



12 de Enero de 2015

Modernización de PETROPERÚ

Informe 2: Caracterización de la Industria



LISTA DE CONTENIDOS

1. TENDENCIAS GLOBALES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.....	8
1.1 PRINCIPALES TENDENCIAS GLOBALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL	9
1.2 PRINCIPALES TENDENCIAS GLOBALES EN DOWNSTREAM	18
2. TENDENCIAS REGIONALES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.....	29
2.1 PRINCIPALES TENDENCIAS REGIONALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL	30
2.2 PRINCIPALES TENDENCIAS REGIONALES EN DOWNSTREAM	38
3. TENDENCIA NACIONAL DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.....	45
3.1 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL	45
3.2 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN REFINACIÓN.....	53
3.3 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN RETAIL.....	61
3.4 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN GLP	64
3.5 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN LUBRICANTES.....	70
3.6 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN PETROQUÍMICOS Y FERTILIZANTES	74

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolución de la Población y el PBI por región, a nivel global (millones de habitantes, US\$ mil millones reales del 2005) 2000-2030.....	8
Gráfico 2: Demanda energética (MMtoe) 2000-2030.....	9
Gráfico 3: Producción de Crudo Histórica y Proyectada, OPEP y no OPEP (millones de barriles por día) 2000-2030.....	10
Gráfico 4: Incremento en producción de crudo, por tipo (millones de barriles por día) 2014 a 2020 y 2020 a 2030	11
Gráfico 5: Distribución de producción de petróleo crudo según tipo de proyecto (millones de barriles al día= 2014-2020.....	12
Gráfico 6: Punto de Equilibrio de Nuevos Desarrollos Petroleros (US\$/barril de petróleo crudo Brent).....	13
Gráfico 7: Capacidad ociosa de la OPEP (miles de barriles al día) 2010 - 2030.....	13
Gráfico 8: Pronóstico de Demanda de Gas Natural en el Mundo (bcm) 2014-2030.....	14
Gráfico 9: Capacidad de Gas Natural Licuado (millones de toneladas métricas por año) 2014-2030.....	15
Gráfico 10: Principales factores regionales que influyen el precio del gas natural licuado	16
Gráfico 11: Precios Históricos y Proyectados Gas y Petróleo (US\$/barril reales del 2014) 2005-2030.....	16
Gráfico 12: Precios Históricos y Proyectados Petróleo Crudo Brent (US\$/barril reales del 2014) 2000-2030	17
Gráfico 13: Costos de Descubrimiento de Nuevos Recursos (US\$/boe) y Retorno Sobre la Inversión ciclo completo (%) 2004-2012	18
Gráfico 14: Desglose de Ventas de las Principales NOC's Globales, 2014.....	19
Gráfico 15: Retorno Anual del Promedio del Capital Empleado (%) y precio del petróleo crudo WTI (US\$/barril) 2005-2012	19
Gráfico 16: Edad de los Miembros de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros 1977, 1987 1977, 2005.....	20
Gráfico 17: Demanda por Región de los Productos Refinados (millones de barriles al día) 2013, 2020.....	21
Gráfico 18: Demanda de los productos refinados en el mundo (millones de barriles por día) 2013, 2020.....	21
Gráfico 19: Perspectiva sobre las tasas de utilización de refinación (%) 2005-2020	22
Gráfico 20: Perspectivas sobre los márgenes de refinación (US\$/barril reales del 2014) 2000-2020.....	23
Gráfico 21: Spreads de los Productos Derivados en la Costa del Golfo de EE.UU. comparado con petróleo crudo Brent (US\$/barril) 2001-2029.....	24

