de exportación

Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR-OGE-OEEI

3.2.7. Evolución de las exportaciones sectoriales – metalmecánica 2010-2011

Ranking de productos

Las exportaciones del sector metalmecánico superaron los US\$ 338 millones durante el período Enero – Septiembre del 2011, significando ello un incremento de 17% en los niveles exportados en el mismo periodo del 2010. Estas cifras reflejan el crecimiento en Chile debido a una mayor inversión en productos peruanos y además una mejor aceptación del producto peruano en mercados internacionales.

N°	#PARTIDA	DESCRIP. ARANCELARIA	VALOR FOB EN MILES US\$			
			2011	2010	VAR % 2011/2010	PART. % 2011
TOTALES			338,604	289,964	16.77%	100.00%
1	8544491090	Los demas conductores electricos, de cobre >80V y <= 1000 V, sin piezas de conexión	15,719	7,523	108.95%	4.64%
2	7325910000	BOLAS Y ARTICULOS SIMILARES PARA MOLINOS DE FUNDICION DE HIERRO O ACERO	14,546	13,612	6.87%	4.30%
3	8474900000	PARTES DE MAQUINAS Y APARATOS DE LA PARTIDA No 84.74	13,399	9,762	37.26%	3.96%
4	8431439000	Las demas partes de o para maquinas de sondeo o perforacion de las subpartidas 8430.41 u 8430.50	10,407	8,438	23.34%	3.07%
5	8430490000	LAS DEMAS MAQUINAS DE SONDEO O PERFORACION AUTOPROPULSADAS.	10,250	21,853	-53.10%	3.03%
Los 5 primeros			64,321	61,188	5.12%	19.00%
Los demás			274,283	228,776	19.89%	81.00%

Fuente: SUNAT / Aduanas

3.2.8. Las cinco principales empresas exportadoras

Las 5 principales empresas exportadoras peruanas del sector, son responsables del 23% del valor total exportado. Habiendo un incremento en sus valores de exportación de 37% comparado con el mismo periodo del año pasado.

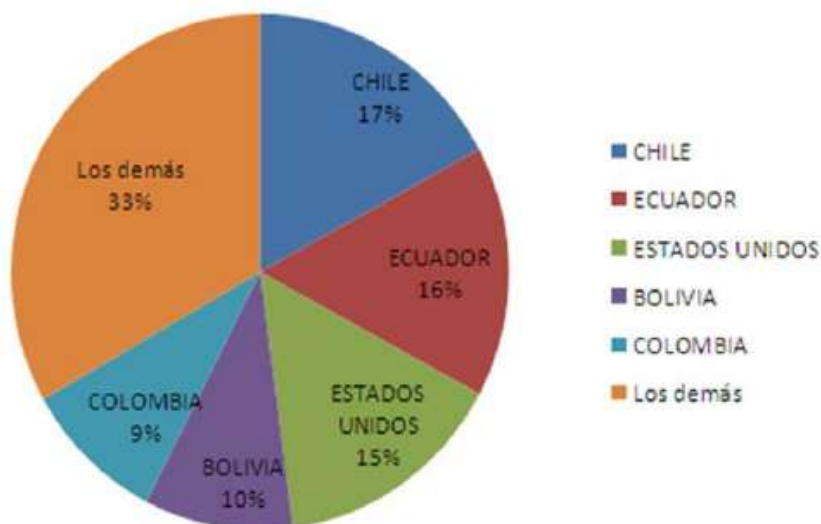
La empresa que ha mostrado la mayor participación en este periodo ha sido MODASA con 8% de participación en las exportaciones del sector; teniendo un crecimiento de 75% comparado con el mismo periodo del año pasado.

N°	#PARTIDA	DESCRIP. ARANCELARIA	VALOR FOB EN MILES US\$			
			2011	2010	VAR % 2011/2010	PART. % 2011
TOTALES			338,604	289,964	16.77%	100.00%
1	8544491090	Los demas conductores electricos, de cobre >80V y <= 1000 V, sin piezas de conexión	15,719	7,523	108.95%	4.64%
2	7325910000	BOLAS Y ARTICULOS SIMILARES PARA MOLINOS DE FUNDICION DE HIERRO O ACERO	14,546	13,612	6.87%	4.30%
3	8474900000	PARTES DE MAQUINAS Y APARATOS DE LA PARTIDA No 84.74	13,399	9,762	37.26%	3.96%
4	8431439000	Las demas partes de o para maquinas de sondeo o perforacion de las subpartidas 8430.41 u 8430.50	10,407	8,438	23.34%	3.07%
5	8430490000	LAS DEMAS MAQUINAS DE SONDEO O PERFORACION AUTOPROPULSADAS.	10,250	21,853	-53.10%	3.03%
Los 5 primeros			64,321	61,188	5.12%	19.00%
Los demás			274,283	228,776	19.89%	81.00%

Fuente: SUNAT / Aduanas

3.2.9. Los cinco principales mercados destinos

CHILE concentra el 17 % de lo exportado en el sector Metalmecánica con un crecimiento de 57%, debido a que se han introducido nuevos productos peruanos diversificando la oferta peruana. Las exportaciones del sector alcanzaron la cifra de más de US\$ 57 millones en el periodo de Enero - Septiembre del año 2011. Estados Unidos concentró el 15% de participación y un crecimiento de 30%, alcanzando la cifra de más de US\$ 50 millones en el mismo periodo.



SECTOR SIDERO METALÚRGICO / Enero – Septiembre 2011 – 2010

3.2.10. Ranking de los principales productos

en el periodo de Enero – Septiembre 2011, las exportaciones del sector Sidero metalúrgico llegaron a los US\$ 806 millones con un incremento del 33%. Los principales productos exportados del sector fueron:

N°	#PARTIDA	DESCRIP. ARANCELARIA	VALOR FOB EN MILES US\$			
			2011	2010	VAR % 2011/2010	PART. % 2011
TOTALES			886,663	694,834	27.61%	100.00%
1	7408110000	ALAMBRE DE COBRE REFINADO CON LA MAYOR DIMENSION DE LA SECCION TRANSV. SUP. A 6 MM	253,356	212,544	19.20%	28.57%
2	7901120000	CINC SIN ALEAR, CON UN CONTENIDO DE CINC INFERIOR AL 99.99% EN PESO	173,061	86,712	99.58%	19.52%
3	7407100000	BARRAS Y PERFILES DE COBRE REFINADO	46,658	34,525	35.14%	5.26%
4	7214200000	BARRA DE HIERRO O ACERO SIN ALEAR CON MUESCAS, CORDONES, SURCOS O RELIEVES	44,047	30,550	44.18%	4.97%
5	7408210000	ALAMBRE DE COBRE DE ALEACIONES DE COBRE A BASE DE COBRE-CINC (LATON)	23,685	20,031	18.25%	2.67%
Los 5 primeros			540,807	384,361	40.70%	60.99%
Los demás			345,856	310,473	11.40%	39.01%

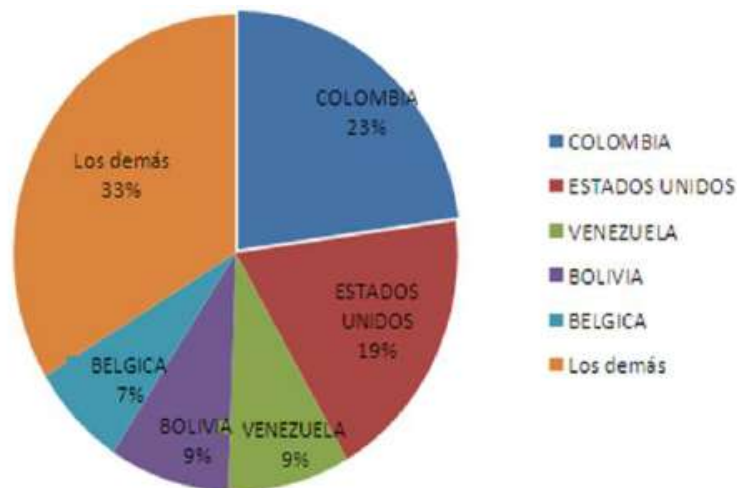
3.2.11. Las cinco principales empresas

Las 5 principales empresas exportadoras representan el 73% de las exportaciones totales del sector Enero – Septiembre para el año 2011.

De este ranking las empresas con mayor crecimiento han sido, SOC MINERA REF DE ZINC CAJAMARQUILLA, CENTELSA PERU S.A.C. INDECO SA, TECNOFIL S.A. e INDUSTRIAS ELECTRO QUÍMICAS S.A.

3.2.12. Los cinco principales destinos

La participación de los 5 principales mercados de destino es de 66% de las exportaciones totales, siendo Colombia el principal. Bélgica sin embargo se muestra como el país con mayor crecimiento (250%).



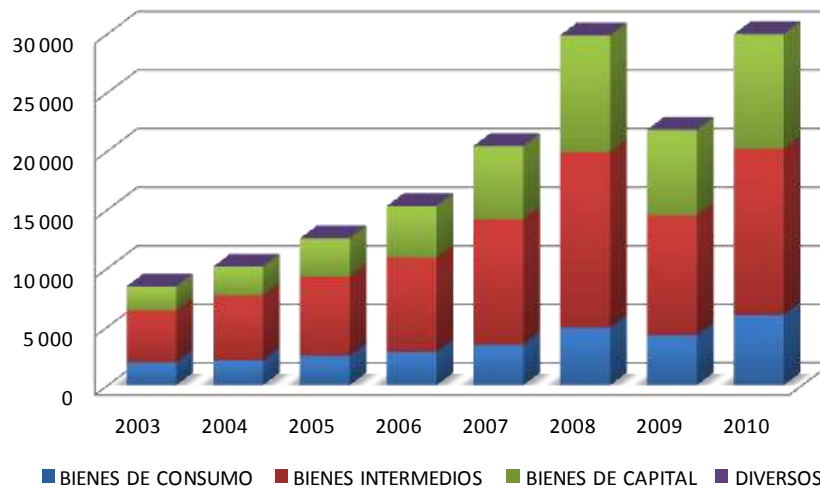
3.2.13. Evolución de las importaciones totales

EVOLUCION DE LAS IMPORTACIONES CIF ¹
(Millones de US\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BIENES DE CONSUMO	1 935	2 122	2 508	2 832	3 462	4 913	4 253	5 982
BIENES INTERMEDIOS	4 432	5 532	6 784	8 074	10 713	14 999	10 262	14 220
BIENES DE CAPITAL	2 066	2 476	3 248	4 389	6 242	9 938	7 288	9 772
DIVERSOS	7	1	2	7	13	31	15	4
TOTAL	8 440	10 130	12 543	15 301	20 430	29 882	21 818	29 977

1/. Corresponden a Regímenes Definitivos de Importación
Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)
Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

Evolución de las importaciones (En millones de US\$)



3.2.14. Importaciones según sectores económicos

IMPORTACIONES CIF SEGÚN CUODE (2009-2010) ¹

SECTOR	2009		2010		% Var. 2010/2009
	US\$ Mill.	% Part	US\$ Mill.	% Part	
BIENES DE CONSUMO	4 253	19,5	5 982	20,0	40,7
Bienes de Consumo No Duradero	2 389	11,0	3 175	10,6	32,9
Bienes de Consumo Duradero	1 863	8,5	2 807	9,4	50,6
BIENES INTERMEDIOS	10 262	47,0	14 220	47,4	38,6
Materias Primas y Productos Intermedios para la Industria	6 345	29,1	9 023	30,1	42,2
Combustibles, Lubricantes y Productos Conexos	3 063	14,0	4 220	14,1	37,8
Materias Primas y Productos Intermedios para la Agricultura	854	3,9	976	3,3	14,3
BIENES DE CAPITAL	7 288	33,4	9 772	32,6	34,1
Bienes de Capital para la Industria	4 746	21,8	5 910	19,7	24,5
Equipos de Transporte	1 526	7,0	2 539	8,5	66,4
Materiales de Construcción	940	4,3	1 238	4,1	31,7
Bienes de Capital para la Agricultura	76	0,3	85	0,3	12,0
DIVERSOS	15	0,1	4	0,0	-70,7
Diversos	15	0,1	4	0,0	-70,7
TOTAL	21 818	100,0	29 977	100,0	37,4

1/. Corresponden a Regímenes Definitivos de Importación

Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

3.2.15. Principales productos importados según sectores económicos

SUBPARTIDA	COMBUSTIBLES, LUBRICANTES Y PRODUCTOS CONEXOS	2009 US\$ Mill.	2010 US\$ Mill.	Var %
	TOTAL	3 063	4 220	37,8
2709000000	ACEITES CRUDOS DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO	2210	2 689	21,7
2710192111	Diesel 2, con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm		701	-
2710192119	Demás Diesel 2		211	-
2710111339	Demás gasolinas sin tetraetilo de plomo, para motores de vehículos automóviles, un Número de Octano Research (RON) superior o igual a 90, pero inferior a 95		122	-
2710193500	ACEITES BASE PARA LUBRICANTES	82	118	43,3
	RESTO	771	379	-50,9

SUBPARTIDA	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	2009 US\$ Mill.	2010 US\$ Mill.	Var %
	TOTAL	940	1 238	31,7
7214200000	BARRAS DE HIERRO O ACERO SIN ALEAR, CON MUESCAS, CORDONES, SURCOS O RELIEVES, PRODUCIDOS EN EL LAMINADO O SOMETIDAS A TORSIÓN	98	181	85,0
7305110000	TUBOS DEL TIPO DE LOS UTILIZADOS EN OLEODUCTOS O GASODUCTOS, SOLDADOS LONGITUDINALMENTE CON ARCO SUMERGIDO, DE SECCIÓN INTERIOR Y EXTERIOR CIRCULAR	75	78	3,6
7308909000	DEMÁS CONSTRUCCIONES O PARTES DE CONSTRUCCIONES, DE FUNDICIÓN HIERRO O ACERO, EXCEPTO LAS CONSTRUCCIONES PREFABRICADAS DE LA PARTIDA 94.06	55	57	3,0
7304290000	DEMÁS TUBOS DE ENTUBACIÓN ("CASING") O DE PRODUCCIÓN ("TUBING"), DEL TIPO DE LOS UTILIZADOS PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO O GAS, SIN SOLDADURA, DE HIERRO O ACERO	81	54	-33,6
6908900000	DEMÁS BALDOSAS Y LOSAS DE CERÁMICA, PARA PAVIMENTACIÓN O REVESTIMIENTO, BARNIZADAS O ESMALTADAS, Y DEMÁS CUBOS.	26	45	72,4
	RESTO	605	824	36,3

IMPORTACIONES CIF - PRINCIPALES PAISES DE ORIGEN ¹

N°	PAÍS	2009		2010		
		US\$ Mill.	% Part.	US\$ Mill.	% Part.	% Var.
1	Estados Unidos	4 306	19,7	5 814	19,39	35,0
2	China	3 267	15,0	5 142	17,15	57,4
3	Brasil	1 681	7,7	2 183	7,28	29,9
4	Ecuador	1 022	4,7	1 423	4,75	39,3
5	Japón	927	4,2	1 372	4,58	48,0
6	Colombia	947	4,3	1 327	4,43	40,1
7	México	735	3,4	1 127	3,76	53,3
8	Argentina	874	4,0	1 110	3,70	26,9
9	Chile	997	4,6	1 050	3,50	5,3
10	Corea del Sur	648	3,0	1 042	3,48	60,8
11	Alemania	713	3,3	891	2,97	25,1
12	Nigeria	436	2,0	650	2,17	49,1
13	Canadá	409	1,9	543	1,81	32,8
14	India	311	1,4	498	1,66	60,3
15	Italia	385	1,8	412	1,37	6,8
16	España	310	1,4	404	1,35	30,3
17	Tailandia	190	0,9	373	1,24	96,6
18	Taipei, Chino	266	1,2	328	1,10	23,6
19	Bolivia	277	1,3	310	1,04	12,0
20	Panamá	127	0,6	292	0,98	130,5
21	Suecia	159	0,7	266	0,89	67,4
22	Francia	205	0,9	247	0,82	20,1
23	Paraguay	192	0,9	243	0,81	26,6
24	Angola	221	1,0	227	0,76	3,1
25	Turquía	115	0,5	197	0,66	71,7
RESTO		2 098	9,6	2 504	8,35	19,3
TOTAL		21 818	100,0	29 977	100,0	37,4

1/. Corresponden a Regímenes Definitivos de Importación

Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

3.2.15.1. Importaciones por país y continente origen

IMPORTACIONES POR CONTINENTE Y PAÍS DE PROCEDENCIA 2010 ¹

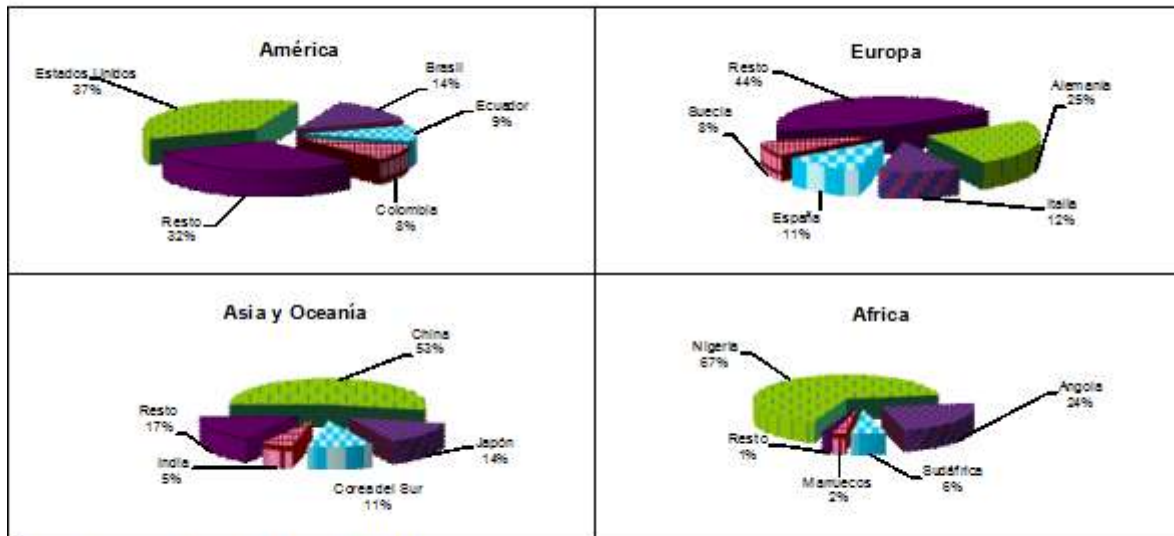
América			Europa			Asia y Oceanía			Africa			Resto del Mundo		
País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%	País	US\$ Mill.	%
Estados Unidos	5 814	37	Alemania	891	25	China	5 142	53	Nigeria	650	67	Resto del Mundo	29	100
Brasil	2 183	14	Italia	412	12	Japón	1 372	14	Angola	227	23			
Ecuador	1 423	9	España	404	11	Corea del Sur	1 042	11	Sudáfrica	59	6			
Colombia	1 327	8	Suecia	266	8	India	498	5	Marruecos	21	2			
Resto	5 060	32	Resto	1 562	44	Resto	1 582	16	Resto	14	1			
Total	15 807	100	Total	3 535	100	Total	9 636	100	Total	970	100	Total	29	100

1/. Corresponden a Regímenes Definitivos de Importación

Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)

Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEEI

Importaciones por País y Continente de Origen



1/ Corresponden a Regímenes Definitivos de Importación
Fuente: SUNAT (al 04 de Julio de 2011)
Elaboración: MINCETUR- OGEE-OEB

3.3.REPORTE COMERCIO BILATERAL ARGENTINA - PERU

3.3.1. Inversión extranjera directa (IED) de argentina en Perú

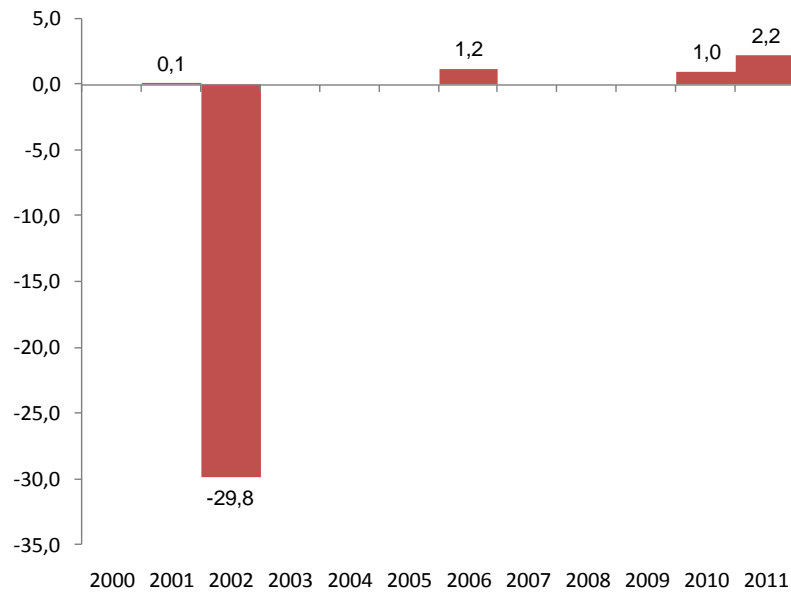
Argentina es el país de origen de un 0,1% del stock de IED en Perú (al 2011).

Estructura del stock de IED de Argentina en Perú por sectores, 1980-2011

Sector	US\$ Millones	Part.%
Comercio	15,2	46,2
Industria	6,5	19,7
Petróleo	0,02	0,1
Servicios	1,3	3,9
Transporte	9,8	29,8
Vivienda	0,1	0,3
Total	33,0	100,0

Fuente: PROINVERSIÓN Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

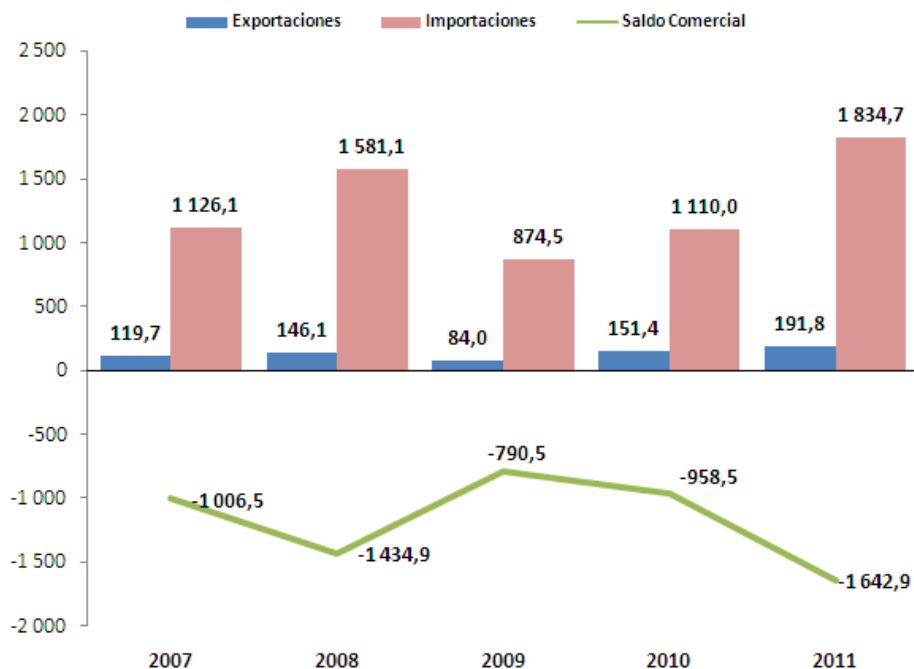
Evolución del flujo de IED de Argentina en Perú, 2000-2011
(US\$ Millones)



Fuente: PROINVERSION Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

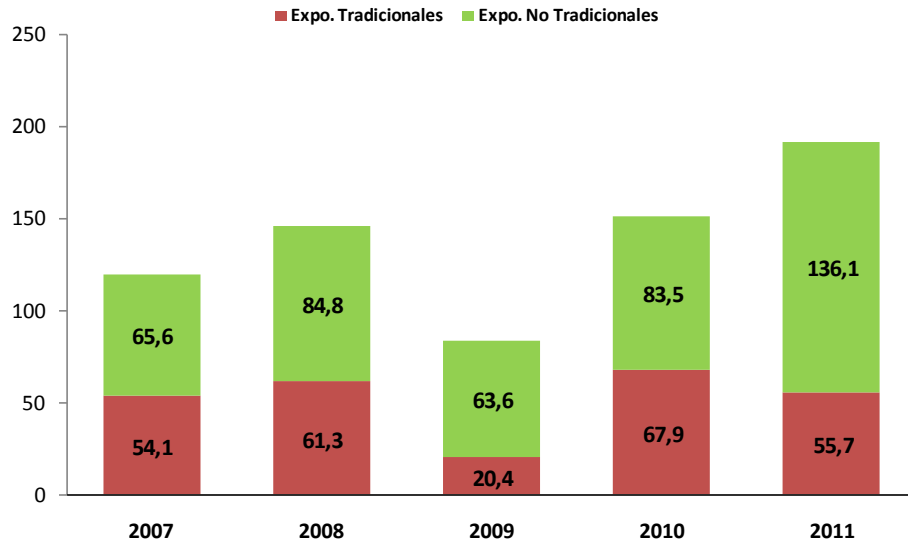
3.3.2. Evolución del comercio bilateral Perú - Argentina

**Saldo Comercial Perú-Argentina, 2007-2011
(US\$ Millones)**



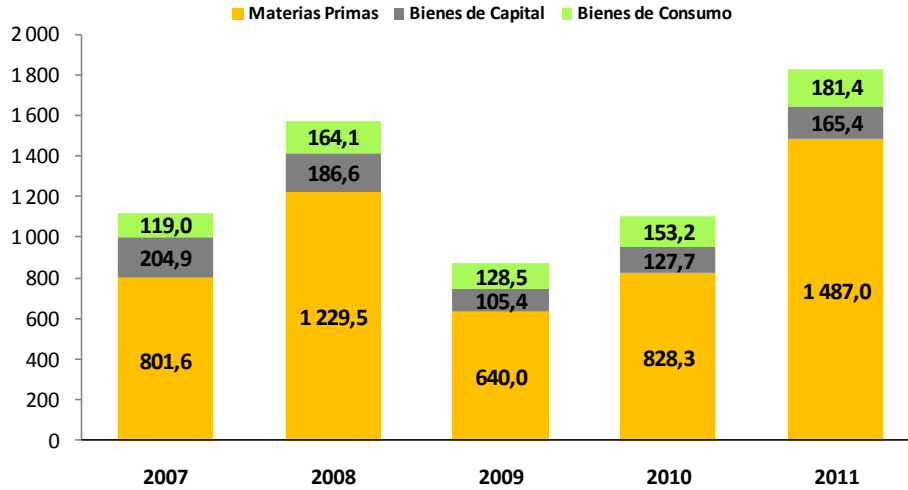
Fuente: SUNAT - Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

**Exportaciones Perú-Argentina, 2007-2011
(US\$ Millones)**



Fuente: SUNAT - Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

Importaciones Perú-Argentina, 2007-2011 (US\$ Millones)



Fuente: SUNAT - Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

Comercio Perú-Argentina, 2009-2011 (US\$ Millones / Variaciones %)

	2009	2010	Var. 2010/2009	2010	2011	Var. 2011/2010
Exportaciones (FOB)	84,0	151,4	80,3%	151,4	191,8	26,7%
• Tradicional	20,4	67,9	232,6%	67,9	55,7	-17,9%
- Agrícolas	0,6	0,5	-20,7%	0,5	0,8	75,4%
Café	0,4	0,4	-13,5%	0,4	0,5	40,6%
Resto	0,2	0,1	-38,9%	0,1	0,3	200,5%
- Minero	1,5	40,1	2 649,2%	40,1	11,4	-71,5%
Cobre		13,7	-	13,7		-
Estaño	1,2	14,3	1 125,2%	14,3	6,7	-52,8%
Metales Menores		0,02	-	0,02		-
Plata	0,3		-			-
Zinc		12,0	-	12,0	4,7	-61,3%
- Petróleo y Gas Natural	18,4	27,4	49,2%	27,4	43,5	58,7%
Crudo	0,0	0,0	-99,5%	0,0		-
Derivados	18,4	27,4	49,2%	27,4	43,5	58,7%
Gas Natural, derivados	0,0	0,0	12 056,5%	0,0		-
• No Tradicional	63,6	83,5	31,4%	83,5	136,1	63,0%
- Agropecuario	6,9	9,2	34,2%	9,2	11,6	25,3%
- Artesanías	0,0	0,0	170,1%	0,0	0,0	6,3%
- Maderas y Papeles	2,9	2,1	-29,1%	2,1	5,6	171,9%
- Metal-mecánico	8,1	6,1	-24,8%	6,1	7,9	29,8%
- Minería No Metálica	1,6	1,8	13,5%	1,8	7,2	305,9%
- Pesquero	0,7	0,9	30,3%	0,9	2,9	223,9%
- Pieles y Cueros	0,2	0,1	-73,2%	0,1	0,1	69,6%
- Químico	13,6	21,6	58,7%	21,6	27,4	27,0%
- Sidero Metalúrgico	6,1	8,8	43,4%	8,8	16,2	83,8%
- Textil	21,2	29,6	39,8%	29,6	52,3	76,9%
- Varios (inc. joyería)	2,4	3,5	44,9%	3,5	4,9	42,6%
Importaciones (CIF)	874,5	1 110,0	26,9%	1 110,0	1 834,7	65,3%
• Bienes de Consumo	128,5	153,2	19,2%	153,2	181,4	18,4%
• Materias Primas y Productos						
• Intermedios	640,0	828,3	29,4%	828,3	1 487,0	79,5%
• Bienes de Capital y Materiales						
• de Construcción	105,4	127,7	21,2%	127,7	165,4	29,5%
• Diversos	0,6	0,8	25,6%	0,8	0,9	20,1%
Saldo Comercial (X-M)	-790,5	-958,5	-21,3%	-958,5	-1 642,9	-71,4%
Intercambio Comercial (X+M)	958,5	1 261,4	31,6%	1 261,4	2 026,5	60,7%

Fuente: SUNAT - Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

3.3.3. Principales Empresas Exportadoras e Importadoras

Durante el 2011 las veinte principales empresas exportadoras obtuvieron una participación del 63,9% del total exportado.

Principales Empresas Exportadoras a Argentina, 2009-2011
(US\$ Miles FOB / Participaciones % / Variaciones %)

N°	Razón Social	2009		2010		2011		% Variac. Periodo 2011/2010
		Miles (US\$)	Part. %	Miles (US\$)	Part. %	Miles (US\$)	Part. %	
1	MOBIL OIL DEL PERU S.R.L.	6 100	7,3%	13 411	8,9%	27 610	14,4%	105,9
2	DEVANLAY PERU S.A.C.	6 486	7,7%	7 200	4,8%	14 694	7,7%	104,1
3	TECNOFIL S A	4 927	5,9%	6 753	4,5%	14 230	7,4%	110,7
4	REPSOL YPF MARKETING S.A.C.	980	1,2%			9 563	5,0%	
5	MINSUR S. A.	1 167	1,4%	14 295	9,4%	6 748	3,5%	-52,8
6	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA	189	0,2%	3 580	2,4%	6 250	3,3%	74,6
7	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	0,1	0,0%			5 555	2,9%	
8	SALES Y DERIVADOS DE COBRE SA	1 986	2,4%	3 545	2,3%	4 352	2,3%	22,8
9	COMPAÑIA QUIMICA S A	1 701	2,0%	2 399	1,6%	3 705	1,9%	54,4
10	TEXTILES CAMONES S.A.	516	0,6%	584	0,4%	3 561	1,9%	509,6
11	RESEMIN S.A.	36	0,0%	1 804	1,2%	3 176	1,7%	76,0
12	CIA. IND. TEXTIL CREDISA-TRUTEX S.A.A.	794	0,9%	1 032	0,7%	3 170	1,7%	207,2
13	KIMBERLY-CLARK PERU S.R.L.	35	0,0%	288	0,2%	3 131	1,6%	987,3
14	COMPAÑIA GOODYEAR DEL PERU S.A.			477	0,3%	3 095	1,6%	548,6
15	A W FABER CASTELL PERUANA S A	1 238	1,5%	2 030	1,3%	2 594	1,4%	27,8
16	CHR HANSEN S.A.	449	0,5%	2 501	1,7%	2 399	1,3%	-4,1
17	GLENCORE PERU S.A.C.			15 762	10,4%	2 361	1,2%	-85,0
18	PRODUCTOS NATURALES DE EXPORTACION S.A. PRONEX S.A.	489	0,6%	1 453	1,0%	2 250	1,2%	54,9
19	GANDULES INC SAC	1 428	1,7%	1 258	0,8%	2 091	1,1%	66,2
20	INNOVA ANDINA S.A.	492	0,6%	1 161	0,8%	2 089	1,1%	79,9
	SUBTOTAL	29 013	34,5%	79 534	52,5%	122 624	63,9%	54,2
	RESTO	54 968	65,5%	71 906	47,5%	69 206	36,1%	-3,8
	TOTAL	83 981	100,0%	151 440	100,0%	191 830	100,0%	26,7

Fuente: SUNAT - Elaboración: MINCETUR-OGEE-OEEI

Durante el 2011 las veinte principales empresas importadoras obtuvieron una participación del 74,4% del total importado.

Principales Empresas Importadoras desde Argentina, 2009-2011
(US\$ Miles CIF / Participaciones % / Variaciones %)

N°	Razón Social	2009		2010		2011		% Variac. Periodo 2011/2010
		Miles (US\$)	Part. %	Miles (US\$)	Part. %	Miles (US\$)	Part. %	
1	ALICORP SAA	114 497	13,1%	139 162	12,5%	194 471	10,6%	39,7
2	CARGILL AMERICAS PERU S.R.L.	62 908	7,2%	104 547	9,4%	160 210	8,7%	53,2
3	CONTILATIN DEL PERU S.A	23 473	2,7%	48 175	4,3%	156 281	8,5%	224,4
4	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A	135	0,0%	43 347	3,9%	141 109	7,7%	225,5
5	SAN FERNANDO S.A.	59 583	6,8%	63 563	5,7%	125 748	6,9%	97,8
6	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA	4 599	0,5%	10 299	0,9%	123 635	6,7%	1 100,5
7	GRANELES DEL PERU S.A.C.	29 189,6	3,3%	50 862	4,6%	100 569	5,5%	97,7
8	ADM INCA S.A.C.	14 885	1,7%	34 309	3,1%	64 494	3,5%	88,0
9	ADM ANDINA PERU S.R.L.	24 411	2,8%	33 914	3,1%	63 045	3,4%	85,9
10	UNION DE CER PER BACKUS Y JOHNSTON S.A.A	26 909	3,1%	13 682	1,2%	44 595	2,4%	225,9
11	ATLAS TRADING & SHIPPING PERU S.R.L.	28 178	3,2%	35 901	3,2%	30 086	1,6%	-16,2
12	CORPORACION DE CEREALES S.A.C.	14 517	1,7%	27 635	2,5%	24 924	1,4%	-9,8
13	EURO MOTORS S.A.	545	0,1%	7 642	0,7%	24 347	1,3%	218,6
14	TETRA PAK S.A.	17 947	2,1%	21 456	1,9%	20 253	1,1%	-5,6
15	FERREYROS S.A.A.	6 872	0,8%	26 019	2,3%	19 421	1,1%	-25,4
16	DERIVADOS DEL MAIZ S.A.	6 739	0,8%	10 776	1,0%	17 641	1,0%	63,7
17	ARIS INDUSTRIAL S.A.	5 276	0,6%	10 138	0,9%	15 191	0,8%	49,8
18	UCISA SA	4 707	0,5%	11 966	1,1%	13 226	0,7%	10,5
19	SAVIA PERU S.A.	591	0,1%	4 277	0,4%	13 120	0,7%	206,7
20	GLORIA S A	2 196	0,3%	10 620	1,0%	13 026	0,7%	22,7
	SUBTOTAL	448 157	51,2%	708 291	63,8%	1 365 392	74,4%	92,8
	RESTO	426 330	48,8%	401 672	36,2%	469 290	25,6%	16,8
	TOTAL	874 487	100,0%	1 109 963	100,0%	1 834 682	100,0%	65,3

3.3.4. Exportaciones de Peru País Coparticipante : Argentina

Montos expresados en miles de dólares FOB

Capítulos	2007	2008	2009	2010	2011
27 - Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales	22,165	31,125	18,156	27,395	36,203
76 - ALUMINIO Y SUS MANUFACTURAS	0	15	7	3	80
84 - Reactores nucleares, calderas, máquinas, aparatos y artefactos mecánicos; partes de estas máquinas o aparatos	1,703	3,576	1,819	4,785	4,793
Total	23,868	34,716	19,982	32,183	41,076

3.3.5. Importaciones de Perú País Copartcipe : Argentina

Montos expresados en miles de dólares CIF

Capítulos	2007	2008	2009	2010	2011
27 - Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales	9,660	39,944	7,731	984	557
76 - ALUMINIO Y SUS MANUFACTURAS	8,720	9,519	11,137	19,392	14,851
84 - Reactores nucleares, calderas, máquinas, aparatos y artefactos mecánicos; partes de estas máquinas o aparatos	56,785	70,706	59,657	49,407	53,426
Total	75,165	120,169	78,525	69,783	68,834

En un trabajo realizado por la Comisión de Promoción del Perú para la Exportación y Turismo, realizado sobre la industria metalmeccánica peruana, mencionan como debilidades para la industria local:

- Escaso desarrollo tecnológico local
- Falta de mano de obra calificada
- Poca actividad exportadora y canales de comercialización poco desarrollados en el extranjero.

Todos estos puntos, pueden ser aprovechados por las empresas Argentinas que pueden ofrecer sus productos altamente tecnificados y especializados sin inconvenientes en el mercado peruano.

3.4. **COMERCIO BILATERAL ARGENTINA – COLOMBIA**

La relación comercial entre la Argentina y Colombia se ha caracterizado por un constante saldo favorable para nuestro país durante el período 2003-2010. En el año 2003 el comercio bilateral totalizó U\$S 246,30 millones, mientras que en 2010 se registraron U\$S 1.447,99 millones, lo que significó un incremento de 487,90%.

Si se compara el período 2009-2010, se observa que se ha registrado un aumento de las exportaciones argentinas hacia Colombia de 48,50%, pasando de U\$S 874,17 millones a U\$S 1.298,13 millones. En cuanto a la demanda argentina desde dicho

mercado, se ha registrado un aumento de las importaciones argentinas desde ese destino de 37,75%, pasando de U\$S 108,79 millones a U\$S 149,86 millones.

En cuanto a la composición de las exportaciones argentinas hacia el mercado colombiano, se han destacado los siguientes productos: Cereales (35,90%); Residuos y desperdicios de las industrias alimentarias (19,42%); Grasas y aceites animales o vegetales (7,84%); Semillas y frutos oleaginosos (6,95%) y Vehículos automóviles y sus partes (5,08%). Estos cinco principales productos representan 75,19% del total de las exportaciones argentinas a ese mercado.

Los principales productos que componen las importaciones argentinas desde Colombia son los siguientes: Combustibles y aceites minerales (25,73%); Plástico y sus manufacturas (19,09%); Productos diversos de las industria químicas (11,23%); Papel y cartón (5,44%); y Vidrio y sus manufacturas (4,18%). Estos cinco productos constituyen el 65,67% de las importaciones argentinas de ese origen.

Las exportaciones tuvieron un incremento en el periodo Enero - Marzo de 2011 del 14,74%, pasando de U\$S 253,39 millones en 2010 a U\$S 290,73 millones en el 2011.

En cuanto a las importaciones, también tuvieron un incremento en el periodo Enero - Marzo de 2011 de 31,54%, pasando de U\$S 24,38 millones en 2010 a U\$S 32,07 millones.

3.4.1. Productos exportados con Argentina entre los principales 5 proveedores

- Placas, láminas, cintas, tiras y otras formas planas, de plástico, autoadhesivas, excluidas en rollos ancho $\leq 20\text{cm}$
- Alambre de aluminio c/contenido $> a 99,45\%$, c/mayor dimensión de sección transversal $> a 7\text{mm}$. resistividad eléctrica $\leq a 0,0283\text{ohm}\cdot\text{mm}^2/\text{m}$

Del cruzamiento informático de las importaciones de Colombia desde todo origen, con la oferta exportable argentina, para el quinquenio 2005-2009, es posible identificar ciertos rubros que resultan de interés para nuestro país:

3.4.2. Productos exportados con alto potencial de incremento

- Polietileno, c/carga, vulcanizado, de densidad $> 1,3$, en formas primarias
- Placas, láminas, cintas, tiras y otras formas planas, de plástico, autoadhesivas, excluidas en rollos ancho $\leq 20\text{cm}$
- Alambre de aluminio c/contenido $> a 99,45\%$, c/mayor dimensión de sección transversal $> a 7\text{mm}$. resistividad eléctrica $\leq a 0,0283\text{ohm}\cdot\text{mm}^2/\text{m}$

3.4.3. Productos no exportados con alto potencial de venta

- Aceites crudos de petróleo o de minerales bituminosos
- Productos planos de hierro, acero s/alea, laminados en caliente, ancho $\geq a 600\text{mm}$. enrollados s/chapar, espesor $< a 3\text{mm}$. elasticidad $\geq 275\text{PMa}$
- Partes de turbinas de gas ncop.

- Barras de hierro, acero s/alea c/muecas, surcos o relieves obtenidas durante el laminado en caliente
- Barras de otros aceros aleados ncop., laminadas en caliente
- Plomo refinado
- Mezclas de hidrocarburos aromáticos según las normas ASTM D 86
- Alcohol propílico
- Metanol (alcohol metílico)
- Grúas de pórtico

Datos resumen argentina-colombia

PERIODO	EXPO ARG	IMPO ARG	SALDO	COM BIL
2003	226,50	19,80	206,70	246,30
2004	273,38	46,80	226,58	320,18
2005	361,06	53,46	307,60	414,52
2006	550,87	55,95	494,92	606,82
2007	576,45	91,02	485,43	667,47
2008	808,18	154,05	654,13	962,23
2009	874,17	108,79	765,38	982,96
2010	1.298,13	149,86	1.148,27	1.447,99

VARIACION EXPORTACIONES ARGENTINAS A COLOMBIA	2003-2010:	473,13%
	2009-2010:	48,50%

VARIACION IMPORTACIONES ARGENTINAS DESDE COLOMBIA	2003-2010:	656,87%
	2009-2010:	37,75%

VARIACION COMERCIO BILATERAL	2003-2010:	487,90%
	2009-2010:	47,31%

Las exportaciones Argentinas a Colombia representan el 1.89% del total exportado al mundo (**14to. Cliente**), mientras que las importaciones desde dicho país representan un 0.27% del total importado (**40mo. Proveedor**)

Colombia con Argentina y el Mundo

La Argentina es el **33er. MERCADO DE DESTINO** para las exportaciones colombianas y representa el **0,30%** de las exportaciones de Colombia al Mundo. Por otro lado es el **7mo. PROVEEDOR** del mercado colombiano, lo que representa el **3,17%** de las importaciones de Colombia de todo origen.

3.4.4. Estructura / composición exportaciones a Colombia

Sector	2003 US\$ FOB	2007 US\$ FOB	2010 US\$ FOB	Participación % 2003	Participación % 2007	Participación % 2010
MOA	41.284.167	193.403.357	404.295.258	18,23%	33,56%	31,14%
MOI	110.356.263	268.837.193	324.366.292	48,72%	50,11%	24,99%
PP	61.093.678	92.986.084	569.415.647	26,97%	16,13%	43,86%
Combustibles	13.769.097	1.223.954	50.646	6,08%	0,21%	0,00%
Total Exportado	226.503.205	576.450.588	1.298.127.843	100,00%	100,00%	100,00%

Fuente: DIGCE/DIMEX en base Argentin

Variación 03/10 (en US\$)	Variación 03/10 (%)	Variación 07/10 (en US\$)	Variación 07/10 (%)
1.071.624.638	473,18%	721.677.255	125,19%

Exportaciones de Colombia

País Coparticipante : Argentina

Montos expresados en miles de dólares FOB

Capítulos	2007	2008	2009	2010	2011
27 - COMBUSTIBLES MINERALES, ACEITES MINERALES Y PRODUCTOS DE SU DESTILACIÓN; MATERIAS BITUMINOSAS; CERAS MINERALES	22,085	50,923	22,796	38,414	131,769
76 - ALUMINIO Y SUS MANUFACTURAS	13	140	42	17	817
84 - REACTORES NUCLEARES, CALDERAS, MÁQUINAS, APARATOS Y ARTEFACTOS MECÁNICOS; PARTES DE ESTAS MÁQUINAS O APARATOS	1,337	1,003	1,421	2,791	2,503
Total	23,435	52,066	24,259	41,222	135,089

Importaciones de Colombia

País Coparticipante : Argentina

Montos expresados en miles de dólares CIF

Capítulos	2007	2008	2009	2010	2011
27 - COMBUSTIBLES MINERALES, ACEITES MINERALES Y PRODUCTOS DE SU DESTILACIÓN; MATERIAS BITUMINOSAS; CERAS MINERALES	1,426	1,729	456	119	14,890
76 - ALUMINIO Y SUS MANUFACTURAS	14,868	24,529	9,497	8,850	4,223
84 - REACTORES NUCLEARES, CALDERAS, MÁQUINAS, APARATOS Y ARTEFACTOS MECÁNICOS; PARTES DE ESTAS MÁQUINAS O APARATOS	55,791	84,603	73,126	76,584	69,233
Total	72,085	110,861	83,079	85,553	88,346

4. Tratamiento arancelario y no arancelario

A continuación se presenta un compendio de las normas legales aplicables a los productos comprendidos en el rubro estudiado.

4.1. COLOMBIA

El siguiente cuadro refleja las posiciones arancelarias según el Nomenclador Común del Mercosur (NCM), para mayor detalle consultar el Anexo I.

Posición Arancelaria (Argentina NCM)	Posición Arancelaria (Colombia)	Tipo de Gravamen	Valor	Entrada en Vigencia
40.16.93.00.990.H - las demás manufacturas de caucho vulcanizado sin endurecer. -- las de más: -- juntas o empaquetaduras ---- las de más ---- las de más	4016.93.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	15%	01-ene-07
72.25.40.90.900.B - productos laminados planos de los demás aceros aleados, de anchura superior o igual a 600 mm. -- los de más, simplemente laminados en caliente, sin enrollar ---- los de más ---- los de más	7225.40.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	0%	12-ago-11
73.04.19.00.000.B - tubos y perfiles huecos, sin soldadura (sin costura), de hierro o acero. -- tubos de los tipos utilizados en oleoductos o gasoductos ---- los de más	7304.19.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	0%	12-ago-11
73.04.41.00.000.Y - tubos y perfiles huecos, sin soldadura (sin costura), de hierro o acero. -- los de más, de sección circular, de acero inoxidable: ---- estirados o laminados en frío	7304.41.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	0%	12-ago-11
73.06.19.00.900.M - los demás tubos y perfiles huecos (por ejemplo: soldados, remachados, grapados o con los bordes simplemente aproximados), de hierro o acero. -- tubos de los tipos utilizados en oleoductos o gasoductos ---- los de más ---- los de más	7306.19.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	10%	12-ago-11
73.07.19.20.910.D - accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. -- moldeados: ---- los de más -- -- de acero ---- los de más ---- roscados	7307.19.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	5%	05-nov-10
73.07.23.00.000.Z - accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. -- los de más, de acero inoxidable: ---- accesorios de soldar a tope	7307.23.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	0%	12-ago-11
73.07.91.00.100.E - accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. -- los de más: ---- bridas ---- roscados	7307.91.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	5%	05-nov-10
73.07.93.00.290.N - accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. -- los de más: ---- accesorios para soldar a tope ---- de acero sin alea, de diámetro exterior superior a 120 mm ---- los de más	7307.93.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	0%	12-ago-11
73.07.99.00.100.A - accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. -- los de más: ---- los de más ---- roscados	7307.99.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	5%	05-nov-10
73.26.19.00.000.E - las demás manufacturas de hierro o acero. -- forjadas o estampadas pero sin trabajar de otro modo: ---- las de más	7326.19.00.00	GRAVAMEN ARANCELARIO	5%	05-nov-10

4.2. PERÚ

El siguiente cuadro refleja las posiciones arancelarias según el Nomenclador Común del Mercosur (NCM), para mayor detalle consultar el Anexo I.

Posición Arancelaria (Argentina)	Posición Arancelaria (Perú)
40.16.93.00.990.H -las demás manufacturas de caucho vulcanizado sin endurecer. --las demás: ---juntas o empaquetaduras ----las demás -----las demás	4016.93.00.00
72.25.40.90.900.B -productos laminados planos de los demás aceros aleados, de anchura superior o igual a 600 mm. --los demás, simplemente laminados en caliente, sin enrollar ---los demás ----los demás	7225.40.00.00
73.04.19.00.000.B -tubos y perfiles huecos, sin soldadura (sin costura)*, de hierro o acero. --tubos de los tipos utilizados en oleoductos o gasoductos ---los demás	7304.19.00.00
73.04.41.00.000.Y -tubos y perfiles huecos, sin soldadura (sin costura)*, de hierro o acero. --los demás, de sección circular, de acero inoxidable: ---estirados o laminados en frío	7304.41.00.00
73.06.19.00.900.M -los demás tubos y perfiles huecos (por ejemplo: soldados, remachados, grapados o con los bordes simplemente aproximados), de hierro o acero. --tubos de los tipos utilizados en oleoductos o gasoductos ---los demás ----los demás	7306.19.00.00
73.07.19.20.910.D -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --moldeados: ---los demás ----de acero -----los demás -----roscados	7307.19.00.00
73.07.19.20.990.E -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --moldeados: ---los demás ----de acero -----los demás -----los demás	
73.07.23.00.000.Z -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás, de acero inoxidable: ---accesorios de soldar a tope	7307.23.00.00
73.07.91.00.100.E -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás: ---bridas ----roscadas	7307.91.00.00

Posición Arancelaria (Argentina)	Posición Arancelaria (Perú)
73.07.91.00.900.Y -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás: ---bridas ----las demás	
73.07.93.00.290.N -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás: ---accesorios para soldar a tope ----de acero sin alear, de diámetro exterior superior a 120 mm -----los demás	7307.93.00.00
73.07.99.00.100.A -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás: ---los demás ----roscados	7307.99.00.00
73.07.99.00.900.U -accesorios de tubería (por ejemplo: empalmes [racores], codos, manguitos), de fundición, hierro o acero. --los demás: ---los demás ----los demás	
73.26.19.00.000.E -las demás manufacturas de hierro o acero. --forjadas o estampadas pero sin trabajar de otro modo: ---las demás	7326.19.00.00
73.26.90.90.900.X -las demás manufacturas de hierro o acero. --las demás ---las demás ----las demás	7326.90.10.00
81.01.99.90.000.T -volframio (tungsteno) y sus manufacturas, incluidos los desperdicios y desechos. --los demás: ---los demás -- --los demás	8101.99.00.00
81.08.90.00.900.A -titanio y sus manufacturas, incluidos los desperdicios y desechos. --los demás ---los demás	8108.90.00.00
73.06.30.00.399.Z -los demás tubos y perfiles huecos (por ejemplo: soldados, remachados, grapados o con los bordes simplemente aproximados), de hierro o acero. --los demás, soldados, de sección circular, de hierro o acero sin alear --- obtenidos a partir de productos planos laminados en frío ----los demás -----los demás	7306.30.10.00
72.08.51.00.900.D -productos laminados planos de hierro o acero sin alear, de anchura superior o igual a 600 mm, laminados en caliente, sin chapar ni revestir. --los demás, sin enrollar, simplemente laminados en caliente: ---de espesor superior a 10 mm ----los demás	7208.51.10.00

5. Organización del sector, entes reguladores y de control.

En el presente capítulo se describirán las principales características de los organismos de regulación y control de la actividad hidrocarburífera en ambos países.

5.1. COLOMBIA

El sector de hidrocarburos de Colombia comprende la realización de las actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización.

▪ *Producción*

Con representación de las multinacionales más importantes del mundo como ser BP, SHELL, Total, EXXON, PETROBRAS y otras menores de origen estadounidense. Empresas de Rusia, India y China han comenzado a hacer presencia en este país.

Las privadas tienen, a partir de la adopción de nuevo contrato petrolero en 2004 los mismos derechos que las entidades públicas ECOPETROL y TGI (Transportadora de Gas del Interior), antes de esta fecha la participación era del 50 % en los contratos de asociación.

▪ *Refinación*

En refinación, las refinerías son actualmente estatales, pero con la nueva política de modernización de la refinería de Cartagena entra fuertemente el sector privado con 51% de participación en la propiedad y operación de la misma.

Dentro de la política energética de los últimos años se busca que las nuevas refinerías sean construidas y operadas por el sector privado.

▪ *Transporte de petróleo y productos*

En Colombia para el transporte se utilizan oleoductos, poliductos y gasoductos la mayor parte de ellos son públicos pero ya hay una presencia importante del sector privado.

Distribución de combustibles



Como se puede observar el sector hidrocarburos de Colombia es mixto en su composición accionaria ya que coexisten el sector privado y el público.

5.1.1. Organización del sector de hidrocarburos

Colombia se encuentra dividida en departamentos y estos a su vez en municipios, existiendo empresas relacionadas al sector también en estos niveles.

Para el presente informe se identificará al sector hidrocarburífero a nivel nacional - presentado en el siguiente gráfico -, para finalizar se establecerán las relaciones existentes entre los distintos organismos.

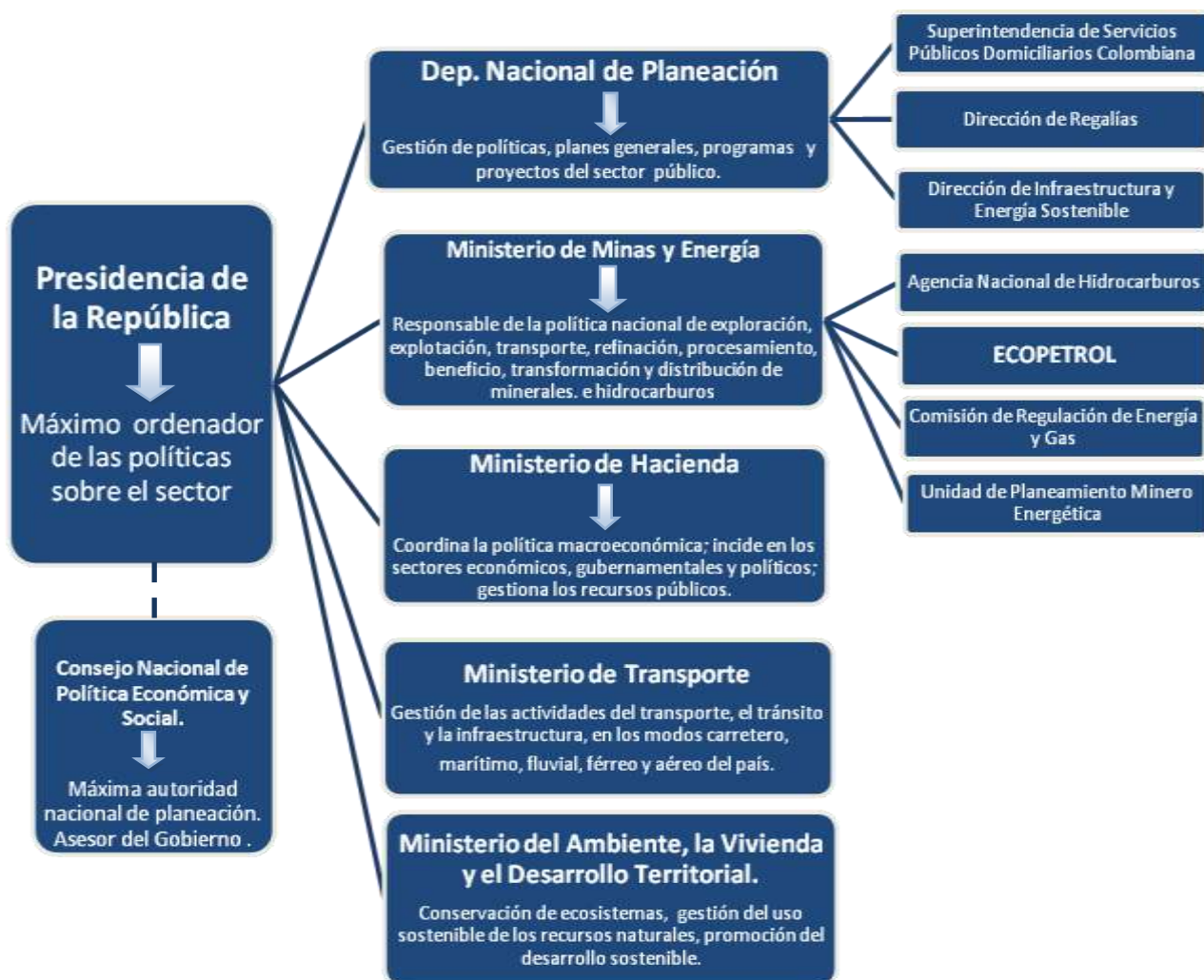


Gráfico: Principales Organismos del Estado que intervienen en el Desarrollo de la Industria Petrolera en Colombia

Primero se hará una descripción de las entidades que tienen que ver con el sector de hidrocarburos desde un punto de vista nacional.

Como todo sector productivo, el hidrocarburífero depende de políticas de estado, por lo tanto la **Presidencia de la República** es el máximo ordenador de las políticas sobre el sector.

A continuación se describen las principales características de los organismos que se muestran en el gráfico.

Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES): Es la máxima autoridad nacional de planeación y se desempeña como organismo asesor del Gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social del país.

- Integrado por los ministros del área económica presidido por el Presidente de la República.
- La secretaría del CONPES está a cargo del Departamento Nacional de Planeación.

Dependiendo directamente de la Presidencia de la República se encuentra el **Departamento Nacional de Planeación-DNP**, organismo que tiene como objetivos fundamentales la preparación, el seguimiento de la ejecución y la evaluación de resultados de las políticas, planes generales, programas y proyectos del sector público. A continuación se detallan las principales características de este organismo:

Sus funciones están establecidas en el Decreto 3517 del año 2009, entre las principales se encuentran:

- Coordinar la formulación del Plan Nacional de Desarrollo para su evaluación por parte del Consejo Nacional de Planeación, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes y para su posterior presentación al Congreso de la República, coordinar su ejecución, realizar el seguimiento y la evaluación de gestión y resultados del mismo.
- Desarrollar las orientaciones de planeación impartidas por el Presidente de la República, coordinando el trabajo de formulación del Plan Nacional de Desarrollo.
- Participar en la evaluación de los proyectos de inversión privada nacional o extranjera que requieran intervención del Gobierno Nacional.
- Diseñar instrumentos para la difusión de las metodologías y resultados del seguimiento y evaluación de los programas y políticas en el marco del Plan Nacional de Desarrollo.
- Trazar las políticas generales y desarrollar la planeación de las estrategias de control y vigilancia, para la adecuada y eficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- Controlar y vigilar directamente o mediante la contratación de interventores, la correcta utilización de los recursos provenientes de regalías y compensaciones causadas por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado y tomar los correctivos necesarios en los casos que se determine una mala utilización de dichos recursos.
- Dirigir, coordinar y dar cumplimiento a las políticas de inversión pública referentes al Fondo Nacional de Regalías, de conformidad con lo previsto en la Constitución y la Ley.
- Diseñar las metodologías para declarar viables proyectos a ser financiados con recursos de regalías o compensaciones.

El DNP en su estructura interna cuenta con dos direcciones especialmente dedicadas al sector de hidrocarburos, las mismas son:

- Dirección de Regalías, que administra todo lo relacionado a las regalías.
- y la Dirección de Infraestructura y Energía Sostenible, que atiende lo relacionado a la energía en general.

También se encuentran entidades adscritas como ser la **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios Colombiana (SSPD)**, encargada de hacer el seguimiento y control a las empresas de servicios públicos domiciliarios.

De la estructura ministerial colombiana son cuatro los ministerios directamente afectados a esta actividad, estos son:

- Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público
- Ministerio de Vivienda y Medio Ambiente
- Ministerio de Transporte

Ministerio de Minas y Energía es el Encargado de la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos; también se encarga de establecer la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas. El cumplimiento de estas políticas se realizan a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

En el año 2004 se realiza una separación de roles en el estado y este sector que hasta dicho momento fue gestionado y regulado por Ecopetrol, se divide provocando i) reestructuración de Ecopetrol, y ii) creación de la **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)**.

Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitiva a Ecopetrol y al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros. Estas reformas obligan a Ecopetrol a competir con los demás por contratos de exploración y producción.

También dependen de este ministerio dos entidades más la **Unidad de Planeamiento Minero-Energético (UPME)** y la **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos de

Colombia, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.

Su principal objetivo es administrar las reservas de manera tal que permita la provisión de energía abundante y asequible; y la generación de una actividad económica que proporcione recursos al Estado.

Son algunas de sus funciones principales

- Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos.
- Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, haciendo el seguimiento de los mismos y garantizando el bienestar de la población y la seguridad integral en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.
- Establecer las áreas para exploración y/o explotación.
- Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos.
- Organizar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia.
- Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.
- Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.
- Realizar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la Ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas.
- Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.
- Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.
- Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.
- Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de contratos y convenios de exploración y explotación o por reversión de concesiones vigentes.
- Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.

- Verificar y supervisar las especificaciones y destino del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.
- Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 del año 2006.

De acuerdo con los Estatutos Sociales, el objeto social de Ecopetrol S.A. "es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos."

En relación con el recurso hidrocarburífero son objetivos de Ecopetrol

- La exploración y explotación de hidrocarburos en áreas o campos petroleros que, antes del 1º de enero de 2004: a) se encontraban vinculadas a contratos ya suscritos o, b) estaban siendo operadas directamente por Ecopetrol S.A.
- La exploración y explotación de las áreas o campos petroleros que le sean asignadas por la ANH.
- Exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior, directamente o a través de contratos celebrados con terceros.
- Refinación, procesamiento y cualquier otro proceso industrial o petroquímico de los hidrocarburos y derivados en instalaciones propias o de terceros, en el territorio nacional y en el exterior.
- Compra, venta, importación, exportación, procesamiento, almacenamiento, mezcla, distribución, comercialización, industrialización, y/o venta de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, en Colombia y en el exterior.
- Transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte o almacenamiento propios o de terceros, en el territorio nacional y en el exterior.
- Garantizar obligaciones ajenas cuando ello sea estrictamente necesario dentro del giro de sus negocios y en el marco de su objeto social, previa autorización de su Junta Directiva.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo creado por las leyes 142 y 143 del año 1994 como resultado de la Constitución de ese mismo año, con el objetivo de establecer políticas para separar del gobierno central algunas funciones de regulación.

Las leyes antes mencionadas también establecen las funciones y competencias que le fueron asignadas a la CREG entre las cuales se puede mencionar:

- Regular los monopolios en la prestación de los servicios para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes y no impliquen abuso de la posición dominante garantizando servicios de calidad. Evitando la concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público.
- Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.
- Establecer las normas de calidad a las que deben cumplir las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
- Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore, cuando encuentre que son necesarias.
- Mediar y resolver conflictos que surjan entre empresas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.
- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos.
- Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.
- Ordenar la liquidación de empresas monopolísticas oficiales en el campo de los servicios públicos y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere esta ley.
- Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión, estableciendo las tarifas para cobrar por el transporte e interconexión a las redes.
- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es una unidad administrativa especial con patrimonio propio y personería jurídica, cuenta con regímenes especiales en temas de contratación de personal y salarios. Tiene autonomía presupuestal. Tiene por objetivo planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las

entidades del sector mineroenergético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida.

Dentro de sus principales funciones se encuentran:

- Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que apunten al desarrollo del mercado nacional dentro de una economía globalizada.
- Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos minero-energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
- Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.
- Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales.
- Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de los recursos mineros y energéticos.
- Establecer los volúmenes máximos de combustible líquidos derivados del petróleo a distribuir por Ecopetrol en cada municipio de conformidad con la ley vigente.
- Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector minero-energético.
- Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos, energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.
- Asesorar en materia de planeación sectorial al Ministerio de Minas y Energía realizando estudios económicos cuando se requiera y apoyar con información de mercados de interés sectorial a los agentes.
- Fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias.
- Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultar al cuerpo consultivo permanente.
- Organizar, operar y mantener la base única de información estadística oficial del sector minero-energético, estableciendo indicadores de evaluación del sector minero-energético a utilizar en la elaboración de informes.
- Conceptuar sobre la viabilidad financiera de los proyectos presentados por los entes territoriales y las empresas de servicios públicos para ser financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas,

por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas o por el fondoo Especial Cuota de Fomento de Gas

Ministerio de Hacienda y Crédito Público: Coordina la política macroeconómica; define, formula y ejecuta la política fiscal del país; incide en los sectores económicos, gubernamentales y políticos; y gestiona los recursos públicos de la Nación, desde la perspectiva presupuestal y financiera, mediante actuaciones transparentes, personal competente y procesos eficientes, con el fin de propiciar: Las condiciones para el crecimiento económico sostenible, y la estabilidad y solidez de la economía y del sistema financiero; en pro del fortalecimiento de las instituciones, el apoyo a la descentralización y el bienestar social de los ciudadanos.

Son algunas de sus funciones:

- Preparar, para ser sometidos a consideración del Congreso de la República, los proyectos de acto legislativo y ley, los proyectos de ley del Plan Nacional de Desarrollo, del Presupuesto General de la Nación y en general los relacionados con las áreas de su competencia.
- Coordinar, dirigir y regular la administración y recaudación de los impuestos que administra la Unidad Administrativa Especial, Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales; y regular de conformidad con la ley, la administración y recaudo de las rentas, tasas, contribuciones fiscales y parafiscales, multas nacionales y demás recursos fiscales, su contabilización y gasto.
- Preparar los proyectos para reglamentar el proceso de aforo, tasación y recaudo de los gravámenes arancelarios y los demás temas relacionados.
- Coordinar y preparar los proyectos para reglamentar la administración de los servicios aduaneros.
- Apoyar la definición de las políticas, planes y programas relacionados con el comercio exterior del país, en coordinación con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
- Dirigir la preparación, modificación y seguimiento del Presupuesto General de la Nación, del presupuesto de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, de las Sociedades de Economía Mixta asimiladas a estas, en las condiciones establecidas en la ley.
- Vigilar el uso de recursos públicos administrados por entidades privadas. En ejercicio de esta función podrá objetar la ejecución y administración de estos recursos, en las condiciones propuestas por el administrador de estos, cuando esta no se ajuste a la ley o a los lineamientos de la política económica y fiscal.
- Participar en la elaboración del Proyecto de Ley del Plan Nacional de Desarrollo y elaborar el proyecto de ley anual del presupuesto en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación y los demás organismos a los cuales la ley les haya dado injerencia en la materia.
- Efectuar el seguimiento a la gestión financiera y a las inversiones de las entidades descentralizadas del orden nacional.

Ministerio de Vivienda y Medio Ambiente: Responsable de definir las políticas y regulaciones de las que dependerán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.

Son algunas de sus funciones:

- Diseñar y formular la política nacional en relación con el ambiente y los recursos naturales renovables, y establecer las reglas y criterios de ordenamiento ambiental de uso del territorio y de los mares adyacentes, para asegurar su conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente.
- Diseñar y regular las políticas públicas y las condiciones generales para el saneamiento del ambiente, y el uso, manejo, aprovechamiento, conservación, restauración y recuperación de los recursos naturales, a fin de impedir, reprimir, eliminar o mitigar el impacto de actividades contaminantes, deteriorantes o destructivas del entorno o del patrimonio natural, en todos los sectores económicos y productivos.
- Apoyar a los demás Ministerios y entidades estatales, en la formulación de las políticas públicas, de competencia de los mismos, que tengan implicaciones de carácter ambiental y desarrollo sostenible. Y establecer los criterios ambientales que deben ser incorporados en esta formulación de las políticas sectoriales.
- Participar con el Ministerio de Relaciones Exteriores en la formulación de la política internacional en materia ambiental y definir con éste los instrumentos y procedimientos de cooperación, y representar al Gobierno Nacional en la ejecución de tratados y convenios internacionales sobre ambiente recursos naturales renovables y desarrollo sostenible."
- Orientar, en coordinación con el Sistema Nacional de Prevención y Atención de Desastres, las acciones tendientes a prevenir el riesgo ecológico.

Ministerio de Transporte

Encargado de formular y adoptar las políticas, planes, programas, proyectos y regulación económica del transporte, el tránsito y la infraestructura, en los modos carretero, marítimo, fluvial, férreo y aéreo del país.

Son algunas de sus funciones:

- Formular las políticas del Gobierno Nacional en materia de tránsito, transporte y la infraestructura de los modos de su competencia.
- Establecer la política del Gobierno Nacional para la directa, controlada y libre fijación de tarifas de transporte nacional e internacional en relación con los modos de su competencia, sin perjuicio de lo previsto en acuerdos y tratados de carácter internacional.

- Formular la regulación técnica en materia de tránsito y transporte de los modos carretero, marítimo, fluvial y férreo.
- Formular la regulación económica en materia de tránsito, transporte e infraestructura para todos los modos de transporte.
- Elaborar el proyecto del plan sectorial de transporte e infraestructura, en coordinación con el departamento Nacional de Planeación y las entidades del sector y evaluar sus resultados.
- Elaborar los planes modales de transporte y su infraestructura con el apoyo de las entidades ejecutoras, las entidades territoriales y la Dirección General Marítima.

5.1.2. Funcionamiento del Sector

El sector hidrocarburífero funciona por la interacción de los distintos organismos que fueron presentados en el presente capítulo.

La SNP en diálogo con todos los ministerios diseña el plan para el sector, el cual responde al plan de desarrollo que presenta el gobierno a iniciar su mandato. Estos planes que tienen una duración de cuatro años, presentan las políticas y los programas; también presentan información financiera, es decir los presupuestos de inversión y las fuentes de financiación.

Por otra parte, el DNP como coordinador de los planes de inversión y secretaria ejecutiva del CONPES, presenta regularmente a esta instancia que se reúne periódicamente proyectos, cambios en política y propuestas del subsector de hidrocarburos en consonancia con el Ministerio de Minas y Energía, que a su vez consulta a los organismos adscritos como la ANH, ECOPETROL y la CREG.

Tanto en la ANH, ECOPETROL como la CREG tienen asiento los ministros de Hacienda y Minas y Energía y el director del DNP, así que cualquier cambio en el subsector está discutido por todos los interesados a nivel nacional.

5.2. PERÚ

5.2.1. Organización del sector de hidrocarburos

Si bien en lo que corresponde a las Actividades de Hidrocarburos el Ministerio de Energía y Minas es el ente rector, existen otros organismos de un nivel superior al MEM, así como del mismo nivel, e incluso de nivel inferior, que tienen injerencia en el desarrollo de la Industria Petrolera, de su normativa, de su fiscalización y sobre todo de los aspectos socio ambientales que deben respetarse. EL Gráfico 4 muestra en forma resumida los principales organismos estatales que de una u otra manera intervienen dentro del desarrollo de la Industria Petrolera Peruana.

El Ministerio de Energía y Minas es el máximo organismo en materia de hidrocarburos en el Perú, existen también otras estructuras de nivel superior o inferior que tienen injerencia en el sector, por temáticas asociadas a su fiscalización, a su normativa o bien

al respeto de cuestiones socio-ambientales. El siguiente gráfico refleja la vinculación entre todos ellos.

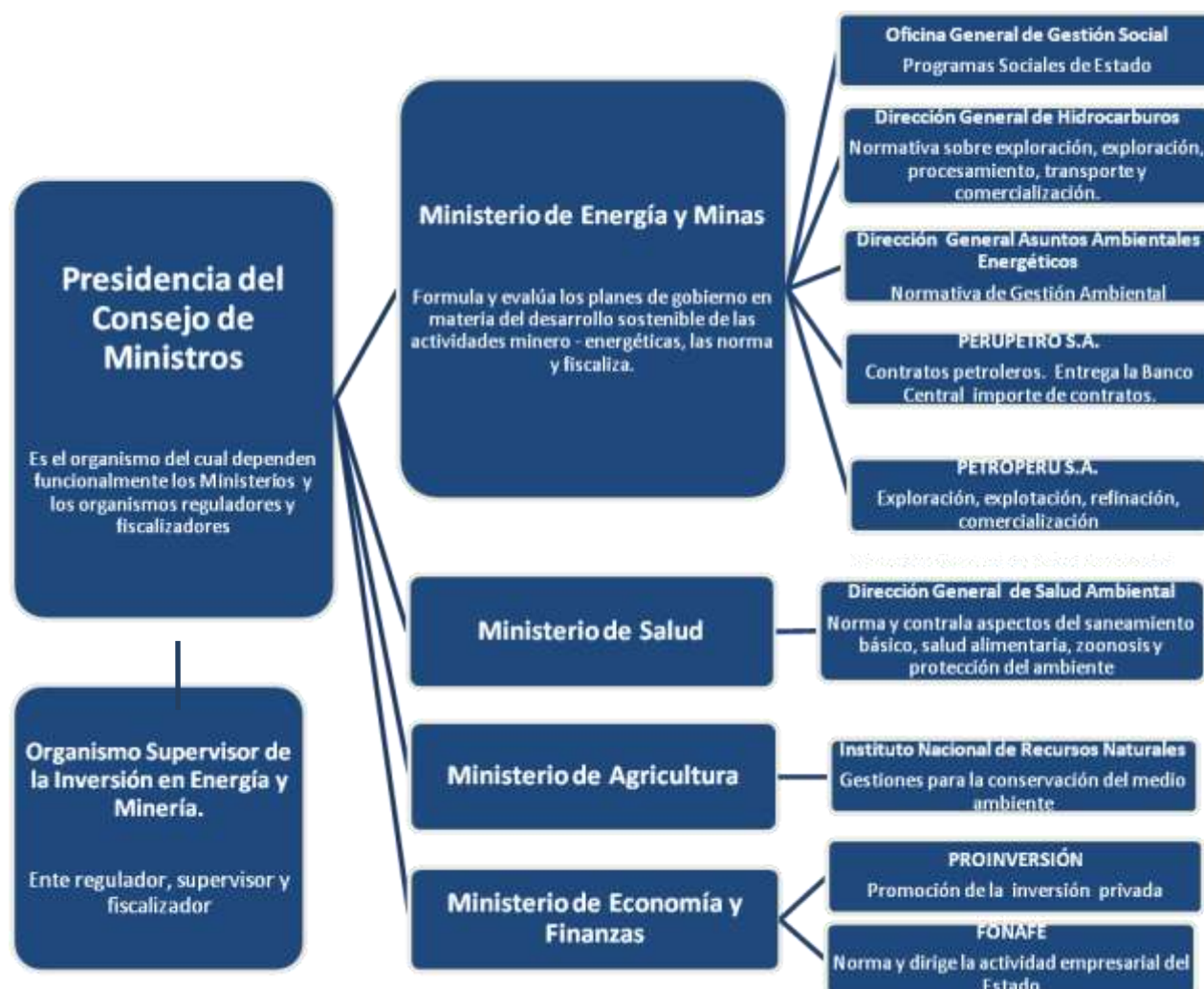


Gráfico: Principales Organismos del Estado que intervienen en el Desarrollo de la Industria Petrolera en el Perú.