Gráfico 22: Estimación de las Cuotas del Mercado de Lubricantes en el Mundo por tipo de compañía, 2012 (las 5 compañías mayores con sus respectivas cuotas incluidas).....	25
Gráfico 23: Perspectiva de demanda de lubricantes terminados por Región y Sector (toneladas métricas) 2000-2030	25
Gráfico 24: Perspectivas globales evolución mercados de Etileno (millones de toneladas) 2005-2030.....	26
Gráfico 25: Perspectivas globales evolución mercados de Polipropileno (millones de toneladas) 2005-2030	27
Gráfico 26: Población (mil millones de habitantes) y PBI (miles de millones de US\$ reales del 2005) de Latinoamérica 2000-2030	29
Gráfico 27: Demanda energética (MMtoe) 2000-2030.....	30
Gráfico 28: Drivers principales del sector energético en Latinoamérica hacia el 2030	31
Gráfico 29: Producción de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica (MMboed) 2000-2020	32
Gráfico 30: Evolución producción de campos pre-sal en Brasil (miles de barriles por día) 2000-2030.....	32
Gráfico 31: Mapa Ilustrativo de la cuenca de Neuquén	33
Gráfico 32: Producción de petróleo en México, visión pre y post Reforma (millones de barriles por día) 2009-2018.....	34
Gráfico 33: Evolución de Pozos de Exploración y Evaluación por país, 2005-2013	35
Gráfico 34: Reservas y Producción por Tipo de Empresa en Latinoamérica	35
Gráfico 35: Control de la Superficie por Tipo de Empresa (km ²).....	36
Gráfico 36: Superficie Neta de Exploración de Compañías Independientes (km ²)	37
Gráfico 37: Índice de Riesgo por País en la Región.....	37
Gráfico 38: Demanda Productos Refinados en Latinoamérica (miles de barriles por día), 2000-2030.....	38
Gráfico 39: Inversiones en Refinación en Latinoamérica	39
Gráfico 40: Balanza Comercial de los Productos Derivados de petróleo crudo en Latinoamérica (miles de barriles al día) 2000-2030.....	39
Gráfico 41: Balanza Comercial de los Mercados de Diesel en Latinoamérica (miles de barriles al día) 2000-2030	39
Gráfico 42: Contenido de azufre en Diesel (ppm) 2010-2016.....	40
Gráfico 43: Contenido de azufre en Gasolina (ppm) 2010-2016.....	41
Gráfico 44: Balanza Comercial de los Mercados de GLP en Latinoamérica (miles de barriles por día).....	41
Gráfico 45: Principales actores en Blending de lubricantes a nivel regional (%).....	42
Gráfico 46: Perspectivas sobre los mercados de propileno y etileno en Latinoamérica (millones de toneladas anuales) 2005-2030	43
Gráfico 47: Producción Gas Natural y Líquidos en Latinoamérica por país (miles de barriles	

equivalentes por día), 2014.....	45
Gráfico 48: Evolución del número de pozos de exploración Región Latinoamérica 2005-2012	46
Gráfico 49: Regalías al gobierno para el desarrollo de nuevos campos de gas natural, 2013	47
Gráfico 50: Regalías al gobierno para el desarrollo de nuevos campos de petróleo crudo, 2013	47
Gráfico 51: Tasa Interna de Retorno de Proyectos Claves de Upstream posteriores al 2000 en Perú	48
Gráfico 52: Producción (miles de barriles equivalentes por día) y Reservas (millones de barriles equivalentes) por Empresa en Perú	49
Gráfico 53: Producción de líquidos y gas por región en Perú.....	50
Gráfico 54: Gastos de inversión en el sector E&E en Perú (US\$ millones) 2003-2020.....	50
Gráfico 55: Demanda y Producción de Gas en Perú (bcm) 2005-2035	51
Gráfico 56: Infraestructura (Midstream) de Crudo y Gas Natural.....	52
Gráfico 57: Cadena de Valor de los Hidrocarburos Líquidos - 2013 mbd.....	53
Gráfico 58: Demanda de Productos Refinados en Perú (MMtoe), 2000 - 2030.....	54
Gráfico 59: Producción (kb/d) y Utilización (%) histórica de las refinerías Talara y La Pampilla, 2011-2013	54
Gráfico 60: Capacidad (miles de barriles) y Porcentaje de Capacidad y Demanda de plantas de almacenamiento en Perú, 2013	55
Gráfico 61: Precios de gasolina y diésel en la Costa del Golfo de EE.UU. (US\$/barril) 2009-2013	56
Gráfico 62: Balance de Carga/Producción de PETROPERÚ– Junio 2014 (Mbd)	56
Gráfico 63: Balance de Carga/Producción de Refinería La Pampilla – Junio 2014 (Mbd)	57
Gráfico 64: Impacto en la participación de mercado de Gasolina sobre la economía de la Refinería Talara y Refinería La Pampilla	58
Gráfico 65: Gastos de inversión en la modernización de Refinería La Pampilla (millones de dólares).....	59
Gráfico 66: Producción de Refinería Talara (kb/d) 2012 y 2020.....	60
Gráfico 67: Distribución de Grifos por Empresa y Tipo en Perú.....	62
Gráfico 68: Porcentaje de la demanda de combustibles y Número de Grifos por Departamento en Perú	62
Gráfico 69: Estructura de Precios de Combustibles Retail (US\$/barril)	63
Gráfico 70: Demanda de GLP por región (miles de barriles por mes), 2006-2014	64
Gráfico 71: Oferta y Demanda de GLP en Perú (miles de barriles por día) 2000-2030.....	65
Gráfico 72: Distribución de GLP por Región	66
Gráfico 73: Capacidad de Envasado y Almacenamiento de GLP por empresa (miles de barriles).....	67
Gráfico 74: Correlación de la Capacidad Envasado y Demanda	67
Gráfico 75: Precio del GLP por Productor y Retail por Región (Soles/kg)	68