Presidencia del Consejo de Ministros (PCM) Es el organismo del cual dependen funcionalmente los Ministerios y desde luego el de Energía y Minas. También dependen organismos reguladores y fiscalizadores, entre los que se encuentra el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Al depender directamente del PCM este organismo tiene la facultad de revertir o anular una situación, acción o propuesta que genere el Ministerio de Energía y Minas.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Ente regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. La misión del

OSINERGMIN es regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades

Ministerio de Energía y Minas (MEM)- Es un organismo público integrante del Poder Ejecutivo, con personería jurídica de derecho público, tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero – energéticas; normando, fiscalizando y/o supervisando, su cumplimiento; cuidando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

Son algunos de sus objetivos:

- Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población.
- Promover el desarrollo sostenible, racional y competitivo del sector minero, priorizando la inversión privada y fomentando las relaciones armoniosas entre las empresas del sector minero y la sociedad civil.
- Promover la preservación y conservación del medio ambiente por parte de las empresas del sector energía y minas, en el desarrollo de las diferentes actividades sectoriales fomentando las relaciones armoniosas entre las empresas del sector energético y la sociedad civil.
- Contar con una organización transparente, eficiente, eficaz y descentralizada, que permita el cumplimiento de su misión a través de procesos sistematizados e informatizados, con personal motivado y altamente calificado y con una cultura de planeamiento y orientación a un servicio de calidad al usuario.

Con relación directa al sector hidrocarburífero dependen del Ministerio de Minas y Energía la **Dirección General de Hidrocarburos (DGH)**, la **Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE)** y la **Oficina General de Gestión Social (OGGS)**.

Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del Subsector Hidrocarburos; proponer y/o expedir la normatividad promoviendo las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos; y ejercer el rol concedente a nombre del Estado .

Son algunas de sus funciones:

- Proponer la política del Subsector Hidrocarburos en concordancia con las políticas de desarrollo sectorial y nacional.
- Elaborar y evaluar el Plan Referencial de Hidrocarburos así como el Plan de Desarrollo de Hidrocarburos.
- Participar en la elaboración del Plan de Desarrollo Energético y del Balance Energético Nacional y las proyecciones sobre las perspectivas energéticas nacionales en coordinación con las otras direcciones generales del Sector Energía.
- Promover las inversiones en el Subsector Hidrocarburos.
- Promover y difundir el uso racional de la energía, las energías renovables y la eficiencia energética, así como la transferencia de tecnología en el Sector, para el incremento de su competitividad y productividad;
- Formular y proponer las normas técnicas y legales relacionadas al Subsector Hidrocarburos, promoviendo su desarrollo sostenible y tecnificación, colaborando en la elaboración de límites y estándares de eficiencia en el consumo energético y en comités técnicos intersectoriales.
- Evaluar y emitir opinión sobre solicitudes de concesiones y autorizaciones para desarrollar actividades de transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos.
- Efectuar el seguimiento al cumplimiento de los compromisos de las consideraciones establecidas en los contratos de concesión.
- Elaborar el Libro de Reservas de Hidrocarburos, participando además en el Anuario Estadístico de Hidrocarburos.
- Administrar el Registro de Hidrocarburos de los agentes de la cadena de comercialización.

Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE). La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos tiene las funciones y atribuciones siguientes: Proponer la política de conservación y protección del medio ambiente para el desarrollo sostenible de las actividades energéticas, en concordancia con las políticas de desarrollo sostenible sectorial y nacional;

- Formular, proponer y aprobar, cuando corresponda, las normas técnicas y legales relacionadas con la conservación y protección del medio ambiente en el Sector Energía.
- Normar la evaluación de los estudios ambientales de las actividades del Sector Energía; analizar y emitir opinión sobre las denuncias por trasgresión de la normatividad ambiental y establecer las medidas preventivas y correctivas necesarias para el control de dichos impactos.
- Calificar y autorizar a instituciones públicas y privadas para que elaboren estudios ambientales sobre el impacto del desarrollo de las actividades energéticas.
- Elaborar y promover los estudios ambientales necesarios para el desarrollo y crecimiento de las actividades del Sector Energía.

- Evaluar y aprobar los estudios ambientales y sociales que se presenten al Ministerio de Energía y Minas referidos al Sector Energía.
- Elaborar y promover Programas de Protección Ambiental y de Desarrollo Sostenible en el Sector. Energía en coordinación con las Direcciones Generales de Electricidad e Hidrocarburos, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, empresas del Sector y otras instituciones públicas y privadas.
- Asesorar a la Alta Dirección en los asuntos ambientales del Sector Energía.
- Promover y ejecutar los proyectos y analizar las solicitudes de Cooperación Técnica Internacional vinculada con los asuntos ambientales en el Sector Energía, en coordinación con la Agencia Peruana de Cooperación Internacional (APCI). Promover programas de entrenamiento y capacitación sobre temas ambientales, en el país o en el extranjero tanto en el Sector Público como en el Privado.
- Recopilar y participar en el procesamiento y análisis de la información estadística sobre las acciones de conservación y protección del medio ambiente en el ámbito sectorial.
- Expedir resoluciones directorales en el ámbito de su competencia. Informar y opinar sobre asuntos de su competencia.
- Realizar las demás funciones que se le asigne.

Oficina General de Gestión Social. La Oficina General de Gestión Social es el órgano de asesoramiento encargado de promover las relaciones armoniosas entre las empresas minero-energéticas y la sociedad civil, incluidos los gobiernos locales y regionales, de propiciar el manejo de mecanismos de diálogo y concertación en el Sector y de colaborar en el diseño de programas de desarrollo sostenible. Depende jerárquicamente del Despacho Ministerial.

Son algunas de sus funciones y atribuciones:

- Formular políticas y colaborar en el diseño de programas de desarrollo sostenible a favor de las poblaciones asentadas en las zonas de influencia de los proyectos minero energéticos.
- Asesorar a la alta dirección en el Fortalecimiento de las relaciones armoniosas entre las empresas minero energéticas, los gobiernos regionales y locales, la sociedad civil y otras entidades públicas y privadas;
- Proponer las normas legales necesarias para el mejoramiento de las relaciones entre las empresas del Sector, los gobiernos locales y regionales y la sociedad civil, así como para la prevención y solución de conflictos;
- Asesorar a la alta dirección en la promoción de mecanismos de diálogo y concertación entre las empresas del Sector y las poblaciones locales, fomentando la suscripción de acuerdos entre las partes;
- Efectuar el seguimiento a los compromisos sociales que asumen las empresas con las poblaciones involucradas en coordinación con las Direcciones Generales correspondientes;

- Promover, en coordinación con la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos y la Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros la realización de estudios sociales necesarios para el desarrollo y crecimiento responsable de las actividades privadas en el Sector minero energético;
- Asesorar a la Alta Dirección y emitir opinión en los asuntos referidos a las relaciones de las empresas minero-energéticas con la sociedad civil y los gobiernos locales y regionales, de acuerdo a la normatividad vigente.
- Asesorar a la Alta Dirección en la promoción de proyectos y analizar las solicitudes de Cooperación Internacional vinculada con los asuntos sociales, en coordinación con la Agencia Peruana de Cooperación Internacional (APCI), la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto, la Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros y la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos

PERUPETRO S.A. Es la Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa, de acuerdo a los objetivos, políticas y estrategias que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.

Son algunas de sus funciones:

- Promover la inversión en las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos.
- Negociar, celebrar y supervisar los contratos así como los convenios de evaluación técnica.
- Formar y administrar a través de terceros el Banco de Datos con la información relacionada a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, pudiendo disponer de ella para promocionarla con la participación del sector privado, así como para su divulgación con fines de promover la inversión y la investigación.
- Asumir el pago que corresponda por concepto de canon, sobrecanon y participación en la renta. Comercializar exclusivamente a través de terceros y bajo los principios de libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, cuya propiedad le corresponda.
- Entregar al Tesoro Público los ingresos como consecuencia de los contratos, habiendo realizado previamente las deducciones que prevé la ley.
- Proponer al Ministerio de Energía y Minas otras opciones de políticas relacionadas con la exploración y la explotación de hidrocarburos.
- Participar en la elaboración de los planes sectoriales.
- Coordinar con las entidades que corresponden, el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente.

PETROPERU S.A. - Empresa dedicada a llevar a cabo actividades de hidrocarburos según lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, actúa con plena autonomía

económica, financiera y administrativa y de acuerdo con los objetivos, políticas y estrategias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Además. Puede realizar y celebrar toda clase de actos y contratos y regirse en sus operaciones de comercio exterior por los usos y costumbres del comercio internacional y por las normas del derecho internacional y la industria de hidrocarburos generalmente aceptadas. Puede negociar negociar Contratos con PERUPETRO S.A. en exploración y explotación de operaciones o servicios petroleros, con lo cual PETROPERÚ ejercerse el rol de Contratista.

Banco Central de Reserva del Perú - Es el conductor de la Política Monetaria cuya misión principal es preservar la estabilidad monetaria, que incluye estabilidad de precios, control de la inflación, regular la cantidad de dinero, entre otros. Es una persona jurídica de derecho público, con autonomía y su finalidad es la de preservar la estabilidad monetaria. Sus funciones son regular la moneda y el crédito del sistema financiero, administrando las reservas internacionales a su cargo y las demás que señala su Ley Orgánica.

Interviene en los Contratos Petroleros en representación del Estado, garantizando que el Contratista goce del régimen cambiario vigente en la fecha de suscripción del Contrato y en consecuencia, tenga derecho a la disponibilidad, libre tenencia, uso y disposición interna y externa de moneda extranjera, así como la libre convertibilidad de moneda nacional a moneda extranjera en el mercado cambiario de oferta y demanda.

Ministerio de Salud. Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA) - Es el órgano técnico normativo en los aspectos relacionados al saneamiento básico, salud alimentaria, zoonosis y protección del ambiente. Norma y evalúa el Proceso de Salud en el Sector. Concerta el apoyo y articulación para el cumplimiento de sus normas con los Organismos que apoyan o tienen responsabilidades en el control del ambiente. Del mismo modo, coordina el marco técnico normativo con los Institutos Especializados, Organismos Públicos de Salud, y con la Comunidad Científica Nacional e Internacional.

Son algunas de sus funciones:

- Proponer y hacer cumplir la política nacional de salud ambiental, a fin de controlar los agentes contaminantes y mejorar las condiciones ambientales para la protección de la salud de la población.
- Articular y concertar los planes, programas y proyectos nacionales de salud ambiental
- Establecer las normas de salud ambiental y monitorear y evaluar su cumplimiento
- Conducir la vigilancia de riesgos ambientales y la planificación de medidas de prevención y control
- Promover en la sociedad una conciencia en salud ambiental, propiciando su participación en la búsqueda de entornos ambientales saludables que permitan la protección de la salud, el autocontrol de los riesgos ambientales y el desarrollo de una mejor calidad de vida de las personas

- Desarrollar la investigación aplicada con base en los riesgos ambientales identificados.

Ministerio de Agricultura, Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA). Es un Organismo Público Descentralizado del Ministerio de Agricultura para realizar las acciones necesarias para el aprovechamiento sostenible de los recursos renovables, vigilando la conservación de la gestión sostenible del medio ambiente rural y la biodiversidad silvestre.

Este organismo es el primero que determina y/o autoriza si un área es posible de ser contratada para llevar a cabo Actividades de Hidrocarburos, mediante la definición de las Áreas Naturales Protegidas y su categoría. Debe guardar estrecha coordinación con PERUPETRO S.A., sobre todo para la contratación de Lotes.

Ministerio de Economía y Finanzas : Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE): es una Empresa de Derecho Público adscrita al Sector Economía y Finanzas, encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado. Bajo el ámbito de FONAFE se encuentran únicamente las empresas que cuentan con participación mayoritaria del Estado, excluyendo las Empresas Municipales, las Empresas y los Centros de Producción y de Prestación de Servicios de las Universidades Públicas.

Son funciones del FONAFE son:

- Aprobar el presupuesto consolidado de las empresas, en las que su participación accionaria es mayoritaria, en el marco de las normas presupuestales correspondientes;
- Aprobar las normas de gestión de estas empresas;
- Ejercer la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas, creadas o por crearse, en las que participa el Estado y administrar los recursos derivados de dicha titularidad.

Ministerio de Economía y Finanzas – PROINVERSIÓN - Es la Agencia del Gobierno dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas, encargada de la promoción de la inversión privada. Su Consejo Directivo está conformado los ministros de Economía y Finanzas; Transporte y Comunicaciones; de Energía y Minas; de Vivienda, Construcción y Saneamiento; de la Producción; de Comercio, Exterior y Turismo; Ministro de Agricultura.

Esta estructura le permite definir una prioridad a los proyectos generalmente de alcance nacional que resulten de importancia para el país y que tengan un impacto significativo en la economía y por ende, en lo social.

5.2.2. Interrelaciones

El Ministerio de Energía y Minas (Sector Energía y Minas), es el ente Rector de las Actividades de Hidrocarburos. Sus Direcciones Generales de Hidrocarburos y de Asuntos Ambientales Energéticos son los organismos encargados de elaborar, aprobar,

proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las normas pertinentes, en sus diferentes niveles.

Las Empresas estatales PERUPETRO S.A. (Contratación Petrolera) y PETROPERÚ S.A. (Empresa Petrolera), pertenecen al Sector Energía y Minas y por lo tanto, actúan de acuerdo a la política por éste impartida.

El OSINERGMIN, si bien es un organismo que depende de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), tiene como función la fiscalización de toda las Actividades relacionadas con el Sector Energía y Minas (Energía: Hidrocarburos y Electricidad), así como la supervisión de los Contratos de Concesión que suscriba la DGH. Interviene en la aprobación del diseño, construcción y operación de la infraestructura necesaria de las Actividades de Hidrocarburos, a través de sus Informes Técnicos Favorables (ITF).

El MEM debe coordinar sus acciones con otros organismos como el BCR, INRENA, DIGESA y PROINVERSIÓN, que si bien pertenecen a otros sectores, están facultados por ley para otorgar autorizaciones que competen a su ámbito de acción, relacionadas con la contratación petrolera. Por ejemplo, con el BCR coordina la Garantía del Estado para el régimen cambiario y la disponibilidad de divisas para los Contratistas; con el INRENA, la autorización para llevar a cabo Actividades de Hidrocarburos en Áreas Naturales Protegidas, como: Reservas Indígenas, Parques Nacionales, Santuarios, etc. Con DIGESA, asuntos ambientales y de salud de las poblaciones impactadas directa o indirectamente por la Industria Petrolera y con PROINVERSION, asuntos referentes a la promoción y licitación para la contratación petrolera.

El Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) es el organismo rector de la política ambiental nacional. Tiene la finalidad de planificar, promover, coordinar, controlar y velar por el ambiente y el patrimonio natural de la nación. Constituye un organismo público descentralizado adscrito al ámbito de la presidencia del Consejo de Ministros y por tanto se relaciona y coordina directamente con todos los sectores.

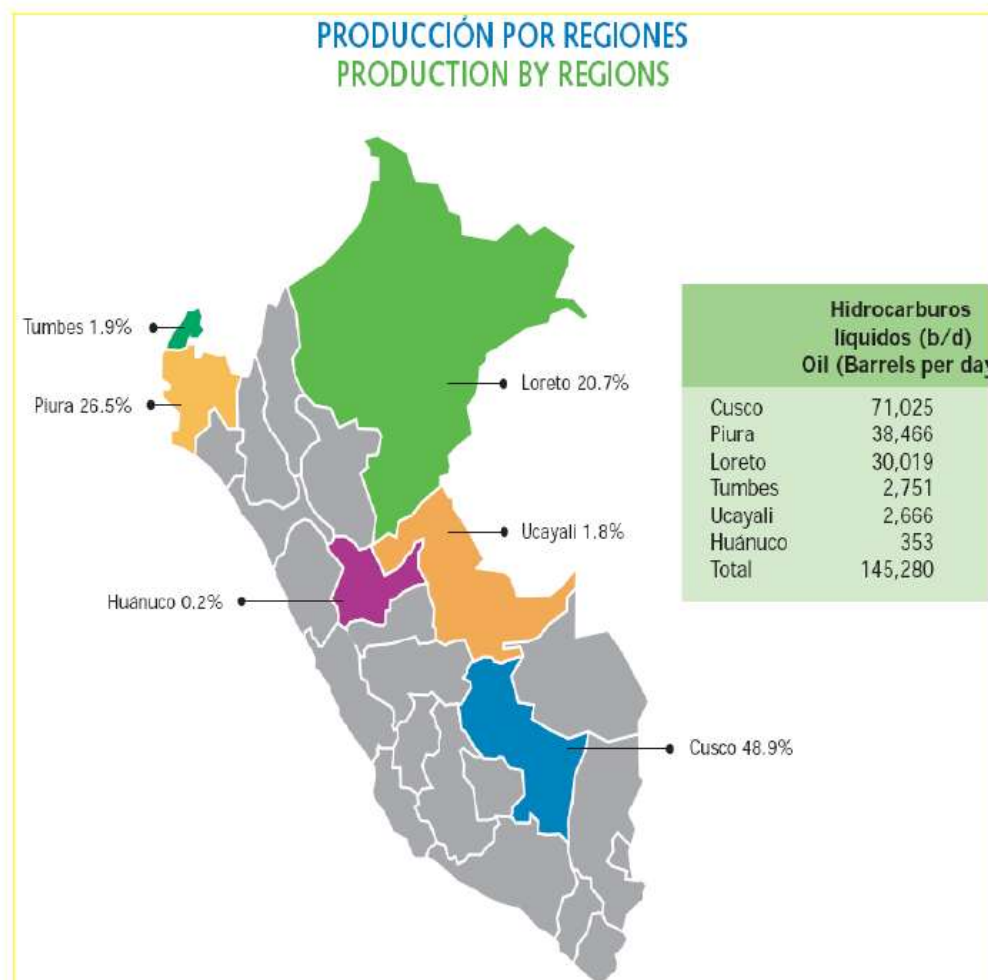
La Dirección de Arqueología, órgano dependiente de la Dirección de Patrimonio Histórico Colonial y Republicano del Instituto Nacional de Cultura – INC, está encargado de la identificación, registro y estudio del Patrimonio Arqueológico Inmueble integrante del Patrimonio Cultural de la Nación, así como de su preservación, conservación, puesta en valor y uso social. Entre sus funciones, está la de expedir el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos – CIRA. El CIRA es exigido por el INC como requisito previo al movimiento de tierras. Este documento es de carácter indefinido y certifica la ausencia de sitios arqueológicos de la superficie, para la autorización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

6. DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE LOS RECURSOS, INFRAESTRUCTURA Y PROYECTOS

6.1. PERU

Tres son las zonas petroleras del Perú, el noroeste costero peruano, el zócalo continental y la selva peruana. Geográficamente la zona petrolera del noroeste está conformada por dos regiones, Tumbes y Piura.

La región noroeste del Perú es la segunda zona petrolera más importante en la producción de hidrocarburos líquidos a nivel nacional con una producción diaria de 41,217 barriles de hidrocarburos por día entre Piura y Tumbes.



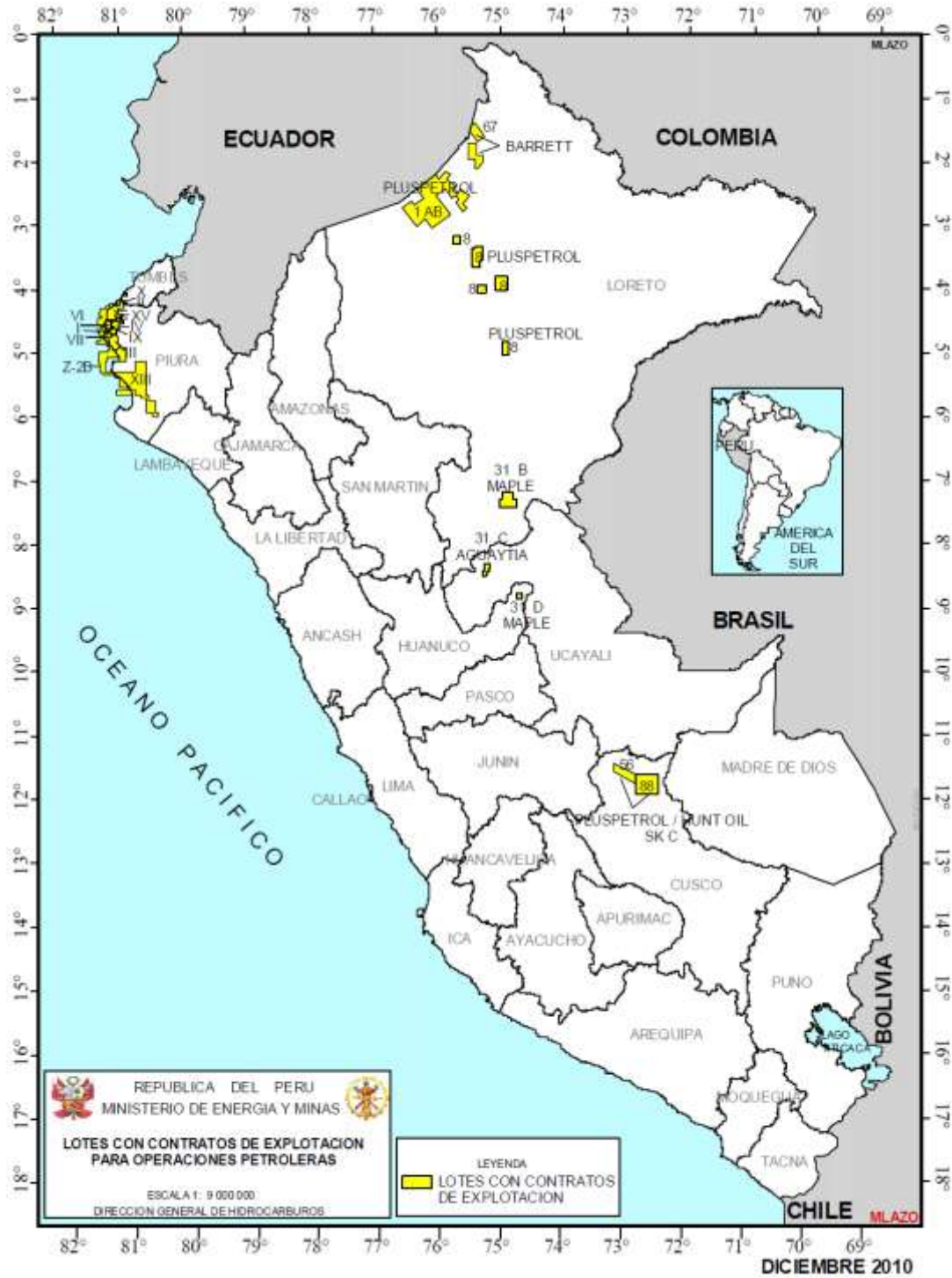
En Peru hay 18 cuencas sedimentarias con potencial de hidrocarburos, la mayoría de ellas en la selva. 9 de antearco situadas en la costa; 7 de antepaís situadas en la selva y la faja pegada subandina y 2 intramontañas.

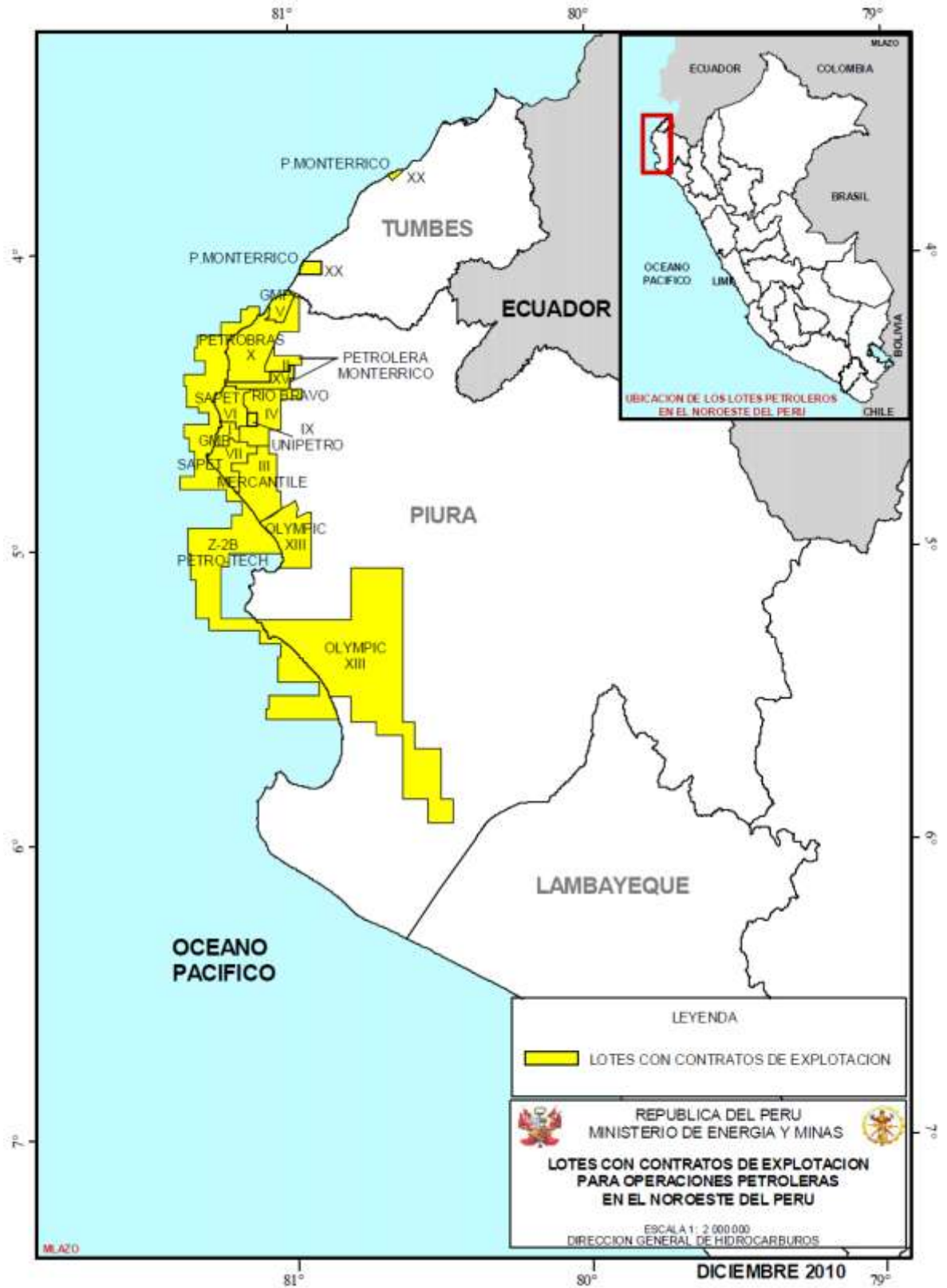
1. Tumbes - Progreso
2. Talara
3. Trujillo
4. Lima
5. Lancones
6. Sechura
7. Salaverry
8. Pisco
9. Moquegua
10. Santiago
11. Bagua
12. Huallaga
13. Ene
14. Titicaca
15. Marañón
16. Ucayalli
17. Madre de Dios
18. Mollengo

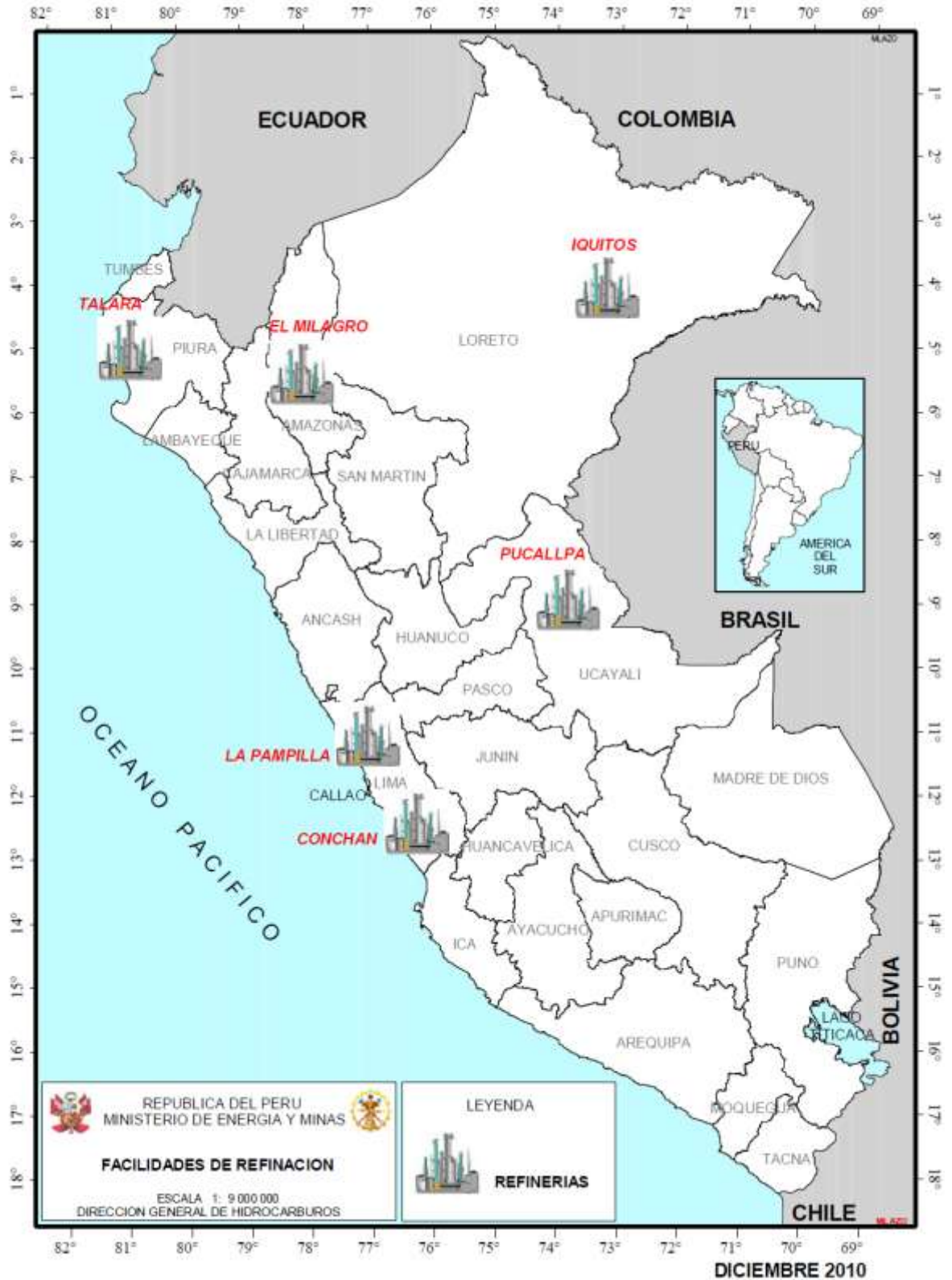


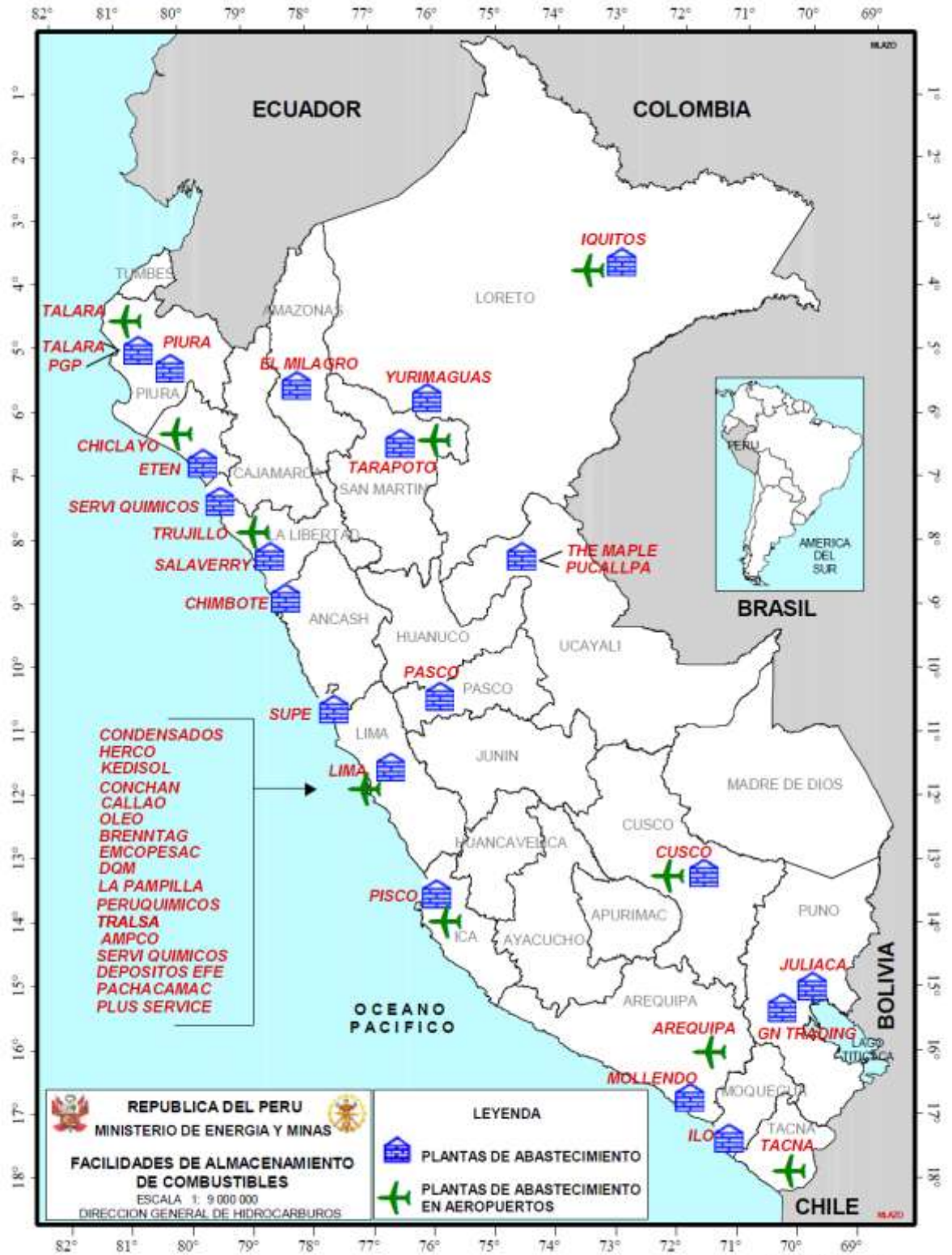


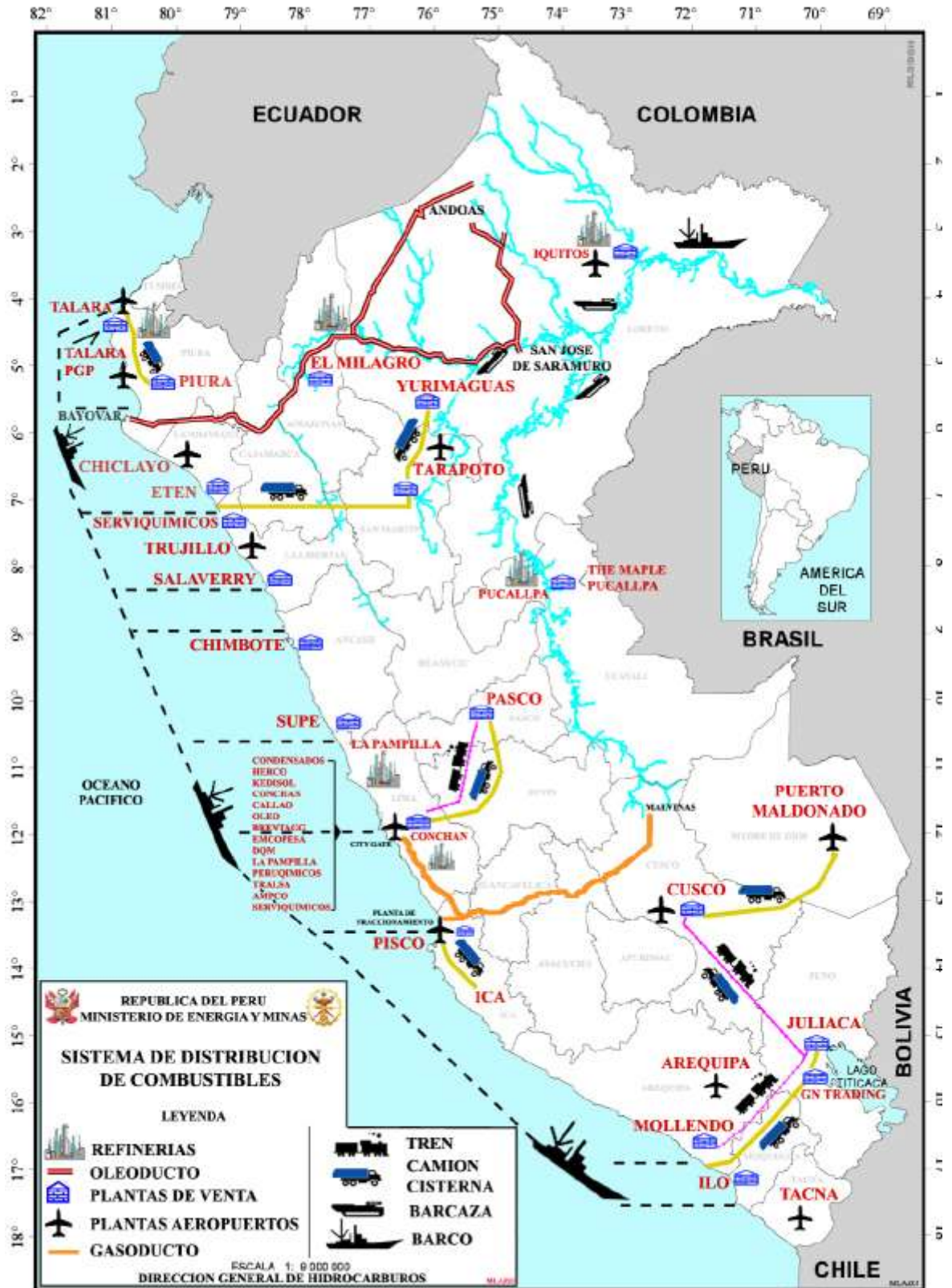












6.2. COLOMBIA

En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren la mayor parte del territorio nacional, alrededor de 1,036,450 kms².

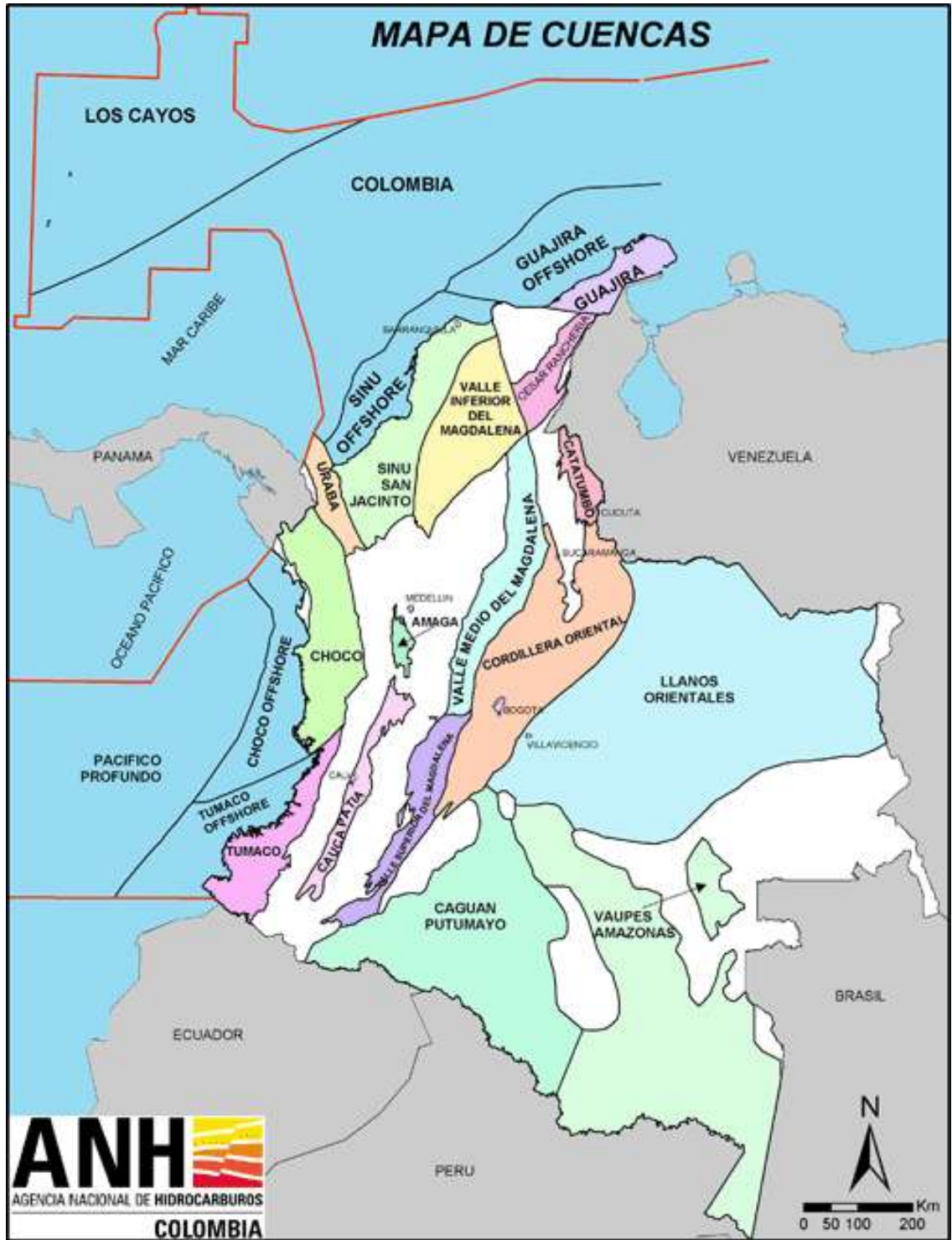
Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas dentro de dos grandes grupos: Cuencas con producción y Cuencas sin producción. En el primer grupo se encuentran las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira, con un muy buen conocimiento geológico, geofísico y técnico.

Dentro de las cuencas sin producción se encuentran: Caguán – Vaupés, Amazonas, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Cauca-Patía, Urabá, Chocó, Pacífico, Tumaco, Sinú–San Jacinto y Cayos y que corresponden a áreas con un menor grado de información geológica y geofísica disponible, en las cuales no se han descubierto hidrocarburos a nivel comercial.

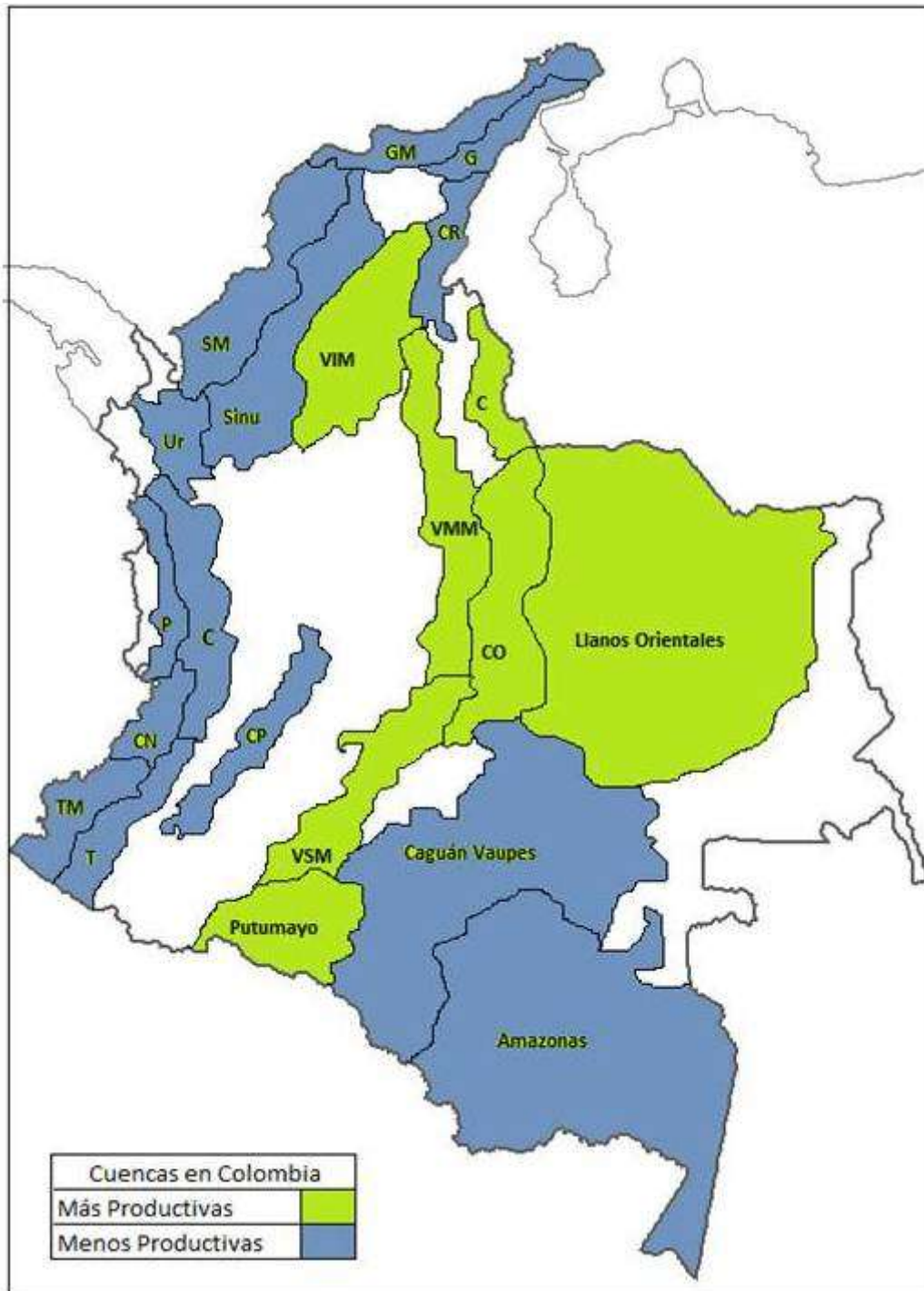
Los principales campos de explotación se encuentran en la región de los Llanos Orientales y en La Guajira, adicionalmente se encuentran otros campos en producción en las cuencas del Valle Medio y Valle Superior, así como en Catatumbo.

De los 96 TPC de gas natural que corresponden a las reservas potenciales, el 56% (es decir alrededor de 54 TPC) están ubicados entre las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena, del Putumayo y La Guajira. Los 42 TPC restantes de gas natural se distribuyen en las cuencas que no se encuentran actualmente en producción.

6.2.1. Cuencas



6.2.2. Producción promedio diaria por cuenca – 2011



Llegar a producir un millón de barriles diarios es la meta a más corto plazo que tiene el Gobierno colombiano. El año pasado la producción más alta de la que se tiene registro fue en el mes de noviembre con 961.982 barriles diarios promedio en el país. Producción que se vio afectada por los múltiples problemas sociales y de seguridad los cuales afectaron la normal operación en diferentes campos petroleros.

Cuando se analizan los resultados promedios anuales, Colombia en 2011 aumentó significativamente la producción de hidrocarburos. El año pasado se registraron

915.263 barriles promedios diarios, aumentando en 16% la producción anual en comparación al 2010, donde fueron 785.865 los barriles promedio diarios producidos.

Las empresas que más barriles de petróleo promedio diario aportaron al país en 2011 fueron: Ecopetrol con 323.703 (35,37% de la producción total nacional), Meta Petroleum Limited con 201.942 barriles (22,06%) y Occidental de Colombia con 72.220 (7,89%).

En Colombia existen 23 diferentes cuencas productoras de hidrocarburos, de las cuales sólo 7 se resaltan por su aporte a la producción nacional. En 2011 la cuenca de los Llanos Orientales fue la que mayor producción de hidrocarburos registró, con 666.289 barriles promedio diarios representó el 72,80% de la producción total nacional.

Producción promedio diaria por Cuencas petroleras en Colombia - 2011		
Cuenca	Promedio	Participación
Llanos Orientales	666.289	72,80%
Valle Medio del Magdalena	130.497	14,26%
Valle Superior del Magdalena	74.796	8,17%
Putumayo	38.503	4,21%
Catatumbo	3.294	0,36%
Cordillera Oriental	1.102	0,12%
Valle Inferior del Magdalena	783	0,09%
Total	915.263	100%

6.2.3. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia

En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción; en 2008 contribuyeron con alrededor del 60% y del 25% de la producción nacional respectivamente.

El gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Según el decreto 1493 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, el SNT "es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento".



6.2.4. Sistemas Petrolíferos Colombianos

La ANH, a partir de la revisión de la información básica de geología y geoquímica se elaboró la Tabla 1 en donde se resume la información de los sistemas petrolíferos de las diferentes cuencas. Adicionalmente se elaboraron modelos geoquímicos 1D con la

información estratigráfica y geoquímica. A partir de estos modelos se elaboraron los cuadros de eventos de los sistemas petrolíferos correspondientes.

La siguiente tabla incluye la siguiente información para cada cuenca: identificación de las rocas fuente, reservorio, y sello. Contenido promedio de porcentaje de carbono orgánico total (TOC), índice de hidrogeno (HI), reflectancia de vitrinita (Ro), espesor promedio de la formación generadora y extensión de la cocina de hidrocarburos. Los datos geoquímicos para cada cuenca fueron tomados de Organic Geochemistry Atlas of Colombia (2009).

Tabla1. Resumen de los sistemas petrolíferos en las cuencas sedimentarias colombianas.

CUENCA	ROCA FUENTE	ROCA RESERVORIO	ROCA SELLO	TOC Actual %	HI mg HC/g	Ro	ESPESOR m	EXTENSION COCINA km ²
LLANOS ORIENTALES	Fm. Gacheta	Fms. Mirador, Barco, Carbonera	Fms. Carbonera, Guadalupe	2,00	300	0.8	200	55800.00
	Fm. Barco			2,00	200	0.6	300	30452.00
CATATUMBO	Fm. La Luna	Fm. Barco	Fms. Colón, Los Cuervos	3,20	300	0.7	62	2277.21
	Fm. Capacho			2,10	350	0.8	200	3202.74
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	Fm. Porquero	Fm. Ciénaga de Oro	Fms. Ciénaga de Oro, Tubará	2,00	300	0.5	250	9792.00
	Fm. Ciénaga de Oro			2,00	200	0.5	120	7990.00
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	Fm. La Luna	Fms. Los Santos, Rosablanca, Tablazo	Fms. Paja, Simiti	4,00	350	0.8	300	3827.00
	Grupo Calcáreo Basal			4,00	300	0.9	200	4282.00
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	Grupo Villeta Cenomaniano	Fm. Caballos y el Grupo Guadalupe	Fm. Caballos, Grupo Villeta	7,00	360	0.7	200	3192.00
CAGUAN PUTUMAYO	Grupo Villeta	Fm. Caballos	Fm. Rumiayaco	3,00	700	0.7	200	5228.58
VAUPÉS - AMAZONAS	Calizas de Berlín	Fm. Araracuara	Formaciones arcillosas del Neogeno	1,50	150	1	40	18097.63
SINU - SAN JACINTO	Fm. Carsona	Fm. San Cayetano	Fm. Maco	2,00	200	0.4	250	12740.18
CAUCA-PATIA	Fm. Guachinte - Ferreira	Fm. Chimborazo	Fm. Guachinte - Ferreira	2,00	300	0.5	180	2058.00
CESAR-RANCHERIA	Fm. La Luna (Subcuenca Cesar)	Fm. Rio Negro	Fm. Molino	3,00	400	0.6	250	2863.09
	Fm. La Luna (Subcuenca Ranchería)			3,00	300	0.7	200	993.73
GUAJIRA Y GUAJIRA OFFSHORE	Fm. La Luna	Grupo Cogollo	Fms. Colón, Siamaná	2,00	200	0.7	100	3567.43
CORDILLERA ORIENTAL	Fm. Une - Fm. Guaduas	Fm. Une	Fm. Socha	2,00	40	1,69	200	640,77
URABA	Shales del Mioceno	Areniscas del Mioceno	Arcillolitas Intercaladas del Mioceno	2,00	300	0,4	300	2980,45
TUMACO	Limolitas del Oligoceno	Rocas Calcareas del Oligoceno	Limolitas del Mioceno Tardío	4,00	400	0,6	100	15126,53
CHOCO	Fm. Iro	Fm. Condoto	Fm. Itsmina	2,00	300	1	300	4103,46

6.2.5. Potencial Hidrocarburífero de las cuencas colombianas

CUENCA	POTENCIAL RECURSOS AREA 90% (BBP)	POTENCIAL RECURSOS AREA 50% (BBP)	POTENCIAL RECURSOS AREA 10% (BBP)
LLANOS	81.05	45.03	9.01
CATATUMBO	2.79	1.55	0.31
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	11.88	6.60	1.32
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	27.68	15.38	3.08
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	22.20	12.33	2.47
CAGUAN PUTUMAYO	2.06	1.14	0.23
VAUPÉS - AMAZONAS	3.05	1.70	0.23
SINU - SAN JACINTO	8.85	4.42	0.88
CAUCA-PATIA	2.08	1.16	0.23
CESAR-RANCHERIA	8.05	4.47	0.9
GUAJIRA - GUAJIRA OFFSHORE	0.94	0.52	0.10
CORDILLERA ORIENTAL	0,32	0,18	0,04
URABA	1.34	0,75	0.15
TUMACO	3.40	1,89	0.38
CHOCO	4.62	2,56	0.51

7. Directorio de organismo Públicos con competencia en el sector.

7.1. COLOMBIA

Organismo	ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos
Direccion	Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2
Ciudad	Bogota
Contacto	José Armando Zamora Reyes
Cargo	Director General
Telefono	57 1 593 17 17
E-mail	info@anh.gov.co
Web	http://www.anh.gov.co
Descripcion	La ANH es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.
Organismo	CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas
Direccion	Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int.2 oficina 901
Ciudad	Bogota
Contacto	Hernán Molina Valencia
Cargo	Director Ejecutivo
Telefono	57 1 603 2020
E-mail	creg@creg.gov.co
Web	http://www.creg.gov.co/
Descripcion	Es una entidad eminentemente técnica y su objetivo es regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible
Organismo	FENDIPETROLEO - Federación Nacional de Petróleos -
Direccion	Carrera 18 No. 78-40 Oficina 402
Ciudad	Bogota
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 621 8275
E-mail	secretaria@fendipetroleo.com
Web	http://www.fendipetroleo.com/
Descripcion	Organización gremial del sector de combustibles

Organismo	INGEOMINAS - Instituto Colombiano de Geología y Minería
Dirección	Diagonal 53 No. 34-53
Ciudad	Bogotá
Contacto	Mario Ballesteros Mejía
Cargo	Director General
Teléfono	57 1 222 1811
E-mail	
Web	http://www.ingeo Minas.gov.co/
Descripción	Es un establecimiento público del Orden Nacional, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio independiente, adscrito al Ministerio de Minas y Energía. Como su objeto, se establece la realización de la exploración básica para el conocimiento del potencial de recursos y restricciones inherentes a las condiciones geológicas del subsuelo del territorio colombiano; promover la exploración y explotación de los recursos mineros de la Nación y participar, por delegación, en actividades relacionadas con la administración de dichos recursos.

Organismo	IPSE - Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
Dirección	Carrera 12 No. 84-12
Ciudad	Bogotá
Contacto	Edigson Enrique Pérez Bedoya
Cargo	Director General
Teléfono	57 1 644 9300
E-mail	ipse@ipse.gov.co
Web	http://www.ipse.gov.co/
Descripción	El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas-IPSE, es un establecimiento Público de Orden Nacional, adscrito a Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Organismo	Ministerio de Minas y Energía
Dirección	Calle 43 No 57 - 31 CAN
Ciudad	Bogotá
Contacto	
Cargo	
Teléfono	18000910180
E-mail	menergia@minminas.gov.co
Web	http://www.minminas.gov.co
Descripción	El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación, restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental, señalados por la autoridad ambiental competente.

Organismo	SSPD -Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Dirección	Cra. 18 N° 84 – 35
Ciudad	Bogotá
Contacto	
Cargo	
Teléfono	
E-mail	sspd@superservicios.gov.co
Web	http://www.superservicios.gov.co
Descripción	Es un organismo de carácter técnico, creado por la Constitución de 1991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

Organismo	UPME - Unidad de Planeación Minero Energética
Dirección	Carrera 50 # 26-20 Pbx: 57-1 222 06 01
Ciudad	Bogotá
Contacto	Alirio del Mar Fonseca Mejía
Cargo	Director General
Teléfono	57-1 222 06 01
E-mail	contacto@upme.gov.co
Web	http://www1.upme.gov.co/
Descripción	La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, tendrá por objetivo planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida.

7.2. PERU

PERUPETRO
<ul style="list-style-type: none"> •Nombre corto: PERÚPETRO •Dirección: Av. Luis Aldana N° 320 – San Borja •Teléfono: (511) 617 1800 •País: Perú •Sitio Web: www.perupetro.com.pe • Email General: fsotta@petroperu.com.pe
<p>Descripción: PERUPETRO S.A. es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, una Empresa Estatal de Derecho Privado, que en representación del Estado Peruano, se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú.</p> <p>El 19 de agosto de 1993 se promulgó la ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, la misma que entró en vigencia el 18 de noviembre de 1993. Dicha norma fue modificada por las Leyes 26734 del 30 de diciembre de 1996, 26817 del 23 de junio de 1997, 27343 del 1° de septiembre de 2000, 27377 del 6 de diciembre de 2000 y la Ley 27391 del 29 de diciembre de 2000.</p> <p>En mérito a esta norma, que tiene por objeto promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, el Estado peruano creó Perupetro S.A. como una empresa estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, la cual inicia sus actividades el 18 de noviembre de 1993.</p>

PROINVERSIÓN

- Nombre corto: Proinversión
- Dirección: Av. paseo de la República 3361 – Piso 8 – San Isidro
- Teléfono: 5116121200
- Provincia: Lima
- País: Perú
- Sitio Web: <http://www.proinversion.gob.pe>
- Contaco1: Héctor René Rodríguez
- Título: Director Ejecutivo.
- Email: hrodriguez@proinversion.gob.pe
- Contacto2: Luis Ortigas Cúneo
- Título: Jefe de Proyectos en asuntos eléctricos e hidrocarburos.
- Email: lortigas@proinversion.gob.pe

Descripción: Agencia de Promoción de la inversión privada en Perú. Tiene como misión promover la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población.

ProInversión ofrece sus servicios para la instalación de empresas en Perú en tres etapas: Pre-establecimiento, establecimiento y post-establecimiento.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

- Nombre corto: **Osinergmin**
- Dirección: **Bernardo Monteagudo # 222, Distrito de Magdalena**
- Teléfono: **51-1-2193400**
- Fax: **51-1-2193413**
- Ciudad: **Lima 17**
- País: **Perú**
- Sitio Web: <http://www.osinerg.gob.pe/>
- Email General: webmaster@osinerg.gob.pe

Descripción: El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es una empresa peruana pública que no cotiza en la bolsa, reguladora local de inversión en energía y minería. Su misión es regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

- Dirección: Av. Las Artes Sur 260 San Borja , Perú
- Teléfono: (51) 1 4111100
- E-mail: webmaster@minem.gob.pe
- Web: www.minem.gob.pe

Descripción: El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo.

El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas.

El Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero - energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento; cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

INSTITUTO GEOLOGICO MINERO Y METALURGICO

Siglas: INGEMMET

Representante: HUGO RIVERA MANTILLA

Cargo: DIRECTOR TECNICO

Teléfono 051 1 618 9800

Fax: 225-4540

Apartado Postal: APARTADO C 889-LIMA 41,PERU

Dirección: AV. CANADA N° 1470- SAN BORJA

Ciudad: LIMA

Web: www.ingemmet.gob.pe

Area de Acción: MINERIA, PETROLEO

Modalidad: APOYO TECNICO, INVESTIGACION

Descripción:

El Instituto Geológico Minero y Metalúrgico tiene las siguientes funciones:

- Realizar y fomentar la investigación de los recursos minerales, energéticos e hidrogeológicos del país; generar y actualizar el inventario de los mismos y promover su conocimiento y desarrollo;
- Participar en representación del Estado, en los programas y proyectos de colaboración y cooperación internacional en temas geocientíficos;
- Administrar el inventario nacional de los recursos no renovables del subsuelo;
- Recibir, admitir a trámite y tramitar petitorios de concesión minera a nivel nacional;
- Otorgar títulos de concesión minera;
- Conducir el proceso de remate de petitorios mineros a nivel nacional en los casos de simultaneidad;
- Elaborar el Padrón Minero Nacional;

8. Directorio de asociaciones y agremiaciones con competencia en el sector.

8.1. COLOMBIA

Asociacion	ACIPET - Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos
Direccion	Carrera 11A No. 94A-56 Piso 4
Ciudad	Bogota
Contacto	Hernando Barrero Chaves
Cargo	Presidente
Telefono	57 1 641 1944
E-mail	tecnologia@acipet.com/ hbarrero@acipet.com
Web	http://www.acipet.com
Descripcion	Fue creada en 1962 en el campo petrolero de Tibú, Norte de Santander. Su personería Jurídica fue expedida por el Ministerio de Trabajo y Protección Social en 1974. Acipet es a su vez Cuerpo Técnico Consultivo del Gobierno Nacional en materia de Hidrocarburos.

Asociacion	ACP -Asociación Colombiana del Petróleo
Direccion	Carrera 7 No.73-47 Piso 12
Ciudad	Bogota
Contacto	Alejandro Martinez V
Cargo	Presidente ejecutivo
Telefono	57 1 212 5758
E-mail	amartinez@cable.net.co / info@acp.com.co
Web	http://www.acp.com.co/
Descripcion	La Asociación Colombiana del Petróleo, es el gremio que agrupa a las compañías petroleras privadas en Colombia. Los miembros de la Asociación desarrollan actividades de exploración, explotación, transporte y distribución de petróleo, sus derivados y gas natural.

Asociacion	ANDI - Asoc. Nacional de empresarios de Colombia . Camara de grandes consumidores de energía y gas
Direccion	Calle 35 No.4-81 Sede Parque Nacional
Ciudad	Bogota
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 338 4951
E-mail	aquiros@andi.com.co
Web	http://www.andi.com.co/
Descripcion	La Asociación Nacional de Empresarios de Colombia – ANDI, es una agremiación sin ánimo de lucro, que tiene como objetivo difundir y propiciar los principios políticos, económicos y sociales de un sano sistema de libre empresa. Fue fundada el 11 de septiembre de 1944 en Medellín y, desde entonces, es el gremio empresarial más importante de Colombia. Está integrado por un porcentaje significativo de empresas pertenecientes a sectores como el industrial, financiero, agroindustrial, de alimentos, comercial y de servicios, entre otros.

Asociacion	CAMPETROL - Cámara Colombiana de Servicios Petroleros
Direccion	Carrera 13 A No. 104-09
Ciudad	Bogota
Contacto	Fredy Castaño R
Cargo	Director Ejecutivo
Telefono	57 1 214 8920
E-mail	campetrol@007mundo.com
Web	http://www.campetrol.org/
Descripcion	Es una entidad gremial, sin animo de lucro creada en 1988 que aglutina las empresas nacionales y extranjeras que ofrecen servicios petroleros. Nuestra función es facilitar la identificación de los problemas comunes de la compañías, procura sus soluciones, asegurando el fortalecimiento de subsector de servicios y suministros de bienes para beneficio del país.

Asociacion	CNO - Gas
Direccion	Calle 31 No. 13A-51, Torre 1, Oficina 215, Edificio Panorama
Ciudad	Bogota
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 742 6779
E-mail	
Web	http://www.cnogas.org.co/
Descripcion	El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO gas- es órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como de las empresas y remitentes del servicio público de gas natural.

Asociacion	NATURGAS- Asociacion Colombiana de Gas Natural
Direccion	Cll 72 No. 10 -70 Torre A Of 705
Ciudad	Bogota
Contacto	Leopoldo Montañez
Cargo	Presidente
Telefono	57 1 212 5758
E-mail	naturgas@naturgas.com.co / naturgas@cable.net.co
Web	http://www.naturgas.com.co
Descripcion	Es un organismo privado, sin ánimo de lucro, con fines científicos y técnicos. Está conformada por 25 empresas que se dedican a la producción, transporte, distribución y comercialización del Gas Natural en Colombia. Tiene por objeto el estudio desde el punto de vista Científico, técnico e institucional, de todos los temas de interés común en las áreas de Seguridad, desarrollo, reglamentación, normalización, utilización de información y cualesquiera otros que afecten o se relacionen con el gas natural.

Asociacion	CPIP - Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos
Direccion	Carrera 11A No. 94A-56, piso 4
Ciudad	Bogota
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 601 9800
E-mail	contacto@cpip.org.co
Web	http://www.cpip.org.co/
Descripción	

8.2. PERÚ

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA - SNMPE

Dirección: **Calle Francisco Graña 671, Magdalena del Mar – Lima 17**

Teléfono: **215 9250**

Contacto 1: **Dr. Hans FLURY ROYLE**

Cargo: **Presidente**

Contacto 2: **Samuel RAMÓN FARRO**

Cargo: **Jefe de Prensa**

E-mail: **sramon@snmpe.org.pe**

Web: **www.snmpe.org.pe**

Descripción: La Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía - SNMPE, es una organización empresarial constituida como una Asociación Civil sin fines de lucro, que agremia a las personas jurídicas vinculadas a la actividad minera, hidrocarburífera y eléctrica. La Sociedad está inscrita en la Ficha 061 del Libro de Asociaciones del Registro de Personas Jurídicas de Lima.

COMEXPERU

Dirección: **Bartolomé Herrera 254, Lima 18, Lima, Perú**

Teléfono: **(511)422-5784**

Web: **www.comexperu.org.pe**

E-mail: **comexperu@comexperu.org.pe**

Descripción:

COMEXPERU es el gremio privado que agrupa a las principales empresas vinculadas al Comercio Exterior en el Perú.

COMEXPERU basa su política y estrategias en tres importantes líneas:

- Promover el desarrollo del Comercio Exterior
- Defender el Libre Mercado.
- Alentar la Inversión Privada.

SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS

Dirección: **Los Laureles 365, San Isidro – Lima, Perú**

Teléfono: **616-4444**

Web: **www.sni.org.pe**

E-mail: **sni@sni.org.pe**

Descripción:

La Sociedad Nacional de Industrias (SNI), es la institución que agrupa a las empresas industriales privadas del Perú. Es una persona jurídica de derecho privado que no persigue fines de lucro, ni desarrolla actividad política partidaria alguna.

Actualmente la SNI cuenta con más de 1,000 de las más representativas empresas del sector industrial del país, que representan el 90% del Valor Bruto de la Producción Nacional. Cabe mencionar que el 16% del producto bruto interno (PBI) del Perú, esta conformado por el aporte del sector industrial.

ASOCIACION NACIONAL DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO Y RAMAS AFINES

Web: www.aemaperu.com

Descripción:

El 17 de enero de 1989, se creó el Instituto de Estudios de Ahorro de Energía y Conservación del Medio Ambiente – AEMA; a partir del 1999 tomó el nombre de Asociación Nacional de Ingeniería de Mantenimiento y Ramas Afines.

AEMA es una institución sin fines de lucro con patrimonio propio que está constituida por personas naturales, jurídicas, empresas industriales y miembros de la Sociedad Nacional de Industrias y de otras instituciones de la actividad productiva y de servicios que voluntariamente deseen integrarla y que desarrollen actividades relacionadas con el mantenimiento.

CAMARA PERUANA DEL GAS NATURAL VEHICULAR

Dirección: **Av. La Encalada 1010 – Of. 405 – Santiago de Surco – Lima, Perú**

Teléfono: **434-5708**

E-mail luisugas@cpgnv.org.pe

Web: www.cpgnv.org.pe

Descripción: La Cámara Peruana del Gas Natural Vehicular es una Institución privada sin fines de lucro, fundada el 30 de Enero del año 2004, con la finalidad de implementar y fomentar el desarrollo del uso del Gas Natural vehicular (GNV) en el mercado nacional mediante la integración y mutua cooperación de las empresas que realizan actividades relacionadas con : i) la producción de gas natural; ii) el transporte de gas natural; iii) la distribución de gas natural; iv) el suministro y comercialización de GNV; v) la producción de bienes relacionados con tales actividades; y vi) la prestación de servicios relacionados con tales actividades.

9. Directorio de empresas del sector.

9.1. COLOMBIA

Empresa	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA
Direccion	Cr 11b # 96-17 Of 201 Ed. Zurich
Ciudad	Bogota
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 6357488
E-mail	
Web	
Descripcion	Industria química minerales básicos

Empresa	BHP BILLITON PETROLEUM
Direccion	Av (Cr) 7 114-33 Of 901
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Luis Carlos Gutierrez
Cargo	
Telefono	(57) (1) 5233800
E-mail	petroleumglobalvendorqueries@bhpbilliton.com
Web	www.bhpbilliton.com
Descripcion	Uno de los mayores productores mundiales de los principales productos básicos, incluyendo aluminio, carbón, cobre, energía, mineral de hierro, manganeso, carbón metalúrgico, níquel, plata y minerales de titanio y uranio, junto con importantes intereses en petróleo y gas. Una organización global y con más de 100 ubicaciones en todo el mundo. Su éxito se basa en los 100.000 empleados y contratistas que trabajan en BHP Billiton.

Empresa	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA
Direccion	Cr9 A 99-02 P-5
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	(57) (1) 6234077
E-mail	www.bp.com
Web	
Descripcion	BP es una de las empresas gasíferas y petroleras líderes en el mundo. Ofrece a sus clientes combustible para el transporte, energía para la luz y

la calefacción, servicios minoristas y productos petroquímicos de uso diario. Con actividades upstream y midstream en 30 países

Empresa	CARBOL - Carbones de Colombia S.A.
Dirección	Calle 63B #71C-98 Of 401
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Wilman Lopez
Cargo	Presidente
Teléfono	57 316 528 2296
E-mail	colombia@carbocol.com
Web	www.carbocol.com
Descripción	Empresa privada de minería con énfasis en Colombia. Incorporado en la provincia de Ontario, Canadá. Incorporado en Bogotá, Colombia. Incorporado en Beijing, China. Broker de inversión Internacional en Colombia. Exploración y Explotación de minas de Oro y Carbón.

Empresa	CODENSA
Dirección	Carrera 13 A Nº 93-66
Ciudad	
País	Colombia
Contacto	Olga Cecilia PEREZ RODRIGUEZ
Cargo	
Teléfono	57 1 601 5699
E-mail	operez@codensa.com.co
Web	
Descripción	CODENSA es la empresa distribuidora de energía más grande de Colombia. Atiende aproximadamente el 22% de la demanda nacional, con cerca de dos millones de clientes en Bogotá, 94 municipios de Cundinamarca, 1 en Boyacá y 1 en Tolima.

Empresa	CEPSA COLOMBIA S A CEPOLSA
Dirección	
Ciudad	
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	
E-mail	
Web	
Descripción	CEPSA inició la exploración en Colombia en el año 2000. En la actualidad cuenta con participaciones en 19 proyectos de Exploración y Producción (E & P) en la Cuenca de Los Llanos y en el Alto Valle del Río Magdalena, de los cuales 12 son operados por CEPSA. En el Valle Superior del Magdalena, el Bloque Espinal, en el que CEPSA tiene una participación del 15%, se encuentra actualmente en operación. En el último año la producción total de este sector ascendió a 3.17 millones de barriles, de los cuales 402.243 corresponden a la participación de CEPSA. En el Campo Canadá Norte de CEPSA tiene una participación del 16,7%. Su producción media diaria

atribuida a CEPSA en el último año ha sido 98,512 barriles por día. En la cuenca de Los Llanos, opera el bloque Caracara después de adquirir el 70% de los derechos de explotación. En 2010, 13 pozos de producción fueron perforados y se realizaron obras de mejora en las instalaciones de tratamiento de fluidos. El resultado de los estudios geológicos llevados a cabo en Caracara fue el reconocimiento de 5,0 millones de barriles en reservas de petróleo crudo, CEPSA tiene derecho a 3,2 millones de barriles de este total.

En 2010, en esta misma cuenca, CEPSA y Petrobras anunciaron el descubrimiento de petróleo en el Balay-1. Otro descubrimiento fue realizado en el bloque Garibay en el que CEPSA es el operador con una participación del 50%. Extensas pruebas están en curso para determinar su viabilidad comercial. En el último año la producción total de este sector ascendieron a 7,4 millones de barriles, de los cuales 4,7 corresponden a la participación de CEPSA.

Empresa	CHEVRON COLOMBIA
Direccion	Calle 100, #7A-81
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	571 639 4444
E-mail	
Web	www.chevron.com
Descripcion	<p>Chevron, en asociación con la compañía petrolera nacional de Colombia, Ecopetrol, opera el gigante yacimiento marino de Chuchupa en el Mar Caribe, así como los campos terrestres Ballena y Riohacha de gas natural en la provincia de La Guajira, norte de Colombia. En 2010, el promedio total de producción diaria de Chevron en Colombia fue de 714 millones de pies cúbicos de gas (249 millones netos).</p> <p>Chevron opera y desarrolla los campos como parte del contrato de Asociación Guajira. Chevron recibe el 43 por ciento de la producción de la vida útil restante de cada campo y un volumen de producción variable a partir de un acuerdo de tarifa fija sobre la base de aportes de capital antes de Chuchupa.</p> <p>En 2010, Chevron llevó a cabo un estudio sísmico de las zonas de desarrollo offshore y onshore. Se están evaluando sus resultados.</p>

Empresa	COINOBRAS
Direccion	Cr34 37-07 Prado
Ciudad	Bucaramanga
Pais	Colombia
Contacto	Freddy Alfonso RODRIGUEZ C.
Cargo	Representante legal
Telefono	57 7 6454092
E-mail	administracion@coinogas.com
Web	www.coinogas.com
Descripcion	<p>CONSTRUCCIONES, CONSULTORIAS E INTERVENTORIAS DE OBRAS CIVILES. "COINOBRAS LTDA", fue fundada en Bucaramanga en febrero 07 de 1.995, sobre la base de conformar una empresa seria y responsable con</p>

sólida infraestructura técnicoadministrativa que le permita en el mediano y largo plazo desarrollar proyectos de ingeniería de importancia en el país, enmarcados en la calidad y el cumplimiento, los cuales constituyen nuestra principal filosofía.

“COINOBRAS LTDA”, continúa actualmente en una fase de consolidación, después de haber ejecutado exitosamente proyectos de relativa importancia para la infraestructura del país, desarrollando consultorías en diversos campos, construyendo acueductos, gasoductos, alcantarillados, edificaciones y vías. Están en condiciones de ofrecer servicios en el área de asesoramiento, suministro de personal y gerencia de proyectos.

Empresa	DRUMMOND LTDA COLOMBIA
Dirección	Puerto Drummond - Km. 10 Vía Ciénaga
Ciudad	Santa Marta
País	Colombia
Contacto	
Cargo	Departamento de compras
Telefono	
E-mail	registroproveedores@drummondltd.com
Web	www.drummondco.com
Descripción	Drummond Ltd. es la sucursal en Colombia de una compañía de los Estados Unidos dedicada principalmente, a la explotación y comercialización del carbón. Desde mediados de la década de los ochenta se iniciaron los trámites y procedimientos legales para desarrollar un proyecto minero de clase mundial en medio del departamento del Cesar, particularmente en el área comprendida entre los municipios de El Paso, La Jagua de Ibirico y Chiriguaná, zona a la que se le denominó Mina Pribbenow, proyecto carbonífero La Loma. Desde allí y a partir de 1995, se ha venido trabajando con mano de obra local para lograr tener una minería de avanzada, con responsabilidad social y ambiental, la cual ha mantenido un crecimiento sostenido, permitiendo la exportación total de su producción a diversos países en el mundo, donde se aprecia el carbón Colombiano por su excelente calidad.

Empresa	ECOGAS - Empresa Colombiana de Gas
Dirección	Calle 35 Numero 1941 oficina 209
Ciudad	Bucaramanga
País	Colombia
Contacto	Geronimo Manuel Guerra Cárdenas
Cargo	Presidente
Telefono	57-7-6421000
E-mail	webmaster@ecogas.com.co
Web	http://www.ecogas.com.co/
Descripción	Compañía colombiana que transporta gas natural desde los campos de

producción hasta el centro del país, a través de una red de 3.662kms de gasoductos, de los cuales 1.877 son operados directamente y los restantes a través de contratos BOMT (por la operación, explotación y mantenimiento). Posee cerca de 50 clientes, entre los que destacan: distribuidores, plantas de termoeléctricas, proveedores de gas natural vehicular, etc. Ecogas era una empresa del Estado antes de ser adquirida por la Empresa de Energía de Bogotá. Ecogas, con el respaldo internacional de sus accionistas mayoritarios - ENI S.p.A. de Italia y E.ON España SL -, brinda el servicio público de distribución de gas natural en las provincias de Córdoba, Mendoza, San Juan, San Luis, Catamarca y La Rioja. Lo hace a través de las dos empresas que la conforman: Distribuidora de Gas del Centro S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S. A.

Empresa	Ecopetrol- • Empresa Colombiana de petróleos
Dirección	35 # 7 - 25 Edificio CAXDAC Piso 4
Ciudad	Bogota
País	Colombia
Contacto	Adrián Alonso Espejo Restrepo
Cargo	Proyectos Exploración y Producción
Telefono	(57+1)2344000
E-mail	adrian.espejo@ecopetrol.com.co
Web	http://www.ecopetrol.com.co
Descripción	<p>Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica. Son dueños absolutos o tienen la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, son reconocidos por la gestión ambiental y, tanto en el upstream como en el downstream, han establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.</p> <p>Cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinerías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.500 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.</p> <p>Tienen a disposición de sus socios el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.</p> <p>Desde 1997 han marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. En 2003 se convirtieron en una sociedad pública por acciones y emprendieron una transformación que garantiza mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la</p>

nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, con la posibilidad de establecer alianzas comerciales fuera del país. Para garantizar la transparencia de sus operaciones y fluidez e integridad en la información, han adoptado un código de Buen Gobierno.

Empresa	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA
Dirección	Carrera 9A Nro. 99-02, Of. 603d, Edificio Citibank
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	571 651 3500
E-mail	
Web	http://www.emeraldenergy.com/
Descripción	Emerald Energy Plc es una compañía del Reino Unido dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos. Tras la adquisición en efectivo sobre el marco del plan de arreglo que se hizo efectiva el 12 de octubre 2009. En Colombia tiene como objeto social la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Empresa	ENERGY INTERNATIONAL
Dirección	Calle 93 B No. 17 – 25 Oficina 309
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Porfirio ROA
Cargo	
Teléfono	5712560425
E-mail	energia.temporal@enintco.com.co
Web	www.energyinternational.com
Descripción	<p>Energy International tiene experiencia extensa en el negocio de proporcionar la generación de energía eficiente, eficaz, flexible, y costo-efectivamente a una variedad amplia de proyectos.</p> <p>La mayoría de las operaciones tienen una necesidad crítica de la producción energética sin interrupción. Energy International tiene una amplia gama de soluciones energéticas usando equipos de Cat®.</p> <p>Energy International también ofrece maestría técnica extensa en la instalación, la operación y el mantenimiento de estas soluciones de energía para asegurar que los clientes mantengan energía costo-efectiva, eficiente y sin interrupción. Las soluciones de energía se pueden instalar con un complemento completo de bancos de carga, transformadores, dispositivos de distribución (switchgear) y tanques de combustible.</p> <p>Además de proveer equipos de generación, Energy International tiene experiencia extensa en proveer equipos auxiliares tal como refrigeradores basados en agua o aire, compresores de aire y calentadores eléctricos.</p>

Empresa	ERAZO VALENCIA & CIA
Dirección	Carrera 6a N° 39-31
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Teléfono	(57+1) 821 9898
E-mail	evc@erazovalencia.com.co
Web	www.erazovalencia.com.co

Descripción	Erazo Valencia S.A. consciente de los desafíos cambiantes de la industria del petróleo ha tomado la decisión de agregar nuevos servicios a los de Well Services que ha manejado durante toda la trayectoria como empresa de servicios, impulsando trabajos de Workover, Alquiler de Herramientas, suministro de Equipos para Perforación y Completamiento; todo dentro del conjunto de calidad, seguridad y cumplimiento que siempre ha caracterizado a la compañía durante más de 25 años de servicios a las empresas operadoras.
-------------	--

Empresa	FEN - Financiera Energética Nacional
Dirección	Carrera 7 N° 71-52 Torre B Piso Sexto
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Luz Esperanza Rojas Jiménez
Cargo	Gerente General
Teléfono	571 326 4999
E-mail	presidencia@fen.com.co
Web	http://www.fen.gov.co/
Descripción	La FEN es una sociedad de economía mixta, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, en la cual la Nación Colombiana cuenta con un 99.36% de participación en su capital social; sus demás accionistas son empresas del sector energético nacional. Corporación Financiera orientada al desarrollo del sector energético, que ofrece productos y servicios financieros, fiduciarios y cambiarios, manteniendo un equilibrio adecuado entre el crecimiento, la rentabilidad y el riesgo asumido en sus operaciones. Tiene por objeto principal ser el organismo financiero y crediticio del sector energético.

Empresa	GECELCA - Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe
Dirección	Carrera 55 # 72 - 109 Piso 9 - Edificio Centro Ejecutivo II
Ciudad	Barranquilla
País	Colombia
Contacto	Andrés Yabrudy Lozano
Cargo	Presidente
Teléfono	57 5 3303000 H14
E-mail	ayabrudi@gelceca.com
Web	http://www.gecelca.com.co/
Descripción	Empresa líder en la Generación y Comercialización de energía eléctrica y de gran dinámica en el mercado de gas natural en Colombia. Dentro de su infraestructura GECELCA S.A. E.S.P. es propietaria y atiende directamente la operación y el mantenimiento de las Unidades I y II de la Central Termoguajira, con una capacidad neta de 151 MW cada una. Además, GECELCA representa la Planta de TEBSA en Barranquilla con un 791 MW de Ciclo Combinado y 127 MW de Ciclo Abierto. Para contar con un total de capacidad efectiva neta en el mercado eléctrico de: 1220 MW. GECELCA es el mayor productor de energía eléctrica en la Costa Atlántica. La generación producida equivale al 75% de la demanda de energía de la Costa Atlántica. Uno de los cuatro mayores generadores del país, con el 10% de la capacidad instalada. El mayor generador térmico del país. (31.2

% de la capacidad térmica instalada). El mayor consumidor de gas en el país (15% de la producción). GECELCA cuenta con plantas de combustible dual (Gas, Carbón, Fuel Oil).

Empresa	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY LLC
Dirección	
Ciudad	
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	
E-mail	
Web	
Descripción	

Empresa	GOLD OIL PLC SUCURSAL COLOMBIA
Dirección	Av. 19 N° 108-45 Of.403
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Dacosta Ordonez Dominic
Cargo	
Teléfono	5716123714
E-mail	ddacosta@bydlegal.com
Web	www.goldoilplc.com
Descripción	<p>Gold Oil Colombia fue establecida en 2006 y actualmente participa en 3 proyectos atractivos.</p> <p>La política actual de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) permite que las empresas privadas tengan beneficios, como el 100% de la propiedad luego del éxito de la exploración.</p> <p>A diferencia de la década de 1980, existe una nueva estabilidad y la seguridad en Colombia.</p>

Empresa	GRAN TIERRA ENERGY INC.
Dirección	Calle 113 No 7-80 17th Floor
Ciudad	Bogota
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	(57-1) 658 5757
E-mail	
Web	http://www.grantierra.com/
Descripción	Gran Tierra Energy Inc. es una empresa internacional petrolera y de gas con sede en Calgary, Canadá, y que opera en América del Sur.

Actualmente, la Compañía tiene participación en propiedades productoras y potenciales en Colombia, Argentina, Perú y Brasil. La estrategia de la compañía se centra en establecer una cartera de oportunidades de perforación para explotar las reservas no desarrolladas para aumentar la producción, así como llevar a cabo la perforación de exploración para aumentar sus reservas futuras.

Empresa	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS
Dirección	Carrera 4a. Nº 72-35, Piso 8, Edificio Siski
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	571 235 0007
E-mail	
Web	http://www.ccenergialtd.com
Descripción	

Empresa	GRUPO LOGISTICO PETRO
Dirección	Cr106 15 A-25 Lt 31 Bdg 18-19-20 Zona Franca
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	D. Giovany Jiménez C.
Cargo	
Teléfono	571 4395658
E-mail	comercial@grupologisticopetro.com.co
Descripción	Grupo Logístico Petro esta netamente se enfoca en el sector de los hidrocarburos e industrial, han dedicado e invertido más de diez años de experiencia, oficinas en los 5 puertos Principales de Colombia (Barranquilla, Santa Marta, Cartagena, Buenaventura y Cúcuta), bodegas, oficinas propias en Zona Franca, filial en Miami – Florida y una cobertura global que permite ofrecer un servicio especializado y personalizado de avanzada en cada uno de los eslabones que conforman el comercio internacional. Servicios principales: Servicio de transporte de carga nacional e internacional especializado B/B, Agenciamiento Aduanero, Importaciones temporales a corto o largo plazo, Asesoría de registro ante Ministerio de Minas para licencias, Logística, Embalaje, Bodegaje, Carga y Descarga, Asesoría en comercio internacional, entre otros relevantes a este extenso dominio.

Empresa	HOCOL S.A
Dirección	Carrera Septima # 113-43, Piso 16
Ciudad	
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	57-1-4884000-
E-mail	claudia.otero@hocol.com.co
Web	http://www.hocol.com.co/index.htm
Descripción	Hocol tiene presencia en campos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y en la región de los Llanos. Inició operaciones en 1962 y sus

inversiones se han enfocado en el aumento de la recuperación secundaria, el desarrollo de las reservas existentes y en mejorar el mantenimiento y el rendimiento de la producción.

Hocol produjo cerca de 15 mil barriles de petróleo por día (kbpd) en 2008 y se espera que se incremente a 22 mil kbpd en 2009. La mayor parte de la producción proviene de los campos San Francisco, Balcón, Palermo y La Hocha, los cuales están situados en el departamento del Huila. También tiene activos productivos en los Llanos Orientales, distribuidos en 6 contratos de asociación (Casanare, Estero, Garceró, Orocué, Corocora y Guarrojo).

Además de ser una empresa rentable para sus accionistas, Hocol ha sido reconocida por sus actividades de Responsabilidad Social y sus programas de inversión social.

Empresa	HUPECOL
Dirección	Calle 113 # 721, Of. 812, Torre A
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	57-1-6292003
E-mail	
Web	
Descripción	Hupecol es un grupo petrogasífero estadounidense constituido en el estado de Delaware y con sus oficinas principales localizadas en la ciudad de Houston, Texas. Son cuatro las empresas que conforman este Grupo: Hupecol Caracara, LLC, Hupecol Llanos LLC, Hupecol Dorotea and Cabiona, LLC y Hupecol Operating Co., LLC, quienes cuentan con diferentes inversionistas, siendo en todas ellas Dan A. Hughes Co., el socio mayoritario. Es Hupecol Operating Co., LLC, la que opera todos los proyectos de las empresas que, en la actualidad, ascienden a un número de doce, ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Recientemente, Hupecol culminó la negociación y venta de dos de sus compañías, Hupecol Llanos, LLC y Hupecol Dorotea and Cabiona, LLC, a Sinopec, y con ello vende los bloques Las Garzas, Leona, Cabiona y Dorotea. Así, el Grupo Hupecol en Colombia conserva su participación en 8 bloques: Los Picachos, Macaya, Serranía, La Cuerva, Tambaquí, Llanos 58, Llanos 62, Gabán y Surimena.

Empresa	INGETEC
Dirección	Carrera 6 No 30 A - 30
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	571 3238050
E-mail	info@ingetec.com.co
Web	www.ingetec.com.co
Descripción	INGETEC está integrado por un grupo de profesionales con alto nivel de especialización, quienes trabajan dentro de las diferentes gerencias y divisiones que componen la organización: Gerencia Técnica, la cual a su

vez se subdivide en las siguientes Divisiones: Planeamiento, Ambiental, Estructuras, Geotecnia, Vías, Tránsito y Transporte, Eléctrica y Electrónica y Mecánica e Industria; Gerencia de Proyectos; Gerencia de Interventorías y Gerencia Administrativa.

La firma cuenta con amplia experiencia en diseño, asesoría y supervisión de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, transporte, disposición de aguas servidas, distritos de riego, carreteras (incluyendo túneles, puentes y viaductos), transporte masivo (metro, buses articulados), estudios ambientales y sociales, desarrollos industriales, entre otros, con liderazgo destacado en diseño de presas, túneles, cavernas y pozos profundos de gran diámetro.

Desde 1998, dispone de un sistema de gestión de calidad, aplicable a todos los servicios prestados por la empresa, certificado por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación – ICONTEC (No.085-1), que opera bajo los requisitos de la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 9001:2000 “Sistemas de gestión de la calidad - Requisitos” y validado a nivel internacional por el IQNET (The International Certification Network).

Desde el año 2005, la compañía implementó un Sistema de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente - SISSOMA, bajo los lineamientos establecidos por la Guía RUC del Consejo Colombiano de Seguridad. A partir de marzo de 2007 se ha mantenido una calificación superior al 90%.

Empresa	INTEROIL EXPLORATION AND PRODUCTION
Dirección	Carrera 7 No. 113-43 oficina 1202, Edifi
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 16205450
E-mail	info@interoil.ch
Web	www.interoil.no
Descripción	<p>InterOil ha sido galardonado en un anuncio final por la Agencia de Hidrocarburos de Colombia (ANH) el bloque Altair en tierra en Colombia. La licencia de Altair se clasificó como el mejor prospecto por nuestro equipo técnico en Suiza y Colombia, y fue también el bloque más codiciados en la ronda de la licencia anterior. El bloque de Altair es una licencia de exploración en la Cuenca de los Llanos muy prolífico. Esta cuenca tiene una superficie de aproximadamente 200.000 km² (77.000 millas cuadradas) y tiene mayor número de Colombia de los campos de petróleo y reservas probadas de petróleo.</p> <p>InterOil será el operador del bloque (160 km²) con un 100% de interés de trabajo, las regalías serán del 8,5%. Nuestros actuales 6 licencias en el Valle Superior del Magdalena cubren un total de 259 km².</p> <p>Exploración Bloque LLA 47 y COR 6</p> <p>InterOil Colombia ha suscrito los bloques de exploración LLA 47 y COR 6 con la Agencia Colombiana de Hidrocarburos (ANH) que los adjudicó en la ronda de licencias de Colombia 2010. La LLA 47 de licencia se encuentra en la prolífica cuenca de los Llanos, y cubre un área de 447 km². El Comité de las Regiones 6 se encuentra en el Magdalena Medio, cerca de nuestros productores de Valle de las licencias existentes y cubre un área de 399 km².</p>

Dos pozos fueron perforados en la parte más meridional de la LLA-47 bloque de probar un cierre estructural en el nivel C7. El Lince-2 y fue una re-perforación de Lince-1 y probado unos 90 barriles al día después de experimentar dificultades técnicas. InterOil se ha comprometido a adquirir 350 kilómetros ² de sísmica 3D y la perforación de 8 pozos de exploración antes de septiembre de 2014.

InterOil va a hacer el trabajo más técnico con el fin de optimizar la posición de los estudios sísmicos 3D. El plan preliminar es la adquisición de la sísmica 3D durante principios de 2012 con el fin de comenzar a perforar a finales de 2012.

InterOil es el operador de los dos bloques con un 100% de interés de trabajo. InterOil tendrá en cuenta la agricultura, una parte de las licencias. InterOil fue ofrecido inicialmente a 3 cuadras de la ronda 2010 ANH licencia

Empresa	ISA - Interconexion Electrica
Direccion	Calle 12 Sur No. 18 -168
Ciudad	Medellin
Pais	Colombia
Contacto	Luis Fernando Alarcón Mantilla
Cargo	Gerente General
Telefono	57 4 325 22 70
E-mail	gerenciageneral@isa.com.co
Web	http://www.isa.com.co/
Descripcion	A través de sus filiales y subsidiarias ISA adelanta importantes proyectos en sistemas de infraestructura lineal que impulsan el desarrollo en el continente. Para lograrlo focaliza sus actividades en los negocios de Transporte de Energía Eléctrica, Operación y Administración de Mercados, Transporte de Telecomunicaciones, Construcción de Proyectos de Infraestructura y Concesiones Viales. Los sistemas de infraestructura lineal de ISA se extienden de ciudad en ciudad y de país en país, punto a punto, contribuyendo al desarrollo de los habitantes de Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Panamá y América Central.

Empresa	ISAGEN S.A. E.S.P.
Direccion	Avenida El Dorado, Carrera 68 D No. 25 B
Ciudad	Bogota
Pais	Colombia
Contacto	Luis Fernando Rico Pinzón
Cargo	Gerente General
Telefono	57 (1) 294 92 00
E-mail	gerenciageneral@isagen.com.co
Web	http://www.isagen.com.co/
Descripcion	Empresa colombiana dedicada a la generación de energía, la construcción de proyectos y la comercialización de soluciones energéticas, con el propósito de satisfacer las necesidades de los clientes. ISAGEN posee y opera cinco centrales de generación, cuatro de ellas de origen hidráulico y una térmica.

Empresa	LEWIS ENERY COLOMBIA INC
Direccion	Av. Cra 7 No. 113- 43 Oficina 802, Torre Samsung
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	57 1 487 5999
E-mail	info@lewisenergy.com
Web	www.lewisenergy.com
Descripcion	Lewis Energy Group es el principal productor de gas natural en el sur de Texas. Tiene operaciones importantes en el Wilcox, Escondido, Olmos, Ford Eagle y formaciones de Edwards, y en constante búsqueda de horizontes nuevos. En estos momentos operan más de 1.300 pozos. Las operaciones internacionales incluyen obras grandes en Colombia y un contrato de servicios múltiples con Pemex en México.

Empresa	MAUREL & PROM COLOMBIA BV
Direccion	Avenida 3C con Calle 67, Centro Comercia
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	Mabel Ruiz
Cargo	Gerente General
Telefono	(0261) 7911221
E-mail	mruiz@colombiamp.com
Web	http://www.maureletprom.fr
Descripcion	<p>El 31 de marzo de 2011, el Grupo anunció la firma de un acuerdo para vender el 49,99% de su participación en Maurel & Prom Colombia BV a Pacific Rubiales Energy.</p> <p>Con su fuerte crecimiento y su experiencia en la producción y el procesamiento de crudo pesado, Pacific Rubiales Energy ha sido seleccionado como un socio estratégico para desarrollar los recursos del Grupo en Colombia, en particular los previstos en el permiso de Sabanero. Esta alianza debe permitir Maurel & Prom monetizar rápidamente los recursos de hidrocarburos .</p> <p>Esta colaboración también permite al Grupo financiar todas las actividades de evaluación, desarrollo y producción de las operaciones, así como un programa de exploración muy determinado por un socio estratégico que cuenta con notable experiencia en la producción de crudo pesado en Colombia.</p>

Empresa	MAXIM WELL SERVICES LTDA MWS
Direccion	Calle 93 No. 11A-28 - Of. 504
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	

Cargo	
Telefono	571 745 0260
E-mail	maximwell@maximwell.com
Web	www.maximwell.com
Descripcion	Entró al mercado colombiano en el año 2004. Está dedicada a la búsqueda y desarrollo de proyectos de exploración, explotación y producción en el sector de hidrocarburos en Latinoamérica y principalmente en Colombia.

Empresa	META PETROLEUM CORP
Direccion	Calle 113 N° 07 80 Torre Ar. Piso 13
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	
E-mail	
Web	
Descripcion	Meta Petroleum, Ltd. produce petróleo desde los campos Rubiales y Piriri petróleo. La compañía fue fundada en 2002 y tiene su sede en Bogotá, Colombia. Desde el 16 de julio de 2007, Meta Petroleum Ltd. es una subsidiaria de Petro Rubiales Energy Corp.

Empresa	MOMPOS OIL COMPANY INC
Direccion	Calle 94 N° 16-09 Of. 403
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	
E-mail	
Web	
Descripcion	

Empresa	Odebretch Colombia
Direccion	Calle 93 N° 11A- 28, Of. 301-304 - Edificio Capital Park 93
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	57-1-6216218
E-mail	dch@odebrecht.com
Web	http://www.odebrecht-ec.com/
Descripcion	La Constructora Norberto Odebrecht ingresó en el país en 1992. A lo largo de los dos años siguientes, fue responsable de las Estaciones de Bombeo de Petróleo de la British Petroleum y, desde 1994 hasta 1995, lideró el proyecto del Puerto Carbonífero Drummond. En 1993, la empresa resultó adjudicataria de la licitación para construir la Ferrovía La Loma-Santa Marta. Las obras fueron concluidas en 1999.

En 1997, la empresa asumió el proyecto de la Usina Termoeléctrica Termoencali. El mismo año también fue responsable del Gasoducto Transmetano y de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales de Cañaveralejo y de Salitre. El proyecto de la Estación de Tratamiento de Aguas Residuales de Cañaveralejo, en Cali, terminó en el 2002. El trabajo de Odebrecht incluyó la construcción, el suministro y el armado de equipamientos, los testes, la operación de la estación y la construcción de edificios de administración y servicios.

También en 1997, la empresa asumió la Hidroeléctrica Miel I, en Caldas. Construida de hormigón compactado con rodillo, Miel I es la represa más alta del mundo en su tipo. El dique tiene 192 metros de altura por 354 de longitud. Con tres turbinas, la usina tiene potencia para generar 375 MW de energía. Las obras quedaron terminadas en el 2002.

El año 2009 marcó el regreso de la Organización a Colombia con la conquista de otro contrato más, esa vez para la construcción del Interceptor Tunjuelo-Canoas. Bajo la conducción de Odebrecht América Latina e Angola, la obra consiste en la ejecución de 11 km de túneles que transportarán parte de las aguas residuales recolectadas en la ciudad de Bogotá a la futura Estación de Tratamiento Canoas.

Este mismo año, en asociación con empresas locales, Odebrecht resultó adjudicataria de la licitación para construir 530 km de la Ruta del Sol, ruta que conectará Bogotá a la costa del Caribe, y cruzará ocho estados y 39 municipios colombianos. La Ruta del Sol está considerada como la obra de infraestructura más importante del país en los últimos años.

Empresa	ONGC VIDESH LIMITED
Direccion	Calle 100 - 13-76
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Sidharta Sur
Cargo	
Telefono	571 4858762
E-mail	s_sur@ongcvidesh.in
Web	www.ongcvidesh.com
Descripcion	Compañía india privada que no cotiza en la bolsa. Se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos, y a la adquisición de campos de petróleo y gas para el desarrollo, transporte y exportación de estos. Centra gran parte de su búsqueda en superficies del extranjero. Según último reporte anual publicado en marzo de 2009, la empresa tiene reservas totales de 406,77MMtoe, una producción de petróleo de 6,556mmt y 2,220bcm de gas natural. Está presente 15 países del mundo, en América Latina cuenta con proyectos y bloques exploratorios en Brasil, Colombia, Cuba y México. ONGC Videsh posee alianzas estratégicas con PDVSA, Petrobras y Ecopetrol.

Empresa	Pacific Rubiales Energy
Direccion	Carrera 11A - N° 94-45, Torre OXO, Piso 9
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Pedro BARRIOS

Cargo	
Telefono	5717560080
E-mail	plbarrios@pacificrubiales.com
Web	www.pacificrubiales.com
Descripcion	<p>Pacific Rubiales Energy es una compañía canadiense con sede en Toronto y oficinas en Bogotá, Colombia que se dedica a la producción y explotación de crudo pesado y gas natural. La empresa es el segundo mayor productor de gas y petróleo del país y tiene una amplia cartera de exploración. A fines de 2009, Pacific Rubiales operaba 35 bloques petroleros en Colombia (siete de producción y 28 de exploración) y tres bloques de exploración en Perú. Rubiales, su principal campo petrolero, cuenta con unos 80 pozos productores de petróleo. La firma también tiene participaciones en varios ductos en Colombia, incluyendo el oleoducto de 235km, Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL), un consorcio controlado por la petrolera estatal Ecopetrol que tiene una capacidad de transporte de 160.000b/d, así como los ductos Guaduas-La Dorada, ODC OAM y Promigas. Pacific Rubiales es propietaria de las empresas de petróleo y gas, Pacific Stratus y Kappa Energy Holdings, así como de Meta Petroleum, una compañía petrolera colombiana que opera los campos petroleros de Rubiales y Piriri en la Cuenca de Llanos, en asociación con Ecopetrol. En la actualidad, la compañía tiene una producción neta de 52.000bep/d y una producción bruta de 127.000bep/d en Colombia. En diciembre del 2009, Pacific Rubiales recibió aprobación del regulador colombiano Superintendencia Financiera para listar sus acciones en la bolsa local de valores. Como resultado de esta acción, la compañía hoy cuenta con una presencia importante en el mercado colombiano.</p>

Empresa	PAN ANDEAN COLOMBIA
Direccion	Cr6 115-65 Of F 501
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	(57) (1) 5205002
E-mail	
Web	
Descripcion	Petróleo y sus Derivados - Energía Equipo y Servicios Petroleros

Empresa	PETROBRAS COLOMBIA
Direccion	Carrera 7 # 71/21 -Torre B. Edificio Bancafe. Piso 17
Ciudad	Bogota
Pais	Colombia
Contacto	Mauro DA SILVA PEREYRA
Cargo	Presidente
Telefono	57-1-3135000
E-mail	marcelalozano@petrobras.com
Web	http://www.petrobras.com/es/paises/colombia/colombia.htm

Descripción	<p>Empresa integrada de energía. Actúa en toda la cadena productiva de petróleo y gas, y en la producción de biocombustibles y otras energías alternativas. Principales números:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Empresa integrada de energía presente en 28 países, en los 5 continentes • 3ª mayor empresa de energía del mundoFuente: PFC Energy (enero/2011) • 4º puesto entre las empresas más respetadas del mundoFuente: Reputation Institute (mayo/2009) • 8ª mayor empresa global por valor de mercado y la mayor de Brasil: US\$164,8 mil millonesFuente: Consultoría Ernst & Young (julio/2009)
-------------	---

Empresa	PETROCOLOMBIA
Dirección	Cr. 7 71-52 Torre B P-14
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Augusto MARTINEZ
Cargo	
Teléfono	571 3170946
E-mail	amartinez@petrocolombia.com.co
Web	www.petrocolombia.com.co
Descripción	

Empresa	Petroingeniería
Dirección	Avenida Suba N 115- 58 Torre C of. 611
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Horacio Parra
Cargo	
Teléfono	57 1 6 247 880
E-mail	petro@petroingenierialtda.com
Web	http://petroingenierialtda.com/
Descripción	Asesoría en sistemas de producción, diseño, montaje, optimización y operación.

Empresa	PETROLATINA ENERGY LPC
Dirección	Petroleos Del Norte - Avenida Calle 127 N° 16-A-76 - Oficina 503
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	57 (1) 627 9510
E-mail	
Web	www.petrolatinaenergy.com

Descripción	PetroLatina Energy Plc ("PetroLatina", "Pelé" o la "Compañía") es empresa de exploración de petróleo, desarrollo y producción focalizada en América Latina, un área en la que el equipo de gestión cuenta con décadas de experiencia operativa y en el que se persigue una estrategia a largo plazo de descubrimiento y desarrollo de reservas. Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía tenía activos secundarios e intereses en 6 contratos y la propiedad total de la tubería de RZA en Colombia, y ha mantenido un 20% de interés en 3 pozos y una participación del 20% de trabajo en 2 áreas de licencia en Guatemala. Las actividades de la empresa comprenden la producción, perforación de desarrollo, las oportunidades de reacondicionamiento y de alto potencial de proyectos de exploración.
Empresa	PETROLEOS DEL MAR
Dirección	Cll 70 A No. 8-17
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	
E-mail	
Web	www.petromar.com
Descripción	

Empresa	Petrolifera Petroleum Limited
Dirección	900, 332 - 6 Avenue SW
Ciudad	Alberta
País	Canadá
Contacto	
Cargo	
Teléfono	1-403-5398450
E-mail	inquires@petrolifera.ca
Web	www.petrolifera.ca
Descripción	Compañía de petróleo y gas que se dedica a la actividad de exploración y producción en Sudamérica. La base de la producción petrolífera proviene de su Concesión del 100 por ciento de Puesto Morales/Riconda en la cuenca de Neuquén, Argentina. Además, posee dos licencias importantes de exploración de petróleo y gas natural que cubren más de 5 millones de acres en las cuencas de Marañón y Ucayali en Perú.

Empresa	Petrominerales Colombia Ltd.
Dirección	Calle 116 No. 7-15 Interior 2 Edificio Torre Cusezar. Piso 6
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Jerald L. Oaks
Cargo	Director
Teléfono	57-1-629-2701

E-mail	ir@petrominerales.com
Web	www.petrominerales.com
Descripcion	Compañía privada colombiana que cotiza en la bolsa. Se dedica a la exploración y explotación de petróleo y gas. Se considera una de las empresas más grandes de la industria de crudo del país, puesto que posee 14 bloques de exploración repartidos en tres cuencas. Así mismo, mantiene actividades de exploración en Perú.

Empresa	PETROPULI LTDA
Direccion	Cll. 125 No. 21A-70 Ofc. 302
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Garzon Grandas Marco Antonio
Cargo	
Telefono	57 1 213 9081
E-mail	petropuli@petropuli.com
Web	
Descripcion	Petropuli Ltda.. participa en el petróleo crudo y gas natural y la producción y mantiene el interés de trabajo en el Bloque Morichito ubicado en los llanos de Oriente, Cuenca de los Llanos, Colombia. Petropuli Ltda.. tiene su sede en Bogotá, Colombia. El 1 de julio de 2008, Petropuli Ltda.. opera como una subsidiaria de Petro Vista Energy Corp. A partir del 07 de febrero 2012, Petropuli Ltda.. opera como una subsidiaria de Deep Core Inc.

Empresa	PETROSOUTH ENERGY CORPORATION
Direccion	Torre Ultrabursatiles Cra 7 No. 73 - 55 piso 7
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Juan Carlos Robles
Cargo	Gerente General
Telefono	57 1 313 8337
E-mail	
Web	www.-petrosouthcorp.-com
Descripcion	Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia opera en exploración de petróleo y gas y en la producción. La compañía fue fundada en 1963 y tiene su sede en Bogotá, Colombia. Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia opera como una subsidiaria de West Cañón Energy Corp.

Empresa	PLUSPETROL COLOMBIA
Direccion	
Ciudad	Bogota
Pais	Colombia
Contacto	Andrea ARDILA
Cargo	Coordinadora de compras

Telefono	57 1 592 3777
E-mail	aardila@pluspetrol.net
Web	http://www.pluspetrol.net/
Descripcion	<p>PLUSPETROL es una de las empresas privadas latinoamericanas de E&P de mayor desarrollo de las últimas décadas.</p> <p>Con sus primeras operaciones en Argentina, es en ese país el cuarto productor de petróleo y gas y el mayor productor del Perú. Con presencia en Latinoamérica y en África.</p> <p>Capacidad técnica: grandes yacimientos de gas, extracción de crudo pesado en zonas remotas, explotación de yacimientos maduros y áreas marginales con recuperación secundaria.</p> <p>Actualmente, cuenta con una producción operada total de 356 MBOE/d y reservas netas probadas por 998.2 MMBOE.</p>

Empresa	PROGASUR - Promotora de Gases del Sur
Direccion	Carrera 50 No. 18 A – 75 Puente Aranda.
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	571 5935992
E-mail	progasur@progasur.com.co
Web	www.progasur.com.co
Descripcion	<p>PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. “PROGASUR S.A. E.S.P.”, es una sociedad anónima de economía mixta, con participación mayoritaria privada, constituida en Agosto de 1.992 por iniciativa del Gobierno Departamental y principalmente por la empresa Alcanos del Huila Ltda., hoy Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.</p> <p>En esa oportunidad empresas pioneras en el suministro del gas y en la comercialización de los derivados del petróleo en el Huila, y en Neiva, como Alcanos de Colombia S.A. E.S.P, Neivana de Gas S.A., Terpel del Sur S.A., entre otros los motivó el animo de impulsar la pequeña y mediana Industria, fomentar el empleo y en general el desarrollo de nuestro Departamento.</p> <p>De esta alianza entre Gobierno Departamental y la empresa privada, se obtuvieron importantes recursos que dieron origen a esta Empresa, para iniciar la construcción a finales de 1994 de obras importantes como el Gasoducto al Sur Neiva - Hobo (Huila), en el año 2003 el Gasoducto Flandes (Tolima) – Girardot – Ricaurte (Cundinamarca), en el año 2006 el gasoducto Guando Melgar (Tolima) – Fusagasuga (Cundinamarca) y recientemente en el 2.009 del Gasoducto ramal Pradera/Jamundi (Valle del Cauca) – Popayán (Cauca)</p>

Empresa	PROMIGAS
Dirección	Calle 66 No. 67 -123
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Marbel JIMENO
Cargo	Compras
Teléfono	571 3713 143
E-mail	promigas@promigas.com
Web	www.promigas.com
Descripción	Negocios: transporte de gas natural, distribución de gas natural, telecomunicaciones, distribución de energía eléctrica, servicios integrados.

Empresa	RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED
Dirección	CRA.7 No. 77-07 Piso 7 Barrio Nogal
Ciudad	Cundinamarca
País	Colombia
Contacto	Astrid Fandiño
Cargo	
Teléfono	(1) 3176210
E-mail	
Web	
Descripción	Empresa de exploración y producción de hidrocarburos

Empresa	Sadeven - Tecna (UTE)
Dirección	Calle 85a Nº 28C 16 Polo Club
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Laura Cuadra
Cargo	Gerente de Compras
Teléfono	57 1 655 5700
E-mail	laura.cuadra@sadeven.com.co
Web	www.sadeven.com
Descripción	<p>SADEVEN es un Grupo internacional, con casa matriz en Madrid, España, dedicada a la ingeniería, procura, construcción y mantenimiento de proyectos industriales y de infraestructura eléctrica en países latinoamericanos. A través de sus filiales, o por ella misma, SADEVEN ha ejecutado construcción de obras en países como Brasil, Colombia, El Salvador, Islas Vírgenes de EE.UU., México, República Dominicana, Trinidad & Tobago y Venezuela. Actualmente está comenzando operaciones en Guatemala, Honduras y Nicaragua y ha establecido sucursales o nuevas empresas en Argentina, Perú y Chile.</p> <p>Sadeven ha recibido, en 1997 y en 2008, reconocimientos por su actividad de exportador de obras de construcción en la región latinoamericana. Además, el Grupo ha obtenido en diferentes países, certificaciones ISO 9001 y 14001 en calidad y ambiente y OSHAS 18001 por las áreas de seguridad. Su record de proyectos a la fecha incluye líneas de hasta 500 Kv y subestaciones eléctricas de hasta 800 Kv, instalación de miles de</p>

kilómetros de fibra óptica, plantas de generación eléctrica, obras mayores en refinерías de petróleo y complejos petroquímicos, facilidades de superficie en petróleo y gas, instalaciones mineras, plantas siderúrgicas, tratamiento de agua y residuos además de una larga variedad de otras instalaciones industriales o de infraestructura.

SADEVEN ha ejecutado, en forma consistente, más de cuatro millones de horas de montaje por año, con ventas consolidadas anuales de hasta 200 millones de USD y cuenta con importantes recursos humanos y físicos, por lo que debe ser hoy considerada como una alternativa válida para colaborar en la realización de proyectos que incluyan cualquier tipo de obra de construcción pesada.

Empresa	Shell Colombia SA
Dirección	Calle 100 No 7-33 Torre 1 Piso 21
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Ing. Carlos H. VILLAFUERTE A
Cargo	Key Account manager Oil & Gas Colom
Teléfono	571 640 4000
E-mail	carlos.villafuerte@shell.com
Web	www.shell.com
Descripción	<p>La compañía Shell está presente en Colombia desde 1936, cuando inició actividades de exploración y producción. Durante este tiempo ha contribuido al desarrollo de la economía nacional, ampliando su portafolio de negocios, como la distribución de lubricantes, productos químicos para la industria, asfaltos y producción de grasas lubricantes.</p> <p>Shell Colombia ocupa un lugar preponderante en el mercado de Lubricantes, satisfaciendo las necesidades de sus clientes, a través de una amplia, sólida y profesional red de distribuidores y mediante atención directa a clientes corporativos.</p> <p>Como parte de las compañías del grupo Royal Dutch Shell PLC Shell Colombia, está comprometida con el desarrollo sostenible, integrando los aspectos económicos, sociales y medio ambientales, contribuyendo así a construir un mundo mejor.</p>

Empresa	SK ENERGY CO. LTD
Dirección	99, Seorin-dong, Jongro-gu
Ciudad	Seúl
País	Corea del Sur
Contacto	
Cargo	
Teléfono	82-2-21215114
E-mail	
Web	http://eng.skenergy.com/
Descripción	<p>SK Energy nace de nuevo en 2011 especializada en el negocio del petróleo después de haber sido escindida de la empresa SK anterior. El nuevo SK Energy tiene como objetivo ser un proveedor total de energía que sirve a sus clientes en cualquier momento y en cualquier lugar. A través de la innovación continua y la gestión con énfasis en la satisfacción del cliente, SK Energy fortalecerá aún más su posición como la empresa No. 1 de refinación de petróleo en Corea y la ampliación de su negocio en los mercados mundiales.</p>

Empresa	SOGOMI ENERGY CORP
Direccion	Av (Cr) 9 113-52 Of 1005
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	: (57) (1) 7427101
E-mail	
Web	www.sogomy.com
Descripcion	

Empresa	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA
Direccion	
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	
E-mail	
Web	
Descripcion	

Empresa	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC
Direccion	CL 87 10 93 OF 302
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	
E-mail	
Web	www.ril.com
Descripcion	

Empresa	Talisman Colombia
Dirección	Carrera 7 N° 77-07 Piso 12
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	571 640 5552
E-mail	dvanegas@talisman-energy.com
Web	www.talisman-energy.com
Descripción	<p>Talisman Energy Inc. es una compañía de gas y petróleo global, diversificada, de upstream, con sede en Canadá. Las tres áreas operativas principales de Talisman son América del Norte, el Mar del Norte y el Sudeste Asiático. La compañía también cuenta con una cartera de oportunidades de exploración internacionales. Talisman se compromete a realizar negocios de forma segura, de una manera social y ambientalmente responsable, y está incluida en el Dow Jones Sustainability (América del Norte) Índice. Talisman cotiza en la Toronto y Nueva Bolsa de Nueva York bajo el símbolo de TLM. Talisman posee actualmente en Colombia una participación en 4,4 millones de acres netos (con exclusión de Equión) y sigue teniendo un programa de exploración activa en la región de los Llanos, una cuenca de hidrocarburos probadas.</p> <p>Talisman ha completado su programa de seis pozos estratigráficos en el Bloque 6, que se encuentra junto al campo de la producción de Rubiales. Además la evaluación del bloque se lleva a cabo con un programa de evaluación multi-pozo estratigráfico, que comenzó a finales de 2011, así como la adquisición de datos sísmicos 3D.</p> <p>En mayo de 2011, el descubrimiento en el Bloque 9 Akacias fue puesto en prueba de largo plazo y sigue produciendo aproximadamente 1.500-1.600 bep / d (bruto) con una producción acumulada de 325 mil barriles de petróleo equivalente al 31 de diciembre de 2011. Un programa de evaluación de múltiples y así comenzó a finales de 2011. En 2012, Talisman tiene previsto participar en la perforación de un pozo de exploración en el Bloque 9 y adquisición de datos sísmicos 3D más Akacias.</p> <p>En 2012, Talisman tiene previsto llevar a cabo un programa de dos estratigráfica y en el Bloque 8 y para participar en una sísmica 3D y un programa de exploración de múltiples pozos y en el Bloque 12.</p> <p>En el bloque Niscota, la evaluación de Huron-2, así se inició la perforación y continúa perforando respecto al cierre de 2011. Además, otro pozo de evaluación (Huron-3) está prevista en 2012.</p>

Empresa	TECHINT COLOMBIA
Dirección	Carrera 11A No 97A – 19, Oficina 601
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	Rafael CALDERON
Cargo	Representante comercial
Teléfono	57 1 5116301
E-mail	rcalderon@techint.com
Web	www.techint.com
Descripción	<p>Techint Ingeniería y Construcción provee servicios de ingeniería, suministros, y construcción a nivel global. Como contratista, Techint Ingeniería y Construcción instaló aproximadamente 70.000 km de ductos de petróleo y gas natural en todo el mundo, 16 de los cuales atraviesan la Cordillera de los Andes, alcanzando alturas de hasta 5.000 m sobre el nivel del mar. La división es líder en los siguientes sectores: petroquímica, refinería, minería, plantas industriales, plantas de tratamiento de agua y basura, ductos, telecomunicaciones, transmisión de electricidad, tecnología de la información y sistemas de automatización, rutas y autopistas, terminales marítimas, puentes, presas y aeropuertos, entre otros. Además, debido a su participación en el sector siderúrgico a través de la ingeniería, construcción y mantenimiento de plantas alrededor del mundo, la empresa adquirió un profundo conocimiento de este sector, que se plasmó a lo largo de los años en la provisión de servicios para la industria del acero, en plantas de alta complejidad.</p>

Empresa	TECNICONTROL S.A
Dirección	Autopista Norte Km 19 Costado Occidental
Ciudad	Chía
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	(571) 6671444 - 6760831
E-mail	
Web	www.tecnicontrol.com.co
Descripción	<p>Tecnicontrol S.A. es una empresa colombiana que fue fundada en 1973 por un grupo de ingenieros, con la visión de ofrecer servicios de ingeniería en la industria metalmecánica.</p> <p>Gracias a su constante innovación, al uso de tecnologías de punta y a la calidad de su talento humano, ha logrado ampliar su portafolio de servicios para ofrecer soluciones integrales de ingeniería y consultoría en diferentes sectores de la industria, convirtiéndose en una empresa líder a nivel nacional y latinoamericano.</p>

Empresa	TGI - Transportadora de Gas Internacional
Direccion	Cra 34 No. 41-51
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia
Contacto	Armando Marin
Cargo	Asesor de Proyectos
Telefono	571 632 0002
E-mail	armando.marin@tgi.com.co
Web	www.tgi.com.co
Descripcion	<p>Empresa colombiana cuyo mayor accionista es el Grupo Energía de Bogotá, y que presta servicio público de transporte de gas, con responsabilidad social, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad. En la actualidad es la mayor transportadora de gas en Colombia con 3 mil 774 kilómetros de gasoductos, con capacidad de transporte promedio de 420 Mpcd.</p> <p>Su infraestructura se extiende desde el Departamento de la Guajira en el norte sobre la Costa Caribe hasta los Departamentos de Tolima y Huila en el Centro y Sur del país. También lo hace desde los Departamentos de Casanare y Meta en el oriente hasta el Departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país.</p> <p>Atiende el mercado más importante y de mayor crecimiento en Colombia. Por lo demás, dada las características del negocio cuenta con ingresos estables mediante contratos a largo plazo y tarifas que combinan dólares estadounidenses y pesos colombianos.</p> <p>Actualmente desarrollan un proyecto de expansión que implica un aumento de su capacidad transportadora en más del 60% desde el norte de Colombia (Guajira), por USD \$142 millones, y desde el oriente (Cusiana – Casanare) por USD \$450 millones de dólares.</p>

Empresa	Titan Manufacturas de Servicios SA
Direccion	Autopista Medellin entrada 2.4 km al occ
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	3353550
E-mail	ventas@titancemento.com
Web	http://www.titancemento.com/
Descripcion	

Empresa	TRANSCOGAS -Transp Colombiana de Gas
Direccion	Cra. 9º No. 73-44 Piso 8º Edificio Fiducaf�
Ciudad	Bogotá
Pais	Colombia

Contacto	
Cargo	
Telefono	091 3177870
E-mail	
Web	www.transcogas.com.co
Descripcion	<p>Transcogas S.A. ESP es una empresa transportadora de gas natural, al igual que ocho (8) transportadoras más en Colombia, vigilada por el gobierno a través de la Superintendencia de Servicios Públicos, que cumple con todos los requerimientos del Reglamento Único de Transporte (RUT) expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas. (CREG)</p> <p>Sus principales actividades son las de transporte, operación y mantenimiento del tramo de tubería ubicado desde la estación City Gate en Cogua, próxima al Municipio de Zipaquirá, hasta los municipios pertenecientes a la concesión del Altiplano Cundiboyacense que incluye Briceño, Sopo, Chía, Cajicá, Zipaquirá, Cota, Funza, Madrid, Mosquera, Facatativá, Tocancipá, Gachancipá, Tabio, Bojacá, Zipacón y Tenjo, Industrias de la Sabana de Bogotá incluida la capital del país.</p>

Empresa	TRANSMETANO -Transportadora de Metano
Direccion	Cra. 43a. 23sur 15 Edificio Zuñiga Piso
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	3327070
E-mail	
Web	www.transmetano.com.co
Descripcion	<p>TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A. - TRANSMETANO - fue fundada el 9 de diciembre de 1993 y es la empresa concesionaria de la Nación para la construcción y operación del Gasoducto Sebastopol - Medellín.</p> <p>La compañía por desarrollar una actividad complementaria al servicio público de gas combustible, se encuentra vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y sus tarifas son fijadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Promigas S.A en el año 2004 adquirió un paquete importante de acciones a los socios gestores pasando así a ser el mayor accionista lo cual convirtió a TRANSMETANO en un filial de dicha empresa.</p>

Empresa	TRANSGASTOL - Transportadora Gasoducto del Tolima
Direccion	Carrera 20 77-151 AV Ambala
Ciudad	Tolima
Pais	Colombia
Contacto	MANUEL GUILLERMO CAMARGO VEGA
Cargo	Gerente
Telefono	2678727
E-mail	transgastol@transgastol.com
Web	www.transgastol.com
Descripcion	<p>GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. E.S.P. presentó el 24 de Agosto de 1.994 al Ministerio de Minas y Energía, Los estudios definitivos para la construcción y operación de los dos (2) gasoductos, troncales del subsistema norte Huila - Tolima, con el propósito de obtener la Concesión de la zona, para la prestación del servicio de Transporte de gas natural.</p> <p>En marzo de 1.995 el Ministerio solicito a la Empresa, realizar cambios significativos a los estudios debido a las variaciones en las proyecciones de demanda.</p> <p>En Septiembre de 1.996, la CREG, mediante resolución 077 / 96, estableció las tarifas para el Servicio de Transporte de gas natural, en el área de concesión del GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. E.S.P.</p> <p>En Febrero de 1.997 la Empresa firmó el contrato de Concesión, con plazo para iniciar su puesta en servicio en Octubre de 1.998. En Abril del mismo año, la Empresa se transformo a Empresa de Servicios Públicos E.S.P. y procedió a completar los estudios, permisos y licencias para iniciar la construcción y operación de sus sistemas.</p>

Empresa	TRANSOCCIDENTE
Direccion	Calle 64 # 5B-146, Centroempresa of. 404 A
Ciudad	Cali
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	57-2-6541636
E-mail	
Web	www.transoccidente.com.co
Descripcion	<p>TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P. nace como resultado de un proceso de escisión de la compañía Gases de Occidente S.A. E.S.P. el 20 de Marzo de 1998. Los motivos que originaron dicho proceso obedecen a la evolución y dinámica al interior del mercado de los servicios públicos, y específicamente el servicio público de distribución de gas combustible, y sus actividades complementarias, haciendo necesaria la especialización de cada una de estas actividades, con el propósito de prestar un mejor servicio a los usuarios, y un manejo más eficiente de tales actividades desde el punto de vista financiero, económico y legal.</p> <p>La sociedad tiene por objeto principal, la realización de la actividad de transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y subsistemas de transporte. Para efectos</p>

regulatorios y tarifarios, y amparada por las disposiciones de la CREG en las Resoluciones 202 de 1997, 009 y 077 de 1998, el sistema que representa la empresa se distingue con el nombre de Subsistema de Transporte del Valle 01.

La CREG ha definido dicho subsistema, como el gasoducto comprendido entre la puerta de ciudad de Cali, ubicada frente a la glorieta de CENCAR y la estación reguladora y de medición ubicada en la Avenida 3N con calle 70N de la nomenclatura de Cali, conocido como sector ACOPI, con sus conexiones y ramales asociados. El subsistema se conecta del sistema de Transporte de Occidente (Mariquita-Cali) en el CITY GATE de Cali, y presta el servicio de transporte de gas natural a las empresas de distribución domiciliaria como Gases de Occidente S.A. E.S.P. y a Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.

Empresa	TRANSORIENTE-Soc.Trans. del Gas de Orien
Direccion	Vía Palenque Café Madrid Sub Estación Ess
Ciudad	Santander
Pais	Colombia
Contacto	
Cargo	
Telefono	577 676 1910
E-mail	
Web	www.transoriente.com.co
Descripcion	La actividad principal de TRANSORIENTE es el transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales y ramales.

Empresa	TRAYECTORIA OIL & GAS SUCURSAL COLOMBIA
Direccion	Calle 113 7-21 Torre A Ofc. 801
Ciudad	
Pais	Colombia
Contacto	Wilson Farid Ramírez Quesada
Cargo	
Telefono	571 213 7500
E-mail	info@trayectoriaoilgas.com
Web	www.trayectoriaoilgas.com
Descripcion	Trayectoria Oil & Gas es una empresa dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos en América Latina, principalmente en Colombia. Durante sus seis años de existencia, la compañía ha desarrollado una excelente cartera y futuros de los activos de petróleo en las principales cuencas productivas de Colombia, todos seguidos por los resultados de exploración de sus activos y alianzas estratégicas establecidas a lo largo del camino con importantes empresas de hidrocarburos de E & P de la país.

Empresa	URRA S.A. E.S.P.
Dirección	Cra 2 No. 48-08
Ciudad	Montería
País	Colombia
Contacto	Alfredo Solano Berrío
Cargo	Presidente
Teléfono	57 (4) 7851475
E-mail	
Web	http://www.urra.com.co/
Descripción	<p>URRÁ S.A. E.S.P. es una empresa de servicio mixta del orden nacional, constituida como sociedad anónima de carácter comercial. Desde el año 2000, la Empresa URRÁ S.A. E.S.P. genera y comercializa en todo el país la energía que produce la Central Hidroeléctrica URRÁ I, localizada sobre el río Sinú, a 110 kilómetros desde Montería (capital del departamento de Córdoba) y 30 kilómetros al sur del municipio de Tierralta.</p> <p>La central cuenta con 340 MW de potencia instalada y ofrece al Sistema Eléctrico Nacional una energía media de 1.421 GWh/año y una energía firme anual de 930 GWh/año.</p>

Empresa	VETRA COLOMBIA
Dirección	Av.Calle 82 # 10 - 33 P.5
Ciudad	
País	Colombia
Contacto	Hugo Gonzalez
Cargo	Coordinador de Sistemas
Teléfono	5934141
E-mail	hugo.gonzales@vetragroup.com
Web	http://www.vetragroup.com
Descripción	<p>VETRA Energía S.L. es un grupo internacional el cual se dedica a la exploración y producción de petróleo y gas en varios países alrededor del mundo. También ofrece a sus clientes servicios técnicos y gerenciales, así como de operación y mantenimiento al sector petrolero internacional. Este conjunto de acciones cuenta con el respaldo de sus accionistas: INVERAVANTE, una corporación internacional de origen español, y VETRA Energy Group LLC, cuyos integrantes tienen una reconocida trayectoria en la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos. El grupo financiero de VETRA Exploración y Producción Colombia S.A. contribuyó durante el año 2009 al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa, al obtener una reducción de costos proveniente de una revisión exhaustiva de los procesos, lo cual generó nuevos esquemas de contratación y convenios con los proveedores.</p> <p>Asimismo, realizaron en el 2009 inversiones cercanas a los US\$16,3</p>

millones de dólares, entre las cuales se destacan la perforación del pozo Piñuña 5 y la adquisición de sísmica en los bloques Suroriente, San Luis y los bloques exploratorios Alea 1848 y Alea 1947 C.

Empresa	WINCHESTER OIL AND GAS
Dirección	Carrera 7 n 71-52 - Torre B
Ciudad	Bogotá
País	Colombia
Contacto	
Cargo	
Teléfono	57 1 321 4633
E-mail	info@wogsa.com
Web	www.wogsa.com
Descripción	Winchester Oil & Gas S.A. es una sucursal colombiana de compañía extranjera que opera bajo el régimen especial petrolero, dedicada a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en Colombia. Realizan de manera directa e independiente operaciones de exploración y desarrollo dentro del área de explotación conocida como Yamu, en los Llanos Orientales.

9.2. PERU

9.2.1. Directorio de Empresas Contratistas

ADOLPHUS

•Nombre corto: ADOLPHUS

•Dirección: Jirón Napo 126 Breña

•Teléfono: (511) 613 5600

•Fax: (511) 613 5601

•Provincia: Lima

•País: Perú

•Sitio Web: <http://www.adolphus-sa.com/>

• Email General: valv-cont@adolphus-sa.com

•Contacto: Dante ZOLEZZI CRIADO

• Título: Gerente de Ventas

• Email: dzolezzi@adolphus-sa.com

Descripción: Es una empresa dedicada a la comercialización de equipos y accesorios para el control y regulación de fluidos y automatización de procesos, válvulas, actuadores, accesorios de control, repuestos, tuberías y conexiones; así como las plantas de co-generación de energía

CÁLIDDA Gas Natural Del Perú

•Nombre corto: CÁLIDDA

•Dirección: Av. Prolongación Primavera N 1878. Surco

•Teléfono: (511) 611 7657

•Fax: (511) 611 7501

•Provincia: Lima

•País: Perú

•Sitio Web: <http://www.calidda.com.pe/>

• Email General: servicioalcliente@calidda.com.pe

•Presencia Regional: Perú, Colombia y Guatemala.

•Contacto 1: Pedro FLORES

• Título: Jefe de Ingeniería

• Email: pedro.flores@calidda.com.pe

• Contacto 2: Patricia MARAÑÓN

•Sector: Logística

• Email: Patricia.Maranon@calidda.com.pe

Descripción: Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A- es una empresa peruana que tiene la concesión del Estado por un plazo de 33 años prorrogables para diseñar, construir y operar el sistema de distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao en el Perú. Su principal accionista es el Grupo Energía de Bogotá, líder empresarial del sector energético con presencia en Colombia, Perú y Guatemala.

El Gas Natural es muy utilizado y apreciado en muchos países alrededor del mundo. Es el combustible más seguro, económico, cómodo y limpio que existe.

Cálidda es la empresa pionera en brindar este moderno servicio público en el Perú, contribuyendo así a la mejora en la calidad de vida de la población y a la preservación de nuestro medio ambiente.

La distribución del gas natural es un servicio público regulado por el Ministerio de Energía y Minas-MEM y el OSINERGMIN. El MEM establece el marco legal normativo en el que se tiene que desarrollar la distribución del gas natural, y el OSINERGMIN vela por el cumplimiento del marco regulatorio y de las normas técnicas, comerciales y ambientales; igualmente, es el encargado de determinar las tarifas aplicables.

El compromiso de Cálidda es cumplir con los parámetros y requerimientos de confiabilidad, calidad, eficiencia y continuidad establecidos en las leyes aplicables a este tipo de negocio.

COGA COMPAÑÍA OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS

•Nombre corto: **COGA**

•Dirección: **Predio Almonte Sub-lote 1 - Zona Industrial Las Praderas de Lurin Altura Km.40 Ant. Panamericana Sur, Lurin**

•Teléfono: **(511) 617 7777**

•Provincia: **Lima**

•País: **Perú**

•Contacto 1: **Aldo TINOCO**

• Título: **Responsable de Abastecimiento**

• Email: **atinoco@coga.com.pe**

• Contacto 2: **Romel Díaz Nava**

•Sector: **Abastecimiento**

• Email: **rdiaz@coga.com.pe**

Descripción: Como parte del proceso de adjudicación Tegas fue calificado Operador Técnico de Sistema de Transporte de Ductos (STD). Se constituyó la Compañía Operadora de Gas del Amazonas SAC ("COGA") para cumplir con dicha función. Mediante un contrato de Operación y Mantenimiento con TgP, COGA asumió las responsabilidades de operación entre las cuales se encuentran, no solamente las estrictamente operativas sino también las de protección ambiental, salud, seguridad y relaciones con las comunidades.

ENERSUR

•Nombre corto: **ENERSUR**

•Dirección: **Av. República de Panamá 3490, San Isidro.**

•Teléfono: **(511) 616 7979**

•Fax: **(51 53) 584044.**

•Provincia: **Lima 27**

•País: **Perú**

•Sitio Web: **<http://www.enersur.com.pe>**

• Email General: **contacto@enersur.com.pe**

•Contacto: Rafael Antonio FLORES CHACON

• Título: Gerente Comercial

• Email: rafael.flores@enersur.com.pe

Descripción: EnerSur es la segunda empresa privada de generación eléctrica más importante del Perú. Forma parte del Grupo GDF SUEZ, uno de los proveedores de energía líderes en el mundo que opera en toda la cadena de valor energética, incluyendo electricidad y gas natural.

EnerSur se dedica a las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica a través de sistemas principales y/o secundarios de transmisión, de acuerdo con la legislación aplicable.

Opera cuatro centrales de generación eléctrica y una subestación eléctrica: Central Termoeléctrica Ilo1, Central Termoeléctrica Ilo21, Central Hidroeléctrica Yuncán, Central Termoeléctrica ChilcaUno y la Subestación Moquegua.

En sus 13 años de operaciones, EnerSur ha invertido más de US\$ 700 millones en el desarrollo de generación eléctrica en el país. Actualmente cuenta con una capacidad total de generación de 1030MW.

Graña y Montero S.A.

•Nombre corto: GYM

•Dirección: Avda. Paseo La República # 4675 Oficina C 401

•Teléfono: 511 213 0571

•Fax: 213 6590

•Ciudad: Lima

•País: Perú

•Sitio Web: <http://www.gym.com.pe>

•Email General: contactenosgym@gym.com.pe

•Presencia Regional: Perú

•Contacto: Juan BUSTINZA RODRIGUEZ

• Título: Jefe de Procura e Importaciones

Descripción: Constructora peruana privada, que cotiza en la bolsa, dedicada a proyectos de infraestructura, energía, edificaciones, minería, petróleo, industria, saneamiento, etc. Éstos pueden ser desarrollados en diversas modalidades: con o sin financiamiento, llave en mano (turn-key), EPC (Engineering, Procurement and Construction), entre otras. GYM es controlada por el holding Graña.

JJC Schader Camargo

•Nombre corto: JJC SC

•Dirección: Av. República de Chile 388 Piso 4,

•Teléfono: (511) 614 1300

•Provincia: Lima

•País: Perú

•Sitio Web: <http://www.jjc-sc.com/>

•Presencia Regional: Perú, Colombia

•Contacto 1: José Antonio Ruiz

• Título: Jefe de logística

•Email: jruiz@jjc.com.pe

•Contaco2: Jorge E. Montaña

•Título: Gerente General

•Email: comercial@jic-sc.com

Descripción: JJC-SCHRADER CAMARGO SAC ha sido constituida como una empresa destinada a satisfacer las necesidades de los clientes para el montaje de sus plantas industriales, proyectos mineros, centrales eléctricas e hidroeléctricas o instalaciones de gas y petróleo en el mercado peruano y chileno.

Aparte de la ejecución de las obras que componen nuevos proyectos, JJC-SCHRADER CAMARGO SAC atenderá a las ampliaciones y mantenimiento de plantas ya en marcha. Nuestra estrategia de diferenciación consiste en entregar decisiones constructivas originales y a un precio demostrablemente bien estimado, que genere valor para los clientes a través de una planificación al mínimo detalle y un manejo profesional y muy prolijo de los contratos.

Las mayores fortalezas estratégicas son las sinergias que aportan, por una parte, la prestigiosa empresa colombiana Schrader Camargo Ingenieros Asociados S.A. por su solidez, eXpertise y certificación bajo las normas internacionales de calidad, seguridad, y medio ambiente, por la otra parte la capacidad de gestión solidez y prestigio de la reconocida empresa peruana JJC Contratistas Generales S.A. y la propia experiencia del Staff Gerencial en grandes emprendimientos de montaje, negociación y administración de contratos.

KALLPA GENERACIÓN

•Nombre corto: Kallpa Generación

•Dirección: Av. Victor Andrés Belaunde 147 Torre Real 5 Piso 11 – San Isidro.

•Teléfono: (511) 706 7878

•Fax: (511) 706 7801

•Provincia: Lima

•País: Perú

Email general: info@kg.com.pe

•Sitio Web: <http://www.kallpageneracion.com.pe/webkallpa/>

•Presencia Regional:

•Contacto 1: Irwin Frisancho

• Título: Gerente Comercial

•Email: irwin.frisancho@kg.com.pe

•Contaco2: Jairo CANTILLO

•Título: Gerente de Planta.

Descripción: Kallpa Generación S.A. es una empresa peruana, dedicada a la generación de energía eléctrica. Se enfoca en la operación y mantenimiento de activos y en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en el territorio peruano.

Es una empresa que, en la identificación de soluciones energéticas sostenibles, toma en cuenta factores económicos, sociales y ambientales, invirtiendo en tecnologías limpias y eficientes y operando sus centrales con los estándares más altos de la industria.

El plan estratégico de la empresa al 2012 contempla satisfacer la demanda creciente de energía en el Perú, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de su población y de proveer a la economía de energía suficiente para sustentar su desarrollo a través de un portafolio diversificado, balanceado, competitivo y respetuoso hacia el medio ambiente.

KUNTUR

•Nombre corto: KUNTUR

• **Dirección:** Jorge Basadre 870 – San Isidro

• **Teléfono:** (511) 221 8302

• **Provincia:** Lima

• **País:** Perú

• **Sitio Web:** <http://www.kuntur.com.pe>

• **Email General:** info@kuntur.com.pe

• **Contacto:** Alfredo Justo

• **Título:** Gerente de Planeamiento y Logística

• **Email:** ajusto@kuntur.com.pe

Descripción: Kuntur Transportadora de Gas S.A.C. (KUNTUR) es una empresa constituida en el Perú con el objeto de desarrollar actividades de transporte de gas natural u otros hidrocarburos por ductos.

KUNTUR es controlada de forma exclusiva por Latin Power III, L.P., uno de los fondos de capitales privados administrados por Conduit Capital Partners, LLC. (www.conduitcap.com).

Conduit Capital Partners, LLC. es una firma con sede en Nueva York, dedicada a la gestión de fondos privados de inversión especializados en activos del sector energético en América Latina y el Caribe. En Perú ha participado y participa en empresas tales como Aguaytía y Edegel.

METALES ANDINOS

• **Nombre corto:** METALES ANDINOS

• **Dirección:** av. Los Faisanes N 131. La Campiña

• **Teléfono:** (511) 467 4909

• **Provincia:** Lima

• **País:** Perú

• **Sitio Web:** www.metalesandinos.com.pe

• **Email General:** aclientes@metalesandinos.com.pe

• **Contacto:** Luis BOTTO

• **Título:** Gerente General

• **Email:** lbotto@metalesandinos.com.pe

Descripción: Líder en la comercialización y fabricación de productos de acero. Más de 25 años presentes en el mercado.

Sirven a la Minería, refinerías, petróleo y gas, petroquímicas, plantas de harina de pescado, agua potable y desagües.

Perú LNG

• **Nombre corto:** Perú LNG

• **Dirección:** Av. Víctor Andrés Belaúnde 147

• **Teléfono:** (511) 707 2100

• **Provincia:** Lima

• **País:** Perú

• **Sitio Web:** <http://www.perulng.com>

• **Email General:** ltorrejon@perulng.com

• **Contacto 1:** Igor Salazar

• **Título:** Gerente General

• **Contacto 2:** Luz Helena TORREJON

• **Título:** Asistente de Igor

• **Email:** ltorrejon@perulng.com

Descripción: PERU LNG es una empresa peruana constituida en el año 2003. Su accionista mayoritario y operador es Hunt Oil Company, compañía con sede en Texas, Estados Unidos, considerada una de las principales empresas independientes de petróleo y gas natural a nivel mundial. Sus socios son SK Energy de Corea del Sur, Repsol YPF de España y Marubeni de Japón.

Misión

Construir y poner en operación de manera segura una Planta de Gas Natural Licuado, un Terminal Marítimo y un Gasoducto, respetando el cronograma y presupuesto establecidos, cumpliendo y superando todas las especificaciones técnicas y sirviendo de modelo para la industria en la ejecución ejemplar de programas sociales y ambientales.

PETROBRAS ENERGIA PERU

•Nombre corto: PETROBRAS ENERGIA PERÚ

•Dirección: Amador Merino Reyna 285, piso 5 – San Isidro

•Teléfono: alfredo.villena@petrobras.com

•Provincia: Lima

•País: Perú

•Contacto: Alfredo Villena

• Título: Gerente de Abastecimiento

• Email: alfredo.villena@petrobras.com

Descripción: La empresa llegó al Perú en 1996 y desde entonces han realizado varias inversiones en el país.

Participa en activos exploratorios del norte al sur del país, en tres diferentes cuencas: Marañón, Huallaga y Madre de Dios. Están presentes en cuatro bloques terrestres: tres en exploración y uno en producción. La compañía produce en Perú en el lote X, campo localizado en el distrito de El Alto, en la cuenca de Talara, región noroeste del país.

Vale destacar dos hallazgos realizados en el Lote 58, como resultado de los esfuerzos de Petrobras en el desarrollo del programa exploratorio en los bloques donde actúa en el país. El bloque es un 100% operado por Petrobras y está localizado en el Departamento de Cuzco, próximo a Camisea.

Estimaciones preliminares indican que, en conjunto, los hallazgos de Urubamba 1X y de Picha 2X contienen un volumen potencial y recuperable de gas evaluado en 1,7 TCF (48 mil millones de m³).

REPSOL YPF PERÚ

•Nombre corto: REPSOL

•Dirección: Carretera a Ventanilla Km 25

•Teléfono: 51 1 517 2022

•País: Perú

•Sitio Web: http://www.repsol.com/pe_es/

•Contacto: Aldo Torres Mendoza

• Departamento: Área de Compras y Contrataciones.

• Email: atorres@repsolypf.com

SKANSKA PERÚ

•Nombre corto: Skanska Perú

•Dirección: Av. Camino Real 390, Torre Central, Piso 8. Of 202 – San Isidro

•Teléfono: 51 1 710 6100

•Provincia: Lima

•País: Perú

• Email General:

•Contacto: Javier Salicru

• Título: Gerente de Abastecimiento

• Email: javier.salicru@skanska.pe

- Contacto: Rodrigo Vivanco Calderón

- Cargo: Gerente Comercial

- Descripción: En el año 1997 comienzan las actividades de Skanska del Perú en Talara, en el norte de país, dentro del rubro de servicios petroleros. Desde aquella primera experiencia, la filial Skanska del Perú SA con sede en la ciudad de Lima, ha ido desarrollando antecedentes en los mercados Oil & Gas, Energía y Minería. Los principales generadores energéticos del Perú cuentan a Skanska como proveedor de servicios.

Con el desarrollo del Proyecto Camisea, en plena selvaperuana, Skanska se convirtió en un actor estratégico en la construcción, montaje, operación y mantenimiento de las facilidades de superficie de este megaproyecto. En la actualidad, Skanska opera y mantiene dos plantas de gas siendo el Cliente el consorcio desarrollador del proyecto Camisea. En el rubro de la minería, Skanska también ha prestado servicios específicos en proyectos en el norte del país.

SUEZ ENERGY PERU

•Dirección: Av. República de Panamá 3490, San Isidro

•Teléfono: 51 1616 7979

•Provincia: Lima

•País: Perú

• Email General: contacto@suezenergy.com.pe

- Web: www.suezenergy.com.pe

•Contacto 1: Andrés Cangucu

• Título: Gerente Financiero

• Contacto 2: Angel Quintanía Pasoldan

• Título: Jefe de Logística

Descripción: Después de más de veinte años de descubrirse los yacimientos gasíferos de Camisea, un proyecto largamente anhelado se convertía en realidad: dotar a Lima y el Callao de una red de distribución de gas natural que ponga a nuestra capital a la altura de las grandes ciudades del mundo. Se puso en marcha, entonces, una serie de mecanismos tendientes a ejecutar el proyecto de la construcción de un gasoducto troncal que, tras recorrer Lima de sur a norte a través de 61 kilómetros, logrando unir el City Gate de Lurín con la Central Termoeléctrica de Ventanilla, en el Callao, luego de su extenso recorrido desde las selvas de Camisea.

A fines del año 2000 se suscribe, en Lima, el Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 –Camisea– entre el Estado Peruano y el Consorcio integrado por Pluspetrol, Hunt, SK y Tecpetrol y, luego de ser concluido el concurso público internacional, los Contratos de Concesión (de tipo “Build, Own, Operate, Transfer” o “BOOT”) para el transporte de líquidos, el transporte de gas natural y la distribución por red de ductos del gas natural en Lima y Callao entre el Estado Peruano y la empresa Transportadora de Gas del Perú (TgP), formalizando así el inicio del “Proyecto Camisea”.

Así, el 2 de mayo de 2002 se firma un Convenio de Cesión, mediante el cual Transportadora de Gas del Perú (TgP) - con autorización del Estado y conforme a lo establecido inicialmente en su Contrato de Concesión - entrega a Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. – (Cálidda, en ese entonces su principal accionista SUEZ Tractebel S.A) la concesión de la distribución del gas natural.

Para que esta operación fuera realizada por la empresa que en esa época era de propiedad de SUEZ Tractebel, GNLC -luego denominada Cálidda- debió cumplir una serie de requisitos técnicos exigidos por el Estado, quedando expedita para la ejecución de la obra. A través de un contrato “llave en mano”, firmado con las empresas Techint Compañía Técnica Internacional, Techint Internacional Construction Corporation y Graña y Montero y la que era en esa época GNLC, comienza la era del gas natural, dejando a estas empresas la responsabilidad del diseño, suministro y construcción, respectivamente, del gasoducto troncal.

Tras la conclusión de las obras civiles, GNLC, luego Cálidda, se hizo cargo el día 6 de agosto de 2004 de la operación técnica y comercial del sistema de distribución.

El 13 de diciembre de 2004, se inicia la era de Cálidda, marca comercial de GNLC, en ese entonces propiedad de SUEZ Tractebel S.A, cuyo solo nombre evocaba la calidad y el calor humano que estaban detrás de la nueva empresa de servicio público, la misma que propuso convertirse en la mejor en este rubro.

Las operaciones de SUEZ Energy International con Cálidda desarrollaron actividades comerciales, cumpliendo con el plan de crecimiento de su red de distribución a nivel de Lima y el Callao.

A principios del año 2007 SUEZ Energy International, recibió una oferta para adquirir el 100% de las acciones de Cálidda por parte de Ashmore Energy y su filial Promigas. De esta manera SEI decidió aceptar la oferta de las mencionadas empresas para que se haga efectiva luego que estas califiquen ante las autoridades del país como Operadores Estratégicos para ser sujetos de recibir la transferencia del contrato BOOT que rige la concesión de distribución de gas natural para Lima y Callao. La operación incluyó un swap con las acciones de control de una generadora térmica en Panamá. (Bahía Las Minas Corp. - 280MW) que en la actualidad es

operada por SEI.

El 19 de febrero de 2007 Ashmore Energy Internacional (“AEI”) y Promigas S.A. E.S.P. (“Promigas”) anunciaron el acuerdo alcanzado con SUEZ Energy International (SUEZ Tractebel S.A.) para la adquisición del 100% de las acciones de Cálidda, la compañía distribuidora de gas natural con operaciones en Lima y Callao.

Cabe mencionar que SUEZ Energy International aportó su know how en la construcción de la red principal y el arranque de Cálidda, en condiciones indispensables para el desarrollo del – para esa fecha- nuevo servicio. Esto significó cruzar la ciudad de un extremo al otro, con comprobado profesionalismo, colocando en el subsuelo una tubería de acero de 20 pulgadas sin producir mayores interferencias a la vida cotidiana y con el máximo respeto por el medio ambiente y las personas.

TECHINT Perú

- **Nombre corto:** Techint
- **Dirección:** Jorge Chavez 154, of. 701 – Miraflores
- **Teléfono:** 51 1 2135555
- **Provincia:** Lima
- **País:** Perú
- **Contacto:** Matías PAGANO
- **Sector:** Compras
- **Email:** mpagano@techint.com

TORMENE ANDINA SAC

- **Nombre corto:** TORMENE ANDINA
- **Dirección:** calle Victor Maurtua N 140 of. 301
- **Teléfono:** 511 628 1595
- **País:** Perú
- **Contacto:** Jose Jimenez CAMPOS
- **Título:** Gerente Comercial
- **Email:** jjimenez@tormeneandina.com.pe
 - **Web:** www.tormeneandina.com.pe

- **Descripción:** Tormene Andina SAC es una empresa peruana del Grupo Tormene Americana, nacida para brindar un servicio mas directo a los usuarios de gas que están aprovechando la llegada del gas natural por el gasoducto Camisea. Tormene Americana entró al mercado latinoamericano desarrollando y diseñando miles de estaciones de regulación y de medición para el gas natural. El éxito de la empresa ha permitido su entrada como protagonista en mercados como Argentina, Uruguay, Chile, Colombia, México y Brasil.