Gráfico 76: Producción de GLP por fuente (miles barriles)	69
Gráfico 77: Demanda de Lubricantes (miles de barriles) 2006-2013	70
Gráfico 78: Evolución Producción Minera (miles de TMF) y del Parque Vehicular (número de vehículos), 2001-2012	71
Gráfico 79: Evolución de las Importaciones de Lubricantes (miles de barriles) 2006-2013	72
Gráfico 80: Importaciones por tipo de producto y empresa.....	72
Gráfico 81: Importaciones por tipo de producto y empresa (miles de barriles) 2006-2013.....	73
Gráfico 82: Demanda peruana de derivados de etileno (miles de toneladas) 2010-2030 y Producción Doméstica de Etano y Metano (millones de pies cúbicos diarios) 2015-2030.....	75
Gráfico 83: Importación Anual de Úrea (miles de toneladas) 2008-2013.....	75
Gráfico 84: Importaciones Anuales de Amonio (miles de toneladas) 2008-2013.....	76

LISTA DE TABLAS

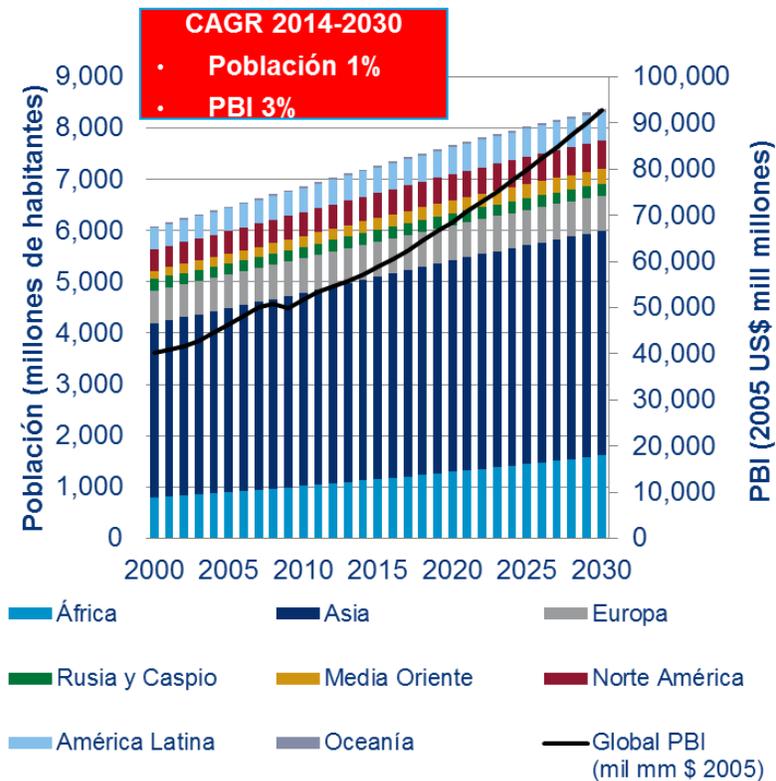
Tabla 1: Caracterización del Segmento Retail.....	28
Tabla 2: Capacidad de Blending de Lubricantes Regional (millones de galones anuales) 2013.....	42
Tabla 3: Porcentaje de Grifos independientes por País Latinoamericano (%).....	44
Tabla 4: Mensajes clave de Upstream para PETROPERÚ.....	52
Tabla 5: Comparativo, refinerías PETROPERÚ vs. Refinería La Pampilla	58
Tabla 6: Mensajes clave de Downstream para PETROPERÚ.....	61
Tabla 7: Mensajes clave del sector de comercialización para PETROPERÚ.....	63
Tabla 8: Mensajes clave de GLP para PETROPERÚ	70
Tabla 9: Mensajes clave del sector de Lubricantes para PETROPERÚ	74