Solamente en el primer año de operación del gas de Camisea en Lima, Tormene Americana entregó más de 100 estaciones de regulación y medición para el mercado industrial, civil y para centrales termoeléctricas.

TRAMECO

- Nombre corto: TRAMECO
- Dirección: Av. Intihuatana 857. Santiago de Surco.
- Teléfono: 511 271 2868
- País: Perú
- Sitio Web: <http://www.tramecosac.com>
- Email General:
- Contacto1 : Manuel Tello Rikeros
- Título: Gerente General
- Email: manueltello@tramecope.com
- Contacto2: Manuel Tello RUIZ
- Título: Gerente de Ventas
- Email: trameco@terra.com.pe

Descripción:

Trameco S.A.C. es Distribuidor Exclusivo de Válvulas Compuerta, Válvulas Globo, Válvulas Check, Válvulas Bola en Acero Fundido, Forjado, Inoxidable, Fierro Fundido, Bronce, Conexiones, Bridas, Tees, Uniones, Codos, Reducciones, Acero, FE NE, FE Galv, SCH 40.

9.2.2. Directorio de Empresas Exploración

Empresa: BPZ EXPLORACION & PRODUCCION S.R.L.(100%)

Dirección: AV. EL DERBY 055, TORRE1,PISO4 SANTIAGO DE SURCO

Teléfono: 708-0808

Fax:

Contacto: RAFAEL ZOEGER

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXII

Decreto Supremo: 079-2007-EM - 11/21/07

Empresa: BPZ EXPLORACION & PRODUCCION S.R.L.(100%)

Dirección: AV. EL DERBY 055, TORRE1,PISO4 SANTIAGO DE SURCO

Teléfono: 708-0808

Fax:

Contacto: RAFAEL ZOEGER

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXIII

Decreto Supremo: 062-2007-EM - 11/21/07

Empresa: BPZ EXPLORACION & PRODUCCION S.R.L.(100%)

Dirección: AV. EL DERBY 055, TORRE1,PISO4 SANTIAGO DE SURCO

Teléfono: 708-0808

Fax:

Contacto: RAFAEL ZOEGER

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XIX

Decreto Supremo: 040-2003-EM - 12/4/03

Empresa: BPZ EXPLORACION & PRODUCCION S.R.L.(100%)

Dirección: AV. EL DERBY 055, TORRE1,PISO4 SANTIAGO DE SURCO

Teléfono: 708-0808

Fax:

Contacto: RAFAEL ZOEGER

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-1

Decreto Supremo: 052-2001-EM - 11/14/01

Empresa: BURLINGTON RESOURCES PERU LIMITED, SUCURSAL PERUANA(45%)/GRAN TIERRA ENERGY PERU SRL(20%)/TALISMAN PERU B.V., SUCURSAL DEL PERU(35%)

Dirección: AV. SANTO TORIBIO 142 OF.

502, SAN ISIDRO

Teléfono: 2039100

Fax: 4220703

Contacto: ALEX MARTINEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 129

Decreto Supremo: 023-2007-EM - 4/24/07

Empresa: BURLINGTON RESOURCES PERU LIMITED, SUCURSAL PERUANA(45%)/TALISMAN PERU B.V., SUCURSAL DEL PERU(35%)/GRAN TIERRA ENERGY PERU SRL(20%)

Dirección: AV. SANTO TORIBIO 142 OF.

502, SAN ISIDRO

Teléfono: 2039100

Fax: 4220703

Contacto: ALEX MARTINEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 123

Decreto Supremo: 049-2006-EM - 8/19/06

Empresa: CEPSA PERU S.A., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 515, PISO 18, OFICINA A, SAN ISIDRO, LIMA 27

Teléfono: 219-9700

Fax: 219-9741

Contacto: ANTONIO MASIAS

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 130

Decreto Supremo: 024-2009-EM - 4/16/09

Empresa: CEPSA PERU S.A., SUCURSAL DEL PERU(60%)/PAN ANDEAN RESOURCES PLC (PERU), SUCURSAL DEL PERU(30%)/COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO S.A.(10%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 515, PISO 18, OFICINA A, SAN ISIDRO, LIMA 27

Teléfono: 219-9700

Fax: 219-9741

Contacto: ANTONIO MASIAS

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 114

Decreto Supremo: 033-2006-EM - 6/24/06

Empresa: CEPSA PERU S.A., SUCURSAL DEL PERU(70%)/PAN ANDEAN RESOURCES PLC (PERU), SUCURSAL DEL PERU(30%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 515, PISO 18, OFICINA A, SAN ISIDRO, LIMA 27

Teléfono: 219-9700

Fax: 219-9741

Contacto: ANTONIO MASIAS

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 131

Decreto Supremo: 075-2007-EM - 11/21/07

Empresa: COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO S.A.(10%)/KEDCOM CO. LTD, SUCURSAL DEL PERU(90%)

Dirección: AV. CANAVAL Y MOREYRA 230 - OF. 5A, LIMA 27

Teléfono: 442-2646

Fax: 441-6748

Contacto: EFREN TOMAYLLA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 160

Decreto Supremo: 037-2009-EM - 4/16/09

Empresa: COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO S.A.(100%)

Dirección: AV. CANAVAL Y MOREYRA 230 - OF. 5A, LIMA 27

Teléfono: 442-2646

Fax: 441-6748

Contacto: EFREN TOMAYLLA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 100

Decreto Supremo: 002-2004-EM - 2/5/04

Empresa: ECOPETROL DEL PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. REPÚBLICA DE PANAMÁ Nº 3535, OF. 404 - LIMA 27

Teléfono: 200-8130

Fax: 6514494

Contacto: CARLOS MARIO RENDON

Cargo: Gerencia General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 179

Decreto Supremo: 045-2011-EM - 7/27/11

Empresa: EMERALD ENERGY PERU S.A.C.(100%)

Dirección: ARIAS ARAGUEZ 250 - SAN ANTONIO - MIRAFLORES

Teléfono: 6106100

Fax: 4451015

Contacto: GERMAN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 163

Decreto Supremo: 040-2009-EM - 4/16/09

Empresa: FAULKNER EXPLORATION INC S.A., SUCURSAL DEL PERU (100%)

Dirección: PASAJE 24 DE ABRIL 135 - SAN ISIDRO

Teléfono: 422-4100

Fax: 222-2053

Contacto: LUIS FELIPE GONZALES

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: CUENCA SECHURA

Lote: XXVII

Decreto Supremo: 023-2009-EM - 4/16/09

Empresa: GOLD OIL PERU S.A.C.(100%)

Dirección: AV. 28 DE JULIO 455 - OF. 902, LIMA 18

Teléfono: 444-2900

Fax: 241-9253

Contacto: THOMAS TIDOW

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXI

Decreto Supremo: 024-2006-EM - 4/20/06

Empresa: GOLD OIL PERU S.A.C.(50%)/PLECTRUM PETROLEUM PLC SUCURSAL DEL PERU(50%)

Dirección: AV. 28 DE JULIO 455 - OF. 902, LIMA 18

Teléfono: 444-2900

Fax: 241-9253

Contacto: THOMAS TIDOW

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-34

Decreto Supremo: 006-2007-EM - 2/14/07

Empresa: GOLDEN OIL CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU (100%)

Dirección: ARIAS ARAGUEZ 250 - SAN ANTONIO - MIRAFLORES

Teléfono: 6106100

Fax: 4451015

Contacto: GERMAN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 132A-13

Decreto Supremo: 025-2009-EM - 4/16/09

Empresa: GRUPO PETROLERO SURAMERICANO S.A.C(100%)

Dirección: ARIAS ARAGUEZ 250 - SAN ANTONIO - MIRAFLORES

Teléfono: 6106100

Fax: 4451015

Contacto: GERMAN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SIERRA

Lote: 156

Decreto Supremo: 034-2009-EM - 4/16/09

Empresa: HARKEN DEL PERU, LTD., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: LAS DALIAS 381 - LIMA 18

Teléfono: 272-0956

Fax: 272-0956

Contacto: GERMAN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 95

Decreto Supremo: 010-2005-EM - 3/18/05

Empresa: HUNT OIL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY OF PERU, LLC., SUCURSAL

DEL PERU(2%)/HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C.,SUCURSAL DEL PERU(98%)

Dirección: V.A. BELAUNDE 147, EDIFICIO REAL SEIS - OF. 503, LIMA 27

Teléfono: 707-4000

Fax: 707-4199

Contacto: BARBARA BRUCE

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 143

Decreto Supremo: 068-2007-EM - 11/21/07

Empresa: HUNT OIL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY OF PERU, LLC., SUCURSAL DEL PERU(50%)/REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(50%)

Dirección: V.A. BELAUNDE 147, EDIFICIO REAL SEIS - OF. 503, LIMA 27

Teléfono: 707-4000

Fax: 707-4199

Contacto: BARBARA BRUCE

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA SUR

Lote: 76

Decreto Supremo: 035-2005-EM - 10/8/05

Empresa: HYDROCARBON EXPLORATION PLC., SUCURSAL DEL PERÚ(100%)

Dirección: MALECÓN 28 DE JULIO 349. DPTO.1201, LIMA 18.

Teléfono: 4450116

Fax: 4450116

Contacto: MAURICIO GONZÁLES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA SUR

Lote: 188

Decreto Supremo: 047-2011-EM - 7/27/11

Empresa: HYDROCARBON EXPLORATION PLC., SUCURSAL DEL PERÚ(100%)

Dirección: MALECÓN 28 DE JULIO 349. DPTO.1201, LIMA 18.

Teléfono: 4450116

Fax: 4450116

Contacto: MAURICIO GONZÁLES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 183

Decreto Supremo: 046-2011-EM - 7/27/11

Empresa: KEI (PERU 112) PTY LTD., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: ARIAS ARAGUEZ 250 - MIRAFLORES

Teléfono: 610-6100

Fax: 445-1015

Contacto: GERMÁN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 144

Decreto Supremo: 027-2009-EM - 4/16/09

Empresa: KEI (PERU Z-38) PTY LTD., SUCURSAL DEL PERU(75%)/PITKIN PETROLEUM PERU Z-38 S.R.L. (25%)

Dirección: ARIAS ARAGUEZ 250 - LIMA 18

Teléfono: 610-6100

Fax: 445-1015

Contacto: GERMAN BARRIOS

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-38

Decreto Supremo: D.S.N°013-2007-EM - 3/3/07

Empresa: MAPLE GAS CORPORATION DEL PERU S.R.L.(100%)

Dirección: V.A. BELAUNDE 147, VIA PRINCIPAL 140 - EDIFICIO REAL SEIS - OF. 201, LIMA 27

Teléfono: 611-4000

Fax: 611-4001

Contacto: TONY HINES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 31-E

Decreto Supremo: 003-2001-EM - 1/31/01

Empresa: MAUREL ET PROM PERU S.A.C.(100%)

Dirección: LA SANTA MARIA 185 - LIMA 27

Teléfono: 440-7099

Fax: 442-8839

Contacto: FRANCISCO GALVEZ

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 116

Decreto Supremo: 066-2006-EM - 11/28/06

Empresa: OLYMPIC PERU INC., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: JORGE CHAVEZ 631, PISO 7 - LIMA 18

Teléfono: 446-0384

Fax: 243-4973

Contacto: FRANCISCO BERNINZON

Cargo: Mandatario Nacional
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN
Zona: SELVA NORTE
Lote: 145
Decreto Supremo: 028-2009-EM - 4/16/09

Empresa: PACIFIC STRATUS ENERGY S.A., SUCURSAL DEL PERU(100%)
Dirección: AV. JORGE CHAVEZ N° 154,
PISO 8, OFICINAS 801-802 - LIMA
18
Teléfono: 612-4747
Fax: 612-4747
Contacto: ALBERTO VARILLAS
Cargo: Mandatario Nacional
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN
Zona: SELVA NORTE
Lote: 135
Decreto Supremo: 065-2007-EM - 11/21/07

Empresa: PACIFIC STRATUS ENERGY S.A., SUCURSAL DEL PERU(100%)
Dirección: AV. JORGE CHAVEZ N° 154,
PISO 8, OFICINAS 801-802 - LIMA
18
Teléfono: 612-4747
Fax: 612-4747
Contacto: ALBERTO VARILLAS
Cargo: Mandatario Nacional
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN
Zona: SELVA NORTE
Lote: 137
Decreto Supremo: 066-2007-EM - 11/21/07

Empresa: PACIFIC STRATUS ENERGY S.A. SUCURSAL DEL PERU(100%)
Dirección: AV. JORGE CHAVEZ N° 154,
PISO 8, OFICINAS 801-802 - LIMA
18
Teléfono: 612-4747
Fax: 612-4747
Contacto: ALBERTO VARILLAS
Cargo: Mandatario Nacional
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN
Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 138

Decreto Supremo: 067-2007-EM - 11/21/07

Empresa: PAN ANDEAN RESOURCES PLC (PERU), SUCURSAL DEL PERU(10%)/RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC, SUCURSAL DEL PERU(90%)

Dirección: VICTOR ANDRES BELAUNDE

147, CENTRO EMPRESARIAL REAL VIA PRINCIPAL 123 - EDIFICIO REAL UNO, INT. 801

Teléfono: 627-3300

Fax:

Contacto: MILAGROS SILVA-SANTISTEBAN

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SIERRA SUR

Lote: 141

Decreto Supremo: 069-2007-EM - 11/21/07

Empresa: PAN ANDEAN RESOURCES PLC (PERU), SUCURSAL DEL PERU(80%)/VERAZ PETROLEUM PERU S.A.C.(20%)

Dirección: VICTOR ANDRES BELAUNDE

147, CENTRO EMPRESARIAL REAL VIA PRINCIPAL 123 - EDIFICIO REAL UNO, INT. 801

Teléfono: 627-3300

Fax:

SILVA-SANTISTEBAN

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 161

Decreto Supremo: 2009 038 4/16/09

Empresa: PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AMADOR MERINO REYNA 285

OF. 501 - LIMA 27

Teléfono: 706-2000

Fax: 706-2004

Contacto: PEDRO GRIJALBA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 58

Decreto Supremo: 017-2005-EM - 6/23/05

Empresa: PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.(50%)/ECOPETROL DEL PERU S.A.(25%)/INPEX NORTH PERU LTD SUCURSAL DEL PERU(25%)

Dirección: AMADOR MERINO REYNA 285

OF. 501 - LIMA 27

Teléfono: 706-2000

Fax: 706-2004

Contacto: PEDRO GRIJALBA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 117

Decreto Supremo: 019-2006-EM - 3/23/06

Empresa: PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU S.A.C.(100%)

Dirección: ANTEQUERA 777 OF. 701-C

Teléfono: 421-9590

Fax: 421-9593

Contacto: CARLOS MONGES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 133

Decreto Supremo: 026-2009-EM - 4/16/09

Empresa: PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU S.A.C.(100%)

Dirección: ANTEQUERA 777 OF. 701-C

Teléfono: 421-9590

Fax: 421-9593

Contacto: CARLOS MONGES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 107

Decreto Supremo: 029-2005-EM - 8/11/05

Empresa: PETROMINERALES PERU S.A.(80%)/VERAZ PETROLEUM PERU S.A.C.(20%)

Dirección: AV. LARCO 1301 - PISO 20, TORRE PARQUE MAR, LIMA 18

Teléfono: 610-4747

Fax: 610-4748

Contacto: MILAGROS SANTISTEBAN

Cargo: REPRESENTANTE

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 126

Decreto Supremo: 039-2007-EM - 7/19/07

Empresa: PITKIN PETROLEUM PERU XXVIII S.A.C.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 765

OFICINA 111, LIMA 27

Teléfono: 715-0658

Fax: 715-0677

Contacto: CHRISTOPHER TREVOR

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXVIII

Decreto Supremo: 043-2011-EM - 7/27/11

Empresa: PLUSPETROL E&P S.A.(50%)/RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC, SUCURSAL DEL PERU(30%)/WOODSIDE ENERGY (PERU) PTY. LTD., SUCURSAL DEL PERÚ(20%)

Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA

3055 - PISO 7, LIMA 27

Teléfono: 411-7100

Fax: 411-7345

Contacto: GERMÁN JIMÉNEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA SUR

Lote: 108

Decreto Supremo: 036-2005-EM - 10/9/05

Empresa: PLUSPETROL E&P S.A.(51%)/RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED, SUCURSAL DEL PERU(18.25%)/SHONA ENERGY INTERNATIONAL LIMITED, SUCURSAL DEL PERU(18.25%)/ANDEAN OIL AND GAS S.A.C.(12.5%)

Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA

3055 - PISO 7, LIMA 27

Teléfono: 411-7100

Fax: 411-7345

Contacto: GERMÁN JIMÉNEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 102

Decreto Supremo: 051-2005-EM - 12/2/05

Empresa: PLUSPETROL E&P S.A.(70%)/KOREA NATIONAL OIL CORPORATION, SUCURSAL PERUANA(30%)

Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA

3055 - PISO 7, LIMA 27

Teléfono: 411-7100

Fax: 411-7345

Contacto: GERMÁN JIMÉNEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 115

Decreto Supremo: 057-2005-EM - 12/2/05

Empresa: PVEP PERU, SUCURSAL PERUANA(100%)

Dirección: LA SANTA MARIA 185 - LIMA 27

Teléfono: 440-7099

Fax: 442-8839

Contacto: DA DUONG

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 162

Decreto Supremo: 039-2009-EM - 4/16/09

Empresa: REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: AV. VICTOR ANDRES BELAUNDE 147, VIA PRINICPAL

103 - OF.202 - LIMA 27

Teléfono: 315-9500

Fax: 421-7757

Contacto: EVANDRO CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA

Lote: 109

Decreto Supremo: 053-2005-EM - 12/2/05

Empresa: REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(53.84%)/PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.(46.16%)

Dirección: AV. VICTOR ANDRES BELAUNDE 147, VIA PRINICPAL

103 - OF.202 - LIMA 27

Teléfono: 315-9500

Fax: 421-7757

Contacto: EVANDRO CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA SUR

Lote: 57

Decreto Supremo: 043-2003-EM - 12/19/03

Empresa: REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(55%)/BURLINGTON RESOURCES PERU LIMITED, SUCURSAL PERUANA(35%)/RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC, SUCURSAL DEL PERU(10%)

Dirección: AV. VICTOR ANDRES BELAUNDE 147, VIA PRINICPAL

103 - OF.202 - LIMA 27

Teléfono: 315-9500

Fax: 421-7757

Contacto: EVANDRO CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 39

Decreto Supremo: 028-99-EM - 7/8/99

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-52

Decreto Supremo: DS 031-2010-EM - 6/11/10

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-51

Decreto Supremo: 030-2010-EM - 6/11/10

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

**Cargo: Presidente y Gerente
General**

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO CENTRAL

Lote: Z-48

Decreto Supremo: 072-2007-EM - 11/21/07

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

**Cargo: Presidente y Gerente
General**

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO NORTE

Lote: Z-45

Decreto Supremo: 061-2007-EM - 11/21/07

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO CENTRAL

Lote: Z-49

Decreto Supremo: 057-2007-EM - 11/21/07

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXVI

Decreto Supremo: 073-2007-EM - 11/21/07

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-36

Decreto Supremo: 034-2006-EM - 6/24/06

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-35

Decreto Supremo: 031-2005-EM - 8/11/05

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO

Lote: Z-33

Decreto Supremo: 025-2004-EM - 7/20/04

Empresa: SIBOIL DEL PERU S.A.(100%)

Dirección: SINCHI ROCA 2728 - OF. 401, LIMA 14

Teléfono: 441-3773

Fax: 441-1613

Contacto: PETR YAMASHKIN

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SIERRA SUR

Lote: 105

Decreto Supremo: 052-2005-EM - 12/2/05

Empresa: SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA(100%)

Dirección: AMADOR MERINO REYNA 267 - OF. 702, LIMA 27

Teléfono: 719-1110

Fax: 719-1115

Contacto: TAE WON KIM

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: ZOCALO CENTRAL

Lote: Z-46

Decreto Supremo: 058-2007-EM - 11/21/07

Empresa: SUBANDEAN E&P PERU, LLC., SUCURSAL DEL PERU(50%)/PERENCO PERU LIMITED, SUCURSAL DEL PERU(45%)/PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(5%)

Dirección: LAS BEGONIAS N° 475, SÉTIMO PISO - LIMA 27

Teléfono: 422-7921

Fax: 611-7010

Contacto: BENJAMIN SCHULEIN

Cargo: REPRESENTANTE

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 121

Decreto Supremo: 028-2006-EM - 5/25/06

Empresa: TALISMAN PERU B.V., SUCURSAL DEL PERU(40%)/PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.(30%)/REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(30%)

Dirección: CALLE DEAN VALDIVIA 148,

EDIF. PLATINUM, PISO 2, TORRE

1, CENTRO EMPRES. PLATINUM PLAZA - SAN ISIDRO

Teléfono: 2086500

Fax: 2086501

Contacto: ALAN MURRAY

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 103

Decreto Supremo: 026-2004-EM - 7/20/04

Empresa: TALISMAN PERU B.V., SUCURSAL DEL PERU(50%)/HESS PERU, INC. SUCURSAL DEL PERU(50%)

Dirección: CALLE DEAN VALDIVIA 148,

EDIF. PLATINUM, PISO 2, TORRE

1, CENTRO EMPRES. PLATINUM PLAZA - SAN ISIDRO

Teléfono: 2086500

Fax: 2086501

Contacto: ALAN MURRAY

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 64

Decreto Supremo: 33-95-EM - 11/5/95

Empresa: TALISMAN PERU B.V., SUCURSAL DEL PERU(55%)/ECOPETROL DEL PERU S.A.(45%)

Dirección: CALLE DEAN VALDIVIA 148,

EDIF. PLATINUM, PISO 2, TORRE

1, CENTRO EMPRES. PLATINUM PLAZA - SAN ISIDRO

Teléfono: 2086500

Fax: 2086501

Contacto: ALAN MURRAY

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 158

Decreto Supremo: 035-2009-EM - 4/16/09

Empresa: TECPETROL LOTE 174 S.A.C.(100%)

Dirección: JR. GUILLERMO MARCONI 165, LIMA 27

Teléfono: 615-9090

Fax: 615-9091

Contacto: GUILLERMO ENMANUEL MIRANDE

Cargo: Apoderado

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: SELVA SUR

Lote: 174

Decreto Supremo: 044-2011-EM - 7/27/11

Empresa: UPLAND OIL AND GAS L.L.C., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: CALLE ARIAS ARAGUEZ 250, SAN ANTONIO, MIRAFLORES

Teléfono: 610-6100

Fax: 445-1015

Contacto: JORGE RIVERA

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: CUENCA SECHURA

Lote: XXIV

Decreto Supremo: N° 032-2007-EM - 6/30/07

Empresa: VETRA PERU S.A.C.(100%)

Dirección: CALLE ALCANFORES N° 495 OF.

502, LIMA 18

Teléfono: 242-0642

Fax: 242-0642

Contacto: GUSTAVO POSTH

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLORACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XXV

Decreto Supremo: 060-2007-EM - 11/21/07

9.2.3. Directorio de Empresas de Explotación

Empresa: AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L.(100%)

Dirección: DIONISIO DERTEANO 144, PISO

19, SAN ISIDRO

Teléfono: 615-4600

Fax: 615-4701

Contacto: MARK HOFFMANN

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 31-C

Decreto Supremo: 21-94-EM - 3/30/94

Empresa: EMPRESA PETROLERA UNIPETRO ABC S.A.C.(100%)

Dirección: AV. CANAVAL Y MOREYRA 425 - OF. 31, LIMA 27

Teléfono: 442-2277

Fax: 222-5726

Contacto: VICTOR CATAÑO

Cargo: Director Gerente

Contrato Vigente: SERVICIOS

Zona: NOR-OESTE

Lote: IX

Decreto Supremo: 018-93-EM - 5/8/93

Empresa: G.M.P. S.A.(100%)
Dirección: PASEO DE LA REPUBLICA Nº 4675 - LIMA 34
Teléfono: 215-1500
Fax: 241-3030
Contacto: LUIS DÍAZ
Cargo: Gerente General
Contrato Vigente: SERVICIOS
Zona: NOR-OESTE
Lote: V
Decreto Supremo: 038-93-EM - 9/12/93

Empresa: G.M.P. S.A.(100%)
Dirección: PASEO DE LA REPUBLICA Nº 4675 - LIMA 34
Teléfono: 215-1500
Fax: 241-3030
Contacto: LUIS DÍAZ
Cargo: Gerente General
Contrato Vigente: SERVICIOS
Zona: NOR-OESTE
Lote: I
Decreto Supremo: 030-91-EM - 12/27/91

Empresa: INTEROIL PERU S.A.(100%)
Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA 3531 - OF. 403, LIMA 27
Teléfono: 207-0900
Fax: 207-0906
Contacto: CARLOS NIÑO
Cargo: Gerente General
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN
Zona: NOR-OESTE
Lote: III
Decreto Supremo: 177-92-EF - 11/2/92

Empresa: INTEROIL PERU S.A.(100%)
Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA 3531 - OF. 403, LIMA 27
Teléfono: 207-0900
Fax: 207-0906
Contacto: CARLOS NIÑO
Cargo: Gerente General
Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN
Zona: NOR-OESTE
Lote: IV
Decreto Supremo: 176-92-EF - 11/1/92

Empresa: MAPLE GAS CORPORATION DEL PERU S.R.L.(100%)

Dirección: V.A. BELAUNDE 147, VIA PRINCIPAL 140 - EDIFICIO REAL SEIS - OF. 201, LIMA 27

Teléfono: 611-4000

Fax: 611-4001

Contacto: TONY HINES

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: SELVA CENTRAL

Lote: 31B Y 3

Decreto Supremo: 21-94-EM - 3/30/94

Empresa: OLYMPIC PERU INC., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: JORGE CHAVEZ 631, PISO 7 - LIMA 18

Teléfono: 446-0384

Fax: 243-4973

Contacto: FRANCISCO BERNINZON

Cargo: Mandatario Nacional

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XIII

Decreto Supremo: 015-96-EM - 3/24/96

Empresa: PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(5%)/PERENCO PERU LIMITED, SUCURSAL DEL PERU(95%)

Dirección: AV. REPÚBLICA DE PANAMÁ

3030 PISO 14 LIMA 27

Teléfono: 6151600

Fax: 6151601

Contacto: BENOIT DE LA FOUCHARDIERE

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 67

Decreto Supremo: 38-95-EM - 12/10/95

Empresa: PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AMADOR MERINO REYNA 285

OF. 501 - LIMA 27

Teléfono: 706-2000

Fax: 706-2004

Contacto: PEDRO GRIJALBA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: X

Decreto Supremo: 15-94-EM - 3/16/94

Empresa: PETROLERA MONTERRICO S.A.(100%)

Dirección: CALLE ARICOTA 106, CENTRO EJECUTIVO CHACARILLA - PISO

9, URB. TAMBO DE MONTERRICO - LIMA 33

Teléfono: 4490358/51

20600

Fax: 512-0610

Contacto: VICTOR CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XX

Decreto Supremo: 001-2006-EM - 1/5/06

Empresa: PETROLERA MONTERRICO S.A.(100%)

Dirección: CALLE ARICOTA 106, CENTRO EJECUTIVO CHACARILLA - PISO

9, URB. TAMBO DE MONTERRICO - LIMA 33

Teléfono: 4490358/51

20600

Fax: 512-0610

Contacto: VICTOR CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: XV

Decreto Supremo: 013-98-EM - 4/18/98

Empresa: PETROLERA MONTERRICO S.A.(100%)

Dirección: CALLE ARICOTA 106, CENTRO EJECUTIVO CHACARILLA - PISO

9, URB. TAMBO DE MONTERRICO - LIMA 33

Teléfono: 4490358/51

20600

Fax: 512-0610

Contacto: VICTOR CORREA

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE

Lote: II

Decreto Supremo: 39-95-EM - 12/11/95

Empresa: PLUSPETROL NORTE S.A.(100%)

Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA 3055 - PISO 8, LIMA 27

Teléfono: 411-7100

Fax: 411-7117

Contacto: GERMÁN JIMÉNEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: SELVA NORTE

Lote: 1-AB

Decreto Supremo: 006-86-EM/PP - 3/22/86

Empresa: PLUSPETROL NORTE S.A.(60%)/KOREA NATIONAL OIL CORPORATION, SUCURSAL PERUANA(20%)/DAEWOO INTERNATIONAL CORPORATION, SUCURSAL PERUANA(11.67%)/SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA(8.33%)

Dirección: AV. REPUBLICA DE PANAMA

3055 - PISO 8, LIMA 27

Teléfono: 411-7100

Fax: 411-7117

Contacto: GERMÁN JIMÉNEZ

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: SELVA NORTE Lote: 8

Decreto Supremo: 16-94-EM - 3/16/94

Empresa: PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.(2.2%)/PLUSPETROL CAMISEA S.A.(25%)/HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C.,SUCURSAL DEL PERU(25.2%)/SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA(17.6%)/TECPETROL DEL PERU S.A.C.(10%)/SONATRACH PERU CORPORATION S.A.C.(10%)/REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(10%)

Dirección: REPUBLICA DE PANAMA N°

3055 PISO 8 - LIMA 27

Teléfono: 411-7100 Fax: 411-7110

Contacto: CLAUDIO DE DIEGO

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN - Zona: SELVA SUR Lote: 88

Decreto Supremo: 021-2000-EM - 12/7/00

Empresa: PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.(2.2%)/PLUSPETROL LOTE 56

S.A.(25%)/HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C.,SUCURSAL DEL PERU(25.2%)/SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA(17.6%)/TECPETROL BLOQUE 56

S.A.C.(10%)/SONATRACH PERU CORPORATION S.A.C.(10%)/REPSOL EXPLORACION PERU, SUCURSAL DEL PERU(10%)

Dirección: REPUBLICA DE PANAMA N° 3055 PISO 8 - LIMA 27

Teléfono: 411-7100 - Fax: 411-7110

Contacto: CLAUDIO DE DIEGO

Cargo: Gerente General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN - Zona: SELVA SUR Lote: 56

Decreto Supremo: 033-2004-EM - 8/27/04

Empresa: SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUCURSAL DEL PERU(100%)

Dirección: CALLE DEAN VALDIVIA 148

PISO 15 (EDIF.PLATINIUM) – LIMA 27

Teléfono: 208-0800 - Fax: .

Contacto: GONG BENCAI

**Cargo: Presidente y Gerente
General**

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: NOR-OESTE - Lote: VII_VI

Decreto Supremo: 040-93-EM - 9/23/93

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: LICENCIA de EXPLOTACIÓN

Zona: ZOCALO - Lote: Z-6

Decreto Supremo: 005-2002-EM - 2/20/02

Empresa: SAVIA PERU S.A.(100%)

Dirección: AV. RIVERA NAVARRETE 501, PISO 11, SAN ISIDRO

Teléfono: 513-7500

Fax: 441-9423

Contacto: JIN HYUN

Cargo: Presidente y Gerente

General

Contrato Vigente: SERVICIOS

Zona: ZOCALO - Lote: Z-2B

Decreto Supremo: 044-93-EM - 11/1/93

10. Entrevistas

10.1. Resumen de Entrevistas

- Huimin Ye, gerente de operaciones de Mansarovar
- Milton Costa, presidente del directorio de Arpel
- Michael Lynch, presidente de Strategic Energy and Economic Research
- Jonathan Schroeder, presidente y gerente de operaciones de Brownstone Energy David Winter, gerente general de Miramar Hydrocarbons
- Daniel Brockett, gerente general de BX Drilling Supply
- Andrés Ocampo, director Financiero de GeoPark
- Julio Maria Borges, director Job Economía

10.2. Detalle de Entrevistas

Fecha: 11 de marzo de 2012

Huimin Ye Gerente de operaciones Mansarovar Energy

Una de las tendencias recientes más notables de la industria del petróleo y gas en la región ha sido el aumento de la inversión de los países asiáticos. Las compañías con sede en potencias económicas como China e India están mostrando interés en Latinoamérica mientras buscan asegurar las materias primas necesarias para impulsar su continuo desarrollo.

Hace cinco años, Sinopec y ONGC, las respectivas petroleras estatales de China e India, formaron la empresa de riesgo compartido Mansarovar Energy Colombia. Ahora la firma posee varios activos con una producción combinada superior a 30.000b/d.

BNamericas habló con Huimin Ye, gerente de operaciones de Mansarovar, para conocer más acerca de la compañía y sus futuros planes para Colombia.

BNamericas: ¿Nos puede contar un poco acerca de la compañía y sus planes para los próximos años?

Ye: Llegamos acá en el 2006 y nos enfocamos principalmente en reservas que ya habían estado en explotación. Ahora estamos comenzando una nueva etapa, poniendo en producción cada vez más reservas de campos vírgenes como parte de la primera etapa de un nuevo programa.

BNamericas: ¿Qué metas de producción y gasto de capital se han fijado para este nuevo programa de desarrollo?

Ye: Buscamos alcanzar un alza de producción muy rápida. Ahora estamos produciendo 37.000b/d y hacia fines del próximo año llegaremos a 60.000b/d. Nuestro presupuesto de inversión en los próximos dos años es de alrededor de US\$400mn/a, por lo que durante los siguientes dos años tenemos planeado desembolsar hasta US\$800mn.

BNamericas: ¿Qué significa en términos de número de pozos?

Ye: Bueno, para los siguientes dos años el objetivo es perforar cerca de 500 pozos en Colombia. Estos pozos van a ser muy poco profundos, más o menos 500m, y normalmente el tiempo de perforación es de solo 8 a 9 días. Los pozos se ubicarán en nuestros campos en la cuenca Magdalena Medio, principalmente en tres de ellos. Ya hemos desarrollado ocho campos en esta cuenca, y tenemos tres pendientes.

Otra cosa es que usamos tecnología de la más avanzada en el mundo para mejorar nuestras tasas de recuperación. Esto nos ayudará aún más a cumplir con los objetivos de producción.

BNamericas: Toda esta producción extra necesitará de infraestructura de apoyo. ¿La compañía se ha visto afectada por los problemas de transporte que aquejan a la industria?

Ye: El tema del transporte es un verdadero dolor de cabeza. La infraestructura actual no es suficiente, dista mucho de eso. Actualmente tenemos un acuerdo de compraventa con [la estatal] Ecopetrol. Somos sus vendedores y ellos nuestros compradores, así que esperamos que esta cooperación estratégica nos ayude.

Actualmente debemos enviar la producción por camiones, y lo haremos así en los próximos 3 a 4 años. Es posible que pronto despachemos por camión 10.000-15.000b/d todos los días a la costa. Es obvio que los costos son mucho más altos. Con ductos, los costos de transporte generalmente son de US\$5/b. Sin embargo, por vía terrestre, suben a US\$12/b e incluso podrían aumentar a US\$15/b.

BNamericas: Recientemente varias compañías reclamaron por retrasos en la entrega de permisos de exploración por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) de Colombia. ¿Es un tema importante al considerar nueva exploración? ¿Ha afectado a Mansarovar?

Ye: Sí. No solo es difícil obtener las licencias ambientales, que ha sido todo un problema para nosotros, sino también todo tipo de permisos operacionales. Existen muchos otros requisitos que debemos cumplir, algunas veces demoramos 30 días en resolver asuntos muy menores.

Daré un ejemplo. En cuanto a burocracia, tenemos que llenar muchos formularios. Tenemos que llenar miles de formularios para obtener los permisos del gobierno, lo que es un gran problema para nosotros. Otras veces nos penalizan por simples errores humanos.

BNamericas: En los últimos meses hemos visto como los problemas de seguridad hacen noticia, por ejemplo con los secuestros de trabajadores de Talisman Energy y Emerald. ¿Es algo que preocupe a la compañía?

Ye: La seguridad sí puede ser una preocupación, pero al mismo tiempo no lo es para nosotros. Nuestra región, la cuenca Magdalena Medio, es un lugar muy seguro en comparación con las áreas fronterizas, cerca de Ecuador y Venezuela. Siempre tiene que ser una preocupación, y debemos aprender mucho de los eventos recientes. Aunque no creo que nos alejen de Colombia.

BNamericas: Por el momento, la compañía se encuentra enfocada principalmente en Colombia. ¿Tienen planes de expandirse a otros países de la región?

Ye: Ahora estamos concentrados principalmente en Colombia, ya que hemos obtenido gran éxito en el país. Nuestra compañía, si bien es propiedad de Sinopec y ONGC, es colombiana. Si cambiamos nuestro modelo de negocios, seríamos una empresa internacional y por el momento solo queremos concentrarnos en este país.

Por James Fowler

Fecha: 11 de marzo de 2012

Milton Costa

Presidente de directorio Arpel (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural de Latinoamérica y el Caribe)

Al igual que en el resto del mundo, la industria petrolera latinoamericana tendrá que hacer frente a la escasez de recursos humanos.

La edad promedio de los técnicos petroleros se está disparando mientras las generaciones más jóvenes buscan oportunidades en otros campos, situación que podría presentar un grave problema a la implementación de los grandes proyectos de exploración y producción en el futuro.

BNamericas conversó con Milton Costa, presidente del directorio de Arpel, asociación regional que agrupa a las empresas del sector de petróleo, gas natural y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe, para analizar la necesidad de encontrar una solución multifacética a esta amenazante crisis.

BNamericas: ¿Podría explicar brevemente el déficit mundial de recursos humanos en la industria petrolera?

Costa: El promedio de edad de los técnicos de la industria petrolera, incluidos los ingenieros petroleros, ingenieros de procesos geofísicos, los técnicos que son

realmente los que conducen la industria, pasó de 30 a 40 años, luego a 50 y hoy está cerca de 55. Hay varios factores que inciden en esto. A fines de los noventa, el precio de petróleo cayó a US\$9/b, entonces para mantener rentabilidad muchas empresas despidieron gente. Fue un señal muy mala para los jóvenes, que estaban buscando áreas con alternativas para el futuro. Paralelo a eso, la llegada de la informática y la digitalización en el mundo creó muchas oportunidades en la industria financiera y en la farmacéutica. Grandes áreas demandaron los mejores talentos de las generaciones que venían. Esto ocurrió en el mundo, pero es perfectamente aplicable a América Latina. Junto con eso tenemos también una etapa de concientización ambiental, y la industria petrolera está muy asociada como una industria sucia. Todo esto hizo que las generaciones buscaran otras alternativas fuera de la industria de energía.

Hoy en día la energía es cada vez más fundamental para el desarrollo del mundo. Tenemos que convivir con el petróleo y el gas por muchos años, pero también tenemos que transformar su utilización y hacerla más eficiente y menos contaminante, mejorar la calidad de los productos, ser más sostenibles con el medio ambiente, donde hay operaciones y comunidades. La industria petrolera está cada vez más consciente de que no se puede desarrollar las operaciones como se desarrollaban 30 años atrás. Entonces, hoy día que es necesario hacer frente al crecimiento poblacional y la mayor demanda de energía en el mundo, no hay recursos humanos suficientes.

BNamericas: ¿Cómo se compara Latinoamérica con el resto del mundo en este sentido?

Costa: Está viviendo el mismo problema.

BNamericas: ¿Incluso Brasil?

Costa: En Brasil también ocurre lo mismo, pero [la energética federal] Petrobras tiene una política muy interesante. Petrobras, por su cuenta, contrata 3.000 personas al año y las capacita internamente. Hay un programa del gobierno, del Ministerio de Minas y Energía, que capacita a gente para trabajar en la industria petrolera. A través de un concurso, cualquier persona puede recibir capacitación gratis. Después puede buscar empleo con esa capacitación. Es un programa que ya capacitó a 60.000 personas y seguirá con más de 200.000 en los próximos años para hacer frente a toda la demanda que hay en Brasil.

Sin embargo, en otros países no hay programas de incentivo para que los jóvenes estudien los temas de energía o sigan una carrera petrolera, y las empresas en la región están tardando en implementar procesos como, por ejemplo, el de Petrobras. [La petrolera estatal colombiana] Ecopetrol está haciendo algo parecido, otro programa. Está en implementación ahora. Hay varios países que tienen programas serios. No sé cómo van a poder desarrollar proyectos de mediano plazo.

BNamericas: Pero en México, por ejemplo, el sindicato de trabajadores petroleros STPRM es mucho más grande que la demanda de mano de obra. Hay mucha gente

que básicamente recibe pago por nada.

Costa: En todos los países hay sindicatos. El sindicato en Brasil es fuerte. En Argentina es muy fuerte. Cada uno tiene sus características. No creo que el problema tenga que ver con los sindicatos. Es un problema más macro. Incluye a los sindicatos, por supuesto, pero también a las empresas, a los gobiernos y a las universidades. Incluye programas de gobierno, programas y políticas industriales que tienen que considerar los recursos necesarios para la implementación de sus proyectos. En general, lo que ve es recursos financieros, recursos de infraestructura, recursos de bienes y servicios, pero no recursos humanos.

BNamericas: ¿Entonces podríamos decir que por ahora Brasil y próximamente Ecopetrol son una guía para el desarrollo de los recursos humanos en la región?

Costa: Lo que siempre digo es que no hay una fórmula. No creo que exista una fórmula que se pueda aplicar en Brasil, México, Argentina y Venezuela. Cada país tiene una legislación diferente, pero sí sería muy importante estudiar los proyectos que se están desarrollando y tratar de ver cómo se podrían mejorar los modelos de cada país. Si el modelo de Brasil está funcionando, ¿por qué no estudiarlo en México, Argentina, Ecuador, Chile y Venezuela para ver cómo lo podemos aprovechar? No se trata de copiar; es estudiar y desarrollar un modelo propio adecuado a las condiciones locales, los recursos locales, la disponibilidad local y la política local. Es algo tan obvio como lógico.

BNamericas: ¿La región llegó entonces a una situación de urgencia en este sentido?

Costa: Yo creo que sí. En términos de recursos humanos, estamos en deuda. Incluso no solamente aquí, sino en EEUU, Canadá, en todos los países. Los estudios de sueldos en nuestra área son una clara muestra de que hay poca gente, porque hay técnicos especializados en actividad en la industria petrolera que tienen sueldos impresionantes. ¿Por qué? Porque no hay otros.

Es algo extremadamente importante y urgente, y se necesita la participación de mucha más gente. Las empresas petroleras pueden hacer mucho, pero depende de políticas educacionales, del gobierno, de universidades, de políticas industriales. Todos tenemos que involucrarnos.

BIOGRAFIA:

Costa fue nombrado presidente del directorio de Arpel por un período de dos años en el 2008 y reelecto para un nuevo período que culmina el 2012.

Además, trabajó para Petrobras durante 34 años y ocupó varios cargos en múltiples áreas de la empresa: ingeniería, exploración y producción, comercialización, entre otras. Actualmente, es gerente de país de Petrobras México.

Fue director ejecutivo del 17° Congreso Mundial del Petróleo, realizado en Río de

Janeiro en septiembre del 2002. En la actualidad, es miembro de la comisión nacional brasileña del Consejo Mundial del Petróleo.

Se graduó en la carrera de Ingeniería Química de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) en 1977. En 1986, obtuvo una maestría en Ciencias de Ingeniería de la Producción (PUC-RJ) y en 1995, una maestría en Comercialización de la Escuela de Negocios COPPEAD (UFRJ).

ACERCA DE LA COMPAÑÍA

La Arpel es una asociación sin fines de lucro que agrupa a empresas e instituciones de los sectores de petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Se creó en 1965 con el objetivo principal de promover la integración y el crecimiento de la industria y de buscar maneras de maximizar su aporte al desarrollo energético sostenible en la región. Entre sus integrantes, que representan el 90% de las actividades upstream y downstream en Latinoamérica, se cuentan petroleras estatales e internacionales, proveedores de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor industrial, y otras instituciones. Desde 1976 la Arpel es entidad consultiva especial del Consejo Económico y Social (Ecosoc) de las Naciones Unidas.

Por David Biller

Fecha: 11 de marzo de 2012

Michael Lynch Presidente Strategic Energy and Economic Research

Argentina experimenta un período de cambios cuando Cristina Fernández inicia su segundo mandato con la introducción de una nueva ley que impone controles cambiarios más estrictos a fin de detener la fuga de capitales.

El decreto dispone que las empresas petroleras, gasíferas y mineras deberán repatriar el 100% de sus ingresos por exportación y convertirlos en pesos argentinos.

La industria también dejará de recibir el beneficio de los subsidios a sus cuentas de servicios tras recientes anuncios que detallan cambios en este sistema.

Desde el 1 de diciembre, las compañías que operen en el país y perciban los mayores ingresos dentro de los sectores de refinación, procesamiento de gas, biocombustibles y agroquímicos dejarán de recibir subsidios.

Por otra parte, el país está atrayendo atención por sus recursos de gas de esquisto. YPF, filial local de la firma española Repsol, anunció recientemente un descubrimiento

de recursos de esquisto de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo en la formación Vaca Muerta en la licencia Loma La Lata Norte, provincia de Neuquén.

BNamericas conversó con Michael Lynch, presidente de Strategic Energy and Economic Research, para conocer su visión general de la situación.

BNamericas: Quizás podría comenzar comentando acerca de la reducción de subsidios que hace poco anunció el Gobierno de Argentina.

Lynch: En términos generales, los subsidios no son económicamente eficientes. El problema se genera cuando se intenta manejarlos a nivel micro; por ejemplo, al eliminar los subsidios a ciertas industrias rentables se está pensando solo en el corto plazo. ¿Cómo saber si esa industria seguirá rentable en tres años? Eso puede indicar una voluntad para aceptar pérdidas y la necesidad de cambiar los precios o renovar los subsidios en el futuro.

BNamericas: ¿De qué manera debería avanzar el gobierno, si no es así?

Lynch: Estarían mucho mejor si también desregularizaran los mercados. El mercado argentino, en especial el del petróleo, se encuentra bastante bien desarrollado y no existe mucho espacio para formarse una posición monopólica.

No quiero decir que esto sea un paso atrás, sino un enfoque que indica que el sistema no funciona, pero seguiremos ajustándolo para mejorarlo. Es muy complejo y difícil de manejar.

BNamericas: ¿Qué efecto puede tener esta medida sobre el sector?

Lynch: En la medida que implementen cambios que representen mayores precios para los consumidores, se verá un efecto deflacionario, que no es necesariamente bueno en el corto plazo, pero que mejorará enormemente la eficiencia económica a largo plazo.

BNamericas: ¿Lo considera un paso en la dirección correcta?

Lynch: Es un pequeño paso hacia la desregulación y la pregunta es si van a continuar por esa senda. Es obvio que no deberían estar gastando los escasos recursos que existen para subsidiar los servicios básicos y la energía al sector privado, pero tampoco lo deberían hacer con el sector público, que es simplemente mucho más fácil desregular que el sector privado.

BNamericas: Pasando a otro tema, ¿qué implicará el descubrimiento de Repsol YPF para el sector?

Lynch: Este tipo de producción requiere bastante trabajo. Es necesario perforar muchos pozos. Un pozo normal de hidrocarburos de esquisto producirá entre 500.000 y 1 millón de barriles, por lo que hablamos de perforar unos 500 a 1.000 pozos, lo que es bueno en términos de empleo.

El gasto de capital no es un tema menor, debería generar buenas utilidades para la región. Sí se corre el riesgo de sufrir ciertas presiones inflacionarias si aumenta

demasiado la demanda de mano de obra, como se ha visto en el norte de Canadá con las arenas petrolíferas y también en Dakota del Norte, donde hay petróleo de esquisto. Cuando se concentran muchos trabajadores petroleros en un área que no tiene suficiente infraestructura, el sistema se ve presionado.

BNamericas: ¿Qué nivel de precios se necesitan para que estas perforaciones intensivas resulten rentables?

Lynch: Extraer petróleo de esquisto cuesta cerca de US\$40/b, con lo que el precio será rentable a partir de los US\$50/b. Un pozo convencional cuesta US\$10mn, con los diversos trabajos de fracturamiento y la construcción de vías de acceso y ductos para movilizar la producción, pero en general, a los precios actuales del crudo en el mercado mundial, resulta muy atractivo.

BNamericas: ¿Cómo se comparan los recursos de gas en Argentina con los de otras partes del mundo?

Lynch: Actualmente la actividad se concentra en los prospectos de gas de esquisto en EEUU, porque existe incertidumbre acerca de los regímenes normativos de otros países. Además la geología de EEUU se ha estudiado mucho más que la de otros lados.

Creo que Argentina es el único lugar donde una compañía ha hecho perforaciones y entregado estimaciones de reservas, lo que deja a Argentina en un segundo o tercer lugar detrás de EEUU y quizás Canadá en términos de recursos conocidos.

BNamericas: ¿Ve interés de empresas multinacionales por entrar en Argentina?

Lynch: La gran pregunta es cuánto espacio queda para que ingresen nuevos actores y se adjudiquen concesiones. Los esquistos tienden a ser muy grandes, pero solo una parte de ellos contendrá líquidos, y no siempre se sabe cuánto se puede encontrar hasta que se han hecho muchos estudios. Los primeros trabajos que vi sugieren que el 20% de la formación Vaca Muerta contendría líquidos e YPF posee concesiones extensas en el área.

BNamericas: ¿Ha sabido algo concreto de alguna compañía nueva interesada en el área?

Lynch: Otras empresas les seguirán de cerca, grandes y pequeñas -las grandes tienen el capital, mientras que las pequeñas se mueven con rapidez.

Espero que dentro de dos semanas sepamos de varias empresas que buscan arrendar concesiones en el área. Es ese tipo de situaciones donde se mueven rápido o se quedan fuera.

BNamericas: ¿Cree que las disputas laborales afectarán el avance de la industria, por ejemplo, la amenaza de un paro de 24 horas que se conoció esta semana?

Lynch: Por lo general, la industria del petróleo requiere mucho capital y un paro de 24 horas no va a tener un gran efecto. Es más bien una demostración política que una

herramienta de negociación -una señal de ira y unidad-, pero no tendrá un efecto operacional serio sobre la industria.

BNamericas: ¿Qué opinan los posibles inversionistas sobre la reciente reelección de la presidenta Cristina Fernández?

Lynch: Bueno, hay gente invirtiendo en Irak, que no es un lugar precisamente estable. La industria está acostumbrada a cierta incertidumbre política. Sigue habiendo empresas estadounidenses que operan en Venezuela, lo que obviamente representa una situación políticamente mucho menos cómoda que la observada en Argentina. Creo que habrá interesados y existe la percepción de que Argentina necesita el dinero que trae esta clase de producción, por lo que el gobierno trabajará con las compañías para intentar atraerlas, echar a andar la producción y comenzar a recibir esos ingresos.

BNamericas: ¿Algún comentario que quisiera agregar?

Lynch: Hablando en términos más generales, creo que la filosofía de gobierno del ex presidente brasileño Luiz Inácio Lula da Silva, con una combinación de economía conservadora y políticas sociales liberales, es el camino del futuro. Creo que Fernández aún no logra comprender bien esto. Por Abigail Wilkinson

Fecha: 11 de marzo de 2012

Jonathan Schroeder
Presidente y gerente de operaciones
Brownstone Energy

Los problemas con el otorgamiento de permisos en Colombia se han transformado en queja recurrente en los últimos meses debido a la nueva normativa que rige las licencias ambientales. Compañías grandes y pequeñas han mencionado que los retrasos en sus programas de trabajo se derivan de las dificultades para obtener los necesarios permisos de perforación.

Muchas insisten en que el problema es consecuencia del reciente éxito que ha logrado el país y que el auge de la actividad exploratoria ha dejado a las autoridades con muchas solicitudes y papeleo que atender. Por otra parte, algunas compañías informan que sí han visto avances. No obstante, si se considera que la actividad exploratoria debiera alcanzar nuevas alturas el próximo año muchos temen que el problema probablemente se agudizará.

Juniors como Brownstone Energy han sido las más afectadas por estos retrasos. Los esfuerzos de la firma con sede en Calgary para capitalizar el reciente éxito que obtuvo en los bloques Canaguaro y LLA-27 en la cuenca Llanos se han visto frustrados por el prolongado proceso de permisos.

Para obtener más información, BNamericas habló con el COO de la firma, Jonathan Schroeder.

BNamericas: Brownstone y sus socios tenían planeado perforar un par de pozos más en el bloque Canaguaro este año. ¿Cómo van esos planes?

Schroeder: Bueno, hemos tenido un par de problemas. El primero es obtener las aprobaciones ambientales del Gobierno de Colombia para perforar los pozos de desarrollo. Esto sigue en proceso y esperamos que no demore mucho.

El segundo problema es que tenemos como socio una firma estadounidense con un 50% de participación que está atravesando por un proceso de venta en este momento. No están dispuestos a gastar dinero y, considerando que manejan un 50%, no hay mucho que podamos hacer hasta que concluya ese proceso.

Sucede que el pozo que perforamos en Canaguaro ha tenido resultados auspiciosos para nosotros, y queremos abrir otro lo más rápido posible. Nos entusiasma la idea de concretar todo esto, pero es un proceso largo que está demorando muchísimos meses más de lo que esperábamos.

Lo mismo ocurre con nuestro pozo Maní-1 en el bloque 27. Tuvimos que esperar ocho meses adicionales para obtener las licencias del Ministerio de Ambiente. Ahora finalmente estamos perforando, pero muy retrasados en nuestro cronograma de perforaciones y producción.

BNamericas: Se han escuchado reclamos sobre los permisos durante casi todo el año. ¿El gobierno les ha dicho qué hará para hacer más expedito este proceso?

Schroeder: Sí, nos han hablado y hemos trabajado en conjunto con ellos. Hemos sostenido reuniones a través de nuestra embajada.

La gente que está a cargo de los equipos de perforación este verano nos dicen que incluso las empresas más grandes que operan allí se están quedando sin nada que perforar, porque estaban en la misma posición que las más pequeñas. Se entregaban muy pocas licencias ambientales, casi ninguna. El nuevo presidente, Juan Manuel Santos, señaló que el tema se resolvería, realmente es un punto negro en la industria de Colombia.

BNamericas: ¿La situación con los permisos es su mayor problema en Colombia?

Schroeder: No se pueden hacer perforaciones sin tener el permiso ambiental; no se puede hacer nada.

La [entidad reguladora de hidrocarburos] ANH ha sido algo muy bueno. Como industria, muchos de nosotros hemos tenido que recurrir a ellos y decirles que ingresamos nuestras aprobaciones a tramitación, pero el Ministerio de Ambiente no las ha devuelto. Nuestros permisos están por expirar en las distintas fases y no queremos incumplir por algo que no es responsabilidad nuestra.

Según entiendo, la ANH se ha mostrado razonablemente abierta a otorgar extensiones para los bloques que las ameritan cuando los operadores no pueden conseguir las aprobaciones que necesitan para llevar a cabo las actividades de

manera oportuna.

BNamericas: ¿Este tipo de temas los frena a la hora de ampliar sus operaciones en Colombia?

Schroeder: Bueno, no somos una empresa enfocada exclusivamente en Colombia. Tenemos actividades en otros países del mundo y, por lo tanto, considerando las limitaciones de nuestro capital, cuando vemos nuestro presupuesto y pensamos dónde ocupar nuestro dinero, especialmente cuando no podemos invertir esos dólares en una jurisdicción porque no se pueden obtener las aprobaciones normativas que necesitamos, obviamente vamos a buscar alternativas en otras jurisdicciones o a reutilizar ese capital en proyectos que sean más oportunos. Es obvio que tendrá un efecto.

BNamericas: ¿Brownstone se ha visto afectada por los problemas relacionados con la capacidad de transporte en Colombia?

Schroeder: Todos nos hemos visto afectados. Podemos vender nuestro petróleo, pero vamos a tener los mejores precios cuando dispongamos de mayor capacidad de transporte dentro del país. Cada vez que se genera un cuello de botella la idea es movilizar el petróleo a los que paguen el precio más alto por el transporte y manejo.

Eso termina perjudicando a todos, porque el dinero termina en los bolsillos de transportistas y no va a las empresas de exploración, que vuelven a reinvertirlo en la actividad. Logremos o no vender nuestro petróleo, todos en el país se ven afectados de un modo u otro.

BNamericas: Últimamente hemos visto muchas protestas asociadas con una mayor actividad sindical. ¿Esto ha tenido algún efecto sobre Brownstone y sus operaciones?

Schroeder: Si hay bloqueos en los caminos, eso afecta a la empresa X, pero muchas otras empresas usan ese camino, así que termina afectando a todos. No importa el origen de la protesta o la paralización, eso podría animar a otros a ser más agresivos en su posición.

Obviamente, nos afecta a todos. En consecuencia, puede ser tan simple como que llevemos nuestro capital a otra parte, donde no veamos tantos problemas.

Dicho esto, Colombia sigue siendo una jurisdicción fantástica para explorar hidrocarburos gracias a su régimen de regalías. Todo se puede mejorar. Las personas con las que estamos hablando están trabajando para que se reduzcan los cuellos de botella en el menor tiempo posible y para que la industria pueda avanzar lo más rápido posible también. Es obvio que nos veremos afectados, pero todos están haciendo un gran esfuerzo para mitigar ese efecto.

Por James Fowler

Fecha: 11 de marzo de 2012

David Winter
Gerente general
Miramar Hydrocarbons

La reciente decisión del Ministerio de Planificación Federal e Inversión Pública (Minplan) de Argentina de suspender los programas de incentivos tributarios Petróleo Plus y Refino Plus a las grandes empresas y la especulaciones de prensa de una posible renacionalización de YPF, han acrecentado el nivel de incertidumbre en la industria petrogasífera argentina.

No obstante, el entorno político y el régimen de precios no han disuadido a las empresas más pequeñas de intentar hacer pie en este país tan generoso en recursos, y las perspectivas de los actores de la industria lucen abrumadoramente positivas.

Alguna vez exportador neto de hidrocarburos, Argentina importó el año pasado US\$9.000mn en combustibles, volumen que supone un alza interanual de 110%, de acuerdo con un reciente anuncio de la presidenta Cristina Fernández. Esto presenta una atractiva oportunidad para la explotación y venta de los recursos locales.

Desde la crisis del 2001, los controles gubernamentales de los precios de la industria se han mantenido estrictos. Si bien los precios del crudo han experimentado un alza progresiva, los del gas prácticamente se han congelado y muchos actores del sector enfrentan dificultades financieras.

BNamericas conversó con David Winter, gerente general de la recién llegada Miramar Hydrocarbons, para indagar en los pros y contras de operar en el mercado local.

BNamericas: ¿Cómo llegó Miramar al mercado argentino?

David Winter: Miramar se formó apenas hace un año. A principios de enero cerramos la adquisición de Petrolera del Comahue, una pequeña empresa privada argentina, lo que nos permite establecernos como operador calificado en el país con una participación de 90% en 500km² de área concesionada repartida en tres bloques para evaluación y explotación. Hay cuatro descubrimientos sin desarrollar en el territorio y la producción actual es de unos 30b/d, con potencial de aumentar a 500b/d en el corto plazo.

BNamericas: ¿Cómo logrará la empresa este aumento de producción?

David Winter: Probablemente lo antes que podríamos iniciar las perforaciones es en junio; esperamos perforar dos pozos de desarrollo en el bloque Blanco de Los Olivos para llegar a la formación Centenario. Hay tres descubrimientos en ese bloque, dos de ellos se ubican en una acumulación. Uno, que fue perforado por YPF a principios de los setenta, arrojó un caudal de 250b/d en la formación Tordillo. También se detectó

crudo en la formación Centenario. En 1997, Jaguar operaba un pozo que sondeaba la misma acumulación pero hacia el buzamiento ascendente. En las pruebas este arrojó 497b/d de crudo ligero en la formación Centenario e interceptó gas sobre petróleo en la formación Tordillo.

BNamericas: ¿Es la única perforación que tienen programada para este año?

David Winter: Dependerá del financiamiento. Los dos pozos son nuestro plan básico, estamos conversando con varios grupos financieristas y, si concretamos las negociaciones, implementaremos un plan mucho más amplio.

El plan de dos pozos apunta a poner en producción este año unos 500b/d de crudo ligero de 34 grados API, con pozos de baja profundidad de más o menos 1km. Los costos de perforación y operación son bajos, un primer desarrollo ideal para una empresa junior. Lo veo como la piedra angular del crecimiento de Miramar.

BNamericas: ¿Cuáles son los términos financieros de esa adquisición?

David Winter: El costo de adquisición es de US\$5,5mn, de los cuales se pagaron US\$4mn en acciones de Miramar, de modo que después de los costos de transacción tenemos unos US\$5,5mn de capital de trabajo y el programa de perforaciones costará cerca de US\$3mn.

Petrolera del Comahue será una filial de propiedad exclusiva de Miramar, pero mantendremos su nombre local, porque todos la conocen. Solo le cambiaríamos en el futuro si fuese necesario.

BNamericas: ¿Miramar tendría en cuenta los comentados recursos no convencionales de Argentina?

David Winter: Estamos interesados en recursos no convencionales, hemos operado antes en recursos no convencionales en Canadá. Antes de formar Miramar administré una junior de exploración y producción listada en Canadá que tenía activos en arenas petrolíferas. Se llamaba Excelsior Energy y la vendimos a Athabasca Oil Sands Corp. por CA\$144mn.

El bloque General Roca en la zona suroriental de la cuenca Neuquén, que tiene potencial no convencional. Podría contener esquistos en las formaciones Los Molles, pero más probablemente recursos hidrocarburíferos de arenas compactas en la formación Punta Rosada y, a mayor profundidad, en el grupo Cuyo y la formación Precuyo. No se han hecho muchas pruebas en las formaciones más profundas de estos activos. Esto nos asegura un excelente potencial para Miramar.

BNamericas: ¿Cuáles son los planes de exploración a mediano plazo de la compañía?

David Winter: Hay algunos descubrimientos a menos profundidad de los que nos ocuparíamos posiblemente el próximo año. Un objetivo muy atractivo que también fue perforado por YPF a principios de los setenta y que encontró una veta de 8m de crudo

ligero sobre agua en la formación Tordillo. Sobre la base de la sísmica 3D posterior, el pozo se ubicó en el flanco del cierre estructural y hay puntos en el buzamiento superior en ese pozo, así que intentaremos sondear ese prospecto. Clasificaría este objetivo como un proyecto de evaluación y desarrollo.

Nuestro foco en los primeros dos años será incorporar reservas y estabilizar la producción y el flujo de caja, principalmente con el bloque Blanco de los Olivos y, dependiendo del financiamiento, con General Roca.

El tercer bloque, llamado Bajo Hondo (CNQ-35), fue adjudicado por el gobierno de Río Negro Norte a través de Edhipsa, que técnicamente obtuvo la aprobación definitiva y está a la espera de recibirla formalmente, así que no podemos empezar con eso todavía.

BNamericas: ¿Que fue lo que los trajo a Argentina?

David Winter: Nos atrae Latinoamérica en general. Al fundar la compañía, estaba buscando oportunidades ajenas a las tendencias actuales. En Sudamérica, la industria y la comunidad de inversiones se han concentrado en Colombia y en cierta medida en Brasil. Son lugares muy competitivos y las valoraciones son bastante altas todavía, a pesar del hecho de que ya no están en su punto máximo.

Las junior más exitosas en Colombia son aquellas que estuvieron presentes en el país desde un principio, antes de que mejoraran las condiciones fiscales, cuando el riesgo para la seguridad todavía se percibía alto y antes de que el país se volviera muy competitivo dentro de la industria y la comunidad de inversionistas.

Al asumir esta estrategia de ingreso nos exponemos a cierto riesgo país derivado de la incertidumbre política o el riesgo contractual. Juzgar el momento de nuestro ingreso es difícil cuando el potencial de crecimiento supera las desventajas del riesgo país. Creo que estamos en ese punto en Argentina. Creo firmemente en que el entorno comercial para las empresas junior está mejorando y el potencial de oportunidades es grande.

BNamericas: ¿Analizaron oportunidades en otros países de la región?

David Winter: También estudiamos Brasil, pero allá encontramos barreras demasiado altas para el ingreso. La cuenca más prospectiva está costa afuera y los costos de entrada son muy elevados. El flujo de transacciones es muy limitado y altamente costoso. Petrobras domina las posiciones concesionadas y la infraestructura. Establecer y desarrollar una base de reservas y producción sería largo y difícil. Vamos a hacer un seguimiento de las rondas licitatorias y continuaremos seleccionando oportunidades, pero no prevemos que Miramar se establezca allá en el futuro cercano.

BNamericas: ¿Qué hay de los anuncios del gobierno sobre Petróleo Plus y Refino Plus?

David Winter: Solo se aplica a las grandes compañías, así que desde esa perspectiva no tendrá efecto sobre Miramar, pero de todas maneras genera incertidumbre a los ojos de los inversionistas de la industria petrogasífera, que se preguntan qué va a hacer ahora el gobierno, si va a alterar los términos fiscales y los precios o a concretar la amenaza de la nacionalización.

Oil Plus se creó como un incentivo para aumentar la producción. Ahora, eliminarlo antes de determinar el precio límite para el petróleo es una acción negativa, en lo general. Cuando se intenta atraer inversionistas, a ellos les interesa la posibilidad de generar un flujo de caja bastante estable y que eso no se vea amenazado por acciones del gobierno. Si es así, van a invertir el dinero en otro país con un entorno fiscal más estable.

BNamericas: ¿Cuál es entonces el panorama de Miramar en el largo plazo?

David Winter: Nuestro objetivo es crear una cartera de activos y convertirnos en operador establecido. Las oportunidades en Argentina, fuera de los activos de esquisto de Vaca Muerta, están estimadas a un valor más razonable que, digamos, en Colombia o Brasil. La calidad de los activos disponibles también es alta. Hay una tremenda oportunidad ahora de formar una cartera de activos y establecerse para aprovechar el mejor entorno de negocios y maximizar el crecimiento resultante del valor de activos. Con la adquisición de Petrolera del Comahue dimos nuestro primer paso y estamos ansiosos de convertir a Miramar en un importante productor petrogasífero en Sudamérica.

BIOGRAFIA:

David Winter tiene más de 27 años de experiencia en la industria petrogasífera internacional en Latinoamérica, el Medio Oriente, el norte de África, el sudeste asiático y Norteamérica. Es cofundador y director de la firma Canacol Energy, que concentra su actividad en Colombia. Antes de fundar Miramar Hydrocarbons, Winter fundó y se desempeñó en la gerencia general de Excelsior Energy, empresa canadiense dedicada a actividades de exploración y evaluación de arenas petrolíferas en Canadá hasta su venta en el 2010.

Por Abigail Wilkinson

Fecha: 11 de marzo de 2012

Daniel Brockett
Gerente general
BX Drilling Supply

Los nuevos descubrimientos, sumados a iniciativas públicas y privadas para intensificar la actividad de exploración y producción en Latinoamérica y el Caribe, han aumentado el atractivo de la región, no solo para los operadores sino también para los proveedores de equipos y servicios.

BNamericas conversó con Daniel Brockett, gerente general de BX Drilling Supply, quien tras años trabajando para los principales actores de la industria en el sector minero, creó su propia compañía en el 2011 y busca ahora expandir la presencia de BX en la región e incursionar en el sector petrogasífero.

BNamericas: ¿Cómo dio el gran paso de crear su propia compañía?

Brockett: Mi experiencia está en el lado de los productos y servicios de perforación. La primera empresa para la que trabajé en la industria fue Boart Longyear, que tiene gran presencia en Sudamérica en lo que se refiere a exploración de minerales. Tienen un área de servicios de perforación y un área de productos. Yo trabajé en el área de productos y estaba a cargo del Oeste de EEUU y México.

Poco después de trabajar para ellos, me hice cargo de una empresa de servicios de perforación que tenía operaciones en Norte- y Sudamérica. Cuando salí de esa empresa, decidí empezar mi propia compañía de productos. Identifiqué algunas oportunidades estratégicas, específicamente en el Oeste de EEUU y Centro- y Sudamérica.

Estamos partiendo, pero tenemos operaciones aquí en EEUU y gente que sigue el mercado sudamericano y está conversando con potenciales clientes; estamos tratando de decidir si comercializar directamente nuestros productos o trabajar con distribuidores.

BNamericas: ¿Qué obstáculos ha enfrentado en la expansión hacia Latinoamérica?

Brockett: El primer problema es que nuestra compañía tiene su oficina central en Boise, Idaho, así que, desde el punto de vista logístico, no existen vuelos directos desde Boise a Lima, Perú, o a Bogotá, Colombia. También está la barrera del idioma. También, dependiendo de donde se esté, hay que tener en cuenta el tema de la seguridad.

Sin embargo, todos estos problemas se pueden superar y las oportunidades en la región son amplias. Cuando se analizan las oportunidades de mediano a largo plazo, Sudamérica es donde está el futuro.

BNamericas: BX anunció recientemente un repunte de la actividad en Perú. ¿Dónde tiene operaciones la compañía dentro del país?

Brockett: Estamos recién en las primeras etapas y enviamos nuestro primer representante a Perú hace un par de meses. Estamos haciendo análisis de mercado y estamos muy cerca de tomar una decisión en Perú sobre comercializar directamente o a través de distribuidores; además, estamos en conversaciones con potenciales clientes. Esto es preliminar, pero al parecer vamos a trabajar con distribuidores en Perú.

BNamericas: ¿Cuándo esperan tener una decisión final sobre el plan de negocios en Perú?

Brockett: A fines de este trimestre. Como mencioné, no sería extraño que eligiéramos el camino de la distribución. Los distribuidores en el país tienen una infraestructura robusta, tienen gente y conexiones. Con esa opción se superaría la barrera del idioma, lo que nos permitiría posicionar nuestro producto de manera rápida y eficaz entre los clientes del sector de servicios.

BNamericas: ¿Lima será la base de operaciones de la compañía?

Brockett: Sin pensarlo mucho diría que sí, pero creo que saldremos al exterior con un enfoque más estratégico, analizando dónde se concentra la actividad.

BNamericas: ¿Han enviado representantes a otros países de la región?

Brockett: De hecho, a Colombia. La empresa de perforaciones que dirigía antes abrió una división para exploración carbonífera mientras yo estaba en Colombia. Colombia y Perú son países que conocemos, que hemos visitado, donde tenemos contactos y donde ya estamos vendiendo productos, así que ambos son objetivos obvios en una primera instancia.

Pero también esperamos expandirnos a otros países en el futuro cercano: Chile, Brasil, donde nos lleven las oportunidades.

BNamericas: ¿Qué hay de México, Centroamérica y el Caribe?

Brockett: Por supuesto. Estamos en conversaciones con distribuidores para atender a esas áreas.

BNamericas: ¿Cuáles son los principales productos de BX y cómo difieren de los de otras empresas?

Brockett: Nos concentramos principalmente en revestimientos y cajas portatestigos. Fabricamos revestimientos y cajas portatestigos y trabajamos con fabricantes en el área Oeste de EEUU, pero con productos BX. Compramos la materia prima y luego entregamos los productos terminados. Esos son los dos principales productos que estamos tratando de introducir al mercado.

Uno en particular, que nos diferencia de nuestros competidores, serían las cajas portatestigos. Con nuestras cajas portatestigos usamos ciertas tecnologías que nos permiten vender a un precio muy económico en comparación con otras de metal, PVC o madera, por ejemplo. Es una tecnología que se comporta muy bien en condiciones de humedad, calor y frío. Es muy fácil de trasladar, desde el punto de vista logístico, porque tienen forma plana.

Nos estamos concentrando donde están nuestras ventajas en ese nicho, donde podemos entregar un producto a un precio muy competitivo y atender las necesidades de ese mercado.

BNamericas: Entendemos que el enfoque de BX está en el sector de minerales, pero imaginamos que hay planes de incursionar en el sector petrogasífero.

Brockett: Buscaremos activamente distribuidores este año en Colombia y Perú para vender nuestros revestimientos de acero en los mercados de petróleo y gas.

BNamericas: ¿Qué porcentaje de las ventas de la compañía representa Sudamérica en este momento?

Brockett: Desde el punto de vista de las ventas, Sudamérica representaría ahora entre 5% y 10% de nuestra cartera total.

BNamericas: Si lo llamáramos dentro de un año, ¿dónde le gustaría ver a BX?

Brockett: Nos gustaría tener un porcentaje importante del mercado de almacenamiento de testigos, lo que lograríamos con una red de distribución sólida. También queremos entrar en el segmento de revestimientos de acero del sector petrogasífero y en el mercado de exploración de mineralización.

Por David Casallas

Fecha: 11 de marzo de 2012

Andrés Ocampo
Director Financiero
GeoPark

Durante estos años, la firma GeoPark, que cotiza sus títulos en la bolsa de Londres, se ha transformado en una de las petroleras más activas en el sur de Argentina y Chile.

En el 2006 la empresa se alzó como la primera firma privada en producir petróleo y gas y en comenzar a operar en Chile, mientras que cuatro años más tarde se unió en una alianza estratégica con el conglomerado coreano LG International para desarrollar en conjunto proyectos de petróleo y gas en el segmento upstream latinoamericano. Actualmente, la firma tiene participación en nueve licencias en los países del Cono Sur después de que en septiembre pasado fuera preseleccionada por la estatal chilena Enap para participar en las licencias Campanario, Flamenco e Isla Norte en el marco de los Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP).

Esta semana, GeoPark anunció su ingreso a un tercer país Latinoamericano mediante la adquisición por US\$30mn de las junior enfocadas en Colombia, Winchester Oil and Gas y La Luna Oil Corp. La transacción se traduce en una participación en ocho licencias en tres cuencas colombianas y 800b/d en producción neta para la compañía.

BNamericas conversó con Andrés Ocampo, director financiero de la firma, sobre la adquisición y los planes de la compañía para el 2012 en sus tres mercados regionales.

BNamericas: El anuncio de la compra señala que se perforarán 10 pozos en los bloques recién adquiridos en Colombia este año. ¿Cuándo planean comenzar este programa?

Ocampo: Es un programa de perforación anual y ya fue iniciado. De esos 10 pozos hay uno que ya ha sido perforado, 2 que están en perforación en este momento, y otros 7 que continuarán en el resto del año. Actualmente tenemos una producción de 800b/d. Obviamente esperamos que esto se incremente a raíz de los pozos que se van a perforar.

BNamericas: ¿Tienen una meta de producción que esperen alcanzar este año?

Ocampo: No. Es muy difícil decir, porque estos son pozos en su mayoría exploratorios. Si fueran pozos de desarrollo lo podría decir, pero al ser exploratorios es difícil de estimar.

BNamericas: La compañía también ha dicho que continuará buscando otras oportunidades en Colombia. ¿Esto implica nuevas adquisiciones o participación en la Ronda Colombia 2012?

Ocampo: Son ambas. Estamos planeando participar en la ronda y también continuar con otras adquisiciones en Colombia. No hay nada que podamos anunciar o decir por el momento. Si logramos cerrarlo, seguramente vamos a emitir un comunicado. Pero sí estamos en conversaciones y negociaciones con varios proyectos.