1. TENDENCIAS GLOBALES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

El objetivo de la presente sección será establecer a alto nivel las principales tendencias y perspectivas para el mercado de hidrocarburos a nivel global. Esto, con foco en los sectores de Upstream y Downstream (y Midstream donde sea aplicable como es un sector que no depende de la situación global y regional), estableciendo las principales tendencias y perspectivas del sector.

El principal factor para el desarrollo y evolución del sector energético a nivel global es el crecimiento poblacional. Se espera que el crecimiento poblacional mantenga su evolución ascendente hacia el 2030, con una tasa de crecimiento anual promedio del 1% (sobrepasando los 8 billones de individuos hacia el final el 2030). Asia representa el mayor porcentaje de crecimiento poblacional en términos relativos, aunque la tasa de crecimiento proyectada para Latinoamérica es digna de resaltar (junto al continente africano). El PBI global, medido en billones de USD, aumentará a una tasa anual del 3% hacia el final el 2030 (base 2005).

Gráfico 1: Evolución de la Población y el PBI por región, a nivel global (millones de habitantes, US\$ mil millones reales del 2005) 2000-2030

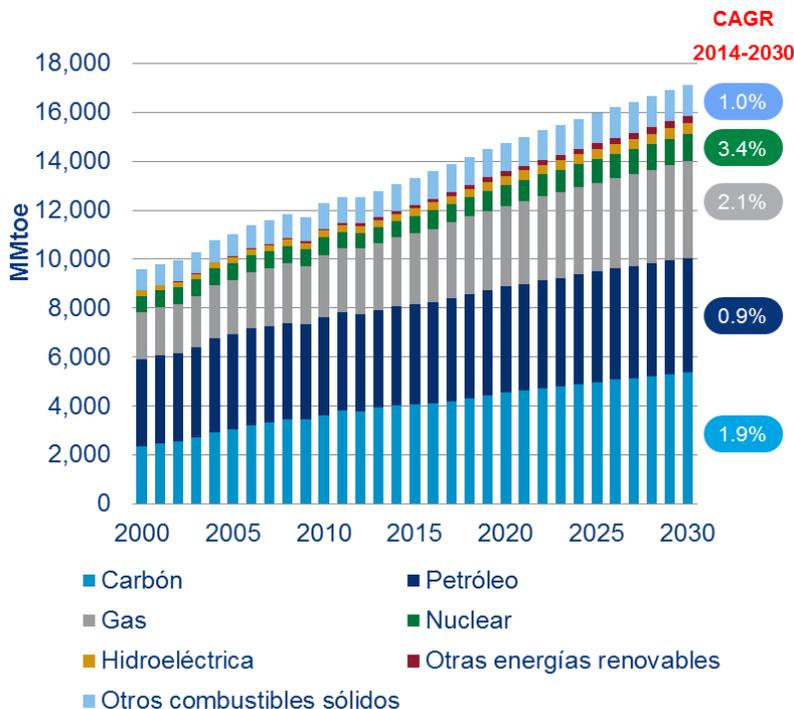


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

En línea con el crecimiento mundial del PIB, se espera un aumento considerable en los volúmenes de demanda energética a nivel macro. Los combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo) se mantendrán como los pilares energéticos a futuro concentrando el grueso de la demanda, con el gas natural presentando el mayor crecimiento esperado con tasas anuales de 2.1%. De las otras fuentes energéticas, será la energía nuclear la que presente mayor crecimiento esperado con un 3.4% anual promedio.

Gráfico 2: Demanda energética (MMtoe) 2000-2030



Notas: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés), MMtoe – Millones de toneladas equivalentes de crudo

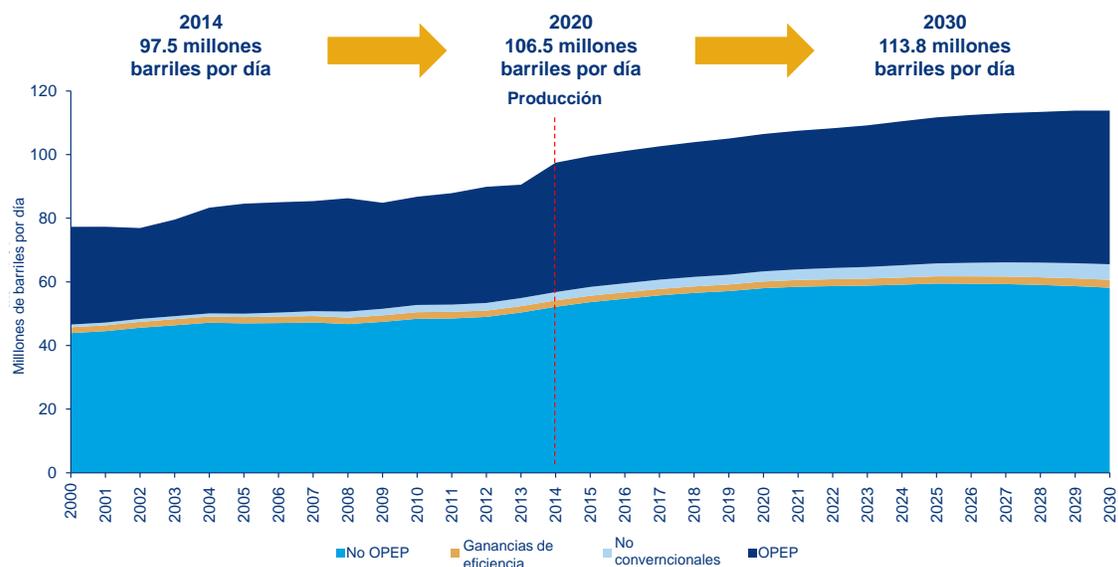
Fuente: Wood Mackenzie

1.1 PRINCIPALES TENDENCIAS GLOBALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Frente al incremento referido en la demanda global de energía, se espera que la producción global del petróleo crudo aumente consistentemente hacia el 2030, pasando de ~97.5 MM b/d en el 2014 a casi 114 MM b/d en el 2030 (un incremento del 17%). La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) ganará una participación de mercado mayor, aunque los volúmenes principales de producción se mantendrán en países no-OPEP. En cuanto a la producción no

convencional, si bien sus volúmenes presentarán un aumento considerable, su peso relativo permanecerá a niveles bajos.

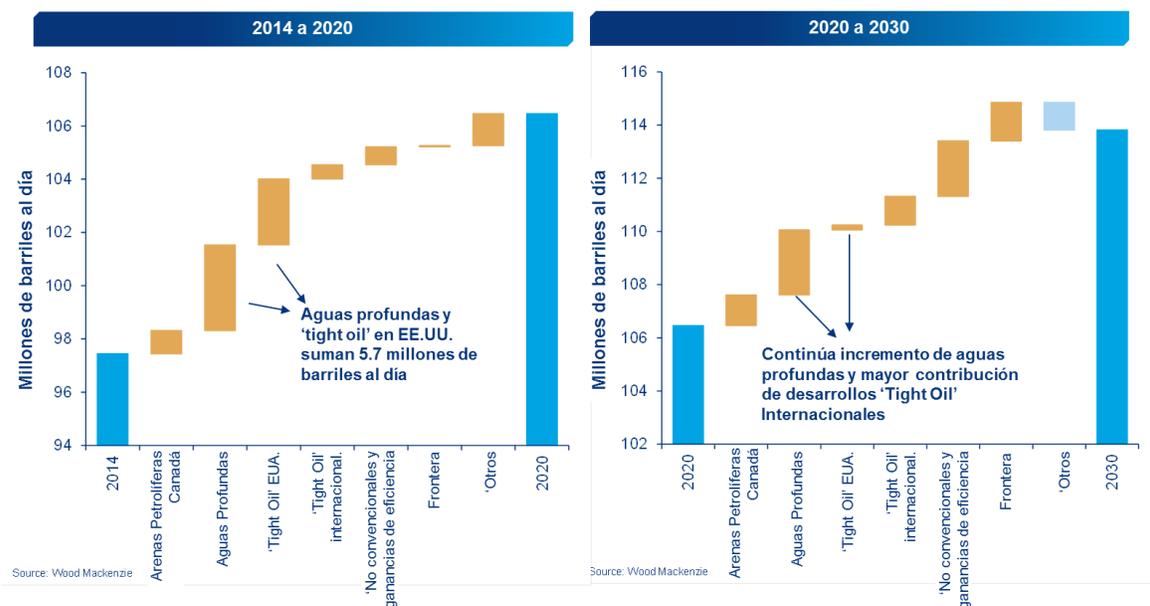
Gráfico 3: Producción de Crudo Histórica y Proyectada, OPEP y no OPEP (millones de barriles por día) 2000-2030