BNamericas: ¿Cuales son sus planes de perforaciones en Chile durante este año?

Ocampo: La intención es perforar 17 o 20 pozos este año. Van a estar en su mayoría en el bloque Fell y luego va a haber algunos en los bloques Otway y Tranquilo.

Hemos perforado el primer pozo Renoval. Comenzamos un trabajo de fractura que se está realizando, pero todavía no tenemos los resultados.

BNamericas: La producción en Chile terminó el 2011 con 9.200bep/d. ¿Tienen una meta de producción este año?

Ocampo: Todavía no tenemos la meta del promedio que vamos a producir este año. Eso probablemente lo vamos a emitir en nuestro comunicado de abril, donde comunicaremos los resultados del 2011. Pero esperamos que sea un aumento con respecto al año pasado. Un aumento interesante.

BNamericas: ¿Qué novedad tienen los contratos CEOP que firmaron en septiembre? ¿Siguen aguardando la aprobación del gobierno?

Ocampo: Continuamos esperando la firma de los CEOP. Nosotros esperamos que sea lo antes posible; los hemos estado esperando durante bastante tiempo.

Calculamos que no debiera demorarse más de dos a tres semanas, pero a esta altura no lo puedo decir. Está un poco fuera de nuestro alcance. Son los tiempos que maneja el ministerio.

BNamericas: Una vez obtenida la aprobación, ¿comenzarán trabajos exploratorios?

Ocampo: Exacto. Al momento en que se firmen los CEOP, ingresamos a realizar los trabajos de sísmica. Y a partir del procesamiento e interpretación de esa sísmica, perforaríamos pozos. Comenzaríamos con los trabajos de perforación.

BNamericas: GeoPark también tiene bloques en Argentina. ¿Hay planes de perforar en la zona este año?

Ocampo: No hay nada concreto por el momento. No tenemos planeado ningún pozo, pero si estamos trabajando en desarrollar una evaluación del potencial de shale oil que tenemos en nuestros bloques de la provincia de Mendoza, en la cuenca neuquina.

Los bloques Cerro Doña Juana y Loma Cortaderal los estamos evaluando y es posible que terminemos haciendo alguna perforación este año en alguno, pero por el momento no tenemos presupuestado ningún pozo.

Por James Fowler

Fecha: 9 de marzo

El camino para superar los obstáculos de la industria del etanol en Brasil

Julio Maria Borges Director Job Economia

El alza de los precios del azúcar, las exiguas cosechas y los crecientes costos de producción han paralizado la producción brasileña de etanol y obligado a los proveedores locales a depender de las importaciones del principal competidor de Brasil, EEUU.

El experto en el sector brasileño de biocombustibles y director de la consultora paulista Job Economia, Julio Maria Borges, conversó con BNamericas sobre lo que le depara el futuro a la industria del etanol en Brasil.

BNamericas: ¿En su opinión cuáles son los principales desafíos que enfrenta la industria del etanol?

Borges: Los mayores costos de producción, las limitaciones en los terrenos fértiles y las restricciones en la mano de obra calificada. Otro problema para la industria es el tipo de cambio. La apreciación del real está poniendo presión sobre los costos y estamos perdiendo competitividad. Existen otros problemas, pero para mí estos son los más importantes.

BNamericas: ¿Debe hacer más el Gobierno Federal por combatir los efectos de la apreciación del real sobre las exportaciones de etanol brasileño?

Borges: Creo que el gobierno está haciendo todo lo que puede. Existe una posibilidad de que el real pueda fortalecerse aún más frente al dólar, pero creo que se mantendrá en sus niveles actuales. De hecho, en el medio plazo creo que el real perderá terreno frente al dólar por el deterioro en nuestra balanza de pagos. Esa situación se mantendría en los cinco años siguientes.

BNamericas: ¿Hay suficientes incentivos para los productores de etanol?

Borges: Creo que el gobierno está entregando su apoyo a la industria al ofrecer asistencia financiera para la renovación de las plantaciones de caña, aumentando su participación y financiando los inventarios de etanol. Otro punto importante es que parece que el gobierno aumentará el precio de la gasolina en las estaciones de servicio. Esto contribuirá a dar mayor visibilidad al etanol.

BNamericas: El Consejo Monetario Nacional (CMN) ofreció una línea de crédito de 4.500mn de reales (US\$2.600mn) para el almacenamiento de etanol. La asociación de productores de caña Unica señaló que esto ayudará a evitar las fluctuaciones de precios entre períodos de zafra. ¿Le parece que es así?

Borges: Podría ser. Creo que ayudará a reducir las diferencias de precios entre períodos de zafra, lo que ha sido un problema en Brasil en el último tiempo. El tiempo dirá qué efectividad tendrá.

BNamericas: ¿Cuál es la solución para evitar la escasez de etanol?

Borges: Creo que la escasez de etanol es algo que no podemos evitar. Nunca habrá suficiente etanol hidratado puro para cubrir la demanda interna. No es realista pensar que siempre podremos tener grandes reservas de etanol hidratado. Es algo que va a ocurrir de cuando en cuando.

BNamericas: ¿Los precios más altos del azúcar significan una menor producción de etanol?

Borges: Todo depende de los precios relativos del azúcar, el petróleo y la gasolina. Creo que la industria tiene un sólido respaldo de los mercados del petróleo y del azúcar. Depende de muchos factores. Si el precio del azúcar es inferior a US\$0,18/lb, creo que la producción de etanol puro será mejor. Pero creo que podemos ser flexibles y apuntar a un precio de US\$0,18 a US\$0,21/lb.

BNamericas: ¿Cómo resolvemos el problema del transporte del etanol? ¿Son las tuberías una solución viable?

Borges: La logística para el mercado interno está bien. El desafío es el mercado externo y se han hecho inversiones en infraestructura para abordarlo. Creo que los ductos son un medio muy eficiente de transporte para los combustibles líquidos. Tenemos planes para lograr que esto sea factible. Tenemos el sistema ferroviario, que también está mejorando rápidamente, pero se concentra principalmente en el azúcar.

BNamericas: ¿Debiera incrementarse el corte de etanol, fijado actualmente por el gobierno en 18-22%, para reducir la dependencia brasileña de las importaciones de gasolina?

Borges: Dependerá de la disponibilidad de etanol en el mercado interno. El gobierno tiene que ser flexible y hacer lo más conveniente para abastecer el mercado interno. La mezcla podría ser mayor o menor. Es imposible prever la magnitud de las cosechas. El contenido porcentual puede variar de tiempo en tiempo, y debería depender de la disponibilidad de etanol para el mercado interno. El modelo del combustible líquido debe ser flexible.

BNamericas: El etanol está regulado ahora por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP). ¿Qué significará esto para la industria?

Borges: Hasta ahora la normativa ha sido muy eficiente. La ANP solo está controlando el etanol anhidro, no su versión hidratada ni el azúcar. Pero este control no debería ir más allá de lo que es actualmente. Si el gobierno fuera a regular el etanol hidratado y el azúcar, la industria sería ineficiente y poco competitiva.

BNamericas: ¿La caña de azúcar compite con la producción alimentaria?

Borges: En el corto plazo sí. Si los precios del azúcar son altos y la producción de etanol es baja, podría haber escasez de etanol hidratado. Hemos visto eso en Brasil. En el mediano y largo plazo tenemos suficientes terrenos fértiles y las posibilidades de expansión en este ámbito no serán problema.

BNamericas: El gas natural se considera el más limpio de los combustibles fósiles. Se ha encontrado en abundancia en Brasil, con unos 783 millones de barriles equivalentes de petróleo solo en la cuenca amazónica Solimões. ¿Ve el gas natural como una amenaza para el etanol?

Borges: En el mundo el gas natural es un desafío y puede ser un desafío en el futuro. Lo necesitamos en Brasil para la energía térmica. Pero no lo veo compitiendo con el etanol en Brasil.

BNamericas: ¿La producción de etanol compite con la estrategia del gobierno para el presal?

Borges: De ninguna manera. Los tamaños de ambas industrias son muy distintos. El etanol es una fuente de energía renovable y permite que Brasil se diversifique. En el resto del mundo habrá mucha demanda para todo el petróleo que podamos producir. Todo lo que Brasil produzca en términos de combustibles líquidos se consumirá, sea en el mercado interno o en el exterior.

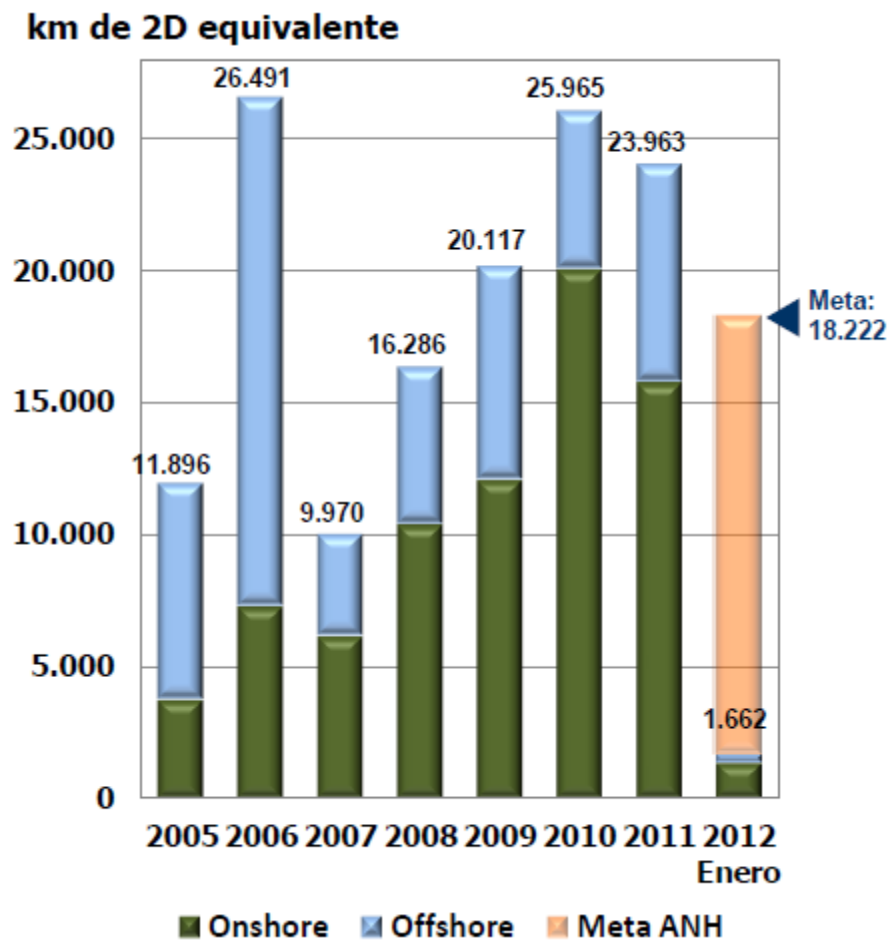
Por Michael Place

11. Monitor de proyectos.

11.1. COLOMBIA

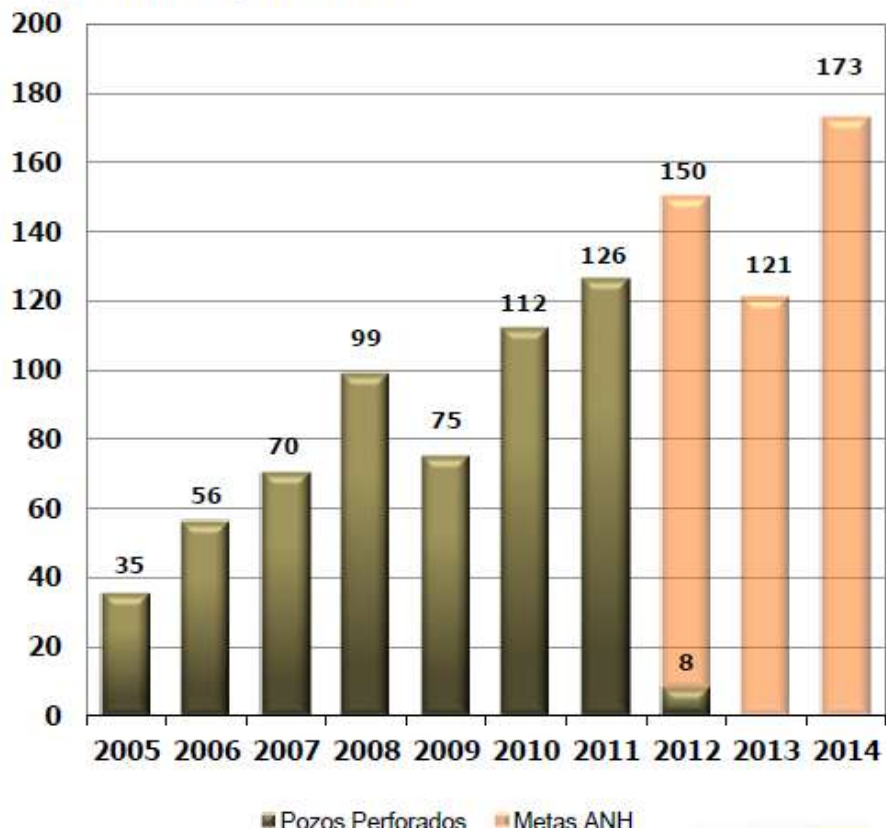
11.1.1. Actividades de exploración en Colombia

ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D

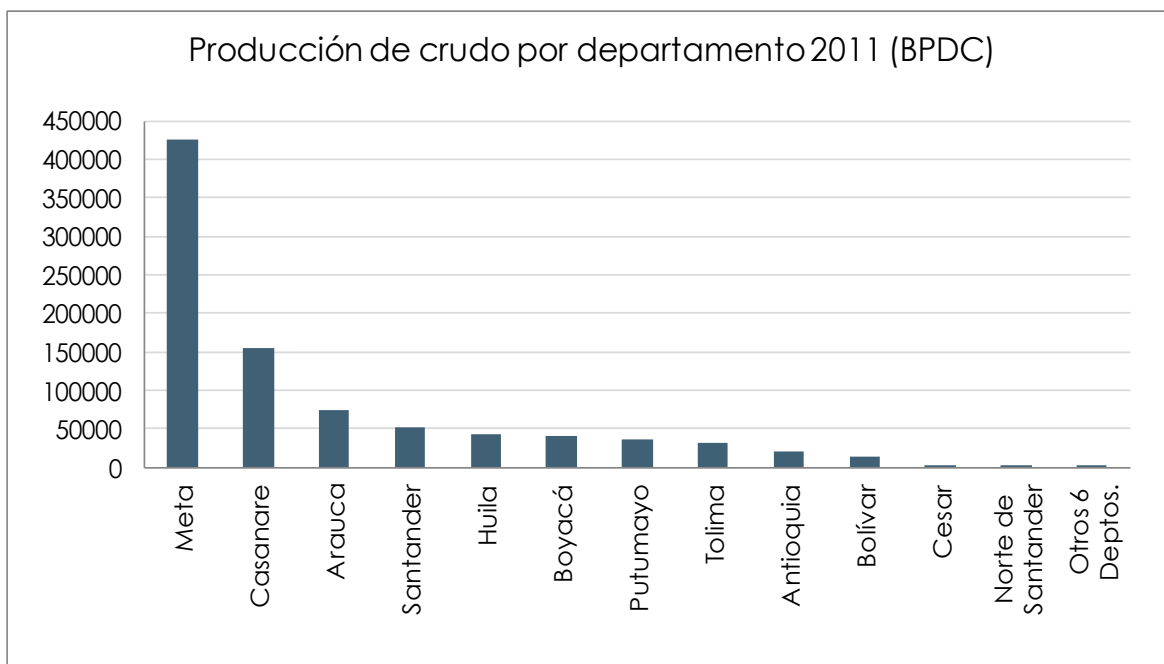


11.1.2. Pozos exploratorios perforados

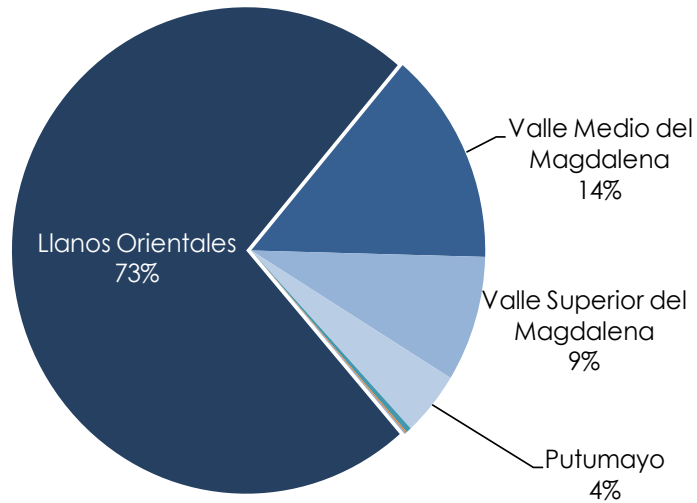
Número de pozos exploratorios perforados



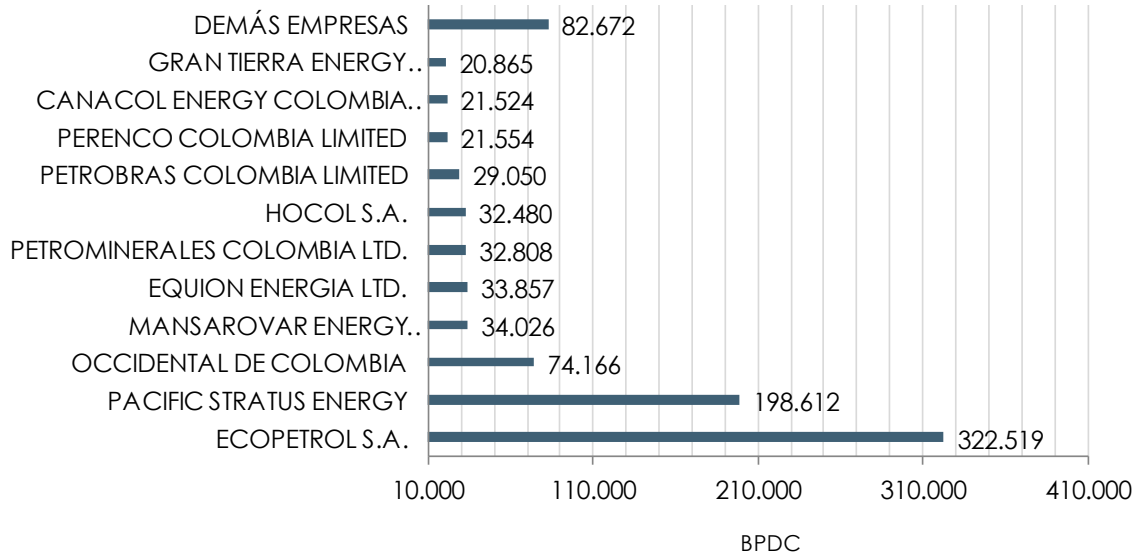
11.1.3. Estadísticas de producción de crudo 2011 (septiembre)



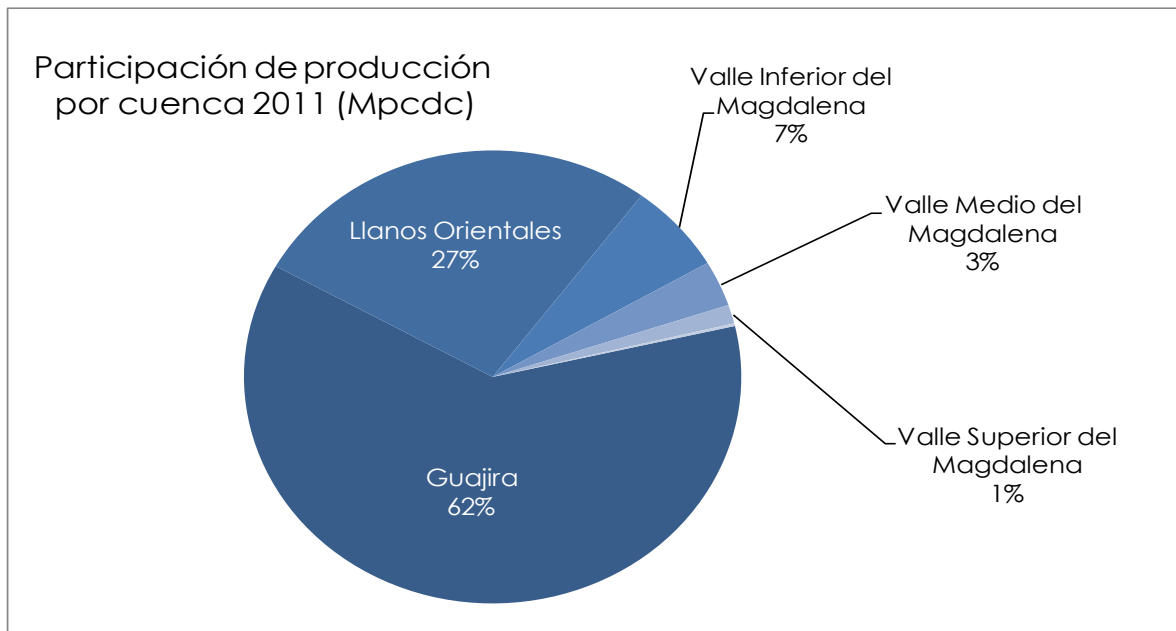
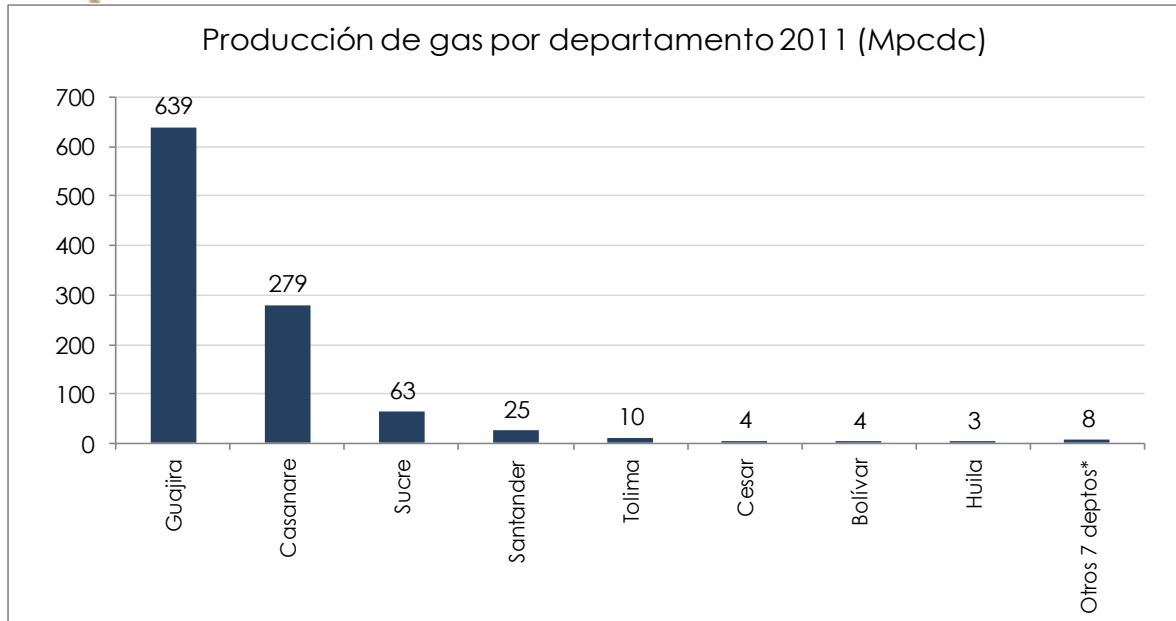
Participación de producción por cuenca 2011 (BPDC)

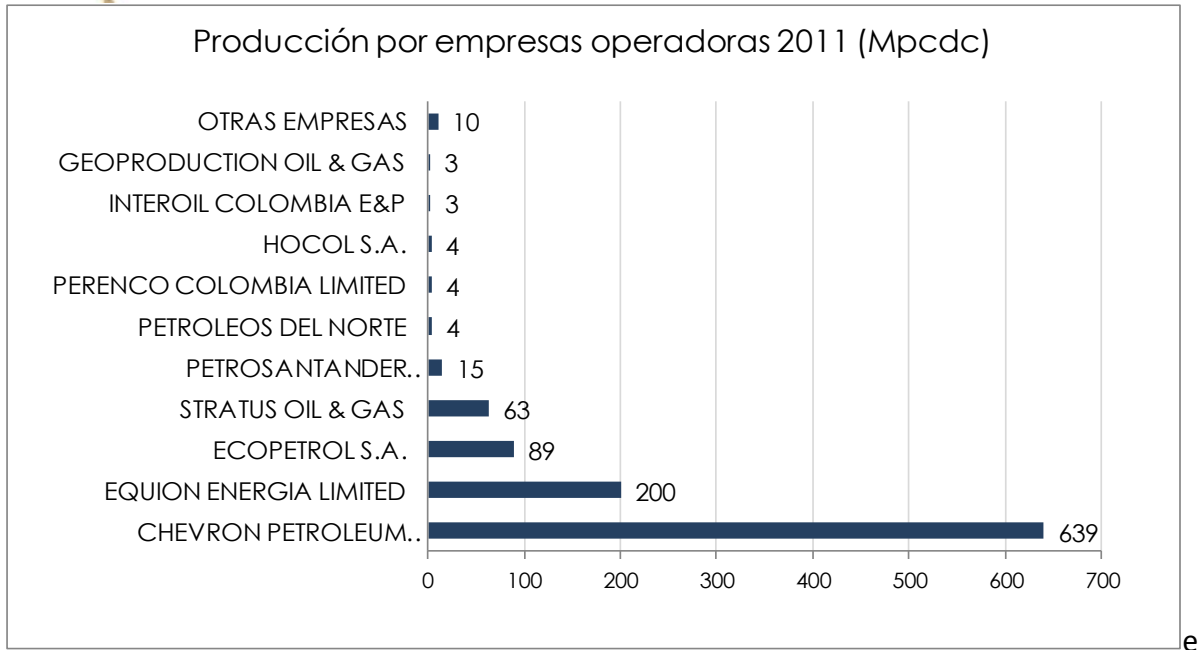


Producción por empresas operadoras 2011 (BDPC)

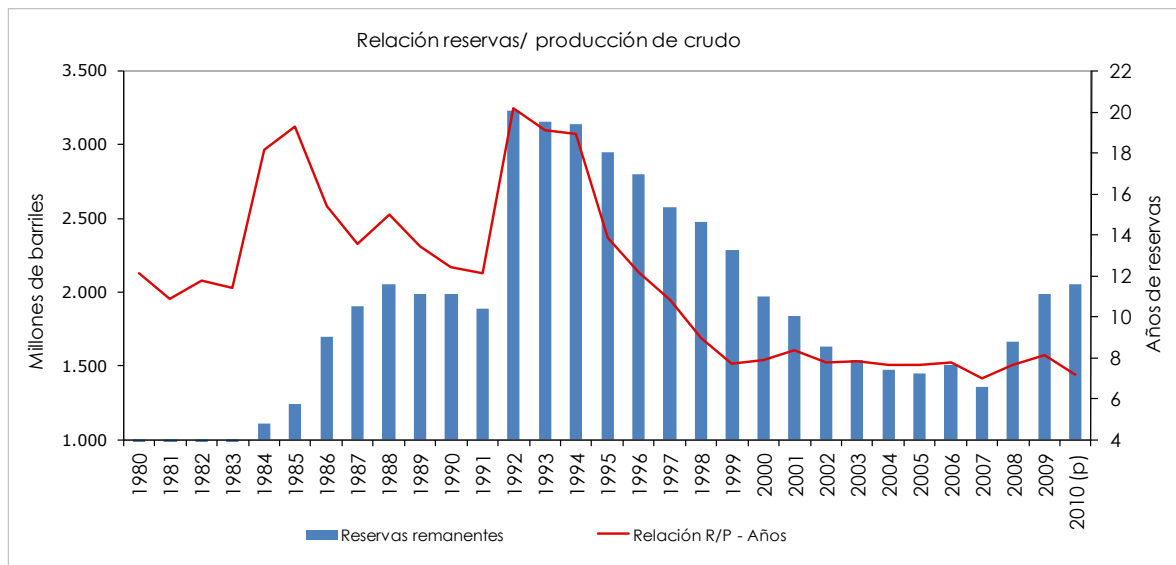


11.1.4. Estadísticas de producción de gas 2011 (septiembre)



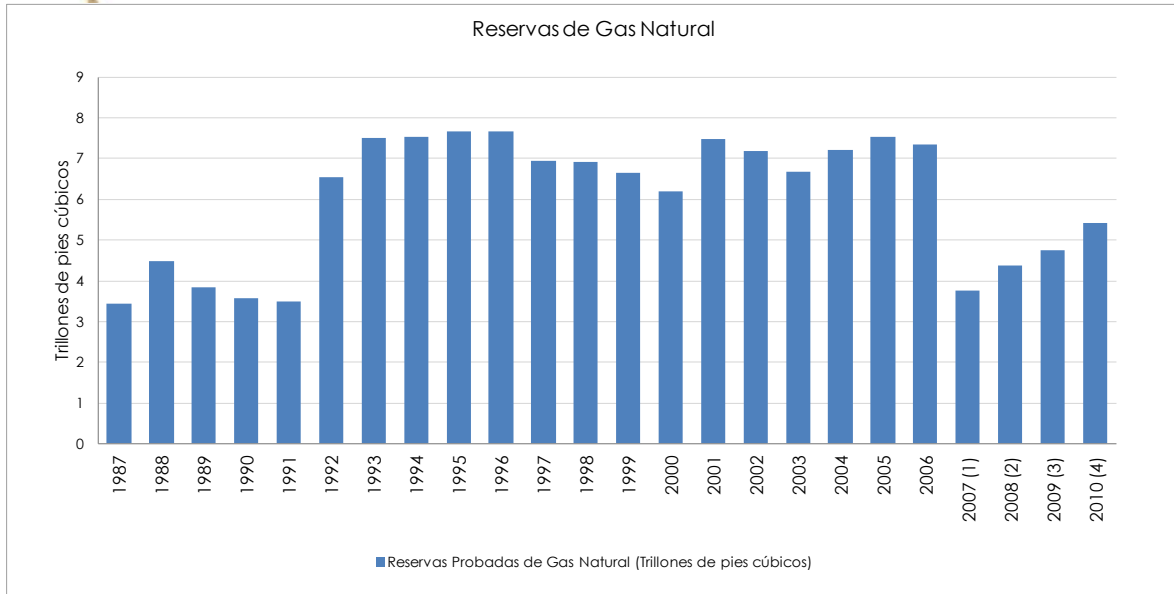


Reservas remanentes de crudo (volúmenes y años de reservas)



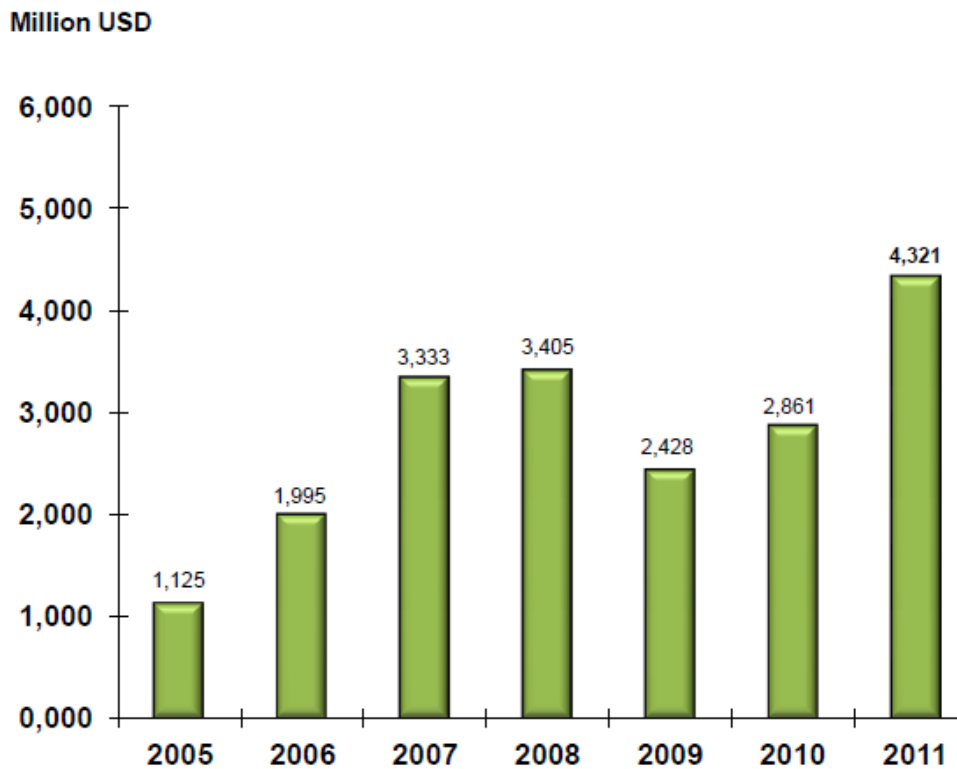
Fuente: Ecopetrol, Minminas

Reservas de gas natural – volumen



Fuente: Reserva 1980-1986: BP 1987-1999: UPME 2000-2010: ANH

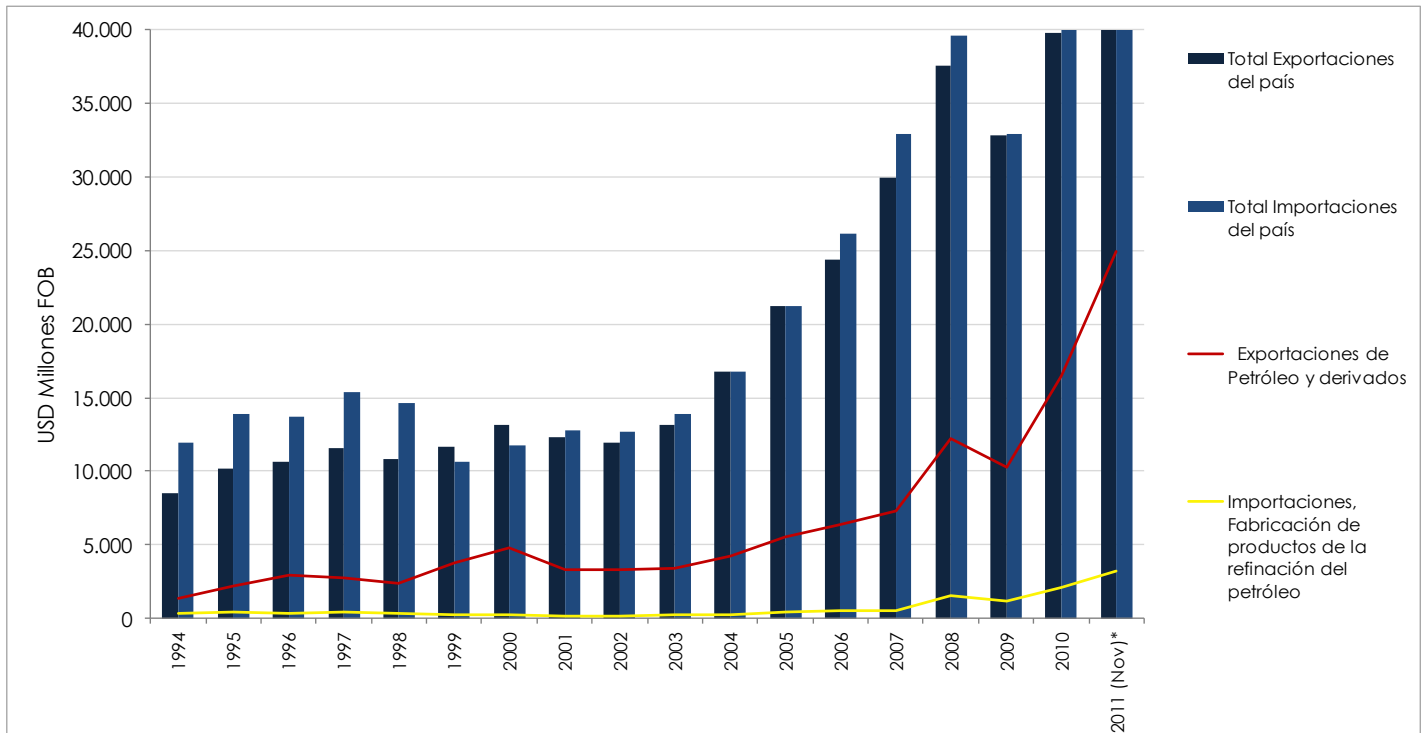
Inversión extranjera directa – (usd millones – corrientes)



Fuente: Banco de la República de Colombia.

11.1.5. Exportación e importación de hidrocarburos y derivados – usd millones

FOB

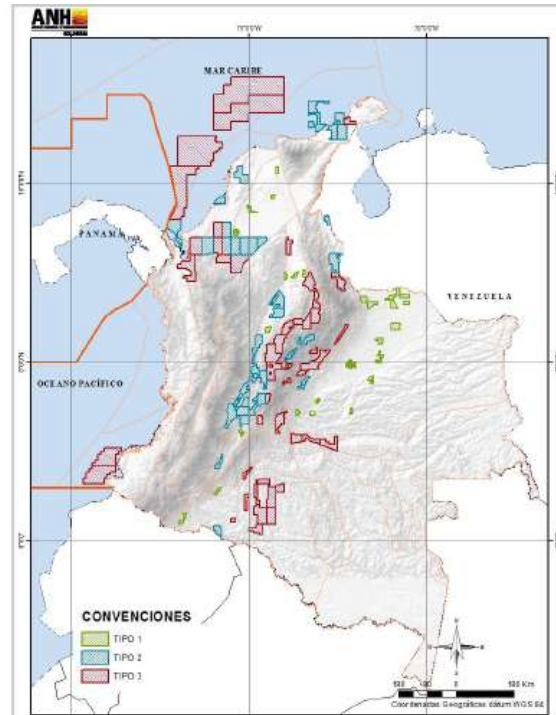


Fuente: DANE

11.2. RONDA DE COLOMBIA 2012

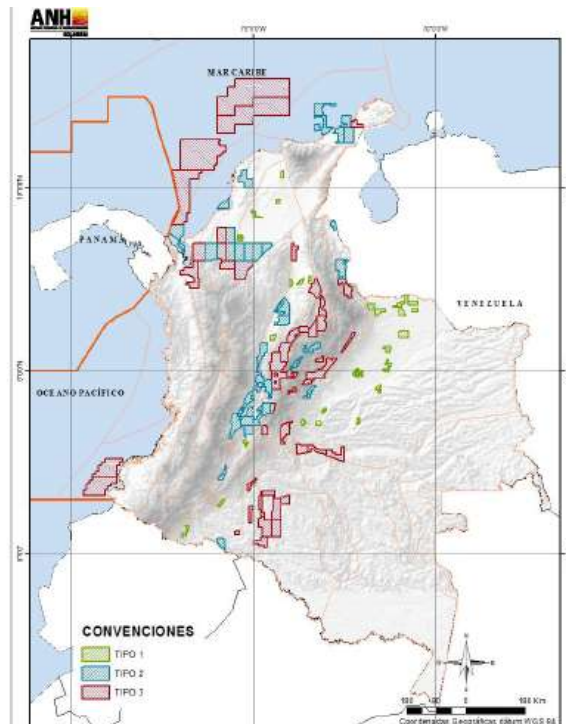
Bloques Ronda 2012

Cuenca	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Total
VAU AMAZ			2	2
CAT		2		2
COL			4	4
COR		4	19	23
GUA		2	1	3
GUA OFF		3		3
LLA	17	2	2	21
CAG PUT	3	1	9	13
SIN OFF		1		1
SIN SJ		4	4	8
TUM OFF			2	2
URA		1	1	2
VIM	4	4	1	9
VMM	4	4	1	9
VSM	1	6		7
Total	29	34	46	109



	On shore	Off shore
Tipo 1	29	
Tipo 2	29	5
Tipo 3	40	6
Total	98	11

Tipo	Sísmica 2D (km)	Número de pozos	Total (Has)
Tipo 1	914	76	656.520
Tipo 2	1.644	186	3.591.333
Tipo 3	438	23	9.229.703
Total	2.996	285	13.477.556



11.3. PROYECTOS – COLOMBIA – INFORMACIÓN AMPLIADA

11.3.1. Refinería Barrancabermeja

Contexto Actual:

- Proceso actualmente, 250.000 barriles por día.
- Configurada para procesar crudos livianos y ligeros.
- Conversión Media (76%).

Producción de crudos

- Crudos livianos y medios en declinación.
- Crudos pesados en incremento y con mayor contenido de azufre.
- Crudos pesados requieren NAFTA como diluyente para su transporte.

Mercado nacional:

- Demanda de diesel en aumento
- Gasolina con demanda constante
- Demanda de combustibles de mayor calidad ambiental

OBJETIVOS

El objetivo de la modernización es agregar valor a Ecopetrol mediante la adecuación de la refinería de Barrancabermeja para transformar crudos más pesados en productos más valiosos y de mejor calidad.

Objetivos específicos:

1. Procesar crudos pesados y ácidos nacionales.
2. Incrementar la conversión de nivel medio (76%) a alta conversión ($\geq 95\%$).
3. Abastecer la demanda nacional más allá de 2020.
4. Cumplir estándares nacionales de calidad de combustibles 2013.

Ubicación Geográfica



ALCANCE GENERAL DEL PROYECTO

- Trabajos tempranos y preparación del sitio
- Cuatro unidades de Procesos principales (Coquización Retardada, Hidrocraqueo de conversión parcial, Hidrodesulfurización de Nafta de Coker y Generación de Hidrógeno).
- Cuatro unidades de tratamientos y procesos auxiliares.
- Seis unidades de servicios industriales.
- Integración y adaptación del esquema de Destilación existente.
- Tanques de almacenamiento, Sistemas de Tea y Manejo de Coque

CIFRAS DEL PROYECTO

Trabajo / Esfuerzo	Unidad	Cantidad
Equipos	Un	1.508
Movimiento de tierra	M ³	6'253.300
Concreto	M ³	183.565
Pilotaje	Un	22.720
Estructura metálicas	Ton	28.725
Montaje Tubería	Ton	37.400
Conduit aéreo / enterrado	Km	553
No. Instrumentos	Un	18.825
Pintura	M ²	326.300
Esfuerzo en Ingeniería	HH	2'723.740
Esfuerzo en Construcción	HH	20'603.805
Esfuerzo PMC	HH	900.000

11.3.2. Contratos vigentes

Contrato PMC (Project Management Consultant)

Destinado a: Join Venture Foster Wheeler y PCIB (FPJV)






Descripción: (i) Gerenciamiento del Proyecto (Project Management), (ii) Elaboración de las ingenierías Conceptual, FEED (Básica) y Detallada del Proyecto, (iii) Gestión de compras de los equipos principales, de largo tiempo de entrega y materiales críticos, (iv) Gestión para la contratación de los Licenciadores, (v) Gestión para la contratación de los contratistas definidos en el Plan de Ejecución del Proyecto, y (vi) Control y supervisión de los contratos resultantes del Plan de Ejecución del Proyecto, todo lo anterior para el PMRB

Contrato de prestación de servicios

Destinado a: VQ Ingeniería LTDA.

Descripción: Prestación de servicios para el apoyo técnico y administrativo para la planeación, programación, control, coordinación, contratación, HSE y calidad, ejecución, gestión del cambio, capacitación y cierre del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja "PMRB"

Contrato de Licenciamiento e Ingeniería Básica de las nuevas unidades

Licencia / Ingeniería Básica	Destinada a	
Coquización Retardada (Delay Coker)	Foster Wheeler (EE.UU.)	
Hidro craqueo de Conversión Parcial (Hydrocracking)	AXENS (EE.UU.)	
Recuperación de Azufre/ Tratamiento de Gas de Cola	Worley Parsons (Australiana)	
Hidrodesulfurizado de Nafta de Coker	AXENS (EE.UU.)	
Tratamiento Cáustico de LPG de Coque	Merichem (EE.UU.)	

Tres Contratos: EPC (Ingeniería de Detalle, Compras, Construcción y Puesta en Marcha)

Alcance:

1. Nuevas Unidades de Proceso (ISBL), áreas externas (OSBL) y servicios industriales.
2. Ampliación y actualización de la Planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR)
3. Interconexiones con la GRB, tanques y casa de bombas (zona sur)

Dos Contratos de Construcción: C

Alcance:

1. Preparación del Sitio, Trabajos Tempranos
2. Modificación de Unidades Existentes – Revamps

Un Convenio

Alcance:

1. Relocalización de las Instalaciones de la Armada Nacional

Compras de larga entrega (LLI)

Para equipos de plantas nuevas y revamps.

Compra de 4 equipos críticos: Coke Drums, HCU Reactors, Coker Heaters y Reformer Heater.

PRECALIFICADOS PARA EPC-1 Y EPC-3



PRECALIFICADOS PARA CONSTRUCCION



ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO



*La Fase IV “Ejecución” se aprobará una vez se pacten los acuerdos regionales, que aseguren las condiciones favorables de entorno.

CRONOGRAMA ESTIMADO DEL PROYECTO

AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Fase 1	Fase 2	Fase 3					
INGENIERÍAS INICIALES	Ing. Conceptual	Ing. Básica						
TRABAJOS TEMPRANOS				Trabajos Tempranos				
INGENIERÍA DETALLADA				Ingeniería Detallada				
COMPRAS				Compras				
CONSTRUCCIÓN						Construcción	Terminación Mecánica	Puesta en Operación

11.3.3. Oleoducto Bicentenario

EL PROYECTO

Tiene como propósito la construcción de la infraestructura necesaria para evacuar los crudos provenientes de los llanos orientales. Con el desarrollo de obras, el Oleoducto Bicentenario de Colombia, se convierte en un motor de progreso para las regiones, a través de la generación de empleo local temporal, la contratación de bienes y servicios locales y la inversión social.

Actualmente el Proyecto desarrolla su primera etapa y adelanta las actividades para la elaboración del estudio de impacto ambiental que será presentado al Ministerio de Minas y Energía para su evaluación en el desarrollo de las etapas futuras.

TRANSPORTE

Su alcance es la construcción de un oleoducto de 976 km de longitud, aproximadamente, en diámetros de 42, 30 y 36 pulgadas, desde la estación Araguaney, ubicada en el departamento de Casanare, hasta el Terminal Marítimo de Coveñas, ubicado entre los departamentos de Sucre y Córdoba. Este oleoducto tendrá una capacidad de transporte de 450 mil barriles promedio por día. El sistema de transporte incluye la adecuación y ampliación de las estaciones de bombeo existentes y la construcción de nuevas estaciones reductoras de presión para proteger la tubería cuando estamos bajando la Cordillera Oriental hacia el Valle del Magdalena.

ALMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN

El aumento en el transporte de crudos por el Oleoducto Bicentenario requiere la ampliación de la capacidad de almacenamiento y exportación del Terminal Marítimo de Coveñas; por esta razón se proyecta la construcción de nuevos tanques para alcanzar una capacidad final de almacenamiento de 3 millones de barriles. Para la exportación se construirá una cuarta línea submarina y se realizará el montaje de una monoboya, TLU4. Estas obras permitirán, en un futuro, el cargue de buques de hasta 2 millones de barriles.

Ecopetrol S.A. constituyó una nueva sociedad para construir y operar este oleoducto que asegurará la exportación de los excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos, considerada una de las más prospectivas del país.

La nueva sociedad se denomina Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., y aunque inicialmente tendrá como único accionista a Ecopetrol Pipelines International Limited, subsidiaria de Ecopetrol, posteriormente será capitalizada con los aportes de todos los productores interesados en hacer parte del proyecto. El capital autorizado de la sociedad será la suma de tres mil ciento veinte millardos de pesos moneda legal colombiana (\$3.120.000.000.000) y al momento de su constitución, el capital suscrito será la suma de diez millones de pesos moneda legal colombiana (\$10.000.000).

La inversión para la construcción de la Fase 1 del oleoducto entre Araguaney y Banadía y las adecuaciones de Coveñas se estiman inicialmente en 1,031 millones de dólares. El costo total estimado del proyecto, incluyendo la fase 2 (hasta Ayacucho) y la fase 3 (hasta Coveñas), ascendería a 4.200 millones de dólares.

11.3.4. Ecopetrol

PLAN DE INVERSIONES 2012 Y ACTUALIZACION DEL PLAN ESTRATÉGICO 2012-2020

I. Plan de Inversiones 2012

Las inversiones aprobadas a Ecopetrol S.A. para el próximo año ascienden a US\$8.477 millones, de los cuales US\$7.452 serán invertidos directamente en Ecopetrol S.A. y US\$1.025 millones en compañías del Grupo.

El 94% de las inversiones se concentrará en Colombia, mientras que el 6% restante se destinará para proyectos de exploración y producción en la Costa del Golfo de Estados Unidos, Brasil y Perú, países en los que Ecopetrol ya tiene inversiones.

La siguiente tabla presenta la distribución de las inversiones en 2012:

Plan de inversiones Ecopetrol S.A. 2012*	
Cifras en Millones de dólares	
Área de Negocio	Total
Exploración	1.419
Producción	4.113
Refinación y Petroquímica	601
Transporte	2.025
Otras Inversiones	318
TOTAL	8.477

*Cifras incluyen aportes y préstamos de Ecopetrol a compañías del Grupo Empresarial.

A continuación se describen algunos de los principales proyectos que desarrollará Ecopetrol S.A. en 2012 en sus principales áreas de negocio.

Exploración

Con una inversión de US\$1.419 millones en 2012, Ecopetrol S.A. planea adelantar la perforación de 42 pozos exploratorios, de los cuales 36 los realizará en Colombia. La Empresa continuará la ejecución de actividades en todos los bloques que tiene en Colombia. La mayoría de los pozos a perforar estarán ubicados en los Llanos Orientales. Además se harán pozos a todo lo largo del valle del Magdalena, en el Catatumbo, en el Piedemonte y en la Costa-afuera del Caribe. Los 6 pozos que se perforarán en el exterior se realizarán en el Costa del Golfo de Estados Unidos y Brasil. Esta meta de perforación es consistente con la estrategia de enfocarse en prospectos con mayor potencial y valor para la compañía.

Adicionalmente se seguirá adelantando la iniciativa de desarrollo de recursos no convencionales (*shale gas*) en bloques de Ecopetrol en el Magdalena Medio.

Producción

Ecopetrol S.A. destinará US\$4.113 millones para continuar incrementando su producción de crudo y gas y llevarla hasta 750 mil barriles por día de petróleo equivalente (kbpde) en promedio en el año 2012. Esta meta de producción representa un crecimiento del 10,6% frente a la producción promedio estimada para 2011. La producción promedio año en el 2012 del Grupo Empresarial será de 800 kbpde.

El mayor porcentaje de la inversión se destinará a los proyectos de los Llanos Orientales. Se ejecutarán proyectos de inicio de desarrollo primario en los campos

CPO-9 y Caño Sur. Se continuará en el desarrollo en los campos de Castilla, Chichimene, Rubiales, Occidente, Quifa, Caracara, Cravo Norte, Guajira, Rio Zulia, Rancho Hermoso, Tisquirama, Sur, Neiva, Provincia, Casabe, Tibú, La Cira Infantas, Apiay, Nare, Yariguí y Cusiana, entre otros.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles

El total de las inversiones en este segmento de negocio se estima en US\$601 millones, que serán destinados principalmente al proyecto de servicios industriales, al plan de mejoramiento en las operaciones y a la modernización de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Adicionalmente se continúa con las inversiones en biocombustibles con aportes a Bioenergy.

Transporte

Las inversiones de US\$2.025 millones en transporte buscan el incremento en la capacidad de evacuación de crudos en 600 mil barriles por día (bpd) en 2012. Estos proyectos viabilizan principalmente el incremento en la producción de crudos pesados. Dentro de este rubro se incluyen aportes para las sociedades Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de Colombia. La inversión requerida para la expansión del Oleoducto de los Llanos será financiada autónomamente por ODL.

Otras inversiones

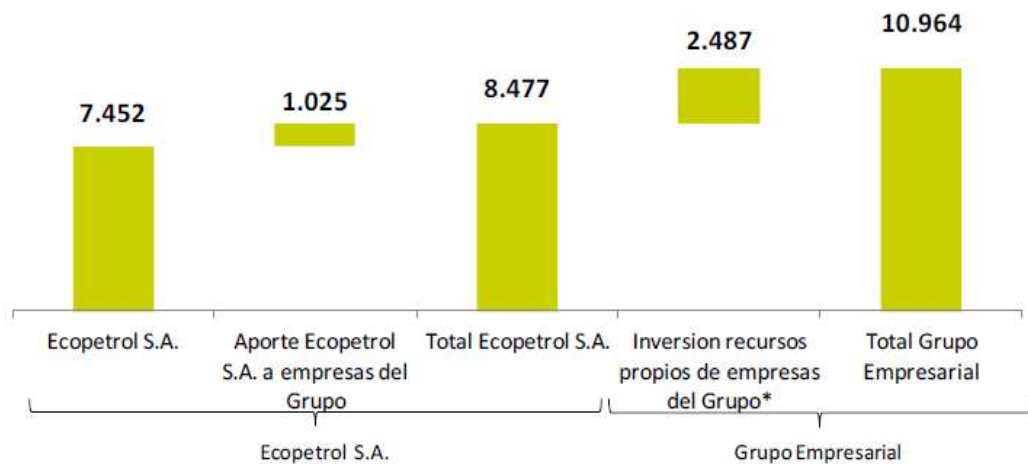
Ecopetrol S.A. destinará US\$318 millones a otras inversiones, entre las que se destacan recursos para investigación y desarrollo en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y tecnología de la información. Además, se adelantarán iniciativas en las áreas de talento humano, centro de servicios compartidos, gestión de calidad y responsabilidad social.

Inversiones del Grupo Empresarial

Las inversiones del Grupo Empresarial, que ascenderán a US\$10.964, incluyen US\$8.477 millones de Ecopetrol S.A. y US\$2.487 millones de inversión con recursos propios de las Empresas del Grupo.

La siguiente gráfica presenta la inversión total del Grupo Empresarial:

Total inversión Grupo Empresarial Ecopetrol en el año 2012
(cifras en millones de dólares)



* Inversión proporcional a la participación de Ecopetrol en cada empresa del Grupo

Las empresas del Grupo invertirán US\$4.576 millones en 2012, de los cuales Ecopetrol S.A. aportará US\$1.025 millones. La principal fuente de los recursos restantes provendrá de la generación de caja de las propias empresas, financiamiento comercial y los aportes de terceros o socios.

**Total Inversión de las Empresas del Grupo
Empresarial sin Ecopetrol S.A**
(cifras en millones de dólares)



*Inversión proporcional a la participación de Ecopetrol en cada empresa del Grupo

**Corresponde a los aportes que realizan compañías que comparten propiedad accionaria con Ecopetrol en empresas del Grupo Empresarial.

La siguiente tabla presenta el detalle por segmento de negocio de las inversiones que se realizarán en 2012 por parte de las empresas del Grupo Empresarial:

**Plan de inversiones Empresas del Grupo
Empresarial 2012**
Cifras en Millones de dólares

Área de Negocio	Total
Exploración & Producción	1.387
Refinación y Petroquímica	1.768
Transporte	1.421
Total	4.576

A continuación se presenta la desagregación de dichas inversiones en cada una de las empresas del Grupo Empresarial:

Inversiones Empresas del Grupo Empresarial Ecopetrol 2012					
Cifras en Millones dólares					
Upstream (Exploración y Producción)		Midstream (Transporte)		Downstream (Refinación, petroquímica, comercialización y biocombustibles)	
Empresa	Inversión 2012	Empresa	Inversión 2012	Empresa	Inversión 2012
Ecopetrol America	271	Oleoducto Bicentenario	1.380	Reficar	1.250
Savia ¹	223	ODL	336	Bioenergy	166
Hocol	373	Ocensa	37	Propilco	5
Ecopetrol Brasil	150	ODC	14		
Ecopetrol Perú	11				
Equilon	360				
Subtotal Upstream (A)	1.388	Subtotal Midstream (B)	1.767	Subtotal Downstream (C)	1.421
		Total A + B + C		4.576	

II. Actualización plan estratégico 2012-2020

Junto con el ejercicio de planeación de presupuesto e inversiones anual, se realizó también una revisión del Plan Estratégico de la Empresa para actualizar los aspectos necesarios y mantener la estrategia vigente.

Los principales objetivos del Plan de Negocio al año 2020 son:

- ✓ Producir 1,3 millones de barriles en 2020, de los cuales cerca del 50% se espera que sean crudos pesados.
- ✓ Aumentar la vida promedio de las reservas a 10 años, incorporando 6.200 millones de barriles.
- ✓ Llevar el factor de recobro último a 34% mediante el uso de tecnologías EOR/IOR (tecnologías de “recobro de crudo mejorado”)
- ✓ Aumentar la capacidad de transporte a 1,7 millones de barriles por día.
- ✓ Expandir la capacidad de refinación de 300 mil barriles a 415 mil barriles de procesamiento por día.
- ✓ Alcanzar una producción de biocombustibles de 450 mil toneladas anuales.
- ✓ Lograr que las inversiones incluidas en el plan cumplan con los criterios de rentabilidad sobre capital empleado (ROCE) trianual al 2020 de 28% en Exploración y Producción, 11% en Transporte, 13% en Petroquímica y alcanzar tasas entre el 9% y 11% para Refinación en 2025.

A continuación se presentan los principales hitos del Plan:

Para cumplir con las metas definidas en el Plan de Negocio 2012-2020 se mantiene el monto estimado de inversión en US\$80 mil millones.

Del total de inversión, aproximadamente el 85% se destinará a exploración y producción, mientras que el 15% restante irá a actividades de refinación, transporte, comercialización, biocombustibles y consolidación organizacional.

Aproximadamente el 90% de la inversión se realizará en Colombia. El 10% restante se destinará a proyectos de Exploración y Producción en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, Brasil y Perú.

Las inversiones en Exploración y Producción ascenderán a US\$69,5 mil millones, de los cuales US\$20 mil millones se invertirán en la exploración y el desarrollo de nuevas reservas, US\$39 mil millones en tecnología para incrementar el factor de recobro, US\$4 mil millones para el desarrollo de HNC (hidrocarburos no convencionales) y Gas, y US\$6 mil millones para el desarrollo de campos actuales (incluye filiales de producción).

Se espera en total incorporar 6.200 millones de barriles en el periodo 2011-2020 de nuevas reservas y producir, al 2020, 840 KBPED de los campos actuales, 300 KBPED provenientes de los resultados de la exploración nacional y las filiales en Colombia, 110 KBPED de la exploración internacional y las filiales fuera de Colombia y 50 KBPED de hidrocarburos no convencionales, para alcanzar 1,3 millones de barriles por día en ese año.

En el Downstream las inversiones durante el periodo (2012 – 2020) ascenderán en refinación a US\$5.900 millones para asegurar la culminación de los proyectos de modernización de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, mientras que en biocombustibles se invertirán US\$516 millones. Con estas inversiones se asegurará la producción de combustibles más limpios y valiosos que agreguen valor a los crudos pesados.

Al 2020 se espera contar con un Midstream fuerte, con soluciones integrales de transporte y logística que garanticen el movimiento de crudos y productos. Las inversiones en este segmento alcanzarán US\$4 mil millones, representadas principalmente en el Oleoducto Bicentenario, el ODC (Oleoducto de Colombia), el Poliducto Andino, el oleoducto San Fernando-Monterrey y el sistema Pozos-Colorados

11.4. OTROS PROYECTOS EN COLOMBIA

Proyecto	Andaquies - Base Putumayo
Resumen	C&C Energía está estudiando más oportunidades de crecimiento en la cuenca colombiana Putumayo mediante la participación en la Ronda Colombia 2012 y posibles fusiones y adquisiciones. El regulador colombiano de hidrocarburos, ANH, ofreció 109 licencias en la ronda 2012, y al menos 15 de estas estarán en la cuenca Caguán-Putumayo. C&C asignó un gasto de capital de US\$150mn para el 2012, y se programaron hasta 19 pozos. Se perforarán al menos cuatro pozos en las licencias Coati, Andaquies y Putumayo 8 de Putumayo.
Estatus	Exploración / Explotación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	C&C Energía 100%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Apamate -1X - Bloque La Creciente - Base Magdalena
Resumen	La petrolera canadiense informó que las perforaciones en su pozo, ubicado en el Bloque La Creciente, mostraron resultados positivos. Según resultados preliminares de la firma, este prospecto tiene capacidad para producir 120 millones de pies cúbicos día de gas, aunque actualmente sólo se extrae 66.000 millones de pies cúbicos días debido a restricciones en la capacidad del gasoducto. El pozo Apamate-1X fue perforado en el prospecto LCA – Sur, ubicado al sur de los campos de gas La Creciente “A” y La Creciente “D”, con el objetivo de encontrar gas en las arenas gasíferas de la Formación Ciénaga de Oro, iniciando operaciones el 1 de diciembre de 2010, y alcanzando Profundidad Total (PT) a 12.012 pies de Profundidad Medida (PM) en el basamento pre-Oligoceno el 3 de febrero de 2011. El pozo encontró lo que inicialmente se correlacionó como Ciénaga de Oro a 11.135 pies PM (10.611 pies de profundidad vertical bajo el datum nivel del mar, VBNM) en hoyo de 8 ½”, mostrando un paquete de 53 pies de espesor bruto de arenas con limolitas y arcilolitas intercaladas, que causaron una arremetida de gas que requirió

	<p>venteo y quema. Debido a la inestabilidad del hoyo y las altas presiones en las arenas, el programa de perfiles a hueco abierto hubo de ser cancelado. Durante la prueba inicial de producción el pozo alcanzó una producción de más de 24 millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD), con una presión fluyente en cabeza de tubería (PFCT) de 3.170 libras por pulgada cuadrada (LPC), restringida por la capacidad de flujo de las facilidades de producción.</p> <p>Precisa el informe de prensa que los resultados del pozo igualmente confirman la naturaleza estratigráfica del prospecto. Los mapas post-perforación de las arenas gasíferas, basados en inversión sísmica, muestran un área entre un mínimo de 1.124 y un máximo de 5.266 acres con un contacto gas – agua por ser definido todavía. La Compañía está planificando la perforación de dos pozos delineadores unos 500 pies buzamiento abajo de Apamate – 1X, donde la inversión sísmica mostró las anomalías con mayor intensidad.</p> <p>La Compañía también ha iniciado la expansión de las facilidades en La Creciente para procesar hasta 150 MMPCD en tres módulos de 50 MMPCD, para una inversión monetaria total de 42 millones de dólares.</p>
Estatus	Exploración / Explotación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	Pacific Rubiales Energy Corp
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Azar - Base Putumayo
Resumen	<p>La firma canadiense Gran Tierra Energy debiera perforar el pozo La Vega Este en su bloque Azar en la cuenca colombiana Putumayo durante abril de 2012. Originalmente las compañías tenían planificado perforar el pozo el año pasado, pero retrasos en la obtención de permisos y licencias ambientales postergaron los trabajos en casi un año.</p> <p>Gran Tierra probablemente perforará otro pozo en la licencia, dependiendo de los resultados de La Vega Este. Gold Oil posee una participación de 20% en la concesión Azar, donde apunta a obtener recursos prospectivos de 2 a 3 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep). Si el pozo arroja resultados positivos, este volumen se podría poner rápidamente en producción con la actual infraestructura de Gran Tierra, señaló Gold Oil con anterioridad. No se anticipa sino hasta principios del próximo año la perforación</p>

	de otra concesión colombiana de Gold Oil, Nancy Maxine Burdine, también ubicada en Putumayo. La adquisición de 30km de datos sísmicos 2D tendrá lugar durante la segunda mitad del 2012 si la empresa logra negociar la extensión del contrato con las autoridades colombianas. Gold Oil posee una participación de 58% en la licencia. Actualmente la producción promedia 550b/d, de los cuales 150b/d netos corresponden a la firma con sede en Londres, después de regalías y un pago a la petrolera estatal colombiana, Ecopetrol.
Estatus	Exploración / Explotación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	Gran Tierra 40%; Lewis Energy 40%; Gold Oil 20%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Balay
Resumen	<p>En enero de 2011, ANH reconoció oficialmente la participación de 15% de la petrolera canadiense Petroamerica en el bloque Balay, ubicado en la cuenca Llanos, anunció la firma en un comunicado de prensa. Petroamerica suscribió en enero de 2011 un acuerdo de adquisición de derechos de explotación con Petrobras Colombia por una participación en dicho bloque. En marzo de 2011, Petroamerica revistió su pozo Balay-2, ubicado en la cuenca colombiana Llanos, y se prepara a realizar pruebas extendidas en este.</p> <p>El pozo de 15.084 pies (4.598m) se perforó inicialmente para explorar el descubrimiento Balay-1 en la formación Mirador e investigar el potencial de los yacimientos de mayor profundidad.</p> <p>Balay-2 encontró un área petrolífera neta probable de 50 pies de espesor en Alto Mirador, mientras que el área neta en Balay-1 llegaba a 20 pies. En enero de 2012, Petroamerica perforó el pozo de evaluación Balay-3, ubicado en el Bloque Balay, hasta una profundidad final de 14.610 pies (4450m). El pozo interceptó su objetivo principal, la formación Mirador, a una profundidad mayor que la esperada y, mediante pruebas petrofísicas, se localizó un área petrolífera neta de 3 pies. El pozo, cuyo propósito era evaluar la extensión al norte del campo Balay, se somete ahora a pruebas de inyectividad a fin de destinarlo a la eliminación de agua.</p>
Estatus	Exploración / Producción: Concedido

Categoría	Exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	Petrobras 45%; CEPSA Colombia 30%; Sorgenia 10%; Petroamerica International Corp. 15%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Expansión de la Refinería de Barrancabermeja - Segunda Fase
Resumen	Ecopetrol informó un avance de 44% en el proyecto de servicios industriales, a febrero de 2012 , mientras que la tercera etapa de la modernización de la planta ya fue aprobada por el directorio de la estatal. La compañía comenzará pronto el proceso de selección de una firma que se encargue de la preparación del sitio y de la compra de insumos con largos tiempos de entrega. La ampliación de la refinería Barrancabermeja, valorada en US\$3.390, incrementará la capacidad de la planta de 250.000b/d a 300.000b/d al año 2016.
Estatus	Ingeniería de Procura y Construcción - EPC - Downstream - Licitación
Categoría	Petroquímica
On/Offshore	Onshore
Operador	Ecopetrol
Contratistas	Technip: Calle 38#8-62, Piso 3, Santafe de Bogota, Colombia - (57)1 332 0200 - www.technip.com
Contratistas	Foster Wheeler (PCM y FEED): CR 9 74 08 OFC 305, Bogota, Colombia - (57) 1 217 5055 - www.fmc.com
Subcontratistas	No

Proyecto	Ducto Bicentenario
Resumen	La petrolera estatal Ecopetrol, postergó hasta el segundo semestre del 2012 la fecha estimada de inicio de operaciones de la primera fase -de 120.000b/d de capacidad a un costo de US\$1.000mn- de su Oleoducto Bicentenario. El 44% del proyecto se encuentra terminado, con cerca de 100km habilitados de los 230km totales. El ducto debía entrar en operaciones originalmente antes de que terminara el 2011. Ecopetrol se vio obligada a postergar la fecha de inicio hasta principios del 2012 por los retrasos en la obtención de los permisos ambientales necesarios. El ducto de 960km Casanare-Coveñas tendrá una capacidad definitiva de 450.000b/d y su construcción se ejecutará en cuatro etapas. Ecopetrol posee una participación de 55% en el proyecto, cuya finalidad es aliviar las recientes restricciones en la capacidad de transporte que experimentan los productores de crudo que operan en la prolífica cuenca Llanos..

Estatus	Transporte, procesos y almacenamiento - En evaluación
Categoría	Ductos
On/Offshore	Onshore
Operador	Ecopetrol, Pacific Rubiales Energy Corp, Petrominerales, Hocol S.A., Canacol Energy Ltd. Colombia, C&C Energy Ltd., Rancho Hermoso S.A.,
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque 27 - Cuenca Llanos
Resumen	Quetzal Energy (TSX-V: QEI) seleccionó dos ubicaciones para las perforaciones iniciales del bloque LLA 27 en la cuenca colombiana Llanos, cuyos trabajos están previstos para el segundo trimestre, según un comunicado de la compañía. La empresa está realizando además otros levantamientos sísmicos en el bloque. Quetzal es el operador del bloque con una participación de 50%. La junior canadiense Brownstone Energy (TSX-V: BWN) es dueña del otro 50%.
Estatus	Exploración y producción / Concedido
Categoría	Exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	Quetzal Energy Ltd.; Brownstone Ventures Inc.;
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Blque Sangretoro - Cuenca Caguan-Putumayo
Resumen	Canacol tiene una posición dominante en materia de tierras dentro de la parte norte de la cuenca Caguán-Putumayo. La cuenca Caguán-Putumayo cubre aproximadamente 110.300 km ² y en últimas se extiende al sur hacia la frontera de Colombia con Ecuador y Perú. La mayor parte de las actividades de exploración en el área, la cual comparte su historia geológica con las cuencas de Oriente y Marañón de Ecuador y Perú respectivamente, a la fecha se han enfocado a la parte sur de la cuenca, donde han sido descubiertos unos 30 campos.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	Canacol Energy, Sagres Energy, Vast Exploration
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Canaguaro - Cuenca Llanos
Resumen	La petrolera Quetzal Energy definió para este año un presupuesto de inversión de US\$31 mn

	para exploración en Colombia. El monto abarca la adquisición de 20km de datos sísmicos 2D en el bloque y la perforación del pozo Canaguay-2 en la concesión Canaguaro.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Browstone ventures Inc., Quetzal Energy Ltd.,
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Caño Sur - Llanos Orientales
Resumen	Ecopetrol informó que comprobó la presencia de hidrocarburos en el pozo exploratorio CSE-8 ST1, ubicado en el bloque oriental del contrato de exploración y explotación Caño Sur, en el municipio de Puerto Gaitán (Meta). Con este nuevo hallazgo, ya son cuatro los descubrimientos de petróleo registrados en el área de Caño Sur durante 2011, después de Mito-1, Fauno-1 y Pinocho-1, lo que constituye un hito importante en la exploración de este bloque, considerado uno de los activos más importantes en la estrategia de crecimiento de los crudos pesados de Ecopetrol. Este contrato se suscribió en junio de 2005 con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Ecopetrol actúa como operador y titular de la totalidad de los intereses del mismo. La empresa continuará con la evaluación de las condiciones de producción y comportamiento de este descubrimiento y mantendrá su esfuerzo exploratorio en el bloque Caño Sur, con el fin de establecer la comercialidad de estos hallazgos. Este resultado en el proceso exploratorio constituye un paso más en el camino que emprendió Ecopetrol para alcanzar las metas de producir un millón de barriles limpios por día en 2015 y 1,3 millones en 2020.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Ecopetrol S.A.
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Chaza
Resumen	La petrolera canadiense Gran Tierra Energy planea invertir US\$ 370mn e sus operaciones regionales en 2012. La perforación de desarrollo continuará con seis pozos planificados para los campos de Moqueta y Costayaco en el bloque Chaza en la cuenca Putumayo.

Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Gran Tierra Energy
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque CPO-06 - Cuenca Llanos
Resumen	La petrolera argentina Tecpetrol perforó tres pozos en su concesión CPO-06 en la cuenca colombiana Llanos durante el curso de 2011. Las perforaciones comenzaron en el primer semestre del año pasado. Se estima que este contendría reservas de hasta 44.4 millones de barriles equivalentes en petróleo en sitio. PetroNova mantiene el 20% de su interés en el bloque localizado en la Cuenca Llanos Orientales. Esta cuenca es la que tiene el mayor potencial de exploración del país.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	PetroNova
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Cubiro - Cuenca Llanos
Resumen	<p>PetroMagdalena informó que el programa de exploración de Llanos se continua desarrollando. PetroMagdalena descubrió un nuevo campo en Cernicalo -1St, una perforación lateral del pozo de exploración Cernicalo 1, que fue perforado para explorar el nivel de prospección de la Formación Carbonera, localizada en Polygon B del bloque Cubiro, donde la compañía mantiene un 70% de participación en la explotación. El pozo Cernicalo-1 ST fue perforado en dos arenales Upper Guadalupe y actualmente está a prueba. En las últimas cinco horas, con una bomba electro-sumergible 23 Hz, la Formación Guadalupe produjo un promedio de 530 bppd (barriles de petróleo por día) de 23,9 grados de petróleo API con 30% BS&W. Esto representa 371 bppd como participación en la explotación bruta de PetroMagdalena. Las actividades en el Cernicalo 1 ST también incluyen pruebas en el Carbonera C7.</p> <p>El pozo Cernicalo-1 ST fue perforado el 18 de enero de 2012 a una profundidad final de 6.845 pies MD (profundidad medida) y registrado el 28 de enero de 2012. El tope del arenal Carbonera C7 fue encontrado a una profundidad de 5.880</p>

	<p>pies MD. Los datos petrofísicos muestran un espesor potencial de 13 pies en el C7, con una porosidad de 24% y una saturación de hidrocarburo de 50%; y 12 pies en Upper Guadalupe, con porosidad de 28% y saturación de petróleo de 50%. En base a interpretaciones sísmicas, la acumulación descubierta por Cernicalo-1 ST es una estructura larga de 1.5 km, correspondiente al escenario de exploración típica en la cuenca de los Llanos. La estructura tiene tendencia con el campo Barranquero hacia el norte y el pozo de exploración Tijereto Sur-1X hacia el sur. ACTUALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN</p> <p>Bloque Santa Cruz, Cuenca Catatumbo: Pozo de exploración Santa Cruz - 1X</p> <p>El pozo Santa Cruz-1X, localizado en el bloque Santa Cruz en la cuenca Catatumbo al noreste de Colombia, fue perforado hasta la mitad de la Formación Los Cuervos, alcanzando una TD (profundidad total) de 11.550 pies (MD) y encontrando una sección repetida de la Formación Mirador. En base a los registros petrofísicos y registro de lodos, un forro de producción de 7 pulgadas fue colocado en el pozo y existen planes de pruebas de varios intervalos en las formaciones Mirador y Los Cuervos. Los resultados del programa de prueba se esperan para mediados de marzo de 2012. PetroMagdalena tiene una participación de exploración de 70% en el pozo Santa Cruz-1X y es el operador del bloque Santa Cruz.</p> <p>Bloque Cubiro, cuenca Llanos: pozo de exploración Tijereto Sur - 1X</p> <p>El pozo de exploración Tijereto Sur-1X en el bloque Cubiro fue perforado a una TD de 6.926 pies (MD) y en base a los datos de registro petrofísicos, se ejecutó un revestimiento de producción de 7 pulgadas en el pozo a una profundidad total y el trabajo está en marcha para la prueba de conclusión y prueba de producción en la Formación C7 Carbonera. Los resultados del programa de conclusión y prueba se esperan para principios de marzo de 2012. PetroMagdalena tiene una participación de exploración en el pozo Tijereto Sur-1X y es el operador del bloque Cubiro.</p> <p>Bloque Arrendajo, cuenca Llanos: pozo de exploración Arrendajo Norte - 1X</p> <p>El pozo Arrendajo-1X en el bloque Arrendajo fue perforado el 9 de febrero de 2012 a una TD de 6.298 pies (MD) con una perforación lateral subsecuente a una TD de 7.343 pies. Los datos petrofísicos no muestran ningún intervalo prospectivo y el pozo será abandonado.</p>
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Petrotesting Colombia; PetroMagdalena

Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque El Triunfo
Resumen	La Empresa canadiense Sagres adquirió recientemente la licencia del Bloque El Triunfo. Planean perforar dos pozos allí antes fin de año. Sagres anunció su intención de lanzar una colocación privada de CA\$6,5mn (US\$6,5mn) en un comunicado difundido en febrero de 2012, donde agrega que la recaudación se destinaría principalmente a exploración y fines corporativos en general. A principios de diciembre Sagres compró a la firma india Assam un 70% en el bloque El Triunfo, ubicado en la cuenca Llanos, con un pago inicial de US\$2,5mn por una participación operativa. En virtud de los términos del acuerdo original, Sagres asumirá la responsabilidad de Assam de cubrir el 100% de los costos de perforación del primer pozo en el bloque, estimados en US\$12mn. La canadiense también obtendrá el derecho de ampliar su participación en El Triunfo en un 12,5% adicional si la empresa decidiera asumir la totalidad de los costos de un segundo pozo en el bloque.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Offshore
Operador	Sagres Energy Inc.
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Fenix y Bloque Platanillo
Resumen	El Bloque Fénix está localizado en la Cuenca Media Magdalena. En Diciembre de 2007, Amerisur Resources adquirió, a través de sus subsidiarias, el 100% del control y beneficio del área. La Cuenca tiene una superficie de 24.117 hectáreas. La empresa espera la llegada de un equipo para la campaña de perforación de seis pozos que permitirá aumentar la producción en el bloque Platanillo en Colombia. El programa, cuya partida está fijada en marzo, se centrará en los recursos prospectivos sin riesgo de 35 millones de barriles de crudo, según una presentación y un comunicado de la compañía. La producción se sitúa en torno a los 400b/d en dos pozos, pero el objetivo es cerrar el año con 5.000b/d. En el bloque Fénix de la compañía, los pozos Iguasa-1 e Isabel-1 se encuentran cerrados mientras se tramita la licencia de producción comercial. La adquisición de sísmica 2D en 50-75km está prevista para mayo. Un acuerdo no

	<p>exclusivo de cesión de derechos con Reto Petroleum sigue vigente mientras otras partes revisan los datos. En marzo de 2012 Amerisur Resources informó que suscribió con Serinco un contrato por un equipo de perforación para la campaña que desarrollará en Platanillo. La unidad Serinco D10 de 1200hp fue contratada para dos pozos con opción de renovación para trabajos adicionales, señaló Amerisur en un comunicado. Serinco debiera comenzar dentro de la próxima semana el traslado de la unidad y del campamento asociado al sitio de perforaciones en la zona sur del campo Platanillo. Los resultados del primer pozo se anunciarán en mayo.</p>
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Amerisur Resources
Contratistas	Weatherford Colombia Ltd. - Calle 73 N° 7 - 31, Piso 3, Torre B, Edificio El Camino, Bogotá, Colombia - (57) 1 313 4713 - www.weatherford.com
Contratistas	Serinco Drilling - Km. 1.1. via bricerio - Zapiquira, Colombia - (57) 31 0234 5517 - www.serincodrilling.com
Contratistas	Petrex S.A. Av. República de Panamá 3050 - San Isidro, Lima, Peru - (51) 1 221 5050 - www.petrex.com.pe
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque LLA-47 - Cuenca Llanos
Resumen	<p>PetroMagdalena Energy Corp. anunció que ha suscrito una carta de intención vinculante con Interoil Colombia E&P Inc. a través de la cual la firma adquirirá una participación farm-in de 50% en el bloque LLA-47 localizado en los Llanos al sur y en el mismo rumbo de Cubiro, el principal bloque de la empresa, y otros bloques productivos en la cuenca. LLA-47 está ubicado en la cuenca productiva los Llanos y tiene una extensión de 447 km². Interoil posee una participación en explotación de 100% en el bloque y es el operador actual. La Compañía ha acordado contraer un compromiso de \$30 millones para un programa de trabajo durante los tres años de la Fase I del contrato de E&P con la ANH. La operación está sujeta a la aprobación de la ANH. En adición, la Compañía pagará una comisión de contratación de \$2 millones luego de recibir la aprobación de la ANH.</p>
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	PetroMagdalena Energy Corp.; Interoil Colombia
Contratistas	

Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Maranta
Resumen	La Cortez Energy (OTC: LCTZ), firma que concentra sus operaciones en Sudamérica, señaló que Emerald Energy (AIM: EEN), su socio en el bloque Maranta en la cuenca colombiana Putumayo, realizó con éxito el reacondicionamiento del pozo Mirto-1, perforado en dicha licencia. A continuación se realizarán pruebas de producción extendidas en el pozo. La Cortez Energy espera incrementar un 250% la producción de sus activos colombianos durante el 2012. La Cortez anunció la conclusión exitosa de un programa de reacondicionamiento en el pozo Mirto-1, perforado en el bloque Maranta, también en la cuenca Putumayo. En el segundo semestre del 2012 posiblemente se perfore otro pozo, Agapanto-1, en la licencia.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Emerald Energy plc.; La Cortez Energy Inc.
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Morichito
Resumen	Petro Vista (Petrolera con sede en California) anunciaba en el 2010 un nuevo hallazgo en el pozo Morichito-5. Un perfilaje identificó tres posibles zonas productivas y el pozo se está terminando como futuro productor. El pozo podría producir hasta 1.000b/d. En el 2011 anunciaba que había alcanzado una profundidad final en el pozo de evaluación Morichito-5B. En mayo comenzaban pruebas que si arrojaban resultados favorables, ponían al pozo en pruebas extendidas junto con el pozo descubridor M5. En febrero de este año, Petro Vista Energy anunció que completó la venta de todo el capital emitido por Petropuli.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Petro Vista
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Niscota
Resumen	La firma canadiense Talisman Energy (NYSE: TLM) espera declarar formalmente este año la comercialidad de sus bloques CPE6 y CPO9, ubicados en la cuenca colombiana Llanos, según

	su vicepresidente internacional de exploración. Los resultados promisorios del descubrimiento Hurón, ubicado en el bloque Niscota en las laderas de la cuenca Llanos, dejan lugar al optimismo de la firma. La petrolera canadiense planea invertir entre US\$ 350mn y US\$400 en exploración en América Latina, la mayor parte de esa suma se destinará a Colombia, para perforación exploratoria en licencias de propiedad directa y aquellas operadas por su filial Equión Energy, creada el año pasado en conjunto con la petrolera estatal colombiana Ecopetrol.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Hocol; Talisman y Tempa
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque Piedemonte
Resumen	La firma colombiana Equión Energy espera invertir al menos US\$150mn este año en una campaña de perforaciones de desarrollo de varios pozos en su licencia Piedemonte, en las laderas de la cuenca local Llanos. Equión opera el bloque Piedemonte a través de un contrato de asociación con la petrolera estatal colombiana, Ecopetrol. Varios estudios sísmicos se han realizado en el bloque, donde el potencial de reservas se calcula en más de 500 millones de barriles equivalentes de petróleo. Equión está planeando el desarrollo completo de la licencia Piedemonte. Esto supone la ampliación y optimización de las instalaciones de Floreña en el corregimiento de El Morro.
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	Equión
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Exploración en Bolívar
Resumen	Equión informó que llegó Cartagena la plataforma que explorará si hay gas en costas del departamento de Bolívar. La plataforma de exploración, traída desde Brasil, arribó este lunes y permanecerá en puerto durante aproximadamente seis semanas, mientras se realizan los trámites y ajustes técnicos necesarios para su operación. El equipo denominado "Offshore Mischief" es una moderna unidad de perforación para uso costa afuera, y será la encargada de sondear el

	<p>subsuelo marino en busca de gas. El proyecto de exploración operado por EQUION ENERGIA LTD, tiene como fin analizar si en el área asignada hay gas que pueda ser explotado comercialmente en un futuro. La plataforma es una unidad especializada dotada de un taladro con el cual se perforarán, durante aproximadamente seis meses, los pozos exploratorios denominados Mapalé 1 y Mapalé 2, ubicados mar adentro en el Caribe, a más de 50 kilómetros de Cartagena en línea recta, y a 20 kilómetros de la línea de costa más cercana. Cabe recordar que para el inicio de la fase de exploración el proyecto cuenta, desde el mes de julio de 2011, con la licencia ambiental otorgada por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p>
Estatus	Exploración y producción / Evaluación
Categoría	Exploración / Producción
On/Offshore	Offshore
Operador	Equión
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Proyecto piloto de recuperación adicional térmica sincronizada (STAR)
Resumen	<p>En 2011, Ecopetro y Pacific Rubiales Energy Corp. anunciaron el acuerdo para llevar a cabo el proyecto piloto de la tecnología STAR (Synchronized Thermal Additional Recovery) provista por Pacific Rubiales en el yacimiento Quifa en los Llanos Orientales. Las dos compañías, tras un periodo de estudios y pruebas en los laboratorios de investigación de la Universidad de Calgary, han llegado a la conclusión de que la implementación de tecnologías basadas en la combustión in situ, como "STAR", es una de las mejores opciones para incrementar el factor de recuperación en los yacimientos de petróleo pesado de Colombia. El proyecto piloto STAR en Quifa apunta a poner a prueba la eficiencia de la tecnología, a fin de ajustar los parámetros operativos necesarios y establecer el aumento en el factor de recuperación que conducirá a la implementación de la tecnología. Como parte del acuerdo, las dos compañías procederán en el menor plazo posible a definir los parámetros necesarios para la implementación del proyecto piloto, así como las bases para las fases siguientes, entre las que se incluyen: * El diseño, la duración y el alcance del proyecto piloto, y otras pruebas que deberán llevarse a cabo en el yacimiento Quifa. *Las condiciones técnicas en las cuales se evaluará el éxito del proyecto piloto, así como las demás condiciones</p>

	que se estimen necesarias para proceder a la implementación de la tecnología STAR a escala comercial en el yacimiento Quifa. Metapetroleum, una filial totalmente controlada de PRE y la operadora en yacimiento Quifa, iniciará la construcción de las instalaciones de producción, la perforación de pozos y los movimientos de equipos necesarios para poner al proyecto piloto en operaciones.
Estatus	Exploración y producción. Concedido
Categoría	Producción
On/Offshore	Onshore
Operador	Pacific Rubiales Energy Corporation
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Contrato Tamarin E&P
Resumen	Canacol Energy planea perforar en julio el primero de cinco pozos en el programa exploratorio que llevará a cabo en Colombia en el 2012, que incluye 380km de sísmica 2D, señaló la compañía en un comunicado. Canacol opera cuatro contratos de exploración y producción en el país: Cedrela, Sangretoro, Tamarin y Portofino, en los cuales se han identificado 50 prospectos y áreas potenciales a partir de 500km de sísmica 2D adquirida en el 2011. A fines del año pasado Canacol perforó el pozo exploratorio Tamarin 1, que no detectó hidrocarburos.
Estatus	Exploración y producción. Concedido
Categoría	Exploración/Producción
On/Offshore	Offshore
Operador	Canacol Energy
Contratistas	no
Subcontratistas	no

Proyecto	Bloque Tayrona
Resumen	Repsol y sus socios planean reanudar en el 2013 las actividades exploratorias en el bloque Tayrona, frente a las costas del Caribe colombiano. La firma y sus socios Petrobras y Ecopetrol, se concentran actualmente en adquirir datos sísmicos 3D en un área de 1.500km ² . Petrobras opera las licencias en Tayrona con una participación de 40% y se hizo cargo del primer pozo perforado en el bloque en el 2008. Repsol se quedó con un 30% en la licencia el año pasado al cerrar un acuerdo con la federal brasileña.
Estatus	Exploración y producción. Concedido
Categoría	Exploración/Producción
On/Offshore	Offshore
Operador	Petrobras Colombia Limited; Ecopetrol S.A.; Repsol Colombia
Contratistas	No

Subcontratistas	No

Proyecto	Pozo Tello
Resumen	En abril de 2011, Ecopetrol registró un nuevo hallazgo de crudo en el municipio de Tello, Huila, en el pozo Nunda-1, el cual produjo 92 barriles de petróleo por día en las pruebas iniciales que hizo la compañía. El hallazgo se dio luego que la petrolera iniciara la perforación del pozo y luego de casi tres semanas alcanzó una profundidad total de 7.371 pies, que equivale a 2,25 kilómetros desde la superficie. Los resultados de las pruebas iniciales, realizadas en la formación Honda, alcanzaron caudales de 318 barriles de fluido por día con un corte de agua de 71 por ciento, lo que corresponde a 92 barriles de petróleo por día en promedio. Entre los aspectos que hacen atractivo este pozo es que el crudo es liviano y tiene una calidad de 30 grados API.
Estatus	Exploración y producción. En evaluación
Categoría	Perforaciones de exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	Ecopetrol SA
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Cuenca del Alto Magdalena
Resumen	Canacol opera 3 de un total de 5 contratos de exploración, los cuales representan 328,507 acres netos en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Alto Magdalena en Colombia. Santa Isabel (Operador designado, 90% participación) - VMM 2 (40% participación) - VMM 3 (20% participación). Con el cierre de la adquisición de Carrao Energy el pasado mes de noviembre, Canacol tiene exposición a 138,000 acres netos de oportunidades de exploración de crudo liviano convencional y no convencional en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Ecopetrol tiene como objetivo 25,000 barriles diarios de producción de la zona de acumulaciones no convencionales de aceite asociado a "shale" en el Valle Medio del Magdalena para el 2015. Así mismo, los bloques están favorablemente situados en una zona más somera con potencial de acumulaciones convencionales en formaciones probadas como productoras en bloques cercanos. En la primera mitad del 2012, Canacol planea perforar 2 pozos someros de exploración en los contratos Santa Isabel y VMM 2 con formaciones areniscas convencionales de objetivo, las cuales son productoras en campos cercanos. Para VMM 3, Canacol participará en la perforación de 1 pozo

	no convencional, junto con un socio de talla mundial el cual se encuentra consolidando su posición en el área. Mientras se participa en el potencial de VMM 3, la compañía espera adquirir información que le permita mitigar el riesgo en los bloques adyacentes Santa Isabel y VMM 2 en los cuales tiene una alta participación. Canacol recientemente contrato a GLJ Consultants para preparar un reporte de recursos para estos tres bloques.
Estatus	Exploración y producción. En evaluación
Categoría	Exploración/Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Canacol Energy
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Santa Cruz - Cuenca del Catatumbo
Resumen	PetroMagdalena continúa con su programa exploratorio 2012 que incluye la perforación de 7 pozos en la cuenca de los llanos (6 en el bloque Cubiro y 1 en el bloque Arrendajo) y un pozo en la Cuenca del Catatumbo. En el bloque Santa Cruz, localizado en la Cuenca del Catatumbo, la compañía está actualmente perforando el pozo exploratorio Santa Cruz-1X. PetroMagdalena posee una participación del 70% en los bloques Santa Cruz y Cubiro y un 67,5% en la licencia Arrendajo, por lo que espera el visto bueno del regulador local de hidrocarburos, ANH.
Estatus	Exploración y producción. En evaluación
Categoría	Perforaciones de exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	PetroMagdalena
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Sierra Nevada
Resumen	Gran Tierra Energy está planificando otro pozo en la licencia Sierra Nevada en la cuenca Magdalena. A fines de 2011 dio a conocer resultados preliminares de programas perforatorios realizados en Sudamérica. Dos pozos en Colombia no registran reservas utilizables. En el pozo de delineación Brillante SE-2 en el bloque Sierra Nevada, la perforación alcanzó una profundidad de 5.520 pies en total. El pozo no presenta petróleo y fue cerrado. En Sierra Nevada, Gran Tierra Energy posee una participación del 100%, que se produjo luego de la adquisición de Petrolífera en marzo de 2011.
Estatus	Exploración y producción. En evaluación
Categoría	Perforaciones de exploración
On/Offshore	Onshore

Operador	Gran Tierra Energy
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Suroriente
Resumen	<p>Las actividades que emprendió el 2011 la junior canadiense Suroco Energy en el bloque colombiano Suroriente, en la cuenca Llanos, le permitieron lograr un ajuste neto al alza de 587.000b en sus reservas 2P, señaló la compañía en un comunicado. La corrección al alza se registró en los pozos Piñuña-6, Cohembí-2 y Cohembí-3, perforados y puestos en producción en el curso del año.</p> <p>Se necesitan trabajos correctivos de cementación en Piñuña-4 antes de que el pozo pueda entrar en producción. Las reservas colombianas y canadienses de la compañía fueron evaluadas por GLJ Petroleum Consultants a fines del 2011. En el campo Cohembí del bloque Suroriente, en la cuenca Putumayo, las reservas brutas 1P de la firma se estimaron en 548.000b, mientras que para las reservas 2P el cálculo fue de 1,3 millones de barriles (Mb). La empresa tiene previsto perforar seis pozos de desarrollo en el campo Cohembí en el 2012, con el objetivo de delinear el reservorio e iniciar el mantenimiento de la presión a través de inyecciones de agua. A fines de año las reservas totales 1P de Suroco se situaban en 900.000Mb con un valor presente neto de US\$43,2mn. A fines del 2011, sus reservas 2P se estimaban en 1,8Mb de crudo neto después de regalías, con un valor presente neto de US\$72,5mn.</p>
Estatus	Exploración y producción. En evaluación
Categoría	Perforaciones de exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	Suroco Energy Inc.; Ecopetrol S.A.
Contratistas	No
Subcontratistas	No

11.5. PERÚ

11.5.1. Actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú

Fuente: Adaptado de USGS

RESUMEN EJECUTIVO DE ENERO A DICIEMBRE 2011

	CONTRATOS		
	SUSCRITOS	VIGENTES	INVERSIÓN (MMUS\$)*
Explotación	-	20	884.00
Exploración	5	62	476.90
Total	5	82	1,360.90

SÍSMICA REGISTRADA		POZOS PERFORADOS	
2D (km)	5,070.18	Desarrollo	222
3D (km ²)	3,018.01	Confirmatorios	5
		Exploratorios	15
		Total	242

PRODUCCIÓN FISCALIZADA			
Hidrocarburos Líquidos (Mbls/d)	Petróleo	69.55	152.72
	LGN	83.16	
Gas Natural (Mscfd)		1,099,094	1,099,094

	INGRESO PARA EL ESTADO POR MODALIDAD DE CONTRATO (MM US\$)		DISTRIBUCIÓN DEL CANON/SOBRECANON (MM NUEVOS SOLES)	
	LICENCIA	SERVICIOS		
Petróleo	686.44	88.84	Loreto	258.51
Líquidos Gas Natural	893.30	5.92	Ucayali	90.37
Gas Natural	418.59	2.57	Piura	416.15
Condensados	-	-	Tumbes	139.90
Sub - total	1,998.33	97.34	Huánuco	1.38
			Cusco	1,564.02
Total		2,095.67	Total	2,470.33

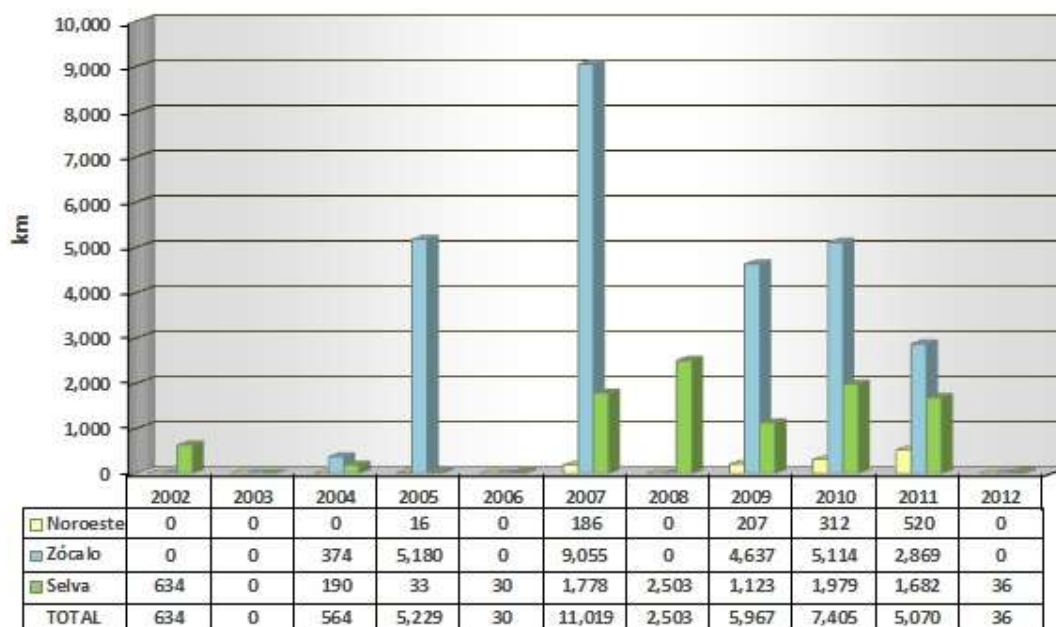
	CONVENIOS		ÁREA DE CUENCAS (MM Ha)	
	SUSCRITOS	VIGENTES		
Evaluación Técnica	-	-	Bajo Contrato	36.38
Evaluación para Promoción	-	-	Bajo Convenio	1.00
Otros	-	1	Intangible	19.38
			Disponible	26.80
Total	-	1	Total	83.36

* Información de Inversiones disponible al 30.11.2011

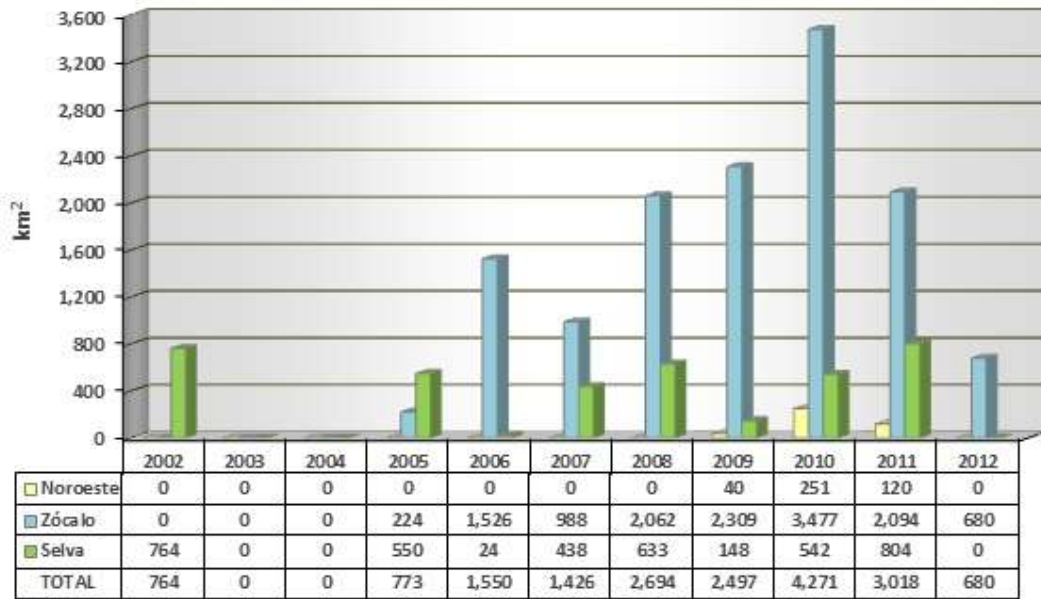
RESUMEN EJECUTIVO DEL 2001 A DICIEMBRE 2011

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CONTRATOS	SUSCRITOS	4	2	2	6	15	16	24	-	13	2	5
	VIGENTES	29	29	27	31	45	61	84	80	87	85	82
SÍSMICA REGISTRADA	2D (Km)	935.60	633.60	-	564.00	5,229.00	30.00	11,019.40	2,503.17	5,966.87	7,405.46	5,070.18
	3D (Km2)	153.85	764.09	-	-	773.10	1,549.70	1,425.94	2,694.13	2,497.20	4,270.57	3,019.01
POZOS PERFORADOS	DESARROLLO	32	12	26	34	69	78	177	185	147	214	223
	CONFIRMATORIO	-	-	-	-	-	-	2	2	6	3	5
	EXPLORATORIO	4	5	3	5	5	8	7	5	6	6	15
	TOTAL	36	17	29	39	74	86	186	192	159	223	243
PRODUCCIÓN FISCALIZADA	HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (MBIs/d)	97.00	96.70	91.30	94.10	111.20	115.50	113.83	120.00	145.20	157.16	152.72
	PETRÓLEO (MBIs/d)	93.10	92.70	87.30	79.90	75.40	77.50	77.07	76.50	71.03	72.70	69.55
	LGN (MBIs/d)	3.90	4.00	4.00	14.20	35.60	38.00	36.76	43.50	74.25	84.50	83.16
	GAS NATURAL (MMSct/d)	35.80	42.70	50.60	82.90	146.70	171.70	258.86	327.70	336.11	700.30	1,099.09
INVERSIÓN (MM US\$)	EXPLORACIÓN	30.50	31.30	12.20	44.00	96.40	136.30	251.00	356.60	539.10	747.06	476.90
	EXPLOTACIÓN	163.80	351.80	347.40	232.80	254.90	551.90	855.00	1,128.10	610.80	576.50	884.00
	TOTAL	194.30	383.10	359.60	276.80	351.30	688.20	1,106.00	1,484.70	1,149.90	1,323.56	1,360.90
INGRESO PARA EL ESTADO (MM US\$)	CONTRATO DE LICENCIA	140.08	206.11	233.88	307.53	542.18	672.07	791.03	1,132.01	859.12	1,319.57	1,998.33
	CONTRATO DE SERVICIO	74.69	22.74	25.13	30.90	44.32	60.71	65.03	85.30	54.10	73.89	97.34
	TOTAL	214.77	228.85	259.01	338.43	586.50	732.78	856.06	1,217.31	913.22	1,393.46	2,095.67
DISTRIBUCIÓN DEL CANON / SOBRECANON (MM NUEVEOS SOLES)	LORETO	151.50	177.90	188.93	191.59	247.04	284.80	295.03	334.85	177.57	223.13	258,511.00
	UCAYALI	52.58	61.44	68.14	74.53	94.53	104.06	107.85	123.18	74.51	84.51	90,369.21
	PIURA	102.66	100.56	113.45	138.13	203.10	259.26	281.07	392.29	270.22	337.12	416,152.42
	TUMBES	25.67	25.14	28.36	34.53	50.77	64.82	70.27	123.46	85.19	116.25	139,900.83
	HUÁNUCO	0.42	0.40	0.43	0.52	0.75	0.78	0.76	1.14	0.69	1.04	1,384.30
	CUSCO	-	-	-	87.14	316.02	396.63	465.87	598.90	705.32	1,136.29	1,564,019.08
	TOTAL	332.83	365.44	399.31	526.44	912.21	1,110.35	1,220.85	1,573.82	1,313.50	1,899.34	2,470,334.83

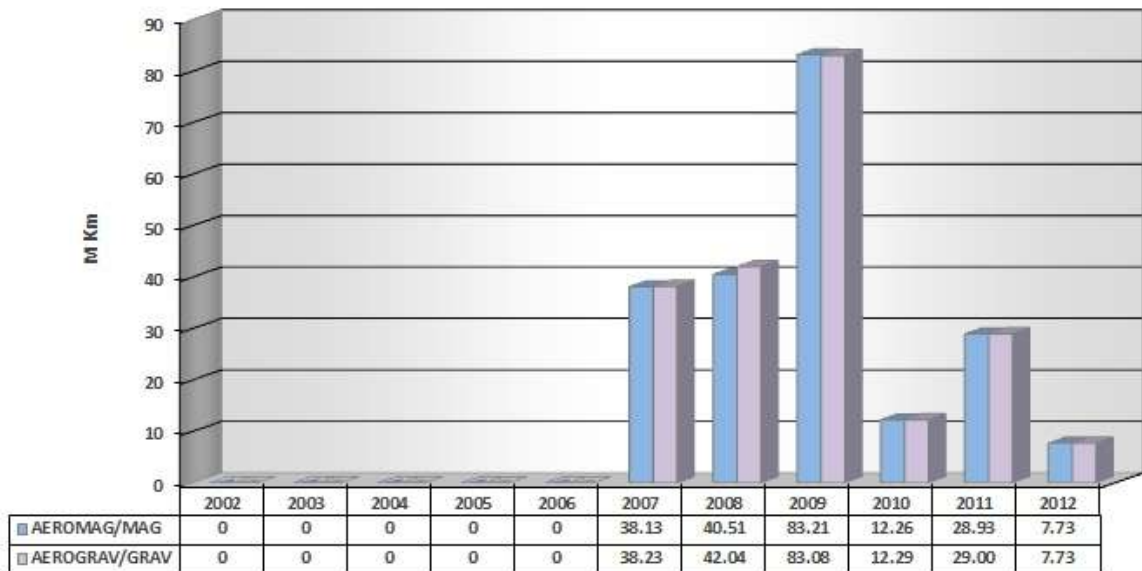
Sísmica 2D
Período: 2002 - Febrero 2012



Sísmica 3D
Período: 2002 - Febrero 2012

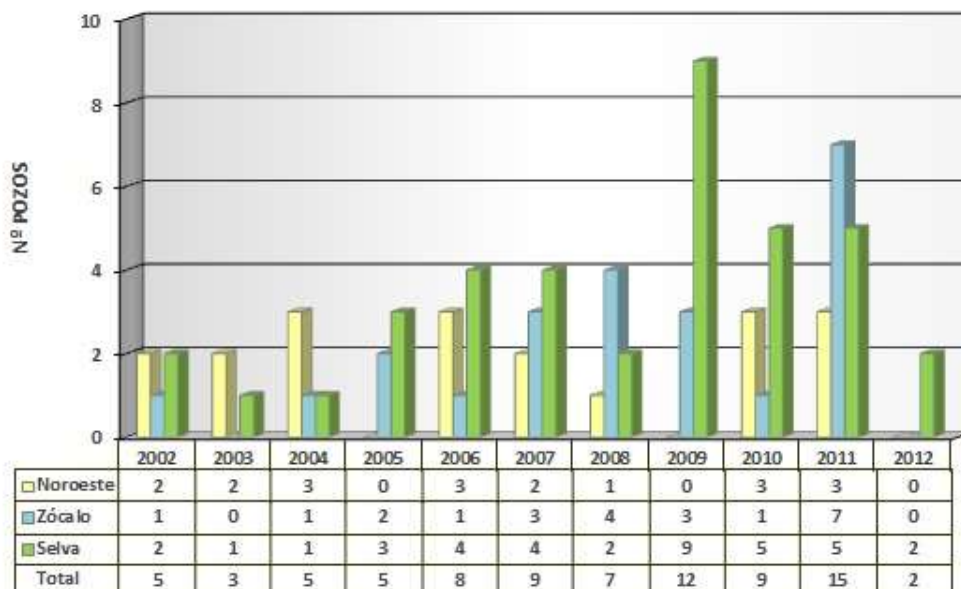


Aerogravimetría / Aeromagnetometría / Magnetometría / Gravimetría
Período: 2002 - Febrero 2012

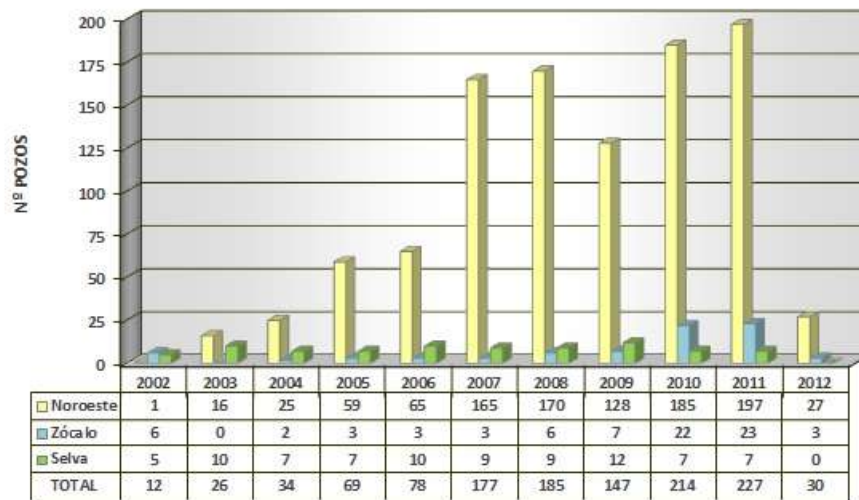


RESUMEN DE POZOS PERFORADOS POR CONTRATO DE ENERO A DICIEMBRE 2011						
ZONA	OPERADOR	LOTE	EXPLORATORIOS	CONFIRMATORIOS	DESARROLLO	TOTAL
NOR-OESTE	GMP	I	1	-	11	12
		V	-	-	1	1
	PETROMONT	II	-	-	1	1
		XV	-	-	1	1
		XX	-	-	1	1
	INTEROIL	III	-	-	5	5
	SAPET	VII/VI	-	-	11	11
	PETROBRAS	X	-	-	146	146
	OLYMPIC	XIII	-	-	20	20
	BPZ	XIX	1	-	-	1
FAULKNER	XXVII	1	-	-	1	
SUB-TOTAL			3	-	197	200
ZÓCALO	SAVIA	Z-2B	5	3	19	27
	SAVIA	Z-6	2	1	-	3
	SUB-TOTAL			7	4	19
SELVA	PLUSPETROL E&P	102	1	-	-	1
	PLUSPETROL NORTE	8	-	-	1	1
		1-AB	-	-	4	4
	GRAN TIERRA	128	1	-	-	1
	PLUSPETROL	56	1	1	-	2
	REPSOL	57	-	-	1	1
	PETROBRAS	58	1	-	-	1
	SUBANDEAN	121	1	-	-	1
SUB-TOTAL			5	1	6	12
TOTAL			15	5	222	242

**Perforación de Pozos Exploratorios
Período: 2002 - Febrero 2012**



Perforación de Pozos de Desarrollo
Período: 2002 - Febrero 2012



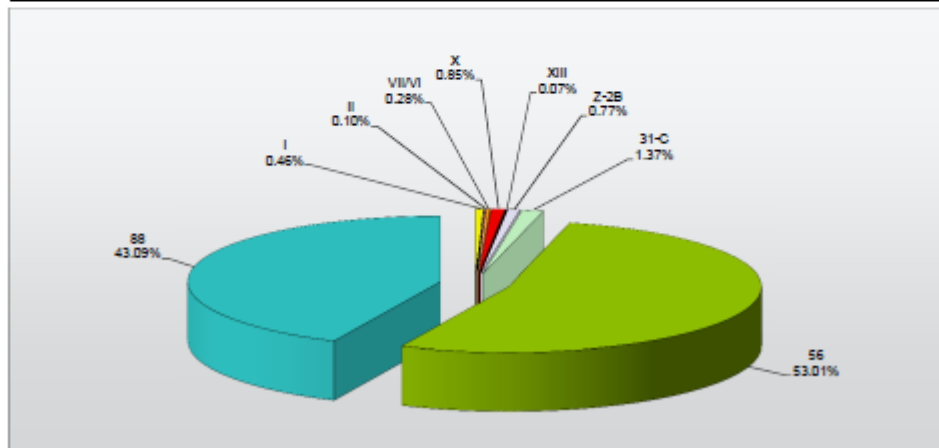
RESUMEN DE PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A ENERO 2012

OPERADOR	LOTE	ACUMULADO (bls)	PROMEDIO (bls/d)	%
PETRÓLEO				
GMP	I	33,419	92	0.79
PETROMONT	II	14,629	40	0.35
INTEROIL	III	86,359	237	2.05
INTEROIL	IV	25,552	70	0.61
GMP	V	4,882	13	0.12
SAPET	VII/VI	102,041	280	2.43
UNIPETRO ABC	IX	7,056	19	0.17
PETROBRAS	X	439,012	1,203	10.44
OLYMPIC	XIII	108,086	296	2.57
PETROMONT	XV	5,446	15	0.13
PETROMONT	XX	1,234	3	0.03
SAVIA	Z-2B	358,554	982	8.53
SAVIA	Z-6	0	0	0.00
BPZ	Z-1	124,443	341	2.96
PLUSPETROL NORTE	8	282,192	773	6.71
PLUSPETROL NORTE	1-AB	487,797	1,336	11.60
MAPLE	31B/31D	11,487	31	0.27
MAPLE	31-E	2,507	7	0.06
SUB-TOTAL		2,094,696	5,739	49.81
LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL				
SAVIA	Z-2B	39,570	108	0.94
AGUAYTIA	31-C	78,360	215	1.86
PLUSPETROL	88	1,028,495	2,818	24.46
PLUSPETROL	56	963,832	2,641	22.92
SUB-TOTAL		2,110,257	5,782	50.19
TOTAL		4,204,953	11,520	100.00

RESUMEN DE PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL A ENERO 2012

OPERADOR	LOTE	ACUMULADO (MPC)	PROMEDIO (MPCD)	%
GMP	I	144,253	4,653	0.46
PETROMONT	II	29,625	956	0.10
SAPET	VIII/VI	86,254	2,782	0.28
PETROBRAS	X	266,215	8,588	0.85
OLYMPIC	XIII	21,228	685	0.07
SAVIA	Z-2B	239,550	7,727	0.77
AGUAYTIA	31-C	428,033	13,808	1.37
PLUSPETROL	56	16,520,008	532,903	53.01
PLUSPETROL	88	13,427,012	433,129	43.09

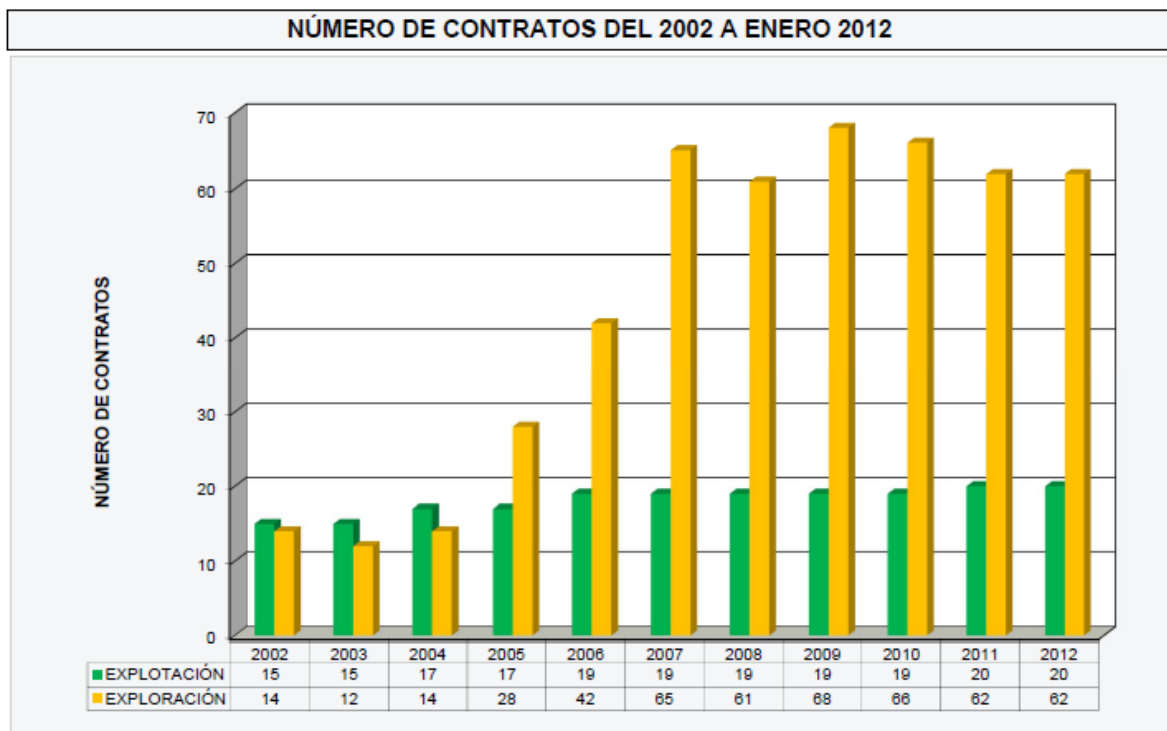
TOTAL	31,162,178	1,005,232	100.00
-------	------------	-----------	--------



CONTRATOS EN FASE DE EXPLOTACIÓN AL 31.01.2012

ZONA	OPERADOR	LOTE	FECHA DE SUSCRIPCIÓN	ÁREA (ha)	MODALIDAD DE CONTRATO
NOR-OESTE	GMP	I	27-dic-91	6,043.25	SERVICIOS
	PETROMONT	II	05-Ene-96	7,707.42	LICENCIA
	INTEROIL	III	05-mar-93	35,693.86	LICENCIA
	INTEROIL	IV	04-Mar-93	30,721.98	LICENCIA
	GMP	V	08-oct-93	9,026.03	SERVICIOS
	SAPET	VII / VI	22-oct-93	34,444.83	LICENCIA
	UNIPETRO ABC	IX	17-jun-93	1,554.13	SERVICIOS
	PETROBRAS	X	20-May-94	48,952.34	LICENCIA
	OLYMPIC	XIII	30-may-04	283,357.85	LICENCIA
	PETROMONT	XV	26-may-98	9,999.77	LICENCIA
PETROMONT	XX	19-ene-06	6,124.21	LICENCIA	
ZÓCALO	SAVIA	Z-2B	18-nov-93	199,885.22	SERVICIOS
	SAVIA	Z-8	20-mar-02	528,116.61	LICENCIA
SELVA NORTE	PLUSPETROL NORTE	1-AB	22-mar-86	287,050.91	LICENCIA
	PLUSPETROL NORTE	8	20-may-04	182,348.21	LICENCIA
	PERENCO	67	13-dic-95	101,931.69	LICENCIA
SELVA CENTRAL	MAPLE	31B y 31D	30-mar-94	71,050.00	LICENCIA
	AGUAYTIA	31C	30-mar-94	16,630.00	LICENCIA
SELVA SUR	PLUSPETROL	56	07-Set-2004	58,500.00	LICENCIA
	PLUSPETROL	88	09-dic-00	143,500.00	LICENCIA
TOTAL		20		2,041,518.31	

CONTRATOS EN FASE DE EXPLORACIÓN AL 31.01.2012				
ZONA	OPERADOR	LOTE	ÁREA (ha)	MODALIDAD DE CONTRATO
NOR-OESTE	BPZ	XXK	191,441.16	LICENCIA
	GOLD OIL	XXI	303,331.20	LICENCIA
	BPZ	XXII	389,043.82	LICENCIA
	BPZ	XXIII	93,198.06	LICENCIA
	UPLAND	XXIV	111,751.31	LICENCIA
	VETRA PERU	XXV	40,451.02	LICENCIA
	SAVIA	XXVI	552,711.86	LICENCIA
	FAULKNER EXPLORATION	XXVII	71,173.06	LICENCIA
	PTKIN PETROLEUM PERU S.A.C.	XXVIII	314,132.58	LICENCIA
ZÓCALO	BPZ	Z-1	224,375.85	LICENCIA
	SAVIA	Z-33	594,898.59	LICENCIA
	GOLD OIL	Z-34	371,339.17	LICENCIA
	SAVIA	Z-35	1,081,517.48	LICENCIA
	SAVIA	Z-36	999,995.39	LICENCIA
	KEI PERU	Z-38	487,545.51	LICENCIA
	SAVIA	Z-45	1,062,048.35	LICENCIA
	SK ENERGY	Z-48	1,134,547.76	LICENCIA
	SAVIA	Z-48	720,108.44	LICENCIA
	SAVIA	Z-49	676,096.60	LICENCIA
	SAVIA	Z-51	849,413.88	LICENCIA
	SAVIA	Z-52	803,574.48	LICENCIA
SELVA NORTE	REPSOL	39	745,141.20	LICENCIA
	HARKEN	95	515,731.13	LICENCIA
	PLUSPETROL E&P	102	128,678.11	LICENCIA
	TALISMAN	103	670,896.17	LICENCIA
	REPSOL	109	359,023.44	LICENCIA
	MAUREL ET PROM	118	658,879.88	LICENCIA
	PETROBRAS	117	1,094,039.52	LICENCIA
	SUBANDEAN	121	351,933.16	LICENCIA
	BURLINGTON	123	940,421.09	LICENCIA
	BURLINGTON	129	472,433.88	LICENCIA
	CEPSA PERU	130	1,275,349.40	LICENCIA
	PACIFIC STRATUS ENERGY	135	1,020,390.83	LICENCIA
	PACIFIC STRATUS ENERGY	137	448,947.45	LICENCIA
	KEI PERU	144	683,816.47	LICENCIA
	OLYMPIC PERU	145	500,000.00	LICENCIA
	TALISMAN	158	272,254.86	LICENCIA
	COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO	160	484,400.87	LICENCIA
	PVEP PERU	162	472,327.20	LICENCIA
	PLUSPETROL E&P	115	241,228.88	LICENCIA
TALISMAN	64	761,501.00	LICENCIA	
HYDROCARBON EXPLORATION PLC., SUCURSAL DEL PERU	183	398,825.88	LICENCIA	
HYDROCARBON EXPLORATION PLC., SUCURSAL DEL PERU	186	595,808.88	LICENCIA	
ECOPETROL DEL PERU S.A.	179	350,284.82	LICENCIA	
SELVA CENTRAL	PETROBRAS	58	340,133.72	LICENCIA
	COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO	100	7,700.00	LICENCIA
	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU	107	252,232.33	LICENCIA
	CEPSA PERU	114	307,000.00	LICENCIA
	PETROMINERALES PERU	128	1,088,955.81	LICENCIA
	CEPSA PERU	131	990,472.32	LICENCIA
	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU	133	398,050.74	LICENCIA
	PACIFIC STRATUS ENERGY	138	414,220.40	LICENCIA
	PAN ANDEAN RESOURCES	161	491,784.04	LICENCIA
	EMERALD ENERGY PERU	163	499,759.38	LICENCIA
	MAPLE	31-E	141,003.36	LICENCIA
SELVA SUR	REPSOL	57	485,790.04	LICENCIA
	HUNT OIL	76	1,071,290.08	LICENCIA
	PLUSPETROL E&P	108	1,241,875.95	LICENCIA
	TECPETROL S.A.C.	174	263,943.84	LICENCIA
SIERRA	SIBOL DEL PERU	105	443,213.17	LICENCIA
	PAN ANDEAN RESOURCES	141	516,891.59	LICENCIA
	GRUPO PETROLERO SURAMERICANO	158	474,832.09	LICENCIA
	TOTAL	62	34,125,350.20	



11.5.2. Proyecto Modernización Refinería Talara

Antecedentes

- Con la finalidad de contrarrestar la contaminación y mejorar la calidad del ambiente, el **Banco Mundial** propuso nuevas especificaciones para la producción de combustibles en América Latina y el Caribe. Para el diesel propuso un contenido máximo de 2000 ppm (partes por millón) de azufre.
- PETROPERÚ en 1998 contrató a la empresa **Bonner & Moore** para realizar un estudio que permita mejorar la calidad de los combustibles y la competitividad de **Refinería Talara**, basado en estudios de mercados y esquemas refineros.
- En base a ese estudio, PETROPERÚ presentó para aprobación a la **DGPM** (Dirección General de Programación Multianual) del **MEF** (Ministerio de Economía y Finanzas), el Perfil del Proyecto, el mismo que fue aprobado por el **SNIP (Sistema Nacional de Inversión Pública)**, solicitando se prepare el Estudio de Prefactibilidad.
- A fin de actualizar el estudio realizado por Bonner & Moore, se obtuvo el financiamiento de la agencia estadounidense **TDA-USA** (Trade Development Agency) y se contrató a la Compañía **Foster-Wheeler** para realizar el estudio "Modificaciones en Refinería Talara".
- Tomando como referencia ese estudio, se elaboró el Estudio de Prefactibilidad, que posteriormente fue aprobado por el SNIP, en el año 2004. Este estudio consideró **500 ppm** de azufre para el Diesel.
- En marzo 2006, se promulgó la Ley N° 28694, que regula el contenido de azufre en el combustible diesel a una cantidad menor a 50 ppm. Esta ley entraría en vigencia el 1 de Enero de 2010. Asimismo, se promulga la Ley N° 28840 que buscó independizar a PETROPERÚ del SNIP, para fortalecer a Nuestra Empresa.

- Este escenario obligaba a efectuar cambios esenciales en el Proyecto. Estas modificaciones también se requerían para hacer sostenible la vigencia de PETROPERÚ.
- El año 2007 se replanteó la ejecución del Proyecto y se contrató a la empresa **ADL** (Arthur D' Little), para la elaboración del Estudio de Factibilidad del **PMRT**(Proyecto Modernización de Refinería Talara).
- Cabe agregar que mediante D.S. 061-2009-EM (setiembre 2009), se determinó que la Ley N° 28694, solo se aplique a la Provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.



Marco legal

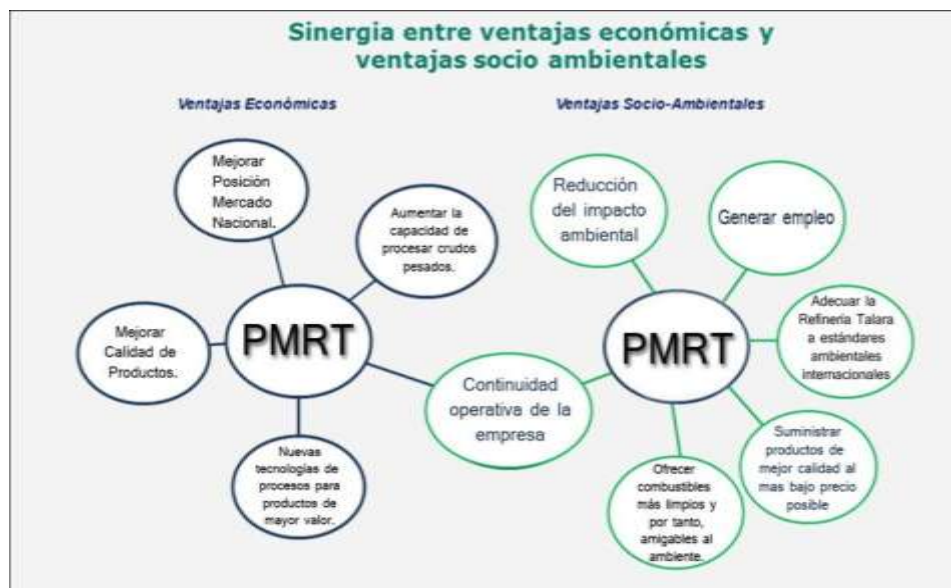
Para la ejecución del Proyecto Modernización Refinería Talara, la Empresa se ceñirá a los alcances de las leyes peruanas. Asimismo todas las contrataciones y adquisiciones que PETROPERU procederá a realizar para el Proyecto bajo diversos procesos de convocatoria (nacional e internacional), estarán regidos bajo el reglamento de PETROPERÚ.

- Ley N° 28840: Ley Fortalecimiento y Modernización de la empresa Petróleos del Perú – PETROPERU S.A.
- Ley N° 27133: Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- Ley N° 28552: Modifica la Ley N° 27133.
- Ley N° 28054: Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles.
- Ley N° 28694: Ley que regula el contenido de Azufre en Diesel.
- D.S. N° 025-2005-EM: Cronograma de reducción progresiva del contenido de azufre en el Diesel N°s 1 y 2.
- D.S. N° 041-2005-EM: Modificación el D.S. N° 025-2005-EM.
- Guía para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental (EIA).
- D.S. N° 015-2006-EM: Reglamento para la protección ambiental en las actividades de Hidrocarburos.
- D.S. N° 012-2008-EM: Reglamento de Participación Ciudadana para la Realización de Actividades de Hidrocarburos.

Ventajas

La ampliación y modernización de Refinería Talara tendrá grandes ventajas en la Empresa y en el País, tales como:

- Asegurar la producción de combustibles de calidad.
- Mejorar su nivel de participación en el mercado.
- Aumentar la capacidad de procesar crudos pesados para incrementar su flexibilidad operativa.
- Continuidad operativa de la Empresa
- Instalar nuevas y mejores tecnologías de procesos para productos de mayor valor.
- Reducción del impacto ambiental
- Generación de Empleo
- Adecuar a Refinería Talara a estándares ambientales internacionales.
- Suministrar productos de mejor calidad al más bajo precio posible.
- Ofrecer combustibles más limpios y por tanto, amigables al ambiente.



Descripción

El PMRT involucra la ampliación de las unidades actuales e instalación de nuevas unidades en Refinería Talara, con procesos más complejos y tecnología más avanzada, para una Refinería más competitiva. Este proceso se está realizando para:

- Desulfurizar los combustibles
- Mejorar el octanaje de naftas
- Procesar crudos más pesados
- Disminuir la producción de residuales, e
- Implementar nuevas facilidades que requerirá la **Refinería Modernizada**

Objetivos

El **PMRT** (Proyecto Modernización Refinería Talara) es un proyecto de desarrollo tecnológico que consiste en la construcción de nuevas instalaciones industriales y la modernización y ampliación de las existentes con los objetivos siguientes:

- Obtener Diesel 2 y Gasolinas con menos de 50 ppm de azufre en forma competitiva.
- Contribuir a mejorar la calidad ambiental del país.

Por lo cual, el Proyecto comprende:

- Procesamiento de Crudos más pesados
- Reducción en la producción de residuales
- Aumento de la capacidad total hasta 95MBD
- Generación de energía

EL PMRT Y EL PLAN ESTRATÉGICO DE PETROPERÚ

El PMRT se encuentra estrechamente vinculado con el objetivo general 3 del Plan estratégico de PETROPERÚ que es incrementar la capacidad de refinación y conseguir la reducción de contenido de azufre. Asimismo, también mantiene una relación con el logro de los demás objetivos generales de la Empresa.



NUEVOS CAMBIOS EN REFINERÍA TALARA

MODERNIZACIÓN DE ACTUALES INSTALACIONES:

- **Unidad de Destilación Primaria:** Realiza la primera separación del crudo, en lo que luego se convertirán sus diferentes productos. Con su ampliación, se podrá procesar de 65,000 bpd (barriles por día) a 95,000 bpd.

- **Unidad de Destilación al Vacío 1:** Actualmente esta unidad produce 27,000 bdp. Esta unidad disminuiría su producción a 21,000 bpd y se instalará una nueva Unidad de Destilación al Vacío (Vacío 3).
- **Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado:** Rompe las moléculas del gasóleo para producir GLP, Gasolina, Diesel. Será modificada para manejar mayores cargas del orden de 25 000 bpd.

NUEVAS INSTALACIONES

UNIDADES DESULFURIZADORAS

- **Desulfurizador de Diesel:** Realizará dos tareas. Removerá el azufre del combustible diesel y mejorará su índice de cetano (mejorará la calidad).
- **Desulfurizador de gasolina Craqueada:** Permitirá la desulfurización de la gasolina procedente de la Unidad de Craqueo Catalítico y será diseñada con una nueva tecnología para cumplir con las especificaciones de azufre, sin tener que reducir la calidad del producto.
- **Desulfurizador de Nafta:** Removerá el azufre de la Nafta, que luego se envía a la Unidad de Reformación Catalítica.
- **Absorbedor de Amina - Despojador:** Habrá varias plantas de aminas cuya función será retirar los productos azufrados de los gases residuales para que luego sean enviados a la Planta de Ácido Sulfúrico. Los gases no azufrados serán usados como combustibles.
- **Tratamiento GLP (Gas licuado de Petróleo):** Trata el GLP, que proviene de la Unidad de Recuperación de Gases, reduciendo su contenido de azufre y mejorando su calidad.

UNIDADES DE PROCESO

- **Nueva Unidad de Destilación al Vacío (Vacío 3):** Se instalará una unidad adicional, del doble de tamaño que la actual, a fin de aumentar la capacidad de procesamiento del crudo. Esta nueva unidad podrá procesar 35,000 bpd (barriles por día).
- **Unidad Flexicoker:** Procesa los fondos de vacío que vienen de la Unidad de Destilación al Vacío, convirtiéndolos en combustibles livianos, flexigas y coque. Procesará cargas de crudo más pesado y obtendrá una mayor cantidad de destilados ligeros y medios (gasolina y diesel).
- **Reformación Catalítica:** Incrementa la calidad de la gasolina y produce hidrógeno necesario para la Desulfurización de la Nafta y parte de lo que otros procesos de Desulfurización, necesitan. El producto resultante constituye una mezcla de alto octanaje.
- **Planta de ácido sulfúrico:** Convertirá los gases residuales en ácido sulfúrico para su posterior comercialización.
- **Planta de Hidrógeno:** Produce hidrógeno y purifica el generado por la Reformación Catalítica para su posterior uso en las unidades Desulfurizadoras.
- **Generación:** Será una planta alimentada de flexigas y del coque de la Refinería y producirá vapor y electricidad.

NUEVOS SERVICIOS

- **Servicios Industriales:** Serán instalados todos los componentes necesarios que cada planta requiere para su buen funcionamiento (Aire, agua, nitrógeno, etc.)
- **Otras Facilidades:** La Refinería Talara modernizada también contará con mayores facilidades en infraestructura, tales como: nuevos edificios administrativos, hangares y almacenes, muelles de recibo y despacho, tanques (entre otros).

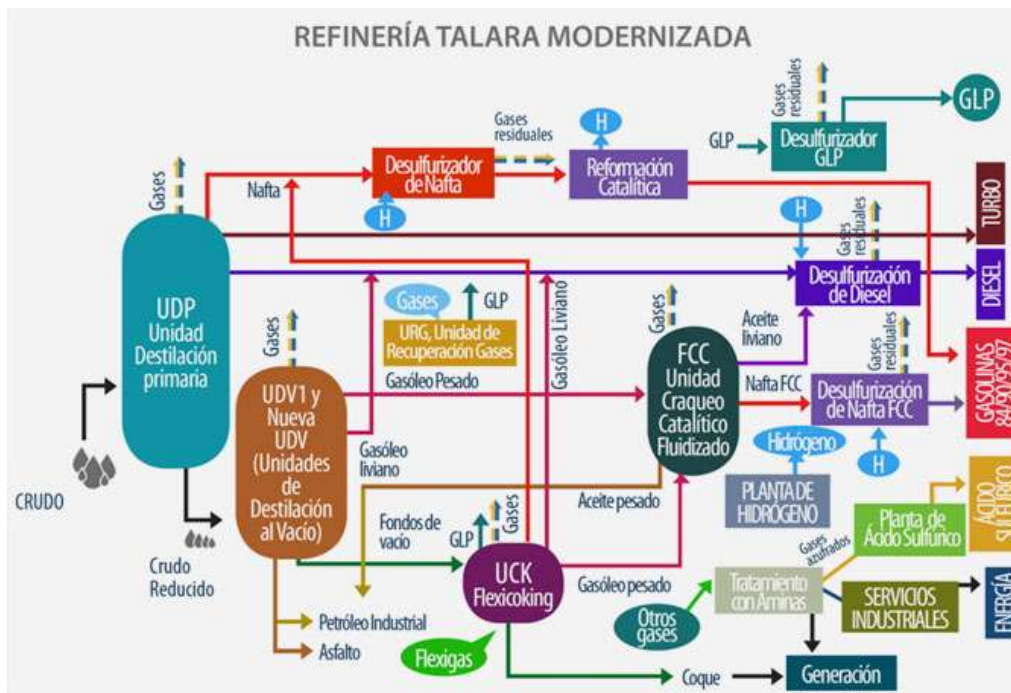
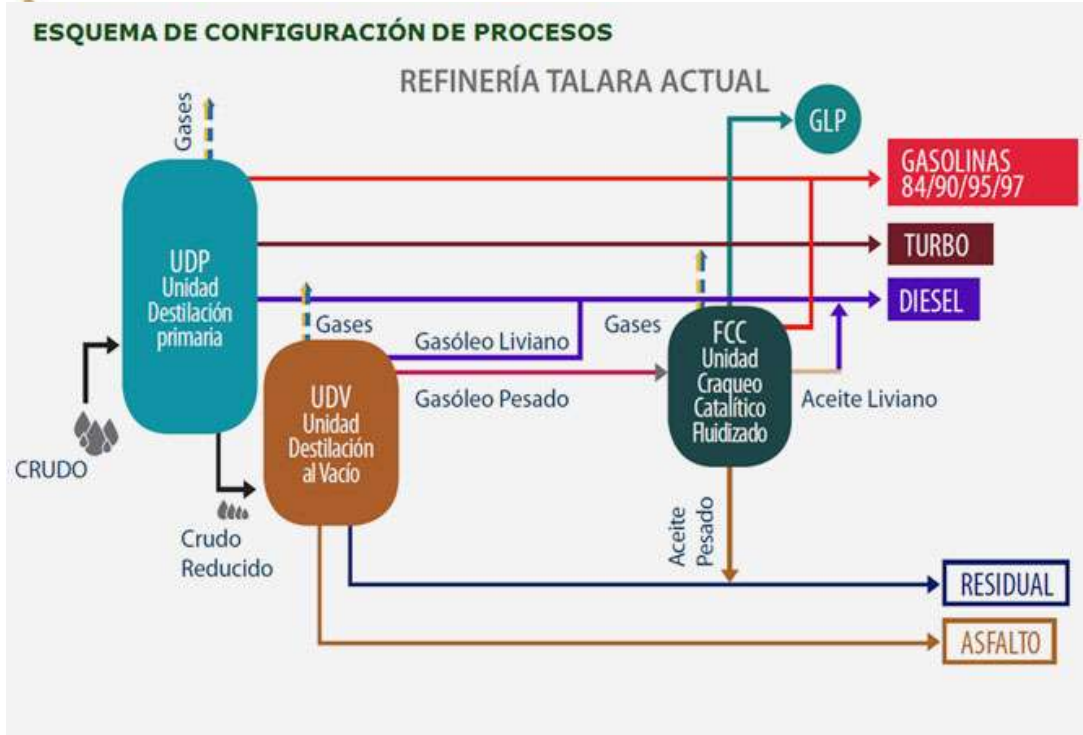
ESTRUCTURA DE REFINERÍA TALARA MODERNIZADA

La estructura de la Refinería Modernizada se caracteriza por el máximo aprovechamiento del crudo, la disminución de productos residuales que tienen bajo valor comercial y la reducción de emisión de contaminantes al ambiente.

Con el nuevo esquema de procesos, seremos capaces de producir:

- GLP, Gasolina y Diesel con menor cantidad de azufre
- Energía
- Ácido Sulfúrico
- Petróleo Industrial





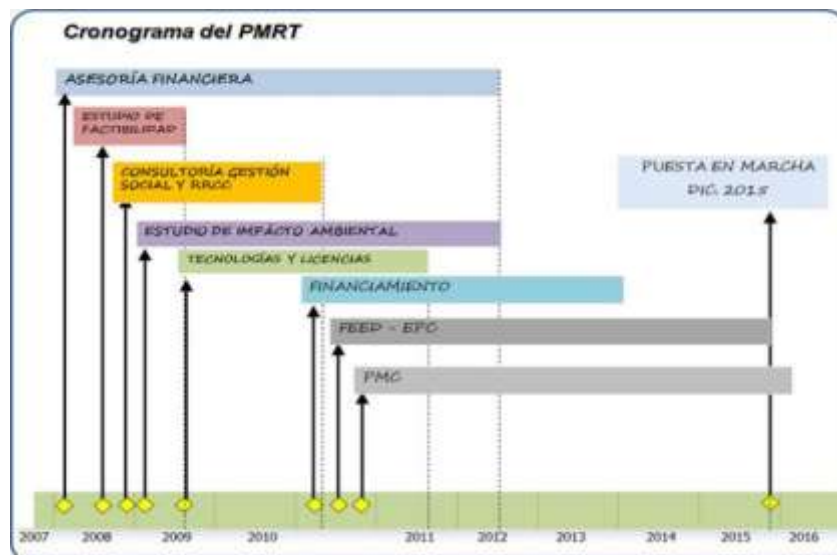
Ubicación del PMRT

- El PMRT se encontrará localizado en la Refinería Talara, en la Zona nor-oeste del país, en la ciudad de Talara, departamento de Piura a 1185 km al norte de la ciudad de Lima.



Desarrollo del PMRT

- El PMRT tiene un plazo de ejecución estimado de aproximadamente 9 años. El periodo de ejecución es tomado en cuenta desde la aprobación del Estudio de Factibilidad en el año 2007, hasta la puesta en marcha de la Refinería Modernizada que se realizaría en el año 2016.



Cómo va el Proyecto

El Proyecto se encuentra actualmente en la preparación de la etapa FEED (Ingeniería Básica Extendida + Pre construcción). Esta etapa implica realizar los estudios de

ingeniería, actividades, acuerdos y reuniones previas que permitirán elaborar y verificar todas las estrategias de acción para la construcción del Proyecto y que incluyen la gestión de todos los recursos y elementos necesarios. Se estima que esta etapa finalice en el 2012.

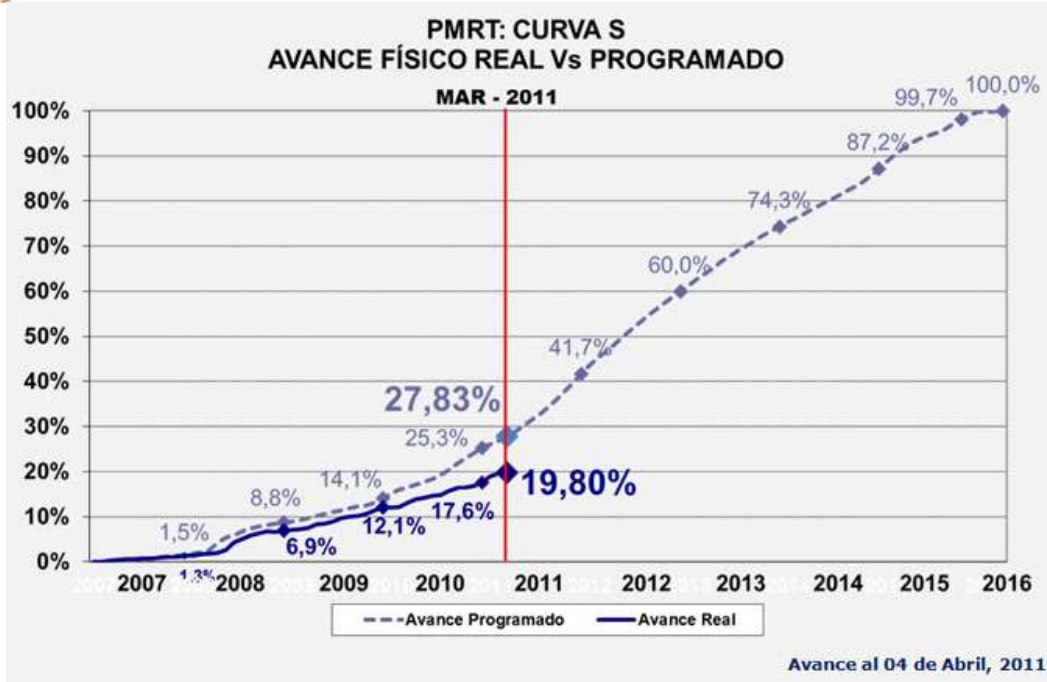
Cuadro: Avance Físico Programado del PMRT

AVANCE FÍSICO PROGRAMADO DEL PMRT				
AÑO	AVANCE PROGRAMADO	AVANCE PROG. ACUMULADO	AVANCE REAL	AVANCE REAL ACUMULADO
2007	76,12%	76,12%	96,44%	96,44%
2008	92,90%	92,90%	95,10%	95,10%
2009	99,51%	99,51%	100%	100%
2010	77,71%	77,71%	100%	100%

Cuadro: Avance Físico Programado del PMRT

COMPONENTES	PESO	AVANCE REAL	AVANCE PROGRAMADO
Estudio de Factibilidad	2%	100%	100%
ASESORÍA FINANCIERA	3%	76,12%	96,44%
Estudio de Impacto Ambiental	2%	100%	100%
Gestión Social y Relaciones Comunitarias	2%	100%	100%
Tecnologías y Licencias	6%	94,62%	100%
FEED - EPC	75 %	7,18%	15,23%
PMC	8%	6,84%	14,65%

Avance al 04 de Abril, 2011



Cuadro: Lista de Hitos del PMRT

PROCESO	DETALLE	Fecha Programada	Fecha Real	Estado
EIA	EIA aprobado por la DGAAE (considerando plazo del TUPA)	nov-2010	mar-2010	Terminado
FEED-EPC	Informe presentado al Directorio (previo a las compras tempranas a ser realizadas por el Contratista FEED EPC) (*)	(**)		
FEED-EPC	Conversión por Etapas: 1ra Conversión	jun-2011		
Tecnología	Paquetes de Diseño Básico licenciado entregados.	jul-2011		
FEED - EPC	Proceso de estimado de costos a libro abierto (OBE) (*) iniciado.	sep-2011		
FEED-EPC	Modalidad de contrato convertida, de Costo Reembolsable a Suma Alzada (*)	mar-2011		
	PUESTA EN MARCHA DE REFINERÍA MODERNIZADA (*)	dic-2016		
	FIN DEL PROYECTO (*)	ago-2016		

Avance al 04 de Abril, 2011

Resumen de Actividades

Componente

Avances

Tecnologías

Licencias

Con relación a la ampliación de la Planta de y Craqueo Catalítico, UOP ha solicitado un diseño básico adicional para la Fase 1: Estudios Modernización Proceso Sección Reactor/Regenerador y Gases Combustión, se continúa la Fase 2 del Servicio, correspondiente al Estudio de la Sección Fraccionamiento y Recuperación de Gases.





Se está revisando aspectos contractuales del servicio de Exxon Mobil que tiene a cargo el diseño para la nueva planta de Coquificación de Residuo de Vacío. Se han emitido recomendaciones para concretar dicho servicio durante las etapas FEED y EPC.

Estudio de Impacto Ambiental



La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) aprobó el EIA del Proyecto.

Componente Gestión Social y Relaciones Comunitarias

Avances



Se está gestionando los requerimientos necesarios para el desarrollo de los 17 proyectos que forman parte del Programa de Responsabilidad Social del PMRT.

FEED-EPC



TR comunicó la contratación de las empresas HONEYWELL y ALTRAN, como la sub-contratista MAC (Main Automation Contractor, MAC, por sus siglas en inglés) y para el Estudio HAZOP (Hazard and Operability, HAZOP, por sus siglas en inglés) respectivamente. Se está desarrollando la ingeniería para integrar las Unidades que conforman el Proyecto y para ello, se están efectuando consultas técnicas a todos los involucrados. El contrato del servicio FEED-EPC contempla un proceso de conversión, es decir, pasar de una modalidad de pago de Costos Reembolsables (Etapa FEED), donde PETROPERU reembolsa todos los gastos en los que incurre el contratista, a una modalidad a Suma Alzada (Etapa EPC), donde se define un monto total para el contrato. El Directorio de PETROPERÚ autorizó el desarrollo de la propuesta de “Conversión por Etapas”, con lo cual se va realizar la conversión en la medida en que las actividades de ingeniería avanzan.



El Consorcio PMC Talara revisa el listado de proveedores de equipos y materiales requeridos para el Proyecto, emitido por TR. Se ha establecido comunicación con la Superintendencia Técnica de Operaciones Talara respecto a los proyectos y/o instalaciones vigentes con el fin de analizar su situación actual.

Estudio de Factibilidad



Elaborado por la consultora internacional Cía. Arthur D' Little (Estados Unidos), el Contrato del Servicio de Consultoría para el Estudio de Factibilidad del PMRT, se firmó el 17 de julio 2007 y concluyó en abril 2008, incluyó posibilidades de desarrollo del Proyecto, en aspectos como: estimado de inversión, indicadores económicos y viabilidad ambiental del PMRT, para la Ingeniería Conceptual Arthur D' Little subcontrató a la Empresa de Ingeniería ENGLOBAL Engineering, Inc. de Estados Unidos.

El Estudio Final concluyó que el Proyecto es viable y medioambientalmente factible y sostenible en el tiempo, autorizando la ejecución de las contrataciones de los servicios de Selección de Tecnologías, FEED-EPC y PMC.

Cuadro: **Evolución de las Metas de Reducción del Contenido de Azufre en el Diésel**

Estudio	Año	Contenido máximo de azufre	Descripción
Perfil	2001	2000 ppm (partes por millón)	no
Pre-factibilidad	2003	500 ppm	Gasóleos
Factibilidad	2008	50 ppm	Fondos de vacío

Tecnologías y Licencias



Tiene como objetivo la contratación de las licencias para el uso de tecnologías y diseños patentados en el nuevo esquema de configuración. En este componente los contratistas han desarrollado nuevos procesos y expedientes para la modernización.

En el año 2008, se aprobó efectuar los procesos de contratación de la Selección de Tecnologías y el Licenciamiento del Diseño Básico de los Esquemas de Configuración del PMRT.

A la fecha se han realizado los siguientes contratos de licencia:

El 3 de setiembre del 2009, se firmó con la Cía. Axens (Francia), el Contrato de Licenciamiento y Servicio de preparación de Diseño Básico de los procesos de:

- Hidrodesulfurización y Reformación Catalítica de Nafta Virgen y de Coquificación (ítem 2).
- Hidrotratamiento de Nafta de FCC (ítem 3).
- Tratamiento de GLP (ítem 7).

El 17 diciembre del 2009, se firmó con la Cía. Haldor Topsoe (Dinamarca), el Contrato de Licenciamiento y Diseño Básico y Contrato de Suministro y Adquisición de Tecnología de los Procesos de:

- Hidrotratamiento y Mejoramiento de Cetano de Gasóleos (Ítem 1).
- Planta de Producción y Purificación de Hidrógeno (ítem 5).
- Recuperación de Azufre vía Producción de Ácido Sulfúrico (Ítem 6).

El 30 de diciembre del 2009, se firmó con la Cía. ExxonMobil Research & Engineering (Estados Unidos), los siguientes documentos correspondientes al ítem 4:

- Contrato de Licenciamiento y Servicio de Elaboración del Diseño Básico del Proceso de Coquificación de Residuo de Vacío (Tecnología Flexicoking)
- Convenio de Licenciamiento e Ingeniería del Proceso de Flexicoking y
- Convenio de Garantía de Proceso de Flexicoking para el PMRT

El 22 de julio del 2010, se firmó con la Cía. UOP LLC (Estados Unidos), el Contrato de servicios de Ingeniería y Ampliación de Licencia del Proceso de:

- Craqueo Catalítico Fluidizado para la ampliación de la Unidad FCC de Refinería Talara (ítem 8).

Cuadro: Contratistas de servicios y procesos licenciados

Compañía	Ítem	Descripción	Servicio
	1	Hidrotratamiento de Diesel y Gasóleos (desulfurización)	Reducción de azufre en Diesel y mejora de cetano.
	5	Producción y purificación de Hidrógeno	Generar hidrógeno para procesos de Hidrodesulfurización.
	6	Recuperación de azufre vía ácido sulfúrico.	Disposición final de azufre.
	2	Hidrodesulfurización y Reformación de Naftas	Reducción de azufre, producción de hidrógeno e incremento de octanaje de Gasolinas.
	3	Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (desulfurización)	Reducción de azufre en Gasolinas.
	7	Tratamiento de GLP	Reducción de azufre y corrosividad en GLP.
	4	Coquificación de Residuo de Vacío.	Reducción de residuales y producción de destilados.
	1	Ampliación de Craqueo Catalítico	Conversión de gasóleos pesados en destilados livianos.

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL



En un trabajo conjunto con la comunidad de Talara, se realizó el EIA del PMRT, con el objetivo de evaluar, mitigar el impacto social y ambiental resultante de las actividades realizadas para la modernización de la Refinería, para ello, el 7 de enero del 2008, PETROPERÚ firmó el Contrato del Servicio de Consultoría para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del PMRT, con la Cía. Walsh Perú S.A. Este estudio debe ser entregado por el Ministerio de Energía y Minas, para su correspondiente evaluación y aprobación.

Luego de un proceso de revisión por las autoridades competentes y de acuerdo a lo establecido por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM y otras normas relacionadas, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM,) aprobó este estudio con Resolución Directoral N° 087 - 2011-MEM/AAE del 30 marzo 2011. El estudio contiene los lineamientos y medidas necesarias para garantizar un adecuado control y mitigación de los impactos ambientales generados por la construcción y futura operación de la refinería modernizada así como para responder una adecuada relación con la comunidad de Talara, que tienen como principios más importantes: el diálogo, la participación y consulta.

Gestión Social y Relaciones Comunitarias



Desarrollado por la Compañía Consultora Social Capital Group, y tiene como propósito elaborar un sistema de gestión social y relaciones comunitarias, capacitación para atender temas sociales y el diseño de un plan comunicacional de las actividades que se lleven a cabo.

FEED - EPC

Este componente se refiere al desarrollo de las Fases FEED (Front End Engineering Design) y EPC (Engineering, Procurement & Construction).

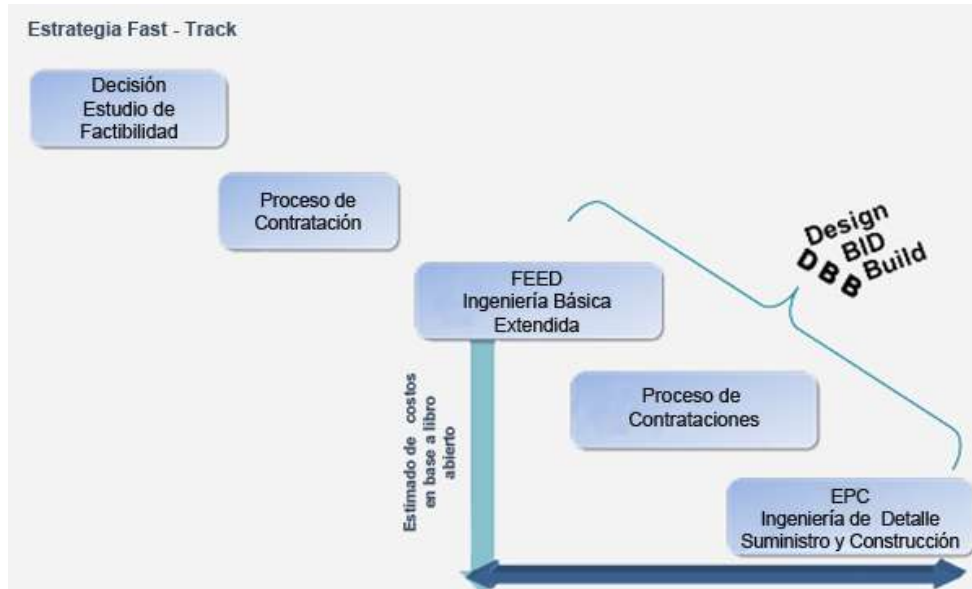
La Fase FEED, comprende la Etapa de definición de Alcance y la Etapa de Pre – Construcción; la Fase EPC comprende completar la Ingeniería de Detalle, adquisición de materiales y construcción hasta la puesta en marcha de todas las instalaciones del Proyecto, es decir el Desarrollo de la ingeniería de los procesos actuales y la integración de los nuevos procesos efectuados por los licenciadores, así como el suministro de los equipos y materiales para la construcción hasta la puesta en marcha de todas las instalaciones del PMRT.

Estas etapas se desarrollan en conjunto bajo la estrategia FAST TRACK y está de acuerdo a las últimas tendencias internacionales, esta estrategia propone un proceso único de convocatoria para las etapas FEED y EPC, con la finalidad de reducir el tiempo y costo. El proceso de contratación culminó con el otorgamiento de la Buena Pro a la firma Técnicas Reunidas S.A. (España), el 16 de marzo del 2010.

Contrato FEED -EPC

El Contrato FEED – EPC ha sido desarrollado de acuerdo a las últimas tendencias internacionales en contrataciones. Este es un contrato de tipo “Estimación a Libro Abierto” (Open Book Estimate), lo que quiere decir que, en un inicio, todos los gastos de la contratista serían reembolsables, y a partir de una fecha pactada, el contrato pasaría ser a suma alzada, donde se haría un estimado del monto total, teniendo como referencia los gastos que se realizaron anteriormente.

A este tipo de estrategia se le denomina: estrategia «Fast - Track», que significa realizar una estimación de costos a futuro de una parte de la ingeniería de detalle para que se especifique, cotice y coloque órdenes de compra de equipos críticos a suma alzada, de la fase EPC. Estos costos deben ser acordados entre el Cliente y la Empresa.



PMC

Para la función PMC (Project Management Consultancy), PETROPERÚ contrató una compañía consultora especializada, Consorcio PMC Talara, compuesto por las empresas Inelectra Argentina S.A., Nippon Koei Co. Ltd de Japón, e Idom Ingeniería y Consultoría S.A. de España, el 18 de junio del 2010, se firmó el Contrato de Consultoría de Gestión de Proyectos, Consultoría y Supervisión del Proyecto Modernización de Refinería Talara, con la finalidad que supervise los trabajos que realizará el contratista a cargo del FEED-EPC (Técnicas Reunidas).

11.5.3. Proyecto de reinyección de agua de producción, gas asociado y exportación de crudo en la plataforma off-shore Albaroca

Albacora Field

The Albacora oil field is located in the northern part of our offshore Block Z-1. Plans include bringing this field to commercial production by year-end 2011. It consists of approximately 7,500 acres and, is located in water depths of less than 200 feet. The Company has already begun its initial appraisal of the Albacora Oil Field, which has a drilling and production platform with three existing shut-in oil wells drilled by Belco in the 1980's. The Albacora platform was set up after the 8-X-2 discovery well was drilled from a drill ship and tested at the rates of approximately 4,600 barrels of crude oil, 20 Mmcf/d of gas, and 400 barrels of condensate. The Albacora platform is approximately 100 miles from the Talara refinery, where production from the Corvina Oil Field is currently being marketed.

La Plataforma marina Albacora Z1-8-A se encuentra ubicada en el Lote Z1 a 29km de la población de Zorritos y a 25 km de la Caleta de la Cruz, frente a la costa de los distritos

de Tumbes, Corrales y La Cruz (Provincia de Tumbes) Zarumilla (Provincia de Zarumilla) y Zorritos (Provincia de Contralmirante Villar), en la Región Tumbes.

BPZ Exploración & Producción (BPZ E&P) planea cambiar el sistema propuesto en el EIA, para sus actividades de Exploración (perforación de pozos de petróleo y/o gas, exploratorios y confirmatorios) en el campo Albacora desde la plataforma Albacora Z1-8-A; respecto a la disposición de las aguas de producción y gas, con el sistema de reinyección de gas y agua de formación a fin de preparar sus instalaciones actuales y no verter agua de producción al mar y quemar el gas natural.

El proyecto comprende un área total de 3,14Km²

Actividades del proyecto:

Instalar un equipo de comprensión montado en patín para la inyección de Gas Natural un equipo de Bombeo montado en patín para la inyección de Agua de Producción. Se seleccionará un pozo específicamente para la inyección de gas dentro de la formación Zorritos y otro pozo para la inyección de agua producida proveniente de los equipos de procesos dentro de la formación Tumbes.

Tanto el equipo de comprensión de gas como el equipo de bombeo para la inyección de agua estarán montados en patín que serán instalados con sus correspondientes tuberías asociadas, válvulas y equipos de medición para que los mismos operen con funcionalidad y en forma segura.

La instalación propuesta será instalada en la Mesa Inferior, en la mesa de los cabezales de los pozos se instalarán las bombas contra incendios y en la mesa superior los grupos electrógenos y caseta del Centro de Control de Motores (MCC).

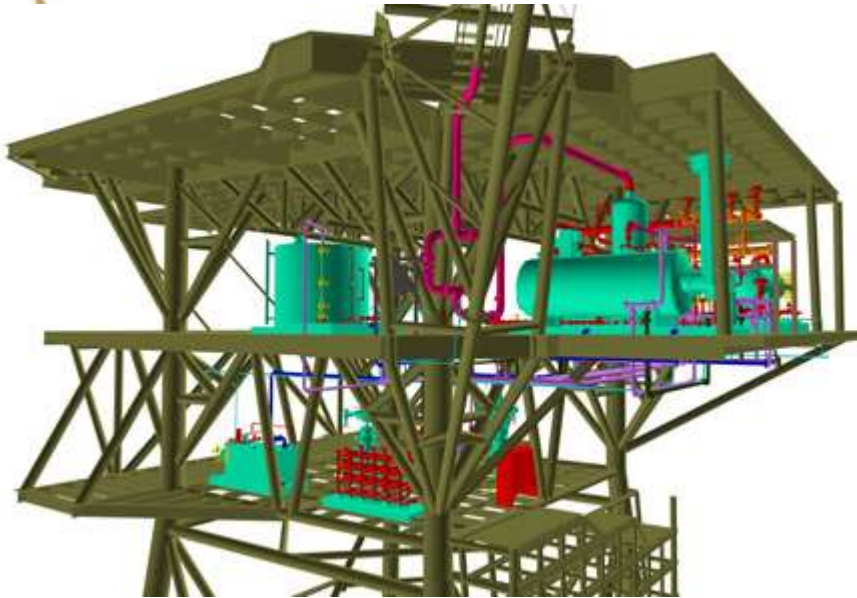
TECNA ha sido contratada en Perú por BPZ para el proyecto de “Reinyección de Agua de Producción, Gas Asociado y Exportación de Crudo” en la plataforma Off-Shore Albacora.

La plataforma Albacora está ubicada en el Lote Z1-8-A en el océano Pacífico, aproximadamente a 25 Km de la costa, en la región de Tumbes, en el norte de Perú.

Se estima que esta plataforma producirá 10.000 barriles por día de crudo, además se reinyectará los 8 MMSCFD de gas asociado y los 1500 barriles por día de agua de producción.

La provisión de TECNA incluye el completamiento de la ingeniería básica, el desarrollo de la ingeniería de detalle, la gestión y compra de todos los suministros (excepto el compresor de gas) y el gerenciamiento de la construcción de este relevante proyecto off shore.

Para Perú este proyecto se encuentra en línea con los planes de desarrollo de recursos energéticos mas allá de los ya conocidos en el continente, reafirmando la tendencia a la diversificación de los mismos.



11.5.4. Segunda ampliación de la planta de separación Malvinas

Pluspetrol Lote 56 es una empresa con un propósito especial que participa del 25% del Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 56, suscrito en septiembre de 2004 entre PeruPetro y el Consorcio Camisea por un plazo de 40 años.

El Consorcio Camisea tiene a su cargo también el Lote 88 (cuyo contrato fue suscrito el 9 de diciembre de 2000 por 40 años), los cuales en conjunto constituyen el llamado yacimiento Camisea.

El Grupo Pluspetrol participa en el Consorcio Camisea a través de sus subsidiarias Pluspetrol Camisea (25% del Lote 88), Pluspetrol Lote 56 (25% del Lote 56) y Pluspetrol Perú Corporation (2,2% de cada Lote), siendo este último el operador del yacimiento.

Los resultados positivos y el crecimiento explosivo de la demanda interna de GN han motivado que el Consorcio decida ejecutar la segunda ampliación de la capacidad de procesamiento de las plantas de Malvinas y Pisco, referidas al Lote 88, que involucran inversiones hasta por US\$ 504 millones en un lapso de cuatro años (2009 – 2012).

El proyecto consiste en la ampliación de la capacidad de procesamiento para poder atender la mayor demanda interna de GN. Dicho GN provendrá de los pozos de los yacimientos Cashiriari del Lote 88 y Kinteroni del Lote 57 (de propiedad de Repsol YPF y actualmente en desarrollo). Así, al finalizar las inversiones, la capacidad instalada de procesamiento de gas húmedo se incrementará a 1,820 MMPCD (equivalente a 1,580 MMPCD de capacidad de delivery de gas seco), mientras la producción de LGN se incrementará a 120,000 bbl/d.

Adicionalmente, el Consorcio cuenta con un plan de inversiones en exploración en los Lotes 56 y 88 por US\$691 millones (US\$302 millones en el Lote 56 y US\$389 millones

en el Lote 88) entre los años 2010 y 2014, con la finalidad de obtener nuevos pozos exploratorios y así incrementar el nivel de reservas probadas.

Perfil del proyecto

El proyecto contempla instalar equipos de procesos y de almacenamiento de LGN para ampliar la capacidad de procesamiento en 520 millones de pies cúbicos por día de gas natural húmedo, con la finalidad de abastecer al mercado nacional con volúmenes adicionales de gas natural seco.

AVANCE ACTUAL DEL PROYECTO

La supervisión efectuada al mes de diciembre del 2011, ha podido verificar un avance general del proyecto de 82,7%.

A fines del mes de noviembre se iniciaron los trabajos de pre comisionado, se estima que el 30 de abril de 2012 se iniciará la etapa denominada "Ready for Start up" (Listo para el arranque de la planta).

TECNA está desarrollando para SIEMENS NEDERLAND N.V. la ingeniería básica extendida de interconexiones de Trenes de Compresión en Malvinas, Perú.

La empresa SIEMENS NEDERLAND N.V. ha sido adjudicada por PLUSPETROL para la provisión de trenes de compresión a ser instalados en la entrada a la Planta de Malvinas, Perú. En dicho marco, SIEMENS ha solicitado a TECNA el desarrollo de la ingeniería básica extendida para el diseño de las facilidades de entrada y la integración de los equipos provistos para cada tren. El proyecto se ejecutará en cuatro fases que estarán vinculadas con la disminución de presión de los pozos. La ingeniería a desarrollar por TECNA contemplará el diseño de las cuatro fases.



11.5.5. Petroquímica en Pisco

Proyecto de la empresa Nitratos del Perú, de propiedad del grupo peruano Brescia y el chileno Sigdo Koppers. Será la primera petroquímica peruana abastecida con el gas de

Camisea. Se ubicará en la zona industrial del distrito de Paracas, provincia de Pisco, departamento de Ica.

Tendrá tres plantas: una producirá 750 mil toneladas anuales de amoníaco (a partir del gas natural, aire y agua), otra 340 mil toneladas de ácido nítrico (a partir del amoníaco) y una tercera 390 mil toneladas de nitrato de amonio de grado industrial (a partir del ácido nítrico y el amoníaco).

Dichos productos serán destinados al mercado interno (minería e industria); sólo se exportará los excedentes. La producción de amoníaco permitirá satisfacer el 100% de la demanda nacional.

Las plantas, que serán totalmente nuevas, y de última generación, usarán el agua de mar (4,279 metros cúbicos por hora), pero sólo para la refrigeración de sus máquinas, la que se hará mediante una torre de enfriamiento. Por lo tanto, no lo contaminarán. La descarga, luego de dicho proceso, será de 3,403 metros cúbicos por hora, mediante dos tuberías submarinas.

En enero del 2011 se aprobó el estudio de impacto ambiental, y en enero del 2012 se firmó una carta de intención con la consultora española **Técnicas Reunidas y la empresa italiana Technip Italy**, para que realicen, durante cuatro o cinco meses, el estudio de ingeniería básica. Tras ello se hará los estudios de ingeniería final o detalle. El movimiento de tierras podría iniciarse a mediados del 2012 y la construcción de la planta en sí a fines de dicho año o inicios del 2013. Con ello, la entrada en operación se produciría a fines del 2014 o inicios del 2015.

La inversión contemplada es de cerca de US\$ 1,000 millones.

CRONOGRAMA GENERAL DEL PROYECTO NITRATOS DEL PERÚ

Etapas	Años				
	2008	2009	2010	2011	2012
Pre construcción (EIA, permisos, otros)	■	■	■	■	■
Construcción ISBL y OSBL			■	■	■
Construcción marítimas				■	■
Prueba de equipos y puesta en marcha					■
Entrega a Operación					■

El objetivo de la Etapa I del proyecto es transportar la producción de crudo pesado de los lotes 67 de Perenco y 1AB de Pluspetrol por el Oleoducto Norperuano, hacia el Terminal de Bayóvar en la costa peruana para su comercialización.

Los principales beneficios del proyecto, en general, son:

- Incrementar la rentabilidad del Oleoducto Norperuano al utilizar mayor capacidad de transporte (actualmente solo se aprovecha el 22,5%).
- Revertir la balanza comercial de hidrocarburos en el Perú al reducir la cantidad de crudo importado.
- Genera sinergia con el Proyecto de Modernización de Refinería Talara.

La mayor parte de Petróleo que se transportará por el Oleoducto Nor Peruano está clasificado como Crudo Pesado (densidad por debajo de 20° API), por lo que se hace necesario adecuar este sistema de transporte a fin de transportar dicho crudo. El proyecto se ha denominado Proyecto de Transporte de Crudos Pesados (PTCP).

El crudo pesado de los Lotes ubicados en la Selva Norte del Perú, será transportado por el Ramal Norte del ONP desde Andoas a la Estación 5 y de allí a Bayóvar por el Tramo II. El Tramo I del ONP (Estación 1 - Estación 5) se usará si la empresa Perenco transporta la producción temprana (2013) por río y lo entrega al ONP en la Estación 1 (San José de Saramuro), para su traslado a Bayovar.



11.5.6. Adecuación del Oleoducto Nor Peruano

El desarrollo del PTCP se determinará en base al mejor criterio técnico-económico-financiero y será gestionado de acuerdo al planeamiento programado de la producción. A la fecha y de acuerdo a los resultados del análisis efectuado el PTCP se realizaría en dos etapas.

Primera Etapa:

Para la Primera Etapa se viene trabajando en función a una producción estimada de 90 a 100 MBPD, que incluiría la actual producción transportada de Pluspetrol (Lotes 8 y 1 AB) más las estimadas de los lotes petroleros de las empresas Perenco, Repsol, Talismán, Burlington-Conoco y otras, que se vienen desarrollando.

Por ello, se ha considerado instalar dos (2) Loops en el Ramal Norte del ONP (Ver figura siguiente), modificación que permitirá incrementar la capacidad de bombeo y transporte al volumen arriba indicado. Los Loops serían construidos con tubería de 24" de diámetro x 20 Km de longitud (Estación Morona) y otro x 10 Km de longitud (Estación 5), a confirmarse o modificarse de acuerdo al resultado del Estudio de la Ingeniería Básica. El monto estimado de la inversión para la Primera Etapa asciende a 55.0 MMUS\$ que serían financiados con recursos propios de PETROPERÚ.

Segunda Etapa:

La Segunda Etapa del Proyecto Integral de transporte de crudo pesado en mezcla con diluyente, alternativa de transporte definida en el Estudio de Factibilidad, se realizará si las producciones de los lotes de las empresas Perenco, Repsol, Pluspetrol, Talismán, Burlington-Conoco y otras, superan los 100 MBPD.

La ejecución del proyecto integral, aún no tiene fecha estimada de inicio y término. El monto estimado de la inversión de esta Segunda Etapa asciende a 912 MMUS\$ que serían financiados por entidades bancarias o inversionistas extranjeros.

11.5.7. Proyecto Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y Callao

RESUMEN

La concesión del Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao tiene como objetivo buscar un sistema seguro, amigable al medio ambiente y eficiente para el transporte de GLP desde las instalaciones del productor hasta la provincia de Lima, donde se encuentra ubicado el mercado más importante de este combustible en el Perú.

El sistema de transporte constaría de los siguientes activos:

Un ducto de aproximadamente 250 Km. de longitud, desde Pisco hasta el terminal ubicado entre las localidades de Lurín y Conchán, y un terminal de almacenamiento y despacho para una capacidad mínima de 1000 tons/día. Estaciones de bombeo, equipos de medición, válvulas, pig traps y equipos de comunicaciones.

REQUISITOS DE CALIFICACIÓN

El Operador, Consorcio o Empresa Vinculada deberá cumplir lo siguiente:

Requisitos Financieros

Un Patrimonio Neto mínimo de noventa millones de Dólares (US\$ 90'000.000) y un Total de Activos mínimo de ciento ochenta millones de Dólares (US\$ 180'000.000).

Requisitos Técnicos

Longitud de ductos, no menor de quinientos kilómetros (500 km.). Despacho de combustibles líquidos no menor de veinticinco mil (25,000) barriles por día, o despacho de combustibles gaseosos, a condiciones estándar, no menor a sesenta millones de pies cúbicos por día (60 MMPCD).

Requisitos Legales

No tener impedimentos legales para contratar con el Estado Peruano. No participar con otro Postor en la Licitación. Renunciar a reclamos vía diplomática y otros.

ATRATIVOS DE LA PROPUESTA PARA EL INVERSIONISTA

Se asegura una tarifa de transporte de GLP por ducto desde Pisco hasta la estación terminal entre Lurín y Conchán, de acuerdo al resultado del Concurso.

Se otorga las seguridades del Estado Peruano a lo establecido como obligaciones del Concedente en los contratos de la licitación.

El Estado Peruano apoya la gestión de los inversionistas para conseguir que el desarrollo de las obras de la concesión no se detenga o demore por atrasos en la expedición de permisos, licencias, etc., o por conflictos sociales.

CARACTERISTICAS DE LA TRANSACCION OFRECIDA

Los Postores formularán sus ofertas indicando:

El Costo de Servicio de la concesión, que está constituido por la suma del costo de inversión, más el costo de operación y mantenimiento, tanto del Ducto como de las facilidades de almacenamiento y despacho del sistema, durante el plazo del Contrato, con valores a la fecha de la Puesta en Operación Comercial del sistema.

La adjudicación se otorgará al Postor que oferte el menor Costo de Servicio, el cual a su vez servirá para determinar las tarifas por aplicar.

El plazo de la concesión sería de 20 años más el periodo de construcción estimado en 36 meses.

IDENTIFICACION DE FUENTES DE RIESGO

Demoras para obtener permisos, licencias, servidumbres, etc., para el desarrollo del proyecto. Para este proyecto se deberá realizar la consulta a los pueblos indígenas u originarios. Lo cual afectaría los plazos de la construcción y el riesgo de no llegar a un acuerdo del estado con las entidades afectadas por el paso del ducto.

ESTADO DEL PROCESO

Se está a la espera de la definición de Petroperú para asegurar un contrato de transporte de GLP desde Pisco hasta Conchan por un volumen de 1,000 ton/día. Asimismo se deberá tener un acuerdo con el Consorcio de Camisea en referencia al volumen y precio por el GLP en Pisco. Se prevé adjudicar la concesión en el 2do trimestre del 2012.

11.5.8. Complejo Petroquímico

PERFIL DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en la construcción y operación de un complejo petroquímico en el distrito de San Juan de Marcona. Esta planta producirá amoníaco y urea, para atender a los mercados de fertilizantes en América del Sur y la costa oeste de América Central. Comprende también la construcción de un muelle para el despacho por vía marítima de sus productos.

LOCALIZACION DEL PROYECTO

Bahía San Juan, distrito de Marcona, provincia de Nazca, Región Ica.

Área

El Proyecto comprende instalaciones terrestres en un área aproximada de 152 hectáreas e instalaciones marinas en un área acuática de 80 hectáreas.

INVERSION ESTIMADA: US\$2000MM, según EIA

CRONOGRAMA DEL PROYECTO

El cronograma depende de la obtención de las autorizaciones para el inicio de la construcción.

PLAZO DE EJECUCIÓN:

La construcción tiene un estimado de 3 años de duración.

HITOS PRINCIPALES DEL PROYECTO:

Presentación del EIA: 16/02/2010

AVANCE ACTUAL DEL PROYECTO

CF Industries Perú S.A.C. presentó el 24 de enero de 2011 el levantamiento de observaciones planteadas al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de su Proyecto establecido por el Auto Directoral N° 583-2010-MEM/AAE en el nuevo plazo concedido el 16 de diciembre del 2010, mediante Auto Directoral N° 633-2010-MEM/AAE, el MINEM.

Nitratos del Perú ha firmado la carta de intención con el consorcio Técnicas Reunidas y Technip Italy para la ejecución de la primera fase del desarrollo de un nuevo complejo petroquímico de producción de amoníaco, ácido nítrico, nitrato amónico y servicios auxiliares en Paracas, provincia de Pisco (Perú).

Esta fase, que comenzará de manera inminente, comprende las actividades de ingeniería del proyecto durante sus primeros meses y constituye la primera etapa del proyecto de construcción del complejo, que tendrá una inversión total aproximada de 1.000 millones de dólares, y en el que la participación de Técnicas Reunidas será del entorno de los 400 millones de euros.

El contrato será firmado una vez que Nitratos del Perú haya acordado con el Gobierno del Perú los correspondientes acuerdos de inversión. La puesta en producción del complejo está inicialmente prevista para finales del año 2014.

11.5.9. Breves

- Repsol ratificó sus proyectos de inversión en el Perú que oscilan entre 2500 y 3000 millones de dólares para los próximos cinco años. Bajo esa óptica, la empresa suscribió un acuerdo con PetroPerú para iniciar los estudios de factibilidad que permita abastecer a las ciudades de Arequipa, Cusco, Monquegua, Puno y Tacna con el Gas Natural Licuado (GNL).
- PetroPerú y Brasken suscribieron un Memorandum para el análisis técnico y económico de la viabilidad de un proyecto petroquímico en el Perú. El objetivo es estudiar la viabilidad de implementación de unidades para la producción integrada de 1.2 millones de toneladas de etileno y polietilenos utilizados para la producción de plásticos, resinas y solventes. Confirmada su viabilidad, este emprendimiento formará parte del llamado Proyecto Integrado del Sur. Incluye la construcción del Gasoducto Andino del Sur, por parte de la empresa Kuntur Transportadora de Gas y de un complejo industrial que será un marco referencial en el proceso de industrialización.

11.5.10. Proyectos

Proyecto	Albacora - Campo Petrolero
Resumen	Localización: Bloque Z-1, noroeste de Perú. Producción de los campos offshore de Corvina y Albacora es de un promedio de 3.920 bpd. Se está realizando el estudio de sismica 3D y debería estar completo en el segundo trimestre de 2012, seguido por el procesamiento e interpretación de los datos. Por otro parte, el trabajo en la nueva plataforma CX-15 continúa con la instalación prevista para el tercer trimestre de 2012. El proyecto comprende un área total de 3.14Km ² . TECNA ha sido contratada por BPZ para el proyecto "Reinyección de Agua de Producción, Gas Asociado y Exportación de Crudo" en la plataforma offshore Albacora. Se estima que esta plataforma producirá 10.000 barriles por día de crudo. La provisión de TECNA incluye el completamiento de la ingeniería básica, el desarrollo de la ingeniería de detalle, la gestión y compra de todos los suministros y el gerenciamiento de la construcción.
Estatus	Evaluación / Valoración - Upstream
Categoría	
On/Offshore	Offshore
Operador	BPZ Resources, Inc. 100% de las acciones
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque 131 - Cuenca Marañon
----------	-----------------------------

Resumen	El contrato firmado en el 2009 por CEPSA para la extensión de las explotaciones en la cuenca, cubre 1.28 hectáreas. CEPSA presentó un Estudio de Impacto Ambiental ante el Ministerio de Minas y Energía para llevar adelante la exploración del Bloque 131. La campaña prevé la perforación de dos pozos de exploración y seis de confirmación.
Estatus	Evaluación / Valoración - Upstream
Categoría	Exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	CEPSA: 70% - Pan Andean Resources: 30%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Campo Bretaña - Bloque 95
Resumen	Gran Tierra Energy recibió la aprobación final para la explotación en el Bloque Peruano 95. En virtud del acuerdo suscripto por Gran Tierra Energy asumirá el 100% de los costos, hasta 15 millones de dólares, para la perforación de un pozo de exploración, ahora programada para el segundo semestre de 2012. La empresa prevé perforar dos pozos, uno en el bloque 95 y otro en el 107 en el 2012. El primero en el mes de Junio y el segundo en el mes de noviembre.
Estatus	Evaluación / Valoración - Upstream
Categoría	Exploración - Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Gran Tierra Energy 40% - Global Energy Development PLC 60%
Contratistas	Ralph E. Davis Associates, Inc. 1717 St. James Place, Suite 460, Houston, Texas, USA - (1)7136228955 - www.ralphedavis.com
Contratistas	Fugro (Perú) - Ignacio Merino 711 - Miraflores, Lima, Perú - (51) 1 440 2346 - www.fugro.com
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloques Z-33, Z-35, Z-36, Z45, Z-48, Z-49, Z-51, Z-52, Z-2B, Z-6
Resumen	Savia Perú tiene 11 bloques, 1 en operación (Z-2B) y 11 en exploración. El departamento de asuntos ambientales del Ministerio de Minas y Energía de Perú aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de Savia para una campaña de exploración sobre el bloque offshore Z-33. El programa incluye 144 pozos exploratorios, cada uno de los cuales tendrá un plazo de 60 días de perforación y la sísmica 2D y 3D que cubrirá 997 km y 1500 km ² , tendrá un plazo de 6 meses.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Exploración / Perforación

On/Offshore	Offshore
Operador	Savia 50% - Perupetro 50%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Bloque Z-38
Resumen	Karoon Energy presentó el Estudio de Impacto Social y Ambiental ante el Ministerio de Minas y Energía de Perú para una campaña de exploración offshore sobre el Bloque Z-38. El bloque cubre 487.500 hectáreas sobre las costas de Contralmirante Villar, Tumbes y Zarumilla. El programa de US\$729millones incluye 10 pozos exploratorios y 10 de confirmación. Cada uno de los pozos llevará un tiempo de 3 meses de perforación. En 2011 el Gobierno autorizó a Karoon a adquirir derechos de explotación en el bloque con una participación del 75%. Vietnam American Exploration mantendrá el 25% restante. En Perú, Karoon tiene una participación de 100% en el bloque offshore 144.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Exploración
On/Offshore	Offshore
Operador	Karoon Energy International 75% - Vietnam American Exploration 25%
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Campo Camisea - Bloques 56 y 88
Resumen	La mayor parte de la producción de LGN y gas natural del país proviene de los bloques 56 y 88, que en enero produjeron 33.177b/d y 31.091b/d de líquidos, respectivamente, y 533 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d, 15Mm3/d) y 433Mpc/d de gas natural. El gobierno está en conversaciones con los participantes del consorcio Camisea acerca de dar prioridad al mercado interno con la producción de gas natural del bloque 88 y está estudiando que las regalías sobre el gas exportado desde el bloque 56 de Camisea no sean inferiores a las del gas que se destina al consumo interno.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Onshore
Operador	Pluspetrol 27,2%, Hunt Oil 25,2%, Repsol 10%, SKCorporation 17,6%, Tecpetrol del Peru SAC 10%, Sonatrach Peru Corporation SAC 10%
Contratistas	No

Subcontratistas	No
-----------------	----

Proyecto	Campo Petrolero y Gasifero de Corvina - Bloque Z-1
Resumen	BPZ Exploración & Producción tiene contemplado invertir por lo menos US\$ 70 mn en exploración offshore en el curso de 2012. La inversión se concentrará en la licencia Z-1, donde se ubican los campos de Albacora y Corvina. BPZ finalizó hace poco el levantamientos de los bloques XXII y XXIII y ya baraja perforaciones para comienzo de 2013. BPZ planea terminar en el mes de marzo de 2012 el proceso de formación de una empresa de riesgo compartido para explotar el bloque marino Z-1. Una vez finalizado, los entes reguladores peruanos deberán aprobar la transacción, lo que tomaría aproximadamente 9 meses. La conclusión de un levantamiento 3D en el bloque está previsto para el próximo trimestre y la instalación de la nueva plataforma CX-15 se anticipa para el tercer trimestre de 2012.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Exploración / Perforación
On/Offshore	Offshore
Operador	BPZ Resources 100%
Contratistas	Horton Wison Deepwater - 1400, Suite 500, Houston TX 77084, Estados Unidos - (1) 281 676 2600 - www.hortonwison.com
Subcontratistas	

Proyecto	Planta de Procesamiento de Gas Natural Líquido (GNL) de Malvinas
Resumen	GE Oil & Gas se adjudicó un contrato de US\$32mn de manos de Pluspetrol Perú por la planta de procesamiento de líquidos de gas natural Malvinas. El contrato comprende el suministro de equipos de compresión y reinyección de mayor capacidad para incrementar la producción de la planta, que se ubica 400km al sudeste de Lima en la Amazonía. Pluspetrol planea ampliar su planta de procesamiento de gas Malvinas a 1.680 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d, o 47,6Mm3/d). Los resultados positivos de la demanda interna de GN han motivado al Consorcio a ejecutar la segunda ampliación de la capacidad de procesamiento que involucran inversiones hasta por US\$504 millones en un lapso de cuatro años. La supervisión efectuada al mes de diciembre del 2011, ha podido verificar un avance general del proyecto de 82,7%. A fines del mes de noviembre se iniciaron los trabajos de pre comisionado, se estima que el 30 de abril de 2012 se iniciará la etapa denominada "Ready for Start up" (Listo para el

	arranque de la planta).
Estatus	Transporte, proceso y almacenamiento
Categoría	GNL
On/Offshore	Onshore
Operador	Pluspetrol Peru Corporation S.A:
Contratistas	GE Oil & Gas - Via Felice Matteruci, 2, Florencia, Italia (39) 55 423 211 - www.gepower.com
Subcontratistas	

Proyecto	Nitratos Orica - Complejo Petroquímico de San Juan de Marcona
Resumen	La planta de nitratos de armonio de 300.000t/a de Orica Nitratos Perú depende mucho del complejo de nitrógeno propuesto del fabricante y distribuidor de fertilizantes CF Industries con sede en Illinois. La inversión en el proyecto se estima en US\$500mn. El estudio de impacto ambiental (EIA) del proyecto se presentó al Ministerio de la Producción de Perú a fines de mayo de 2011 y es el primer proyecto de petroquímicos en recibir la aprobación de este estudio.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Petroquímica
On/Offshore	Onshore
Operador	Orica Nitratos Peru SA
Contratistas	No
Subcontratistas	No

Proyecto	Proyecto GNL Peru
Resumen	El proyecto Perú LNG consta de dos partes. Una planta de GNL con una terminal marítima para la exportación y un gasoducto conectado al ducto TgP existente para transportar gas natural desde el punto de conexión en las montañas de Ayachucho a la planta de GNL localizada en la costa.
Estatus	Ingeniería de Procura y Construcción - EPC
Categoría	Ducto GNL
On/Offshore	Onshore
Operador	Hunt Oil 50%, SK Corporation 20%, Repsol YPF 20%, Marubeni Corporation 10%
Contratistas	CB&I Peru - Av. Camino Real 390, Torre Central 12 Of. 1202, San Isidro, Peru - (51) 1 705 9100 - www.cbi.com
Contratistas	Saipem (Peru) - Av. Republica de Panama 3050, San Isidro, Lima, Peru - (51) 1 221 5050 - www.saipem.com
Contratistas	Jan de Nul - 34-36 Parc Activities Capellen, 8308, Luxemburgo - (352) 39 8911 - www.jandenul.com - info@dmmlux.com
Contratistas	Odebrecht (Peru) - Av. Victor A. Belaunde 280 - Of. 502, Lima, Peru - (51) 1 217 2800 - www.odebrecht.com.pe
Contratistas	Techint (Peru) - Jorge Chavez 154 St. Of. 701, 703

	y 704 Miraflores, Lima, Perú - (51) 213 5555 - www.techint.com - info@techint.com.pe
Contratistas	Cosmos - Av. Tingo Maria 1372 - Urb. Chacra Rios Sur - Lima, Peru - (51) 1 337 7097 - www.cosmos.com
Contratistas	Minera San Martin - Av. Pedro Miotta 103, San Juan de Miraflores, Lima, Peru (51) 1 450 1999 - www.sanmartinperu.pe
Contratistas	Esmetal, Graña y Montero - Paseo de la Republica 4667, Oficina C-401, Lima, Peru - (51) 213 6565 - www.granaymontero.com.pe - accionistas@gym.com.pe
Contratistas	Sima - Ad. Admiral Mora 1102 - Callao, Peru - (51) 1 413 1100 - www.sima.com.pe
Contratistas	Cosapi - Av. Republica de Colombia 791, San Isidro, Peru - (51) 1 211 3500 - www.cosapi.com.pe
Contratistas	Tecnicas Metalicas - Calle Arica 628, Miraflores, Lima, Peru - (51) 1 447 9922 - www.tecnicasmetalicas.com.pe
Contratistas	Translei - Av. Nicolas Ayllon 2634 Ate Lima, Peru - (51) 1 414 3665 - www.translei.com.pe
Subcontratistas	

Proyecto	Bloque 39
Resumen	<p>Repsol YPF destinó un presupuesto de US\$1.185mn a la ejecución de actividades exploratorias en el bloque costa adentro 39. Según un estudio ambiental presentado al Ministerio de Energía y Minas, se reservarán US\$30mn para la adquisición de sísmica 3D en 680km² y el resto irá a la perforación de 21 pozos.</p> <p>El bloque abarca un área de 886.820ha en las provincias de Loreto y Maynas, Región Loreto. El grupo español, que adquirió una participación en el bloque en el 2001, estima que el levantamiento sísmico tomará 350 días y 166 días la perforación de cada pozo, que llegarán a profundidades de entre 5.700 y 7.500 pies (1.737-2.286m).</p> <p>En Perú, la cartera de Repsol incluye además los bloques 56, 57, 64, 88, 103 y 109, una participación controladora en la refinería Pampilla, y un porcentaje en Perú LNG.</p>
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	Exploración
On/Offshore	Onshore
Operador	ConocoPhillips 45%; Repsol YPF; Indian Reliance Industries
Contratistas	
Subcontratistas	

Proyecto	Petroquímica en Pisco
----------	-----------------------

Resumen	Proyecto de la empresa Nitratos del Perú, de propiedad del grupo peruano Brescia y el chileno Sigdo Koppers. Será la primera petroquímica peruana abastecida con el gas de Camisea. Se ubicará en la zona industrial del distrito de Paracas, provincia de Pisco, departamento de Ica. Tendrá tres plantas: una producirá 750 mil toneladas anuales de amoníaco (a partir del gas natural, aire y agua), otra 340 mil toneladas de ácido nítrico (a partir del amoníaco) y una tercera 390 mil toneladas de nitrato de amonio de grado industrial (a partir del ácido nítrico y el amoníaco). En enero del 2011 se aprobó el estudio de impacto ambiental, y en enero del 2012 se firmó una carta de intención con la consultora española Técnicas Reunidas y la empresa italiana Technip Italy, para que realicen, durante cuatro o cinco meses, el estudio de ingeniería básica. Tras ello se hará los estudios de ingeniería final o detalle. El movimiento de tierras podría iniciarse a mediados del 2012 y la construcción de la planta en sí a fines de dicho año o inicios del 2013. Con ello, la entrada en operación se produciría a fines del 2014 o inicios del 2015. La inversión contemplada es de cerca de US\$ 1,000 millones.
Estatus	Evaluación / Exploración
Categoría	
On/Offshore	Onshore
Operador	Nitratos del Peru
Contratistas	Tecnicas Reunidas: Oficina Comercial en Argentina - Moreno 957 - Buenos Aires - (54) 11 4342 8825/29 - www.tecnicasreunidas.es
Contratistas	Technip Italy: 68 Viale Castello della Magliana - Roma, Italia - (39) 06 655 1402 - www.technip.com
Subcontratistas	

Proyecto	Proyecto Transporte Crudos Pesados
Resumen	El objetivo de la Etapa I del proyecto es transportar la producción de crudo pesado de los lotes 67 de Perenco y 1AB de Pluspetrol por el Oleoducto Norperuano, hacia el Terminal de Bayóvar en la costa peruana para su comercialización. El desarrollo del PTCP se determinará en base al mejor criterio técnico-económico-financiero y será gestionado de acuerdo al planeamiento programado de la producción. A la fecha y de acuerdo a los resultados del análisis efectuado el PTCP se realizaría en dos etapas.
Estatus	Exploración / Construcción
Categoría	
On/Offshore	Onshore
Operador	PetroPeru S.A.
Contratistas	

Subcontratistas	

Proyecto	Sistema de abastecimiento GLP para Lima y Callao
Resumen	El sistema de transporte constaría de los siguientes activos: un ducto de aproximadamente 250 Km. de longitud, desde Pisco hasta el terminal ubicado entre las localidades de Lurín y Conchán, y un terminal de almacenamiento y despacho para una capacidad mínima de 1000 tons/día. Estaciones de bombeo, equipos de medición, válvulas, pig traps y equipos de comunicaciones.
Estatus	En licitación
Categoría	
On/Offshore	
Operador	
Contratistas	
Subcontratistas	

12. CLIPPING DE NOTICIAS

12.1. Resumen semanal 22/03/12. Síntesis

- Segunda ronda de contratos Pemex – México
- Oleoducto en costa Pacífico 2017 –Colombia
- Fecha: 3 de Marzo de 2012 Resumen Semanal
- Presidente de UTE sigue optimista sobre acuerdo tripartito
- Resumen Semanal Fecha: 16 de marzo de 2012
- Inversiones en sector petrolero no aumentarían antes de elecciones
- Trabajadores de Cerro Verde no prevén acuerdo con FCX
- Demanda de químicos llegaría a US\$260.000mn hacia el 2020
- Informe de comisión llama a reformar oligopolio de reguladores de redes
- Elección podría reducir interés en nuevos contratos de Pemex.
- Derrame en Frade tendrá mínimo impacto sobre operaciones costa afuera, según Petrobras
- Desarrollo de uranio en espera
- Campaña exploratoria en Mariposa comenzará el próximo año
- Licitación de suministro de GNL atrae 6 propuestas
- Escasez de agua pone en duda futuro de explotación de recursos de esquisto de Pemex.
- Supervisores de Chuquicamata inician diálogo en negociaciones colectivas.
- Generación hidroeléctrica alcanza récord en 21 meses en octubre.
- HRT bien encaminada a conseguir meta exploratoria del 2011.
- Codelco niega falta de transparencia que denuncia Anglo American
- US Geothermal en conversaciones por acuerdo de compra de electricidad
- Aumento de participación de Pemex en Repsol.
- Anglo American vende 24,5% de activos cupríferos a Mitsubishi.
- Adjudicarán contratos especiales antes de fin de año.
- Newmont detiene trabajos en Conga para reducir potencial de conflicto.
- Primera subasta eólica atrae a cuatro grupo.

- Petrobras venderá refinería japonesa para financiar exploración y producción en el presal.
- Ancap e YPF firmarán acuerdo por hidrocarburos de esquisto.

12.2. Resumen semanal 22/03/12. Detalle

RESUMEN SEMANAL:

Fecha: 22 de marzo de 2012

Ejecutivo critica elevados costos de servicios e infraestructura en el sector - Colombia
Jueves 22 de marzo, 2012

Las autoridades colombianas deben tomar nuevas medidas para reducir los costos de servicios e infraestructura en el boyante sector petrolero local, indicó el gerente general de Amerisur Resources (LSE: AMER), John Wardle.

"Los costos son inusualmente altos. Comparativamente para perforar un pozo se estaría pagando dos veces y media lo que cuesta uno idéntico en el oeste de Texas. El sector de servicios debe crecer y requiere legislación", señaló Wardle a BNAmericas.

"Existe desorden en el mercado. El Ministerio de Minas y Energía debe comenzar a organizarse para coordinar de manera centralizada los programas perforatorios. No es la idea que se termine pagando US\$1mn en traslado de equipos y otra empresa que opera a 10km pague igualmente US\$1mn por usar la unidad".

El sector petrolero colombiano ha experimentado una rápida expansión y su producción casi se ha duplicado en los últimos cinco años.

En consecuencia, la flota de equipos también ha alcanzado cifras récord. Un promedio de 64 unidades mantuvieron actividad en el país en el 2011, frente a las 41 registradas un año antes.

Pese al aumento de la flota, Wardle cree que la competencia de precios sigue baja. Además sugiere que los mayores costos están repercutiendo sobre las operaciones.

"Si todos en el mercado aplicaran las mismas tarifas, ¿qué haríamos? Estamos a merced de estas prácticas comerciales, que empujan los costos al alza y se traducen en despilfarro. Deberíamos concentrarnos en que los pozos se ejecuten", agregó.

De acuerdo con Wardle, los costos son altos no solo en el sector de servicios sino en toda Colombia. Amerisur estima que los costos de construir vías de acceso en regiones remotas dentro de la cuenca Llanos pueden llegar incluso a US\$1mn/km.

Política sectorial debe recibir apoyo de participantes, según experto - Argentina Jueves 22 de marzo, 2012

El sector energético argentino necesita una nueva política consensuada y respaldada por los actores del sector, dijo a BNamericas el ex secretario de Energía y presidente de la consultora Montamat & Asociados, Daniel Montamat.

"Hay que decir que precios más altos significan más rentas, pero las rentas hay que invertir las acá. Entonces se debe contar con una política exploratoria y reglas que den certeza", indicó el experto.

La actual situación podría revertirse dentro de cinco años con la aplicación de un pensamiento coordinado, manifestó Montamat.

Es necesario lograr cambios de política en tres áreas, indicó. "El primer tema son los precios; segundo, hay que hacer un plan con objetivos de corto, mediano y largo plazo; y tercero, se tiene que manejar el área con acuerdos sectoriales".

En tanto, el conflicto declarado entre el gobierno y la filial local YPF de la firma española Repsol (NYSE: REP) debiera llegar a una conclusión natural, según Montamat.

"Vamos a ver que terminará por enfriarse, quitarán una o dos áreas que no sean tan productivas, pero no van a quitar las principales. Con eso bastará", añadió.

Las relaciones con Europa, ya amenazadas por la disputa entre Argentina y el Reino Unido por la soberanía sobre las Islas Malvinas, son demasiado importantes para arriesgarlas con la nacionalización de YPF, advierte.

BNamericas publicará la entrevista completa con Montamat este viernes en Perspectivas de Petróleo y Gas, producto disponible solo para suscriptores.

Por Abigail Wilkinson

Business News Americas

Petroamerica contempla 12 pozos el 2012 - Colombia Jueves 22 de marzo, 2012

La junior canadiense Petroamerica (TSX-V: PTA) planea perforar hasta 12 pozos en sus licencias colombianas durante el 2012, de acuerdo con su última presentación corporativa para inversionistas.

La mayor parte se perforará en las propiedades de la cuenca Llanos, con seis pozos de

evaluación en los bloques Balay y Las Maracas, que pertenecen a la empresa.

La producción de ambos campos se sitúa hoy en 388b/d; no obstante, Petroamerica espera alcanzar un promedio de 1.100b/d-2.300b/d durante el año mediante su programa de desarrollo para cerrar el 2012 con una tasa de flujo de 4.800b/d.

Por otra parte, se realizarán perforaciones exploratorias en seis licencias, entre ellas el bloque El Portón en la cuenca Llanos, del cual Petroamerica es operador, y la licencia SSJN-5 en la cuenca Bajo Magdalena.

La firma posee una participación de 25% en esta última, junto con su connacional Petro Vista Energy (TSX-V: PTV) y el operador surcoreano SK Energy.

El primer pozo en el bloque se perforará antes de julio para cumplir con los contratos de exploración pactados con el regulador colombiano de hidrocarburos, ANH.

Petroamerica prevé invertir US\$33,6mn a través de su programa de exploración en el 2012. El gasto total podría llegar a US\$65,1mn en el año.

En noticias relacionadas, Petroamerica anunció el martes que un estudio independiente de reservas realizado en sus propiedades colombianas había estimado las reservas 2P en 3 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep).

El levantamiento realizado por la consultora GLJ Petroleum estimaba a fines del 2011 reservas probadas de 1,7Mbep.

Por James Fowler
Business News Americas

Resumen de YPFB: Ronda de licencias, Informe de recursos, Contrato de servicios y ducto para El Mutún - Bolivia **Jueves 22 de marzo, 2012**

La empresa boliviana de hidrocarburos YPFB comenzará en junio la venta de los términos de referencia y paquetes informativos de las áreas que se ofrecerán en las modalidades de contratos de servicios petroleros y convenios de estudios. ***

El potencial hidrocarburífero del país supera los 60 billones de pies cúbicos (Bpc, o 1.700Mm³) de gas y 2,500 millones de barriles de crudo (Mb), según un informe de la empresa Oil Solutions y otros datos ya adquiridos, señaló el gerente de evaluación de recursos hidrocarburíferos, Luis Carlos Sánchez Arregui, según un comunicado de YPFB. Oil Solutions fue contratada el año pasado para estudiar 56 áreas reservadas a YPFB que abarcan una superficie aproximada de 15 millones de hectáreas.

La Cámara Baja de Bolivia aprobó el contrato de servicios de exploración y producción que suscribirán YPFB e Eastern Petroleum Gas por el área Sanandita. Las empresas firmaron un convenio de estudios en el 2008 con anterioridad al contrato,

indicó el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en un comunicado. Si se declara la viabilidad comercial, ambas formarían una empresa de riesgo compartido en la que YPFB controlaría el 60% e Eastern el porcentaje restante.

Para cerrar, YPFB asignó un presupuesto de US\$1.000mn para construir un ducto de gas natural de más de 500km desde el campo Río Grande en Santa Cruz al depósito de mineral de hierro El Mutún de Jindal Steel Bolivia, indicó el viceministro de Desarrollo Productivo Minero Metalúrgico, Freddy Beltrán, según el periódico de gobierno Cambio.

El anuncio sigue a una reunión entre autoridades de los ministerios de Minería e Hidrocarburos. YPFB y el ministerio garantizaron el suministro de 10 millones de metros cúbicos diarios.

Por David

Casallas

Business News Americas

Resumen: Convenio de FPSO, Bloques de OGX y Contrato de Alfa Laval - Brasil Jueves 22 de marzo, 2012

Marubeni, Mitsui y Mitsui OSK Lines (MOL) invertirán en un negocio de fletamento a largo plazo operado por Mitsui Ocean Development & Engineering (Modec) que suministrará una embarcación FPSO para actividades productivas en el presal brasileño, señalaron Marubeni y Mode en un comunicado.

Marubeni, Mitsui y MOL invertirán en Cernambi Sul MV24, empresa neerlandesa creada por Modec.

MV24 suscribió un convenio de fletamento a largo plazo con Tupi, empresa neerlandesa propiedad de Petrobras Netherlands (65%), BG Overseas Holding (25%) y Galp Energia E&P Brasil (10%). La FPSO se arrendará a Tupi durante 20 años.

Para la construcción de la FPSO se convertirá un buque carguero de gran tamaño (VLCC) que será bautizado como FPSO Cidade de Mangaratiba MV24. La embarcación operará en el área Cernambi Sul del bloque marino BM-S-11 en el tercer trimestre del 2014. El crudo se concentra en la capa presalina a unos 5.000m bajo el lecho marino.

El contrato será el tercer proyecto de fletamento de FPSO de Mitsui y Modec en el área del presal, el segundo de su tipo para MOL y el primero para Marubeni. Grupo Schahin, que presentó una oferta en conjunto como socio local en Brasil, tendrá una participación de 15% en MV24 luego de que comience el arrendamiento de la FPSO.

OGX Petróleo e Gás Participações anunció que comprará a su socio Maersk Oil un 20% adicional en los bloques BM-C-37 y BM-C-38, ubicados en aguas someras de la cuenca Campos. En un comunicado, OGX indicó que asumió la operación de las

licencias con un 70% de participación; Maersk controla el porcentaje restante.

"Como operador de estos dos bloques, intensificaremos la campaña de perforación y nos concentraremos en la evaluación de los descubrimientos logrados y la perforación de nuevos pozos de cateo", indicó el presidente ejecutivo y director de exploración de OGX, Paulo Mendonça.

La compañía, que planea perforar seis pozos en los bloques, opera ahora siete bloques exploratorios en la cuenca, que abarcan una superficie total de 1.177km².

Y Alfa Laval recibió de una "gran" empresa petrolera en Brasil un pedido de 130mn de coronas suecas (US\$19mn) por un intercambiador de calor de placas, cuya entrega está programada para este año.

Por David Casallas
Business News Americas

Gobierno no llega a acuerdo con YPF - Argentina Jueves 22 de marzo, 2012

El Gobierno argentino y la filial local YPF de la firma española Repsol (NYSE: REP) no lograron llegar a un acuerdo de inversión en una junta de directorio celebrada el 21 de marzo, indicó la compañía en un comunicado.

El gobierno había solicitado a YPF utilizar el efectivo de los dividendos de 2010 y 2011 que no se distribuyeron como una "reserva voluntaria" destinada a elevar la inversión en exploración y producción.

En lugar de ello YPF propuso capitalizar y no cobrar los dividendos, lo que recibió el respaldo de los directores. El representante oficial del gobierno en el directorio de YPF, el subsecretario Roberto Baratta, votó en contra de la medida.

En otro comunicado YPF calificó de ilegal la amenaza del Sindicato de Obreros y Empleados de Estaciones de Servicio (Soegype) de bloquear las estaciones de servicio de la compañía.

Los empleados de las estaciones de servicio de YPF están afiliados a otra agrupación sindical denominada Supeh, indica el comunicado.

Por último, la petrolera estadounidense Exxon Mobil (NYSE: XOM) ha expresado un permanente interés en invertir en Argentina y destacó el potencial de recursos no convencionales del país, informó el servicio estatal de noticias Télam.

Una delegación de la empresa estadounidense que incluye a su vicepresidente, Roger Becker, se reunió con un grupo de funcionarios de gobierno encabezado por Roberto Baratta el 22 de marzo.

Equipo de Prensa, Business News Americas

PDVSA construye planta compresora de gas en faja del Orinoco - Venezuela Jueves 22 de marzo, 2012

La petrolera estatal venezolana, PDVSA, está construyendo una planta de compresión de gas en la división Junín de la faja petrolífera del Orinoco, informó la agencia gubernamental de noticias AVN.

La planta se emplazará en San Diego de Cabrutica, en el estado de Anzoátegui, y debiera estar lista a mediados de abril.

El gas que actualmente se quema pasará a ser procesado en la planta y se utilizará para generar electricidad en la central termoeléctrica de 300MW San Diego de Cabrutica.

La electricidad generada permitirá "soportar el crecimiento de la demanda eléctrica en el sector petrolero y el crecimiento de la región", señaló el ministro de Energía, Rafael Ramírez.

Equipo de Prensa, Business News Americas

BREVES Legisladores y compañía analizan exploración hidrocarburífera - Paraguay Jueves 22 de marzo, 2012

La Cámara Baja de Paraguay anunció que la comisión de energía y minas y ejecutivos de la empresa Montecristo, entre ellos su presidente, Marc Fermín, se reunieron para analizar el potencial de desarrollo de los recursos hidrocarburíferos nacionales. La reunión se realizó luego de la firma de un convenio de exploración en las últimas semanas entre el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y las empresas Purity y LCH.

Equipo de Prensa, Business News Americas

Derrames de crudo se explican por menor competencia del personal, según expresidente de PDVSA - Venezuela Miércoles 21 de marzo, 2012

Los recientes derrames de crudo en las operaciones de la petrolera estatal venezolana, PDVSA, se pueden atribuir no solo al deterioro de la infraestructura de la empresa, sino al menor nivel de capacitación de su personal, planteó el expresidente de la firma Luis Giusti.

"Hay que contar con el personal capacitado para, primero, manejar la operación y, por supuesto, actuar en caso de accidente; gente capacitada para contener un derrame", dijo Giusti a BNamericas.

El mes pasado PDVSA informó de un derrame de crudo en el río Guanipa, en el estado de Anzoátegui, provocado por la rotura de ductos cerca de la localidad de Tascabaña.

Si bien la compañía insistió en que el incidente fue contenido con rapidez, se trataba del segundo derrame en poco más de un mes, luego de la emanación de crudo desde el campo Jusepín en el estado de Monagas. Informaciones de prensa sugerían que se perdieron 40.000-100.000bep en el derrame en Monagas, pero PDVSA insiste en que

el área ya fue saneada.

Los analistas han mencionado el deterioro de infraestructura como el origen de los incidentes y sugieren que los elevados precios del crudo están empujando a la compañía a concentrar sus inversiones en la producción.

"En cualquier operación tan grande como la de Venezuela hay derrames. La diferencia está en las medidas de prevención y contención que se toman cuando se presentan estos incidentes. En Venezuela hay muchas cosas que se deben mejorar y, por el contrario, están empeorando", puntualizó Giusti.

En el último tiempo PDVSA ha recibido críticas de políticos venezolanos por no presentar un informe sobre este último derrame, el mayor que ha afectado sus operaciones en varios años.

Los medios locales citan al diputado opositor Heliodoro Quintero, que señala que PDVSA podría haber limitado el derrame a menos de 100b si hubiera contado con personal calificado en ese momento.

Por James Fowler

Business News Americas

Ministerio adjudica contratos de décima ronda de licencias - Ecuador Miércoles 21 de marzo, 2012

Un comité de licitación formuló las recomendaciones para la adjudicación de contratos en la décima ronda de licencias de Ecuador por bloques marginales, dijo a BNAmericas un funcionario de la Secretaría de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

Los adjudicatarios y los respectivos bloques son Consorcio Marañón (Eno Ron), Interpec (Ocano Peña Blanca) y Consorcio DGC (Singüe), indicó el funcionario. El proceso por el bloque Armadillo fue declarado desierto.

Los contratos debieran firmarse en los próximos 15 días una vez presentadas las garantías y seguros.

El gobierno anticipa que las inversiones en la décima ronda alcanzarán los US\$180mn con una producción de 8.000b/d durante los primeros tres años.

Además, la cartera tiene abierta la undécima ronda, que licitará licencias en el suroriente, donde tiene reservadas 4 áreas para las empresas locales Petroamazonas y Petroecuador, 7 para petroleras estatales de países "amigos", y 10 para empresas privadas.

Las petroleras estatales que expresaron interés en el proceso son la colombiana Ecopetrol (NYSE: EC), Petroperú, PDVSA de Venezuela y Andes Petroleum, firma local conformada por las chinas CNPC y Sinopec.

CanoeI, Enap Sipetrol y PAE - Argentina
Miércoles 21 de marzo, 2012

CanoeI International Energy (TSX-V: CIL) pretende recaudar hasta CA\$1,5mn (US\$1,5mn) en financiamiento a través de una colocación privada sin agente, señaló en un comunicado.

A un precio unitario de CA\$0,05 se venderán paquetes de una acción ordinaria y un *warrant* para compra de acciones.

"Lo recaudado con la operación se destinará a financiar las actividades perforatorias de la empresa y a aumentar su capital de trabajo no asignado", indica el comunicado.

La firma opera en Argentina mediante su filial Petrolera Patagonia.

La petrolera estatal chilena, Enap, tomo conocimiento de la decisión del gobierno de la provincia argentina de Chubut de revocar la concesión local que su filial Sipetrol compartía con la unidad YPF de Repsol (NYSE: REP).

En un comunicado dirigido al regulador chileno de valores, SVS, Enap indicó que evaluará la validez de la medida y posibles acciones legales.

Enap declaró que la inversión neta en el área hasta septiembre del 2011 ascendía a US\$47mn.

El área en cuestión es Cañadón Perdido-Campamento Central, que ambas empresas operaban de manera conjunta en partes iguales.

Y la Secretaría de Energía de Argentina aprobó la solicitud de Pan American Energy (PAE) de incluir su proyecto en el área concesionada Anticlinal Grande-Cerro Dragón en el programa de precios incentivados Gas Plus, según una resolución publicada en el Diario Oficial.

Antes de comenzar la producción, PAE debe entregar al organismo un desglose de los costos asociados al desarrollo del proyecto y adjuntar cartas de intención para la venta al precio convenido.

Petroecuador busca socios para explotar hidratos de gas - Ecuador **Miércoles 21 de marzo, 2012**

El potencial de los recursos hidrocarburíferos no convencionales de Latinoamérica cobró protagonismo el año pasado con la publicación de un informe de la Administración de Información Energética de EEUU que estimaba los recursos técnicamente recuperables de México y Sudamérica en 1.905 billones de pies cúbicos (Bpc, o 59,3Bm3).

Otro recurso no convencional saltó al ruedo ahora con los planes de la petrolera estatal Petroecuador de explorar el potencial de hidratos de metano frente a las costas del país, según información recogida por BNamericas.

La información preliminar basada en datos sísmicos identificó un área de 5.381km2 que podría contener 779Bpc en un escenario optimista y 112Bpc en uno conservador, de acuerdo con la estatal.

La empresa tiene contemplado formar alianzas estratégicas para llevar a cabo la exploración y confirmar la existencia de los hidratos, que podrían emplearse como combustible de centrales de generación eléctrica.

Todavía no se define una cifra de financiamiento para el proyecto, agrega Petroecuador.

Por David Casallas

Business News Americas

CAF y JBIC suscriben acuerdo para financiar proyectos latinoamericanos - Regional **Miércoles 21 de marzo, 2012**

El banco latinoamericano de desarrollo CAF y el Banco Japonés para la Cooperación Internacional (JBIC) firmaron un acuerdo para financiar proyectos en Latinoamérica, específicamente en las áreas de energía, minería, transporte ferroviario y sostenibilidad ambiental.

Ambas instituciones han financiado proyectos por cerca de US\$750mn en Latinoamérica desde que CAF comenzó a colaborar con JBIC en 1975, informó el primero en un comunicado.

La alianza se concreta poco después de que CAF anunciara un proyecto con el banco alemán de desarrollo KfW para iniciativas tendientes a mitigar los efectos del cambio climático, y sucede a una serie de recientes acuerdos entre bancos asiáticos y el BID.

Presentan cargos contra Chevron y Transocean por derrame en Frade - Brasil **Miércoles 21 de marzo, 2012**

Un fiscal federal brasileño presentó cargos penales contra Chevron (NYSE: CVX) y el propietario de plataformas Transocean (NYSE: RIG) por el derrame de crudo registrado en el campo marino Frade, según el servicio de noticias Agência Brasil.

El fiscal también presentó cargos penales en contra de 17 ejecutivos y empleados de

Chevron y Transocean, entre ellos el presidente de las operaciones de Chevron en Brasil, George Buck. Esta semana se exigió a los ejecutivos que presentaran sus pasaportes a la Policía.

La noticia se conoce después de que el 15 de marzo Chevron solicitara autorización para suspender la producción en el campo Frade luego de haber detectado un pequeño derrame a 370km de la costa de Río de Janeiro, permiso que le fue concedido.

En noviembre del año pasado, Chevron derramó aproximadamente 8.000b desde un pozo del campo Frade, por lo que el Ministerio Público anunció planes de demandar a Chevron y Transocean por hasta US\$11.000mn por daños ambientales y sociales, a la vez que interpondría causas penales en contra de altos ejecutivos de ambas compañías.

El proceso se sumaría a una multa de US\$27mn impuesta en diciembre por la agencia de protección ambiental brasileña, Ibama. El organismo amenazó con cursar otra multa de US\$5,4mn a ambas por no disponer de equipos claves para su respuesta inicial, y Chevron fue además despojada de su derecho a realizar actividades perforatorias en Brasil por el regulador ANP.

Los ejecutivos de Chevron, incluido su gerente general, John Watson, defendieron la reacción de la compañía en el derrame de noviembre y afirmaron que las medidas de contención adoptadas corresponden a "las que dicta el manual".

Chevron posee una participación de 52% en el proyecto Frade. Sus otros socios son la energética brasileña Petrobras (NYSE: PBR) (30%) y Frade Japão Petróleo (18%).

Enap y GeoPark presentan documentación ambiental para campañas perforatorias - Chile

Miércoles 21 de marzo, 2012

La petrolera estatal chilena, Enap, presentó al Servicio de Evaluación Ambiental una declaración de impacto ambiental (DIA) para perforar el pozo exploratorio Geike A en la austral XII Región.

El proyecto de US\$2mn supone la perforación del pozo en el bloque El Arenal en la provincia de Tierra del Fuego, de acuerdo con el documento. El inicio de los trabajos está previsto en julio.

Por otra parte, GeoPark (AIM: GPK) presentó igualmente una DIA para ejecutar un programa de perforación de hasta 30 pozos en su bloque concesionado Fell, también ubicado en la XII Región.

El proyecto de US\$77mn podría arrancar en mayo en el sector Escorial Norte del bloque cerca de la comuna de San Gregorio, de acuerdo con la documentación ambiental. Las operaciones en cada pozo, desde la construcción a su abandono, debieran prolongarse por 105 días.

Segunda ronda de contratos con incentivos de Pemex atrae a 20 grupos a la fecha - Mexico

Fecha: Viernes 16, Marzo 2012

A la fecha son 20 empresas las que han comprado las bases de licitación de la segunda ronda de contratos con incentivos que la petrolera mexicana Pemex lanzó en enero por la región norte, según información recopilada por BNamericas.

La paraestatal licitará seis campos maduros, las áreas costa adentro Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca y las costa afuera Arenque y Atún.

Los interesados son Dowell Schlumberger de México; Burgos Oil Services; Petrofac México; Repsol Exploración México; GPA Energy; BP Exploration Mexico; DS Servicios Petroleros; Pico México Servicios Petroleros; Chevron Energía de México; Baker Hughes de México; Industrial Perforadora de Campeche; Telpico; Arawak Energy Canada; PTD Servicios Múltiples; Weatherford Energy Services; Monclova Pirineos Gas; Halliburton de México; Iberoamericana de Hidrocarburos; Dragados Offshore de México; y MTTM Servicios Petroleros, según un documento de la petrolera. Las bases estarán a la venta hasta el 27 de abril.

Los bloques cubren 6.691km² y un volumen original de hidrocarburos de 13.865 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), de los cuales casi 10.000Mbep se encuentran en Pánuco. Los recursos prospectivos suman 1.672Mbep, mientras que las reservas 3P alcanzan 224Mbep.

La actual producción de las seis áreas alcanza 12.300b/d. Los nuevos contratos aumentarán la producción en los seis bloques en cerca de 100.000b/d en tres a cuatro años, y la inversión mínima se calcula en US\$25mn-50mn por bloque.

Pemex reembolsará la mayoría de los costos de los contratistas y entregará bonos relacionados con productividad y reducción de costos.

Los contratos de la primera ronda, adjudicados en agosto, se refieren a campos maduros costa adentro en la región sur, mientras que los de la tercera y cuarta se concentrarán en el proyecto costa adentro Chicontepec y en aguas profundas.

Por David Casallas

Business News Americas

Enbridge estima que oleoducto en costa Pacífico estará operativo el 2017 - Colombia Miércoles 14, Marzo 2012

Un nuevo oleoducto, que ofrecería una capacidad de hasta 400.000b/d y conectaría la cuenca colombiana Llanos con la costa del Pacífico, podría estar operativo hacia fines del 2016, dijo a BNamericas Leigh Cruess, vicepresidente internacional y de comercialización de energía de la firma de ingeniería Enbridge (NYSE: ENB).

"Preveamos un período de construcción de dos años, así que solo depende de cuánto va a demorar la obtención de los permisos ambientales", señaló Cruess en el marco de la conferencia y exhibición Colombia Oil & Gas, que tiene lugar en Cartagena.

Los planes de la compañía contemplan cinco posibles trazados a través de los Andes hasta los puertos Tumaco o Buenaventura en el Pacífico. El ducto de 200.000-400.000b/d podría extenderse por 800km, indicó el ejecutivo.

Enbridge forma parte de un consorcio de siete empresas que incluye a productores y refinadoras y que se ocupa de los estudios de prefactibilidad del ducto. Los participantes controlarán participaciones en el proyecto.

Cruess declinó comentar sobre los costos de la iniciativa, pero confirmó que la inversión sería del orden de miles de millones de dólares estadounidenses.

"Se trata de un gran proyecto y requeriría mucho financiamiento. Va a depender del trazado que elijamos; sin embargo, no esperamos tener problemas para obtenerlo. Ya hemos recibido muchas expresiones de interés en los planes".

En comparación, el costo de la primera etapa del proyectado oleoducto de 120.000b/d y 150km OBC, de la estatal Ecopetrol (NYSE: EC), alcanzaría los US\$1.000mn. Probable los costos para la línea del Pacífico serían mayores debido a las complejidades que presenta el terreno por donde pasará.

Una línea hacia la costa pacífica sería atractiva para la industria petrolera de Colombia porque brindaría un acceso más expedito a los mercados asiáticos. Cruess confirmó el interés de firmas asiáticas en financiar este proyecto.

En la actualidad, cerca de 20% de las exportaciones de petróleo del país se dirigen a China, salen desde el puerto caribeño de Coveñas y rodean el sudafricano Cabo de Buena Esperanza. Según cálculos de Enbridge, un oleoducto en el Pacífico reduciría los costos de flete de los actuales US\$5 a unos US\$3 por barril.

Antes, Enbridge controlaba una participación de 24,7% en el oleoducto colombiano Ocesa, la cual vendió a Ecopetrol en el 2009 por US\$419mn.

Por James Fowler
Business News Americas

Fecha: 3 de Marzo de 2012

Resumen Semanal

Esta semana en México, se dio a conocer en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 de la Secretaría de Energía (Sener) que el potencial de recursos de hidrocarburos aún se debe cuantificar.

La estrategia exige un agresivo crecimiento en exploración y producción para enfrentar la disminución de los principales depósitos y para elevar las reservas. El regulador local de hidrocarburos, CNH, anunció que al 1 de enero, las reservas 1P, 2P y 3P del país llegaban a 13.800 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), 26.200 Mbep y 43,8 Mbep, respectivamente.

Para apoyar este crecimiento, Pemex Exploración y Producción, filial de la petrolera Pemex, adjudicó contratos para certificar los volúmenes de hidrocarburos y reservas, a DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott y Netherland SewellInternational.

En Argentina, como parte de los impulsos para elevar el crecimiento de la industria, esta semana la presidenta Cristina Fernández instó a la brasileña Petrobras a invertir más en el país.

En noticias relacionadas, los gobiernos de las provincias de Chubut, Santa Cruz y Mendoza exigieron a YPF, filial argentina de la española Repsol, cumplir los acuerdos de licencias, ya que si no lo hace podría sufrir la revocación de estas.

En Colombia, aparecieron algunos problemas de seguridad y mantenimiento en los últimos días.

Es necesario investigar más para entender a cabalidad las causas de la explosión en el oleoducto Salgar-Cartago que en diciembre dejó más de 30 víctimas fatales, señaló el analista Juan Piñeros, de la corredora bogotana Interbolsa.

Un informe sobre el incidente publicado por la Contraloría General atribuyó la explosión a la falta de mantenimiento del ducto, en tanto el operador de la línea, la petrolera estatal Ecopetrol, indicó que fue causado por las fuertes lluvias.

Y 11 contratistas secuestrados por grupos armados en la provincia de Arauca, durante su traslado al emblemático proyecto OBC de Ecopetrol, fueron liberados por sus captores.

Otras noticias destacadas de la semana:

Argentina

- El Gobierno Federal está estudiando implementar un nuevo programa de incentivos de precio para productores de gas con miras a fomentar la producción local, denominado Gas Plus II.
- La canadiense NWest Energy suscribió una carta de intención para fusionarse con su connacional Caribe Oil & Gas y formar una nueva compañía con operaciones concentradas en Argentina.

Bolivia

- El ministro de Hidrocarburos y Energía, Juan José Sosa, juramentó a Álvaro Hernán Arnez Prado como viceministro de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos.

Brasil

- La asociación local de productores de caña de azúcar Unica estima que la nueva línea de crédito de 4.500mn de reales (US\$2.600mn) que se facilitará a los productos de etanol reducirá las fluctuaciones de precios del biocombustible. El Consejo Monetario Nacional anunció que se habilitarían fondos para el almacenamiento de etanol combustible.

- Petrobras inició las operaciones de su primera nave FPSO en el golfo de México y puso fin a largos meses de retrasos en su proyecto de aguas profundas.

Colombia

- Fitch Ratings anunció que espera asignar la calificación BB+ a la emisión de deuda por US\$750mn con vencimiento el 2022 propuesta por la transportadora colombiana de gas natural TGI. Moody's y S&P asignaron las calificaciones respectivas Baa3 y BB a la emisión.

Perú

- Maple Energy anunció que espera empezar a procesar caña de azúcar y producir etanol en Perú este mes. El proyecto de US\$254mn tendrá capacidad para producir 35 millones de galones por año (133MI/a) de etanol y 37MW de generación a biomasa.

Venezuela

- Harvest Natural Resources está negociando la venta de una participación de 32% en la filial local Petrodelta.

CIFRAS Y RESULTADOS

Las ventas de gas natural boliviano promediaron 45,7 millones de metros cúbicos diarios (Mm³/d) en febrero, según Jorge Sosa, director de gas natural de la empresa estatal de hidrocarburos YPFB.

Petrominerales anotó ingresos de US\$292mn en el cuarto trimestre del 2011 y se aproximó a los US\$1.200mn en el año completo, con alzas de 32% y 35% respecto de idénticos períodos del año pasado.

Petrominerales reportó una producción promedio para el cuarto trimestre del 2011 de 35.353b/d, la que se vio afectada por el cese de la producción de aproximadamente 2.500b/d debido al elevado contenido de agua.

Maersk Supply Service suscribió un acuerdo por cuatro años valorado en US\$282mn para suministrar buques de manejo de ancla a Petrobras.

Los planes de la distribuidora peruana Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) contemplan llegar con conexión a gas natural a 500.000 hogares en el 2017 y a 900.000 en el 2020.

Petrodelta reportó una producción de 11,4 millones de barriles (Mb) en el 2011, equivalente a un volumen diario de 31.205b/d, 33% superior al de un año antes. En lo que va del 2012, la producción promedia 32.500b/d. La empresa mixta tenía para el 2011 una meta de flujo de 40.000b/d.

Brasil registró un nuevo récord de producción de crudo en enero al obtener un volumen total de 2,23Mb/d, según el regulador local de hidrocarburos, ANP.

Un total de 439 equipos de perforación operaban en Latinoamérica en febrero, más que los 412 registrados en igual mes del año pasado y los 420 contabilizados en enero de este año, según el último informe de flota de Baker Hughes.

La multiservicios colombiana EPM con sede en Medellín, informó ganancias netas por 1,5bn de pesos (US\$845mn) en el 2011, alza de 7% frente al año anterior, en tanto los ingresos se expandieron 14% a 5,1bn de pesos.

Por último, la producción de biodiesel de Argentina aumentará un 20% en el 2012 hasta llegar a 3 millones de toneladas, según estimaciones de la Cámara Argentina de Biocombustibles (Carbio).

Por Abigail Wilkinson

CAF: La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina - Transporte de gas natural 2011

En el presente documento se analiza la situación, perspectivas y desafíos del sector de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe. El trabajo tiene como fin identificar experiencias exitosas en el desarrollo de este sector, a través de la evaluación de las diversas prácticas realizadas por los países a tal fin y identificación de aquellos aspectos de las políticas energéticas que permitieron su consolidación. A su vez, se examina la situación de la integración regional a la luz de la realidad interna de los países y de los procesos de cambios tecnológicos del sector.

Celfin - Colombia Oil & Gas 4Q preview: Rising volumes and prices

- Report Type :Reports
- Published on:Friday, February 3, 2012
- Provider:Celfin Capital S.A.

High costs on transportation

We expect 4Q results of oil companies in Colombia to be driven by an increase in volumes, on growing, solid results from successful exploration activity, combined with an increase in oil prices - with BRENT averaging US\$107.58 in 4Q11, up from US\$89.89

in 4Q10, together with an increase in the heavy oil reference price beyond the increase in the WTI - Vasconia crude average reference price of US\$107.23 in 4Q11 and US\$84.35 in 3Q110- as the margins have been narrowing due to falling supply of this type of oil.

We expect Pacific Rubiales (Buy) to release 4Q11 earnings on March 14th. We expect net profit before non cash items to be up by 96% YoY, at US\$205.38mn (US\$0.76/share) - from US\$104.69mn in 4Q10. We expect the operating margin to be 37.76%, down on higher depreciation expenses for the period on a higher base of assets, and gross profit to be up by 66% YOY. We expect EBITDA to be 93% higher YoY, at US\$523.28mn in 4Q11 vs. US\$270.96mn in 4Q10 with operating revenues up 73% YoY to US\$890.76mn and operational expenses also up 85% YoY to US\$334.99mn.

Operating netback should be up from US\$41.58/bbl in 4Q10 to US\$55.82/bbl in 4Q11 due to a significant increase in combined average oil and gas sales price of US\$90.85, a 44.5% increase YoY on the continued positive differential in Colombian heavy oil and WTI; this will though be offset by the increase in transportation, operational, and diluents costs that we expect to be US\$12.71/bbl, US\$6.01/bbl, and US\$16.23/bbl respectively.

Petrominerales (Buy) releases 4Q11 earnings in the first week of March. We expect net profit to be up 30.4% YoY, at US\$64.7mn (US\$ 0.65/share), from US\$49.65mn in 4Q10. Effective tax rate should be up primarily due to non - deductible stock - based compensation and non - deductible interest and accretion on the convertible debentures. We expect operational margin to be 32% up 12.6% on an increase in the volume and sales price, despite an increase in depreciation expenses on DD&A mainly due to the increase in the per barrel depletion rate and higher sales volumes of produced oil. We expect a 38.8% YoY increase in operational revenues to US\$347.8mn and operational expenses to increase by 28.14% YoY to US\$106mn on higher transportation and production expenses.

Operating netback should be US\$61.3/bbl in 4Q11 from US\$48.7/bbl in 4Q10 on a significant increase in oil sales price of US\$80.4 to US\$100.8 in 4Q11, offset by an increase in transportation costs of 85% YoY, and an increase in operating costs of 26% YoY.

Canacol releases 3Q11 earnings on February 15. We expect net profit to be up 166% YoY, at US\$9.1mn (US\$0.02/share), from a net loss of US\$13.8mn in 4Q10. We expect the operating margin to be 51.4% versus 20.43% in 4Q10 on higher non tariff volumes produced at Rancho Hermoso; gross profit will rise by 174% YoY. We expect a 180% YoY increase in operating revenues to US\$48.0mn and accordingly an increase in average production as well as operating expenses which are set to rise by 191% YoY to US\$18.8mn on higher transportation and production costs.

BCCH: Combinación de Proyecciones para el Precio del Petróleo: Aplicación y Evaluación de Metodologías

- Tipo de Informe: Reports

- Publicado en: Jueves 16 de febrero, 2012

Este trabajo lleva a cabo un exhaustivo ejercicio de evaluación fuera de muestra de proyecciones para el precio mensual del precio del petróleo entre 1992 y 2011. La idea es identificar aquella estrategia que resulte en las "mejores" proyecciones, en términos de errores promedio. Para ello, se prueba una serie de modelos econométricos así como los precios futuros del petróleo a distintos horizontes de proyección por separado, así como combinaciones de éstas. Se encuentra que a horizontes cortos (1 y 3 meses), modelos ARIMA resultan en menores errores de proyección, pero para horizontes más largos (6-24 meses), los precios futuros del petróleo dominan a otros modelos. Así mismo, se concluye que todos los modelos subestiman, en promedio, el precio del petróleo en el período de evaluación. La combinación de estos modelos sólo conduce a menores errores de proyección respecto del mejor modelo individual en una muestra restringida que termina en 2005. No obstante de ello, al tabular el número de veces que una estrategia resulta en el mayor error de proyección versus el resto de alternativas, la combinación de proyecciones nunca tiene el mayor error absoluto de proyección en todos los horizontes salvo a un mes. Estos resultados son robustos a la selección de la muestra de evaluación.

Celfin: PETROMINERALES - 4Q Opex down on 5% Ocesa acquisition

- Report Type :Reports
- Published on:Monday, March 5, 2012

Operating netback up 48% YoY, on better prices

Petrominerales reported 4Q net profit of US\$107.0mn, which included a US\$29.3mn non-cash gain, mainly due to change in fair value of derivative financial liabilities, on the drop in the stock's price during the quarter. Adjusted net profit was US\$77.7mn.

We highlight PMG's good results in terms of netback and its success in the strategy of acquiring 5% of Ocesa: this allowed PMG to ship its own oil to reach international markets, without the need to sell to other producers in the field or in offloading stations for blending - as a result of which it had received a lower price, and had a higher transportation expense.

Production for the period averaged 33,913bbld; according to management, production has now been ramped up to ~37,000bbld, with threefold expansion of injection capacity. PMG still needs an additional 18,000bbl of water injection capacity to restore stable production - which management says should be ready by the end of March. We expect production growth still to lag in 1Q12, on water handling problems, but still to exceed 4Q11 output, on greater water handling capacity, and output from Cobra-2, which started producing in December 2011.

Operational profit was up 72.7% YoY, at US\$121.3mn (from US\$70.2mn last year), and above our forecast of US\$104.6mn, on higher than expected operational revenue.

Factors in the higher operational profit:

Oil sales revenues were up 31.6% YoY, at US\$329.9mn, led by:

(1) Oil sale prices up 31% YoY, at US\$105.72 per barrel, relatively consistent with benchmark Brent prices up of 25% YoY.

(2) Higher production, up 7% YoY to 35,353 bbl, from the production of new discoveries during the year that included Caruto, Yatay, Macapay-1, Azalea, Cobra-1, and Cobra-2; however this production is below the company's peak in 2011, mainly due to:

(i) water handling problems, which led PMG to shut down some wells temporarily;

(ii) some declines in output from natural wells; and

(iii) certain wells being offline for workovers, especially in Orito.

Operational expenses were down 1.72% YoY, at US\$104.2mn, explained by:

(3) Oil purchases being reduced to zero, vs. US\$12.5mn in 4Q10.

These factors were offset by:

(4) Transportation costs 43% higher YoY, at US\$8.85/bbl, in 4Q11, mainly due to:

(i) the need to deliver oil to more distant offloading stations,

(ii) higher trucking tariffs paid in 2011, and

(iii) the effect of winter on infrastructure conditions, causing inefficiencies.

(5) However transportation costs per barrel were reduced by 20% QoQ, from US\$11.08/bbl in 3Q11, due to lower trucking costs as the company is delivering oil to a closer offloading station, Monterrey, and also transporting through the Ocesa pipeline, using its 5% stake acquired effective September 2011 from Viacrudo SAS. It is saving up to US\$10/bbl on more efficient transport through pipelines, and higher realized oil prices as it gets access to international markets.

(6) Royalty payments were up 4% YoY in 4Q11, at US\$37.2mn, on higher realized oil prices, and high price participation payments on production from Candelilla (effective August 2010), and Corcel A (effective 4Q11) due to production exceeding 5mn barrels.

(7) Production expenses up 2% YoY, at US\$15.92 per barrel, primarily on higher water handling costs, equipment rental, and in-field inflation.

PMG's balance sheet remains strong, with a working capital surplus of US\$73.8 million at the end of 4Q11 and credit facilities of US\$150mn. It still has authorization to buy back ~3.5mn shares in the market, but we expect it not to be aggressive, since management is more focused on maintaining a structured cash position for its 2012 exploration program.

Fecha: 9 de marzo de 2012

Asunto: Presidente de UTE sigue optimista sobre acuerdo tripartito

Fecha : Mon, 21 Nov 2011 01:34:00 -0300

La eléctrica estatal uruguaya, UTE, sigue optimista ante la posibilidad de concretar un acuerdo eléctrico tripartito con Argentina y Paraguay en el corto o mediano plazo, dijo a BNamericas Gonzalo Casaravilla, presidente de la firma. "Evidentemente Uruguay está a la expectativa, pero este es un tema bilateral entre Argentina y Paraguay, y lo tienen que solucionar", señaló Casaravilla. Los Gobiernos de Paraguay y Uruguay alcanzaron un acuerdo mediante el cual este último podrá comprar hasta 200MWh/d generados en la presa paraguaya Acaray a precios que oscilan entre US\$80/MWh y US\$120/MWh.

En febrero, se realizó satisfactoriamente una prueba técnica de tres horas. Sin embargo, aún debe firmarse un acuerdo preliminar entre la eléctrica estatal paraguaya, Ande, y UTE, el cual se encuentra entrampado en torno al monto que las autoridades argentinas cobrarán a los otros dos países por transferir la energía.

Según BNamericas, funcionarios de Buenos Aires han estado considerando un cobro de US\$34/MWh por la transferencia, tarifa que consideraría la pérdida de ganancias potenciales aplicables a generadoras argentinas en el acuerdo.

Fuentes de UTE dijeron con anterioridad a BNamericas que la compañía analizaría un costo de transferencia inferior a US\$20/MWh para cerrar el convenio.

Recientes especulaciones de prensa indicaron que las tres partes estaban más cerca de concretar la negociación.

Funcionarios paraguayos estiman que el trato comprendería la venta de unos 400GWh anuales, lo que representaría US\$30mn-40mn en ingresos.

El país mediterráneo comenzó a vender a Argentina la generación de la hidroeléctrica Acaray a precios de mercado a principios de este mes.

C&C evalúa ampliación de Putumayo mediante licitaciones y fusiones y adquisiciones - Colombia

Fecha: Viernes 09, Marzo 2012 17:43 (GMT -0400)

C&C Energía (TSX: CZE) está estudiando más oportunidades de crecimiento en la cuenca colombiana Putumayo mediante la participación en la Ronda Colombia 2012 y posibles fusiones y adquisiciones, según el vicepresidente de desarrollo comercial de la compañía, Tyler Rimbey.

"No estamos mirando hacia fuera de Colombia; buscamos ampliar nuestra presencia en el país", dijo el ejecutivo en una presentación.

"Pretendemos acumular una mayor superficie donde ya contamos con una buena presencia en la cuenca Putumayo, que nos entrega acceso a un mayor potencial de reservas. Para lograr esto vamos a participar en la ronda licitatoria 2012 de Colombia, [y] siempre estamos buscando diferentes propiedades, adquisiciones o compras de derechos".

El regulador colombiano de hidrocarburos, ANH, ofrecerá 109 licencias en la ronda, y al menos 15 de estas estarán en la cuenca Caguán-Putumayo.

Rimbey también confirmó que la compañía podría intentar aumentar sus participaciones en la red de transporte de Colombia con la realización de más inversiones este año.

"Tenemos suficientes recursos financieros como para respaldar un crecimiento orgánico, ya sea con adquisiciones o con alguna actividad en el negocio midstream que ciertamente crecerá el próximo año o el siguiente".

El año pasado, C&C compró una participación de 0,5% en la primera etapa del proyecto de transporte de 125.000b/d OBC, avaluado en US\$1.200mn.

C&C asignó un gasto de capital de US\$150mn para el 2012, y se programaron hasta 19 pozos. Se perforarán al menos cuatro pozos en las licencias Coati, Andaquies y Putumayo 8 de Putumayo.

Actualmente la compañía tiene ocho licencias en Colombia, con una producción promedio de 10.500b/d.

También en Colombia, PetroMagdalena (TSX-V: PMD) anunció que las operaciones de producción en su licencia Cubiro en la cuenca Llanos volvieron a la normalidad, tras los bloqueos en caminos y las protestas de la comunidad en el área.

Por último, Suroco Energy (TSX-V: SRN) informó que abandonó el pozo exploratorio Lapa-1 en su licencia San Antonio. La compañía planea perforar este mes el pozo Cohembi-5 en el campo Cohembi.

Por James Fowler

Business News Americas

Resumen Semanal

Fecha: 16 de marzo de 2012

La petrolera estatal colombiana, Ecopetrol, no tiene intenciones de seguir vendiendo la participación de 88% que el gobierno tiene en la firma este año, indicó a BNamericas su presidente, Javier Gutiérrez, durante la conferencia y exhibición Oil & Gas Colombia que se celebró en Cartagena esta semana.

Fuentes del Ministerio de Minas y Energía señalaron a BNAmericas que el gobierno pretendía vender una cuota adicional de 3% en la compañía, y que las ganancias por la posible venta superarían los US\$2.000mn.

Ecopetrol añadió que planea perforar tres pozos este año orientados a reservas no convencionales en las cuencas locales Magdalena Medio y Catatumbo.

En otras noticias sobre la conferencia, el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas, señaló que el sector petrolero está a solo semanas de alcanzar su antigua aspiración de producir 1 millón de barriles diarios (Mb/d) de crudo.

Esta semana en Argentina, siguió creciendo la hostilidad entre el gobierno y la industria.

El ministro de Relaciones Exteriores, Héctor Timerman, anunció que el gobierno emprenderá acciones legales contra las empresas que operan costa afuera de las controvertidas islas Malvinas, y también contra las empresas de servicios y entidades financieras asociadas a la exploración.

En tanto el gobernador de Chubut, Martín Buzzi, y su símil de Santa Cruz, Daniel Peralta, dieron a conocer su decisión de revocar cuatro de las licencias de YPF, filial local de la firma española Repsol. YPF indicó que apelará la decisión.

El gobierno solicitó a YPF utilizar el efectivo de los dividendos de 2010 y 2011 que no se distribuyeron como "reserva voluntaria" destinada a elevar la inversión en exploración y producción.

Pero YPF no es la única que tiene problemas con el Estado, ya que esta semana el gobierno de la provincia de Neuquén pidió los planes de inversión a empresas como Apache, Petrobras y una firma canadiense cuyo nombre no se mencionó.

Además, la Secretaría de Comercio Interior del país ordenó a YPF, Shell y Esso bajar el precio del combustible para aviones JP1 que venden.

En noticias relacionadas, Moody's rebajó de Baa1 a Baa2 su calificación de incumplimiento de emisor de largo plazo, debido en parte a los factores que afectan a YPF.

Por último en Brasil, Chevron Corporation solicitó permiso para suspender temporalmente la producción en el campo Frade en la cuenca local Campos luego de identificar "una pequeña emanación en el campo y un hundimiento en el área".

Otras noticias destacadas de la semana:

Brasil

- Petrobras anunció el descubrimiento de crudo de alta calidad en el campo nororiental Tupi en la cuenca presalina Santos. Las reservas, que se ubican a 255km de

las costas de Río de Janeiro, se encontraron mientras se recolectaban muestras con una densidad de 26 grados API a una profundidad de 4.960m.

- La empresa OSX Petróleo e Gás Participações suscribió un acuerdo de US\$732mn por la construcción de 11 buques tanque para Kingfish do Brasil Navegação.

- El multimillonario brasileño Eike Batista cerraría un acuerdo avaluado en US\$1.600mn con Petrobras por el suministro de equipos de exploración del presal,.

- La asociación local de productores de caña de azúcar Unica proyecta que este año la producción de etanol se incrementará en medio de un panorama financiero y climático más favorable para el sector.

Chile

- La distribuidora Copec incrementó su participación en la distribuidora colombiana Proenergía a 98,24% luego de una operación estimada en 519.000mn de pesos colombianos (US\$295mn).

República Dominicana

- Foster Wheeler anunció que una filial de su grupo internacional de ingeniería y construcción se adjudicó de manos de Complejo GNL del Este el contrato de diseño básico e ingeniería inicial de una terminal y embarcadero de gas natural licuado (GNL) en República Dominicana.

Ecuador

- La petrolera estatal Petroecuador anunció el descubrimiento de aproximadamente 1,7 billones de pies cúbicos (Bpc, o 28.300Mm³) de gas natural en el campo Amistad, ubicado en el bloque 6 (antiguo bloque 3) en el golfo de Guayaquil.

- Petroecuador informó que su gerente general, Marco Calvopiña, tomó juramento a Carlos Blum como nuevo gerente de exploración y producción en reemplazo de Dallton Muñoz.

México

- Pemex emitió bonos en el mercado internacional por un monto de 300mn de francos suizos (US\$325mn), que tendrán vencimiento el 2019 y pagarán un cupón anual de 2,5%.

Perú

- Gold Oil extendió hasta mayo el plazo para presentar ofertas por la adquisición de derechos del bloque marino Z34 en Perú a petición de los posibles participantes.

Trinidad y Tobago

- Bayfield Energy anunció que detuvo sus operaciones en el pozo exploratorio EG8, el primero que perfora en la licencia Galeota costa afuera de Trinidad, al realizar un descubrimiento petrogasífero a una profundidad total de 8.133 pies (2.479m).

Uruguay

- La Ronda Uruguay II de exploración y producción de la petrolera Ancap atrajo el interés de 11 empresas: Apache, Murphy Oil, ExxonMobil, BP, BG Group, Shell, Total, Tullow Oil, Cepsa, Edison e YPF.

CIFRAS Y RESULTADOS

La filial Pemex Exploración y Producción informó que en los primeros 11 días de marzo el volumen de crudo y gas natural extraído promedió 2,56Mb/d y 6.420 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d, o 182Mm³/d), respectivamente.

La producción peruana de crudo, gas natural y líquidos de gas natural promedió el mes pasado 67.866b/d, 1.060Mpc/d (30Mm³/d) y 81.744b/d, respectivamente, según Perupetro.

C&C Energía, que concentra sus operaciones en Colombia, espera llegar a un promedio de producción de 10.000-10.500b/d este año, 20% superior a los volúmenes del 2011, en tanto el presupuesto de inversión del operador para el 2012 será de US\$140mn-150mn.

InterOil Exploration & Production, firma con operaciones en Colombia y Perú, produjo 5.343b/d netos y 6.365b/d brutos el mes pasado, que se comparan con los 5.518b/d y 6.539b/d de enero de este año.

Pacific Rubiales, firma que concentra su actividad en Colombia, registró una utilidad neta de US\$80,8mn en el cuarto trimestre del 2011 y de US\$554mn en el año completo, cifras que representan incrementos de 31,7% y 109% año con año sobre los períodos respectivos de comparación.

Por último, Shona Energy anunció el inicio del despacho de 14Mpc/d (396.435m³/d) de gas natural al mercado colombiano con la entrada en vigencia de nuevos contratos de suministro.

Por Abigail Wilkinson

Producción de febrero llega a 149.610b/d y 30Mm³/d - Peru
Fecha: Viernes 09, Marzo 2012

La producción peruana de crudo, gas natural y líquidos de gas natural promedió el mes pasado 67.866b/d, 1.060 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d, o 30Mm³/d) y 81.744b/d, respectivamente, según la agencia estatal de promoción de hidrocarburos, Perupetro.

Comparado con enero, el petróleo, gas natural y líquidos de gas natural se expandieron 0,44%, 4,95% y 20,1% respectivamente.

El bloque 1-AB fue el principal productor de crudo en febrero con 15.966b/d; y el bloque 56 el que más aportó en gas natural y líquidos de gas natural con 557.000Mpc/d y 40.108b/d.

Perupetro informó que durante los dos primeros meses del año se perforaron 2 pozos exploratorios y 30 de desarrollo, y en este momento se trabaja en 2 pozos exploratorios y 5 de desarrollo.

La agencia estatal añadió que en enero-febrero se adquirieron 7.726km de datos gravimétricos, 42,6km de sísmica 2D y 680km² de sísmica 3D. Además, ya se tramita con el Ministerio de Energía y Minas la firma de los contratos con el consorcio Repsol-Ecopetrol-YPF (bloques 176, 180, 182 y 184) y Emerald Energy (178, 185).

A fines de febrero, el número de contratos en ejecución llegaba a 82 (45 en la Amazonía, 20 en la zona costera, 14 costa afuera y 3 en la sierra).

Por David Casallas

Business News Americas

Petrominerales espera resolver disputa por Corcel con ANH este año - Colombia Fecha: Lunes 05, Marzo 2012

La junior canadiense Petrominerales (TSX: PMG) espera tener a fin de año una resolución en el proceso de arbitraje que mantiene con el regulador colombiano de hidrocarburos, ANH, sobre el pago de las regalías asociadas al bloque Corcel, señaló el gerente de operaciones de la firma, Jack Scott.

"Originalmente presentamos nuestro reclamo en octubre-noviembre, precisamente cuando asumió el nuevo director de la ANH. El tema es que durante marzo estaremos listos para iniciar el procedimiento de arbitraje y probablemente tengamos que considerar un período de seis meses", señaló Scott en una conferencia por internet sobre los resultados corporativos del 2011.

La disputa, conocida por primera vez el 2010, se refiere a US\$127mn en regalías impagas que, según la ANH, Petrominerales adeudaba al cierre del 2011.

De acuerdo con las pautas de la ANH, los dueños de bloques deben cancelar una contribución adicional una vez que la producción de dichas concesiones sobrepasa los 5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Los tres campos productores de la concesión Corcel (Corcel-A, Corcel-C y Corcel-D) ya excedieron esta cantidad a principios del 2012, sostiene el ente regulador.

Por su parte, Petrominerales argumenta que el contrato no hace mención a la producción acumulativa desde varios campos, por lo cual no correspondería el pago.

En la conferencia, el gerente general Corey Ruttan confirmó que la compañía no había recibido notificación de la ANH de que se estuviera exponiendo a una disputa similar por el bloque Guatiquía, que también ha sobrepasado la marca de producción de 5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

"No hemos recibido comunicación y el monto no está previsto en nuestras partidas de contingencias. Ya estamos pagando más en impuestos por la producción de Candelilla desde hace ya bastante tiempo", indicó Ruttan.

INGRESOS AUMENTAN

Petrominerales anotó ingresos de US\$292mn en el cuarto trimestre del 2011 y se aproximó a los US\$1.200mn en el año completo, con alzas de 32% y 35% respecto de idénticos períodos del año pasado.

El mejor desempeño se logró gracias a un incremento de 10% promedio en los precios del crudo durante el año, además de menores costos de transporte tras la adquisición de una participación de 5% en el ducto Ocesa por US\$281mn, finalizada en junio del año pasado.

La utilidad neta de los tres últimos meses del año pasado se situó en US\$107mn, cifra que revierte la pérdida de US\$72,5mn registrada en el último cuarto del 2010. En el año completo la utilidad neta ascendió a US\$493mn, 243% por sobre la cifra del año anterior, mientras que la utilidad neta ajustada se situó en US\$326mn, 15% superior a la del 2010.

Por James Fowler

Business News Americas

InterOil acuerda cesión de derechos; publican términos de Ronda 2012 – Colombia

Fecha:Viernes 02, Marzo 2012

InterOil Exploration & Production, que opera en Colombia y Perú, acordó ceder derechos en dos propiedades colombianas a Pangea Energy, informó la primera en un comunicado.

En virtud de un memorando de entendimiento, Pangea obtendrá una participación de 50% en el bloque COR-6 y una cuota de 40% en el bloque Altair, ambas transacciones están sujetas a la aprobación del regulador de hidrocarburos, ANH.

Pangea asignó US\$17,2mn para el acuerdo por COR-6 y US\$10,2mn para Altair.

"Actualmente IOX es el operador de ambos bloques y controla el 100% del capital de trabajo de COR-6 y el 90% de Altair", sostiene el comunicado.

En otro comunicado, InterOil señaló que como resultado de estas cesiones, su compromiso de US\$70mn se había reducido a US\$15mn durante los próximos tres años, además de recibir US\$5mn en aranceles de incorporación.

Además del acuerdo con Pangea por los bloques COR-6 y Altair, la firma suscribió esta semana un acuerdo de cesión de derechos por el 50% de sus licencias en LLA-47 con la canadiense PetroMagdalena (TSXV: PMD).

En noticias relacionadas, ANH publicó los términos de referencia de la Ronda Colombia 2012 por nuevas licencias de exploración y producción.

Business News Americas

Asunto : Inversiones en sector petrolero no aumentarían antes de elecciones, según analista

Fecha : Mon, 21 Nov 2011 01:29:00 -0300

El sector petrolero venezolano no debiera mostrar un aumento súbito de la inversión estatal en el curso de los próximos 12 meses, ya que el gobierno privilegiará el gasto en proyectos sociales de cara a las elecciones presidenciales de octubre del próximo año, señaló Alejandro Grisanti, analista del banco de inversiones Barclays Capital. "No espero un gran aumento en las inversiones de parte del sector público durante los próximos 12 meses. Estamos en medio de una campaña presidencial y el presidente Chávez dará prioridad al gasto electoral. Lo que sí espero es un importante incremento en el gasto social este año y, por esa misma razón, creo que no habrá mayor inversión petrolera estatal", dijo Grisanti a BNamericas.

La industria petrolera venezolana se ha caracterizado por su estancamiento. En el último decenio la producción local de petróleo ha bajado de un promedio de 3,5 millones de barriles diarios (Mb/d) a los actuales 2,4Mb/d.

Según el analista, en ausencia de gasto público la responsabilidad de revivir el sector petrolero recaerá en el sector privado.

"Los privados están invirtiendo un poco, pero también aguardan los resultados de la elección presidencial. Ahora existe un entorno negativo para el sector privado porque el gobierno no respeta los derechos de propiedad privada. Deben cambiar su actitud y dejar que el sector privado invierta más en producción petrolera"

La industria privada se ha visto afectada por la nacionalización de activos y propiedades que ha caracterizado las políticas de gobierno en los últimos años y que llevaron a grandes petroleras internacionales como ExxonMobil (NYSE: XOM) y ConocoPhillips (NYSE: COP) a abandonar el país.

La petrolera estatal PDVSA enfrenta una nueva serie de demandas de arbitraje de compañías que sufrieron la nacionalización de sus activos. Otros recursos por facturas impagas fueron presentados contra la firma por contratistas.

PDVSA estima que las reservas probadas del país son las más abundantes del mundo, con 297.000Mb, lo que representa el 20% de las reservas mundiales. En este sentido el presidente de la compañía y ministro de Energía y Petróleo del país, Rafael Ramírez, definió metas de producción de 4Mb/d al 2015 y 6Mb/d al 2019.

Muchos expertos de la industria sugieren que estos objetivos no son viables sin nuevas inversiones, en particular de parte del excluido sector privado.

"En mi opinión, [la meta de los 4Mb/d] es posible si se cambia el régimen de incentivos y se dan las señales correctas a los privados, pero si continúan hacienda lo mismo que en los últimos 8 o 10 años, no la lograrán", advirtió Grisanti.

"Sí veremos algún incremento en la producción sin importar lo que ocurra de aquí al 2015. En el peor de los casos, sería del orden de 200.000b/d. Siendo optimistas, se acercará a los 800.000-1Mb/d."

Asunto: Trabajadores de Cerro Verde no prevén acuerdo con FCX

Fecha: Mon, 21 Nov 2011 01:22:00 -0300

Las posibilidades de un acuerdo entre los trabajadores en huelga de la mina de cobre Cerro Verde y la compañía son nulas por ahora, ya que la empresa no ha presentado una respuesta sobre la mayoría de las demandas de los empleados, dijo a BNAmericas el líder sindicalista Leoncio Amudio.

Los trabajadores redactaron un preacuerdo de 14 puntos, pero la minera solo respondió a 7 de ellos, de acuerdo con el dirigente de los trabajadores de Cerro Verde.

"La huelga se va a extender al menos por otros 15 o 20 días más", señaló Amudio, hasta que el gremio reciba un informe que se prepara acerca de la situación financiera de la empresa.

El 29 de septiembre, los empleados paralizaron sus actividades en Cerro Verde, cuyo 53,7% está en manos de la estadounidense Freeport-McMoRan Copper & Gold (NYSE: FCX). Entre otros beneficios, solicitan un aumento salarial de 11%.

Tras las negociaciones con la compañía, ahora piden un incremento de sus salarios de 6-7% en el primer año y de 5-6% en el segundo, de acuerdo con Amudio.

"La administración nos dijo que no podían alcanzar nuestras expectativas; entonces nosotros redujimos el porcentaje económico de nuestras demandas y estamos firmes con estos números porque necesitamos este aumento", señaló.

Los empleados también solicitan otros beneficios tales como una cafetería, seguro médico, jornadas laborales fijas y una reestructuración de las categorías de empleos, sostuvo el dirigente.

INFRACCIONES

Cerro Verde ha cometido diversas infracciones, de acuerdo con el líder gremial, tales como el uso de violencia en contra de huelguistas. Estos actos han sido reconocidos por la Organización Internacional del Trabajo y el viceministro de Trabajo, Pablo Checa, indicó Amudio.

A raíz del actual paro, Cerro Verde se ha visto obligada a reducir las tasas de extracción a cerca de dos tercios de los niveles normales, según el vocero de FCX, Eric Kinneberg. Las tasas de explotación minera bordean las 200.000t/d, que es aproximadamente dos tercios de los niveles normales, precisó Kinneberg.

Las autoridades declararon legal la huelga el 30 de septiembre, por lo que Freeport no puede contratar trabajadores temporales para reemplazar a los huelguistas. Cerro Verde, en la Región Arequipa, obtuvo 303.000t de cobre el año pasado, con lo que se convierte en el tercer mayor productor del metal de Perú.

SMM Cerro Verde Netherlands es dueña de 21% de la cuprífera y el productor peruano de metales preciosos Buenaventura (NYSE: BVN) tiene un 19,3%. El resto está en manos de una serie de accionistas minoritarios.

Asunto : Demanda de químicos llegaría a US\$260.000mn hacia el 2020

Fecha : Fri, 18 Nov 2011 03:55:00 -0300

La demanda de productos químicos en Brasil ascenderá a US\$260.000mn hacia el 2020, US\$115.000mn más que la cifra de la actualidad, dijo el presidente de la Asociación Brasileña de la Industria Química (Abiquim), Fernando Figueiredo, durante la 31 Reunión Anual Latinoamericana de Petroquímicos organizada por la Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana (APLA) en Buenos Aires.

Se necesitan grandes inversiones de parte de la industria petroquímica nacional con el fin de disminuir el creciente déficit comercial de Brasil en productos químicos, sostuvo Figueiredo.

El ejecutivo estima que las oportunidades de inversión en químicos derivados de fuentes renovables llegarán a US\$20.000mn, en tanto las oportunidades de químicos derivados de insumos se proyectan en US\$15.000mn como resultado de los recientes descubrimientos petrolíferos costa afuera.

En el período 2010-2015, las inversiones totales en la industria brasileña de químicos debieran llegar a US\$21.400mn, según Figueiredo.

La industria química dio cuenta de un 2,4% del PIB de Brasil en el 2010, cuando las ventas totales se elevaron un 29% año con año en términos de dólares y un 14,5% en reales, añadió el ejecutivo.

Asunto : Informe de comisión llama a reformar oligopolio de reguladores de redes

Fecha : Fri, 18 Nov 2011 03:42:00 -0300

El informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, que define los desafíos de corto y largo plazo que enfrenta el sistema eléctrico chileno, recomendó al gobierno que reforme los centros de despacho económico de carga (CDEC) que actualmente fiscalizan las dos principales redes eléctricas del país.

El documento, elaborado por los 15 expertos de la industria que conforman la instancia, critica a estos organismos por su falta de independencia. Los integrantes de cada regulador se seleccionan entre representantes de la industria y, según sugiere el informe, estas comisiones llegan a tener un enfoque tan limitado que se genera un oligopolio dentro del mercado eléctrico chileno.

"Los CDEC han mostrado diversas debilidades en el cumplimiento de su rol, tanto en su rol supervisor como en la adecuada operación y control de la seguridad del sistema. En el ámbito de la supervisión, se identifican faltas de una adecuada fiscalización a los agentes participantes, eventuales oportunidades de comportamientos oportunistas y (...) falta de transparencia ante futuros participantes del mercado y la sociedad en su conjunto", indica el documento.

"Por ello ha cobrado fuerza la idea de revisar y reformar la figura legal que los rige, su estructura y funciones, y considerar darles una mayor independencia y capacidad de fiscalización".

El informe recomienda la creación de un regulador más independiente, integrado por expertos de la industria sin filiación con empresas eléctricas y con una función específica definida por ley para cada integrante.

Esto permitiría que estas entidades realizaran "una función de servicio público sin fines de lucro", agrega el informe.

La atención sobre el CDEC-SIC, fiscalizador de la red del Sistema Interconectado Central (SIC), llegó a un máximo nivel en septiembre, luego de un corte de energía que dejó a vastas zonas del país a oscuras. El apagón se originó en una falla en la subestación Ancoa, en la sureña VII Región, que interrumpió el servicio a 11 millones de personas y dejó a algunas áreas metropolitanas del SIC sin suministro por hasta 3 horas.

Al regulador de la red se le culpó en particular por la falla del software de recuperación remota, que obstaculizó los esfuerzos por reponer el suministro de inmediato. El incidente se sumó a una andanada de críticas sobre el organismo, principalmente referidas a sus estrechos vínculos con las empresas eléctricas que debía supervisar.

Los participantes más pequeños del mercado se quejan de que la falta de independencia hace más difícil a las empresas más nuevas el ingreso a la red del SIC, donde actualmente predominan las grandes generadoras locales Endesa Chile, Colbún y AES Gener.

Según el informe, la reforma a los dos CDEC fue recomendada el año pasado a las autoridades chilenas por la Agencia Internacional de Energía como parte del proceso de admisión en la OCDE.

Asunto: Elección podría reducir interés en nuevos contratos de Pemex, según analista

Fecha : Fri, 18 Nov 2011 03:30:00 -0300

Las campañas presidenciales que se desarrollarán en México durante el 2012 y la probabilidad de que un partido de oposición reemplace al oficialista PAN en el poder podrían hacer disminuir el interés en el nuevo modelo de contratos con incentivos de la petrolera estatal Pemex, dijo a BNAmericas el analista Carlos Ramírez, de Eurasia Group.

En las últimas semanas, el candidato presidencial del opositor PRI, Enrique Peña Nieto, declaró que, si ganaba la elección el 2012, apoyaría medidas de liberalización del sector petrolero en la línea de la apertura de la energética federal brasileña, Petrobras (NYSE: PBR) a la inversión privada.

"En realidad no lo creo, pero esa sola declaración llevaría a algunos actores de la industria a preguntarse por qué habrían de participar en esta etapa y presentar una oferta sin conocer lo que está ocurriendo en el frente político", señaló Ramírez.

El mes pasado Pemex firmó los tres primeros contratos con incentivos por campos maduros en la región sur. Ahora tiene previsto lanzar a fines del 2012 una segunda ronda por campos maduros en la región norte, a la que seguirá una tercera y una cuarta para Chicontepec y aguas profundas.

La modalidad contractual -que consiste en que Pemex reembolsará la mayor parte del gasto de los contratistas y pagará una remuneración fija por cada barril de crudo extraído más bonos por productividad- fue el principal logro de la reforma energética del 2008, considerada deslucida por muchos.

"El único paso adelante para México son contratos de riesgo o participación, o una combinación de ambos. Los contratos basados en productividad fueron un pequeño avance, pero ya no se puede seguir avanzando así. No queda otro modelo que no sea la apertura. Necesitan abrirse, es su única posibilidad ahora", planteó Ramírez.

"Por eso, si Peña habla en serio -y soy escéptico a eso-, podría haber gente que pregunte por qué tendrían que avanzar en el 2012 sin conocer realmente lo que va a ocurrir en el país el próximo año", agregó.

Ramírez advierte que, si las rondas licitatorias se hubieran realizado en la primera mitad de la administración de Calderón, de todas maneras habría dudas en cuanto al interés de la industria, pero los procesos seguirían adelante.

"La tercera ronda tiene sus problemas, pero el hecho de que muchas compañías ya operen allí [en Chicontepec] me hace creer que hay una posibilidad de que tenga éxito; probablemente en un proceso que será más lento, pero llegará a buen puerto. En cuanto a la cuarta ronda [por aguas profundas], quedan todavía muchas preguntas por responder", agregó.

En el campo costa adentro Chicontepec, donde ciertas áreas son mucho más productivas que otras, no está claro dónde exactamente Pemex aplicaría la modalidad contractual. En el área de aguas profundas, aún está por verse hasta dónde Pemex asumirá el riesgo exploratorio y será capaz de atraer a empresas petroleras con la competencia técnica adecuada.

<http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/eleccion-podria-reducir-interes-en-nuevos-contratos-de-pemex-segun-analista/274475416>

Asunto : Derrame en Frade tendrá mínimo impacto sobre operaciones costa afuera, según Petrobras

Fecha : Thu, 17 Nov 2011 01:30:00 -0300

Los recientes afloramientos de crudo que habrían aparecido en el campo marino Frade, de Chevron Brasil, y el posterior cierre y abandono de un pozo de evaluación en el área no afectarán las operaciones de exploración y producción en la prolífica región presalina, según el coordinador de exploración y producción de la energética federal Petrobras (NYSE: PBR), Eduardo Molinari.

"Después de [lo ocurrido en el golfo de México con] Macondo, todos los organismos nacionales en el mundo modificaron la normativa sobre perforaciones costa afuera e impusieron requisitos más estrictos. Creo que esas exigencias permanecerán. Hemos visto interrupciones de la actividad a causa de esto [la nueva normativa]. Lo que estamos trabajando ahora es lograr una mayor visibilidad para las inspecciones a fin de reducir las detenciones no planificadas", señaló Molinari en una conferencia por internet.

En un comunicado difundido el martes (15 de noviembre), el regulador local de hidrocarburos, ANP, indicó que el 13 de noviembre Chevron estimaba que el afloramiento abarcaba 163km², con una emanación de 521-882b en la superficie. Chevron opera Frade con una participación de 51,75%, la brasileña Petrobras controla un 30% y Frade Japão, el porcentaje restante.

En el tercer trimestre aumentaron las detenciones no programadas de las operaciones de Petrobras y se tradujeron en una pérdida de producción de 44.000b/d en promedio durante el año, señaló el presidente de la federal, José Sérgio Gabrielli, en la conferencia.

Los costos de extracción también aumentaron durante el trimestre al situarse en US\$22,31/b y superar los US\$18,46/b de igual período del año pasado.

El gasto de capital total de Petrobras en los primeros nueve meses ascendió a 51.000mn de reales (US\$29.000mn), cifra 10% inferior en la comparación interanual. Sin embargo, los gastos de exploración y producción se mantuvieron invariables, indicó el presidente de la compañía.

"Si todo sale bien, no sufrimos otras detenciones no programadas y logramos conectar todos los pozos planificados, produciremos más de 2,2 millones de barriles diarios en promedio durante diciembre", señaló otro ejecutivo durante la conferencia.

<http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/derrame-en-frade-tendra-minimo-impacto-sobre-operaciones-costa-afuera-segun-petrobras/274239476>

Asunto : Desarrollo de uranio en espera

Fecha : Thu, 17 Nov 2011 01:22:00 -0300

Los planes del Gobierno de Uruguay para llamar a licitación a fin de buscar uranio en el país quedaron en espera, dijo a BNamericas el titular de la Dirección Nacional de Minería (Dinamige), Pier Rossi.

"Aquellas iniciativas donde -entiendo- se presentaron algunas empresas con proyectos para el desarrollo, quedaron congeladas", dijo.

Los planes cambiaron cuando se modificó el código de minería y se ajustó el posicionamiento del uranio como mineral clase uno, según Rossi.

Los minerales clase uno cuando son explotados -es decir, una vez extraídos- pasan a ser propiedad del Estado, mientras que los otros minerales son propiedad de quien los extrae.

Ahora el tema del uranio como recurso energético pasó a ser manejado por la Administración Nacional de Combustible, Alcohol y Portland (Ancap), que se encarga de controlar las iniciativas en temas energéticos, pero no ha manifestado los planes que tiene para el desarrollo del uranio.

En el 2009, la Dinamige anunció que ya casi tenía listas las bases licitatorias para convocar a los interesados a realizar exploración de uranio.

BNamericas publicará la entrevista completa con Pier Rossi este viernes en Perspectivas de Minería, producto disponible solo para suscriptores.

<http://www.bnamericas.com/news/mineria/desarrollo-de-uranio-en-espera/274213491>

Asunto : Gobierno estudia resinas de nafta para reducir déficit

Fecha : Wed, 16 Nov 2011 01:42:00 -0300

El Gobierno de Venezuela está desarrollando estudios de factibilidad sobre la elaboración de petroquímicos a partir de nafta obtenida de la petrolera ...

Asunto : Campaña exploratoria en Mariposa comenzará el próximo año, según Alterra

Fecha : Wed, 16 Nov 2011 01:37:00 -0300

La firma canadiense de energía renovable Alterra Power (TSX: AXY) planea iniciar el próximo año un programa de perforaciones rotativas de pozos profundos de diámetro amplio en su proyecto de desarrollo Mariposa en la VII Región, sur de Chile.

"Hemos estado buscando socios activamente y esperamos pasar a la siguiente etapa (nuevas perforaciones exploratorias) en el corto plazo", señaló el gerente general de la firma, John Carson, en una teleconferencia sobre los resultados corporativos del tercer trimestre.

La empresa había estimado originalmente una fecha en noviembre para el inicio de una campaña exploratoria de perforaciones de gran diámetro valorada en US\$30-50mn.

Alterra controla el 100% del proyecto Mariposa y antes había sostenido negociaciones con un gran desarrollador hidroeléctrico que no quiso identificar, aunque el acuerdo fracasó este año.

De acuerdo con estimaciones de Alterra, se podrían desarrollar proyectos por hasta 320MW en las licencias Laguna de Maule y Pellado, donde se ubica Mariposa.

Las estimaciones de recursos se basan en un programa exploratorio de pozos de diámetro reducido realizado el año pasado. La firma cree que podría tener hasta 50MW en capacidad generadora instalada al año 2016.

Además de Mariposa, tiene también dos licencias más en Chile y seis en Perú.

La compañía contabilizó una pérdida neta de US\$11,4mn en el trimestre concluido en septiembre, que contrasta con una ganancia de US\$6,0mn obtenida en idéntico lapso del año pasado.

Alterra inició operaciones en mayo de este año, luego de la toma de control de Plutonic Power por parte de la firma canadiense de geotermia Magma Energy.

Asunto : Licitación de suministro de GNL atrae 6 propuestas

Fecha : Tue, 15 Nov 2011 03:39:00 -0300

Seis grupos presentaron ofertas al Consejo de Gabinete de Jamaica por el suministro de gas natural licuado (GNL) para el proyecto de terminal flotante de almacenamiento y regasificación de GNL que lleva a cabo el gobierno, según información obtenida por BNAmericas.

Los postores fueron Shell International Trading Middle East, Pace Global, Marubeni, Morgan Stanley, Gas Natural Aprovisionamientos y Repsol Comercializadora de Gas, según un documento del Gabinete. Las evaluaciones comenzarán esta semana.

A fin de año se notificarán los grupos calificados a través de una convocatoria a una segunda etapa que se lanzaría el próximo año. A mediados del 2012 se seleccionará el adjudicatario.

El acuerdo de compraventa de GNL no tendrá menos de 3 ni más de 20 años de vigencia y las renovaciones opcionales propuestas deberán ser por 5 años o menos. El contrato básico y todas sus eventuales renovaciones no debieran exceder de 25 años.

El volumen de despacho básico comprometido en el contrato con posterioridad al comisionamiento deberá ser de 830.000t anuales. El gas natural se destinará a la generación eléctrica y a la extracción de bauxita y alúmina con el propósito de reemplazar el combustible residual pesado. Si bien se estima que el potencial de mercado superaría los 2Mt/a de GNL, los destinatarios de la primera fase Jamalco, Jamaica Public Service y Jamaica Energy Partners demandarán 320.000t/a, 370.000t/a y 140.000t/a, respectivamente.

También está en marcha una licitación para adquirir una terminal flotante de almacenamiento y regasificación de GNL. La fecha límite de este proceso es el 13 de enero y el adjudicatario debiera anunciarse el 16 de marzo.

Asunto: Escasez de agua pone en duda futuro de explotación de recursos de esquisto de Pemex

Fecha : Tue, 15 Nov 2011 03:29:00 -0300

Las aspiraciones de la petrolera mexicana Pemex de explotar sus recursos de esquisto podrían verse frustradas por la escasez de agua en la región desértica donde se emplazan las reservas, dijo a BNamericas George Baker, director de la consultora con sede en Houston Baker & Associates.

"La producción de gas de esquisto requiere tremendas cantidades de agua. ¿De dónde la piensa obtener Pemex? Hoy por hoy eso parece ser una valla insalvable, a menos que se desarrolle una nueva tecnología o un nuevo método para fracturar reservorios y obtener los flujos de gas. A primera vista, parece no haber disponibilidad de agua", indicó Baker.

La mayor parte de las reservas de esquisto de EEUU se ubican cercanas a recursos hídricos que se pueden utilizar para la fracturación hidráulica.

Pemex, que comenzó la explotación de gas de esquisto en el noreste de México, estima que las reservas se extienden desde el estado de Chihuahua hacia al oeste, al golfo de México, y probablemente hacia el sur, hasta el estado norteño de San Luis Potosí.

La paraestatal podría instalar "clústeres de servicio" para la explotación de gas de esquisto en el área con un mínimo de 15 por hectárea, señaló recientemente el secretario de Energía, Jordy Herrera. También agregó que el gas de esquisto podría generar la necesidad de construir dos o tres complejos petroquímicos de la misma envergadura que el proyecto Etileno XXI, valorado en US\$4.000mn.

Según estas perspectivas, el presidente del regulador mexicano del sector *upstream*, Juan Carlos Zepeda, indicó que Pemex debería crear una nueva filial dedicada a las reservas de gas no convencional, cuya producción requiere tecnología distinta a la empleada con las reservas convencionales.

En septiembre la producción de gas natural de Pemex cayó un 11,3% a 6.380 millones de pies cúbicos diarios (181Mm³/d) en comparación con el mismo mes del 2010. La demanda, por su parte, viene creciendo 7% al año desde 1995.

"No creo que México tenga mucho futuro en el ámbito de los recursos de esquisto. México sí puede conseguir gas de esquisto en EEUU", planteó Baker.

La Administración de Información Energética de EEUU estima que México tiene el segundo lugar en reservas de gas de esquisto en Latinoamérica, con 681 billones de pies cúbicos (19,3Bm³).

Asunto: Supervisores y administración de Chuquicamata inician diálogo en negociaciones colectivas

Fecha : Tue, 15 Nov 2011 03:09:00 -0300

Los supervisores y la gerencia de la división Chuquicamata, que la cuprífera chilena Codelco tiene en la norteña II Región, comenzaron las conversaciones en el marco de las negociaciones contractuales colectivas, dijo a BNAmericas el secretario del sindicato de supervisores, Duncan Araya.

"Hemos comenzado las conversaciones para tratar de acercar posiciones. Lo que la empresa está ofreciendo está muy por debajo de lo que estamos pidiendo en términos de reajuste de salarios y beneficios", señaló.

El sindicato de supervisores presentó una primera oferta a la administración el 25 de octubre en que se solicitó mejores beneficios ligados a las condiciones laborales en zonas extremas, nuevos beneficios en educación y salud, así como un incremento salarial de 5,5% en los nuevos contratos a 24 meses.

La gerencia respondió a la propuesta dentro del plazo el día 7 de noviembre, pero esta no satisfacía las expectativas del sindicato, de acuerdo con Araya.

"El proyecto de contrato colectivo recibido es la respuesta más dañina que han recibido los supervisores en la historia de las negociaciones colectivas", señaló Araya. El gremio rechazó la propuesta por unanimidad en una asamblea extraordinaria realizada el 9 de noviembre.

"La empresa de forma explícita demuestra que tiene como principio básico de la negociación el quitar beneficios y derechos a los supervisores", aseveró.

En su propuesta, la administración ofreció un alza salarial de 1,2%, redujo la cobertura de salud de los empleados de 100% a 80%, mantuvo las diferencias de los sueldos entre los supervisores antiguos y nuevos en cerca de 30% y propuso un contrato a 48 meses, de acuerdo con Araya.

El sindicato de supervisores ahora tiene que responder formalmente a la propuesta y espera recibir una oferta final de la compañía estatal, la cual el sindicato someterá a votación antes del 23 de noviembre, fecha definitiva para alcanzar un acuerdo.

Asunto : Generación hidroeléctrica alcanza récord en 21 meses en octubre

Fecha : Mon, 14 Nov 2011 02:52:00 -0300

La generación hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile totalizó 2,3GWh en octubre, su mayor nivel desde enero del 2010, de acuerdo con las estadísticas más recientes del operador del sistema CDEC-SIC.

Las represas hidroeléctricas y centrales de pasada representaron el 60% de la generación total del SIC durante el mes.

A principios del 2011 la hidroelectricidad se situaba en sus niveles más bajos desde el 2008, a causa de la sequía y las restricciones impuestas por el gobierno en favor de la producción termoeléctrica.

Pese a la reciente recuperación, el gobierno mantendrá hasta febrero próximo las medidas de emergencia, entre ellas la reducción del voltaje de transmisión. El ministro de Energía, Rodrigo Álvarez, reconoció públicamente que el país no se ha recuperado de la sequía.

Altas temperaturas anómalas para la temporada y un nivel de precipitaciones que se mantiene por debajo del promedio normal han llevado a los expertos a sugerir que la aplicación de las restricciones hidroeléctricas se reanude a principios del próximo año.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) está preparando un informe sobre los niveles actuales de los embalses que forman parte de la red, y la prensa ha comenzado a especular en cuanto a la necesidad de aplicar nuevas medidas.

La recuperación de los niveles hídricos se tradujo en una reducción en el uso de las centrales termoeléctricas, en particular de plantas a gas y diesel. Desde junio, los niveles mensuales de generación de estas fuentes han descendido en 57,8% y 74,2%, respectivamente.

El carbón se mantiene como la fuente de combustible más utilizada en el país, con un 22,9% de la generación en el SIC y un 68% en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Las plantas a gas aportaron un 26,4% de la generación en el SING y el diesel dio cuenta del porcentaje restante.

La generación de octubre en ambos sistemas sumó 5,21GWh, alza de 4,3% frente al mismo mes del 2010.

Asunto: HRT bien encaminada a conseguir meta exploratoria del 2011, según gerente general

Fecha : Mon, 14 Nov 2011 02:45:00 -0300

La nueva petrolera brasileña, HRT, está bien encaminada a lograr su objetivo de tener perforados ocho pozos a fines del 2011, señaló su presidente, Marcio Mello, en una teleconferencia.

"Ya tenemos terminados cuatro pozos y estamos trabajando en los cuatro restantes que hay planificados para este año", indicó.

HRT planea perforar otros 19 pozos costa adentro en el 2012 como parte de una campaña exploratoria que desarrollará en la cuenca brasileña Solimões, en la región amazónica.

La empresa tiene una participación de 55% en 21 bloques exploratorios en la cuenca Solimões. El resto está en manos de la empresa mixta anglo-rusa TNK-BP.

Las reservas estimadas de los 21 bloques ascienden a 783 millones de barriles equivalentes de petróleo, según un informe de auditoría realizado por Degolyer & MacNaughton.

Entretanto, HRT anunció el descubrimiento de trazas de crudo y gas natural en el pozo 1-HRT-4-AM, que se perforó en agosto y llegó a una profundidad final de 2.806m.

"De momento el pozo está siendo evaluado y en el futuro será revestido para someterlo a pruebas de formación con el propósito de caracterizar el potencial de producción de los yacimientos", señaló la compañía en un comunicado.

Asunto : Codelco niega falta de transparencia que denuncia Anglo American

Fecha : Mon, 14 Nov 2011

La cuprífera chilena Codelco actuó con total transparencia respecto de su intención de ejercer su opción por el 49% de los activos que Anglo American (LSE: AAL), con sede en Londres, tiene en la zona central de Chile, sostuvo el presidente ejecutivo de la estatal, Diego Hernández.

El ejecutivo dijo en una conferencia el viernes que la primera vez que se reunió con la gerenta general de Anglo American, Cynthia Carroll, para abordar este tema fue en enero de este año y que la compañía siempre ha informado sobre la intención de Codelco. Además, en opinión de Codelco, el proceso de ejercer la opción comenzó en agosto.

No obstante, Carroll dijo a la prensa local que Codelco no había sido transparente.

"Nunca tuvimos una negociación en sí. Codelco no puso sobre la mesa sus intenciones (...). Eso nos decepciona. Lamentamos que fuera imposible reunirnos abiertamente para alcanzar una solución", indicó.

"Le dije varias veces a Diego [Hernández] que necesitaba saber lo que pensaba y que tenía accionistas en todo el mundo preguntándose cuál sería nuestro rumbo", agregó.

¿ANUNCIO SORPRESIVO?

Hernández sostuvo que le parecía muy extraño que Anglo American dijera que Codelco no fue transparente o que la sorprendió con el anuncio del acuerdo con Mitsui. "Seguramente ellos se confiaron en que no íbamos a ser capaces de obtener el financiamiento", expresó.

El ejecutivo señaló que se reunió en varias ocasiones durante el año con Carroll, quien también conversó con el ex ministro de Minería Laurence Golborne, para comentarle que Codelco planeaba ejercer la opción.

También sostuvo que en la primera cita con la ejecutiva en el Foro Económico Mundial se presentaban tres alternativas: no ejercer la opción y esperar una nueva oportunidad, ejercerla o venderla a Anglo American, pero la oferta que hizo Anglo American para adquirir la opción no era satisfactoria y Hernández le hizo saber que Codelco ya no estaban interesada en negociar esta alternativa, por lo que buscaría financiamiento para ejercer la opción.

BATALLA LEGAL

Codelco luchará por sus derechos para obtener la participación de 49% en los activos, compuestos por las minas de cobre Los Bronces y El Soldado, y la planta de fundición Chagres.

"La opción la vamos a ejercer en enero y ya anunciamos que vamos a comprar el 49% de las acciones y las tienen que vender. Si eso no sucede tomaremos la vía legal", aseveró Hernández.

Además, indicó que Codelco tiene muy buenos argumentos, porque no está tratando de bloquear el acuerdo de Anglo American con Mitsubishi. También dijo que se intentaba bloquear a la empresa estatal y que esta se defenderá de este ataque en función de la buena fe del contrato.

Una vez iniciado el proceso legal, podrían pasar tres o cuatro años antes de llegar a una resolución, dijo Hernández al diario La Tercera en una entrevista publicada el sábado (12 de noviembre).

"Tal vez Anglo American considera que es preferible postergar este problema tres o cuatro años que solucionarlo ahora. Soy partidario exactamente de lo contrario. No se puede hipotecar el largo plazo por una victoria de corto plazo", señaló el ejecutivo.

MENOR PARTICIPACIÓN

Tras anunciar la venta de una participación de 24,5% a Mitsubishi, Anglo American indicó que la opción de Codelco se había reducido al 24,5% de los activos. "Ellos tienen derecho a lo que queda del 49% que no se ha vendido", expresó Carroll.

El presidente ejecutivo de Anglo American Chile, Miguel Ángel Durán, sostuvo que la empresa no venderá el 49% a Codelco, de acuerdo con la prensa local.

Al margen de ello, Anglo American expresó su voluntad de negociar con Codelco la participación remanente.

"Todavía hay un 24,5% disponible. Todavía no hemos hecho nada con eso. Si podemos encontrar una forma de avanzar, estamos abiertos al diálogo", dijo Carroll. Asimismo, la ejecutiva sostuvo que Anglo American sigue en conversaciones con otros interesados en la venta de la participación.

Asunto : US Geothermal en conversaciones por acuerdo de compra de electricidad

Fecha : Fri, 11 Nov 2011

Avanzan los diálogos y la planificación para desarrollar un acuerdo de compra de energía para el proyecto geotérmico El Ciebillo, ubicado en Guatemala, de acuerdo con el informe 10-Q que presentara US Geothermal (TSX: GTH, AMEX: HTM) ante el regulador estadounidense de valores, SEC.

El Ciebillo se ubica en la concesión de 100km² que tiene la compañía en el complejo volcánico Aqua y Pacaya.

"Es un recurso a temperaturas muy altas, tipo vapor, que nos gustaría comenzar a analizar en el futuro cercano", señaló Doug Glaspey, presidente y gerente de operaciones en una presentación. El desarrollo estima una cantidad inicial de 25MW.

Se perforaron nueve pozos en la década de los noventa, a profundidades de entre 170m y 610m, seis de los cuales tienen temperaturas de yacimiento de 365-440 grados Fahrenheit (174-227 grados Celsius). El seguimiento incluirá un programa geofísico de detalle, mapeo geológico, toma de muestras en fuentes termales, y la nueva perforación de uno o dos pozos ya existentes.

La compañía también informó que se están llevando a cabo conversaciones con partes interesadas para la posible venta de una participación minoritaria en El Ciebillo.

Actualmente, la capacidad instalada de Guatemala llega a 2,45GW y se obtiene en su mayor parte de fuentes termoeléctricas (1,17GW), hidroeléctricas (853MW, instalados), biomasa (382MW, instalados) y geotermia (49,2MW).

Asunto : Aumento de participación de Pemex en Repsol es "distracción innecesaria", según experto

Fecha : Fri, 11 Nov 2011 03:19:00 -0300

La decisión de la petrolera mexicana Pemex de incrementar su participación en el grupo petrolero español Repsol (NYSE: REP) es "desconcertante" y es una "distracción innecesaria", además emplea fondos que podrían haberse invertido de mejor manera en adquirir una participación en aguas profundas o formar una empresa mixta, dijo a BNamericas Jeremy Martin, director del programa de energía del Institute of the Americas.

En agosto Pemex anunció planes de aumentar en 5% su participación en Repsol a partir de su 4,8% y formar una alianza con el mayor accionista de la empresa, la constructora española Sacyr-Vallehermoso (SyV), que controla el 20%. La mexicana quedó ahora con un porcentaje de 9,5%.

"Si [Pemex] tiene US\$2.000mn para aumentar su participación en Repsol, parece razonable que la misma suma pueda emplearse en adquirir una parte, digamos comprar derechos en un proyecto de aguas profundas ya en operación en aguas estadounidenses del golfo de México o incluso en Brasil. Sería algo mucho más tangible que lo que parece estar ganando con el acuerdo de Repsol. Pemex tendría una participación directa y produciría sus propios volúmenes de crudo en aguas profundas", señaló Martin.

Cuando Pemex anunció esta alianza de accionistas con derecho a voto, el presidente ejecutivo de Repsol, Antonio Brufau, aseguró que tomaría medidas para bloquear la operación de ambas compañías y argumentó que estaban tratando de tomar control del grupo español de manera ilícita sin lanzar una oferta pública, como sería exigible para obtener una participación de 30%. Esto, señaló Martin, da mayor peso a la idea de que Pemex podría haber encontrado una mejor manera de invertir estos fondos.

"Si el aspecto crucial de la idea es asociarse para tener mayor acceso a tecnología y coordinación para operaciones en aguas profundas, pero el presidente de la compañía adquirida está molesto con estas acciones, es una forma muy particular de proceder", indicó.

Pemex and SyV señalaron que comparten una visión sobre Repsol como firma española independiente que debería emplear las mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo y responsabilidad social.

Repsol es un actor importante en el sector de aguas profundas. Pemex estima que tiene 29.500 millones de barriles equivalentes de petróleo en recursos prospectivos en aguas profundas en el golfo de México, que representan la esperanza de la firma para sostener la producción en el largo plazo.

La entrevista completa con Jeremy Martin se publicará esta semana en Perspectivas de Petróleo y Gas, producto disponible solo para suscriptores.

Asunto : Anglo American vende 24,5% de activos cupríferos a Mitsubishi y complica opción de Codelco

Fecha : Fri, 11 Nov 2011 02:58:00 -0300

Anglo American (LSE: AAL), con sede en Londres, vendió una participación de 24,5% en su filial chilena Anglo American Sur (AAS) a la japonesa Mitsubishi por US\$5.390mn, manifestó la compañía en las últimas horas del miércoles (9 de noviembre).

"La transacción de Anglo American con Mitsubishi le permite a la primera lograr una atractiva valoración de una participación minoritaria en AAS, ya que se tasa el 100% de AAS en US\$22.000mn", manifestó la compañía en un comunicado.

Los activos de AAS incluyen las minas de cobre Los Bronces y El Soldado, además de la fundición Chagres en la zona central de Chile, a lo que se suma los yacimientos Los Sulfatos y San Enrique Monolito, que fueron descubiertos hace poco.

El precio de la venta, de US\$5.390mn, se pagó mediante un pagaré entregado por Mitsubishi que vence el jueves. La transacción carece de condiciones y se concretó inmediatamente después de acordarse los términos de la operación.

"Anglo American ha analizado constantemente sus alternativas disponibles y, tras un profundo análisis y considerando los intereses de sus accionistas, comenzó a estudiar el potencial valor de los activos de AAS a través de la evaluación de la venta de una cuota minoritaria en AAS", manifestó la empresa.

OPCIÓN DE CODELCO

La operación complica el intento de la cuprífera chilena Codelco por adquirir una participación de 49% en los activos a través de una opción que data de 1978 y que la compañía estatal contemplaba ejercer en enero próximo.

Según Anglo American, la transacción cumple con las disposiciones del acuerdo de opción entre Anglo American y Codelco, que contempla expresamente la eventualidad de que Anglo American disponga de sus acciones en AAS en cualquier momento antes de la fecha en que se pueda ejercer la opción y ya no tenga, por lo tanto, el 100% de las acciones.

Anglo American es dueña ahora del 75,5% de los activos y, de acuerdo con su interpretación del contrato con Codelco, esta última ahora tiene la opción de adquirir un 24,5% y no el 49% que pretendía comprar originalmente.

El anuncio podría significar el inicio de una larga batalla legal con Codelco, puesto que la minera chilena ya ha señalado que interpreta el contrato de modo distinto y que cree que el acuerdo con Mitsubishi no afecta su opción de comprar la participación de 49%.

"Codelco ejercerá todas las acciones que sean necesarias para hacer valer integralmente sus derechos [respecto del 49% en AAS]", manifestó la compañía en un comunicado.

¿MANIOBRA ARRIESGADA?

Luego de que Codelco anunció su decisión de ejercer la opción, surgieron rumores de que Anglo American podría vender parte de los activos a un tercero.

Sin embargo, la mayoría de los analistas que conocen del proceso señalaron que era poco probable que Anglo American se inclinara por una maniobra tan arriesgada porque perjudicaría su relación con el Estado chileno.

En Chile, políticos, funcionarios de gobierno y directores de la compañía instaron a Anglo American a evitar un posible bloqueo de la opción de Codelco.

El presidente del directorio de la cuprífera, Gerardo Jofré, señaló anteriormente que la compañía estaba segura de que una empresa prestigiosa y de clase mundial como Anglo American no trataría de bloquear la opción.

AUMENTO DE PRECIO

Anglo American se inclinó por una de las dos opciones que tenía para intentar aumentar el precio de sus activos en el país.

Una fuente ligada al proceso dijo a BNAmericas que Anglo American hizo uso de todas sus alternativas. Una era hacer una oferta a Codelco para comprar la opción, lo que fracasó, y la otra era vender parte de su participación a un tercero, lo que a la larga hizo.

También sostuvo que el precio que Codelco iba a usar para ejercer su opción valoraba a todo el activo en torno a los US\$13.000mn, mientras que el acuerdo que Anglo American acaba de cerrar con Mitsubishi lo valora en US\$22.000mn, lo que es una enorme diferencia.

Además, la tasación que obtuvo Anglo American es incluso mayor que la acordada entre Codelco y Mitsui en caso de la venta de la mitad del 49% a la compañía japonesa tras la adquisición en enero próximo, equivalente a casi US\$20.000mn, indicó la fuente.

El precio de la opción de Codelco tiene que ser fijado en función de un procedimiento establecido en el contrato, pero el acuerdo con Mitsubishi también podría dar a entender que Anglo American podría ejercer más presión para obtener un mejor precio de parte de la firma chilena por tan solo un 24,5% de participación en AAS, según la fuente.

La Federación de Trabajadores del Cobre (FTC) de Codelco criticó la maniobra de Anglo American.

"Repudiamos y rechazamos categóricamente la burda pretensión de eludir y bloquear el legítimo y legal derecho que le asiste a Codelco para comprar el 49% de las acciones de Anglo American Sur", manifestó la FTC en un comunicado.

Asunto : Adjudicarán contratos especiales antes de fin de año

Fecha : Thu, 10 Nov 2011 02:47:00 -0300

Las autoridades esperan definir antes de fin de año los detalles de la última ronda de contratos especiales de operación petrolera (CEOP) ofrecidos a empresas privadas para la exploración y producción en el sur del país, señaló a BNAmericas el ministro de Energía de Chile, Rodrigo Álvarez.

"Estamos en la etapa final de evaluación por parte del ministerio. Por las zonas geográficas estamos hablando con otros ministerios y estamos a la espera de algunas de esas decisiones. Yo diría que dentro del próximo mes tendríamos todos los detalles", indicó Álvarez durante una conferencia energética organizada en Santiago por la consultora eléctrica Cigre.

La petrolera estatal chilena, Enap, suscribió en septiembre acuerdos preliminares con tres firmas extranjeras para realizar actividades exploratorias en el sur del país por medio de estos contratos especiales.

GeoPark (AIM: GPK), la alemana Wintershall y la argentina YPF fueron las tres firmas seleccionadas por Enap luego de un extenso proceso de licitación y negociación. La estatal estima que las inversiones comprometidas llegarán a US\$145mn en los tres próximos años.

Según un acuerdo preliminar, GeoPark participará en los bloques Campanario, Flamenco e Isla Norte en sociedad con Enap. Las otras dos licencias incluidas en la ronda de contratos CEOP son San Sebastián y Marazzi-Lago Mercedes, también ubicadas en la Región de Magallanes.

Actualmente GeoPark y Wintershall operan en la región con contratos similares. Los acuerdos preliminares marcan la primera incursión de YPF en el trabajo de exploración y producción en Chile.

La Región de Magallanes alberga la pequeña industria de producción petrolera y gasífera del país. Según BNAmericas, los depósitos de recursos de esquisto en la región podría explotarse en virtud de los términos de los últimos contratos especiales de operación petrolera.

Asunto : Newmont detiene trabajos en Conga para reducir potencial de conflicto

Fecha : Thu, 10 Nov 2011

NEWMONT MINING (NYSE: NEM) detuvo temporalmente los trabajos el miércoles en su proyecto peruano Minas Conga para reducir todo posible conflicto en anticipación a la ya anunciada huelga general, dijo a BNAmericas un vocero de la firma con sede en EEUU.

Minas Conga, en la Región Cajamarca, tendrá un costo de US\$4.000mn-4.800mn, suma que lo convierte en el mayor proyecto de inversión minera de Perú. La firma local Buenaventura (NYSE: BVN) tiene un 43,65% del proyecto llevado a cabo a través de Yanacocha, la cual tiene la misma estructura de propiedad.

"Respetamos el derecho que tienen todos de participar en manifestaciones pacíficas e instamos a quienes presentan problemas por el proyecto Conga a que participen en los diálogos que está patrocinando el gobierno", manifestó el vocero.

Los organizadores de la protesta de un día en contra del proyecto representan a comunidades que quedan fuera del área de influencia directa de Conga. Esta oposición se concentra principalmente en la preocupación en torno al uso de agua.

"La abrumadora mayoría de comunidades en el área de influencia de Conga apoyan firmemente la iniciativa y están ansiosas de recibir los beneficios del desarrollo económico y social que el proyecto traerá a la región", comentó el vocero.

Como parte de la tramitación del permiso ambiental, más de 3.300 personas participaron en audiencias públicas, manifestó Yanacocha en un comunicado reciente.

El estudio de impacto ambiental (EIA) del proyecto fue aprobado por las autoridades en octubre del 2010. Como parte del proyecto, Yanacocha construirá cuatro reservorios antes de iniciar las operaciones y, de ellos, tres se utilizarán exclusivamente para suministrar agua a la población local.

La mina Yanacocha -que se encuentra en las cercanías y es el mayor productor de oro en Sudamérica- estaba operando con normalidad el miércoles, según el vocero.

REVISIÓN DE EIA

A raíz de las protestas, el Ministerio del Ambiente está revisando el EIA de Conga. Los resultados de la revisión se divulgarán dentro de 15 días, sostuvo el ministro del Ambiente, Ricardo Giesecke, el 4 de noviembre.

Los directorios de Newmont y Buenaventura aprobaron Minas Conga a fines de julio y el inicio de su producción está contemplado para el 2015.

Durante los primeros cinco años, la producción del proyecto promediará 650.000-750.000oz de oro y 160M-210Mlb (72.575-95.254t) anuales de cobre a un costo directo de US\$300-400/oz y US\$0,95-1,25/lb, respectivamente.

Las ventas de minerales en el extranjero representan alrededor del 60% de las exportaciones totales de Perú.

Asunto : Primera subasta eólica atrae a cuatro grupos

Fecha : Wed, 9 Nov 2011 03:13:00 -0300

Cuatro compañías presentaron ofertas a la empresa estatal panameña Etesa el martes (8 de noviembre) en el marco de la primera subasta de energía eólica del país, según información obtenida por BNamericas.

Los postores fueron Fersa Panamá, Helium Energy Panamá, Innovent Central America y Unión Eólica Panameña, de acuerdo con un comunicado de Etesa.

Los contratos tendrán un límite de 15 años y contemplan el abastecimiento a las distribuidoras Edechi, Edemet y Ensa entre el 2014 y el 2028. El precio de referencia es de US\$0,11/kWh.

Panamá no tiene aún generación eólica. No obstante, los primeros proyectos que entrarán en servicio pertenecen a Fersa, que está construyendo los parques Antón (105MW) y Toabre (225MW), cuyas operaciones comerciales están previstas para marzo y octubre del próximo año.

Asunto: Petrobras venderá refinería japonesa para financiar exploración y producción en el presal

Fecha : Wed, 9 Nov 2011 03:02:00 -0300

La energética federal brasileña, Petrobras (NYSE: PBR), pretende vender su refinería Nansei Sekiyu en Japón, señaló a BNamericas una fuente ligada al tema.

"Probablemente se tomará la decisión a fines del próximo año. Al parecer la refinería se venderá en su totalidad", agregó la fuente, refiriéndose a informaciones que citan al presidente de la planta, Osvaldo Kawakami, quien habría sugerido que Petrobras tiene intenciones de vender una participación.

Los fondos de la venta se invertirían en el desarrollo del presal brasileño.

Petrobras compró un 87,5% en la planta en el 2008 y luego adquirió el 12,5% restante en octubre del 2010.

En julio de este año, la firma con sede en Río de Janeiro anunció un plan de desinversión de US\$13.600mn, cuyos recursos se destinarían en gran parte a un multimillonario programa de exploración y producción.

Asunto: Ancap e YPF firmarán acuerdo por hidrocarburos de esquisto antes de fin de año

Fecha : Thu, 3 Nov 2011 03:01:00 -0300

La petrolera estatal uruguaya, Ancap, firmará un acuerdo con YPF, la mayor petrolera de Argentina, conforme al cual esta última iniciará la exploración de hidrocarburos no convencionales en la cuenca uruguaya Norte antes de fin de año, dijo a BNamericas el presidente de Ancap, Raúl Sendic.

Sendic declaró en Lima durante el evento Southern Cone Energy Summit de BNamericas que Ancap recibió una invitación de YPF para participar en la exploración de dos bloques costa adentro, a lo que siguieron negociaciones y recomendaciones al

gobierno, pues este tipo de acuerdo necesitaría su respaldo. El ejecutivo estima que a fines de año se podría cerrar un acuerdo.

YPF ha sido una de las empresas pioneras en la exploración de recursos de esquisto en Argentina y, según Sendic, también estaría interesada en explorar el potencial de hidrocarburos no convencionales en Uruguay. Los bloques de la negociación se ubican cerca del asentamiento de Pepe Nuñez, en el departamento de Tacuarembó.

Un reciente informe publicado por el Servicio Geológico de EEUU (USGS, por su sigla en inglés) estima que las formaciones de esquistos en la cuenca uruguaya Norte contienen 13.300 billones de pies cúbicos (Bpc, o 368.000Mm³) de gas natural técnicamente recuperable.

Con anterioridad Ancap realizó actividades limitadas de exploración junto con Schuepbach Energy, firma con sede en Dallas, como parte de un contrato suscrito en el 2009. De acuerdo con Sendic, la estatal planea invertir unos US\$120mn en exploración durante el próximo año y al menos parte de esos fondos se canalizarían a nuevas actividades exploratorias de recursos de esquisto en sociedad con otras firmas.

Schuepbach se comprometió a desarrollar 13 pozos en el transcurso del próximo año. De esos ya hay dos perforados y hasta ahora los resultados han sido positivos, agregó Sendic.

Además de exploración costa adentro, Sendic agregó que YPF participará también en la terminal binacional GNL del Plata, que actualmente construyen los gobiernos de Uruguay y Argentina.

La licitación de la planta se postergó mientras las empresas que la organizan (Ancap, la eléctrica uruguaya UTE y la argentina Enarsa) definen una ubicación específica.

Se barajan dos ubicaciones para la terminal, una cerca de Montevideo, y otra más al este. Las licitaciones internacionales de las obras civiles y asociadas del proyecto se lanzarán antes, agregó Sendic.

La producción de la primera fase de la planta alcanzaría los 10 millones de metros cúbicos diarios (Mm³/d), que se distribuirían equitativamente entre ambos países. La capacidad máxima podría alcanzar 15Mm³/d.

Los gobiernos de ambos países están financiando el proyecto y esperan tener la planta en operaciones en el 2014. Sendic estima que los costos para Uruguay podría llegar a US\$400mn.

ANEXO 1