Fuente: Wood Mackenzie

Este aumento en la oferta global procederá principalmente del crudo en reservorios de baja permeabilidad (los cuales se encuentran principalmente en los Estados Unidos) y asociado a proyectos de aguas profundas.

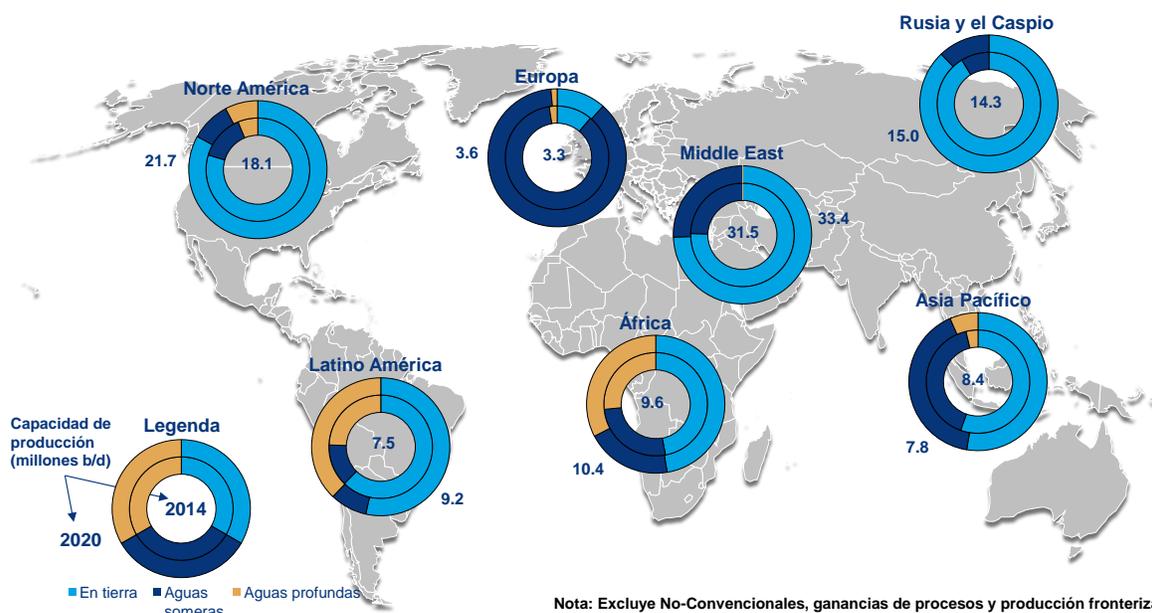
Gráfico 4: Incremento en producción de crudo, por tipo (millones de barriles por día) 2014 a 2020 y 2020 a 2030



Fuente: Wood Mackenzie

Como se desprende del siguiente gráfico, el porcentaje de la producción offshore asociado a Aguas Profundas aumentará relativamente hacia el 2020 en África y Latinoamérica (Brasil, principalmente). Debe destacarse que los gráficos presentados excluyen producción no-convencional, ganancias de procesos y producción fronteriza.

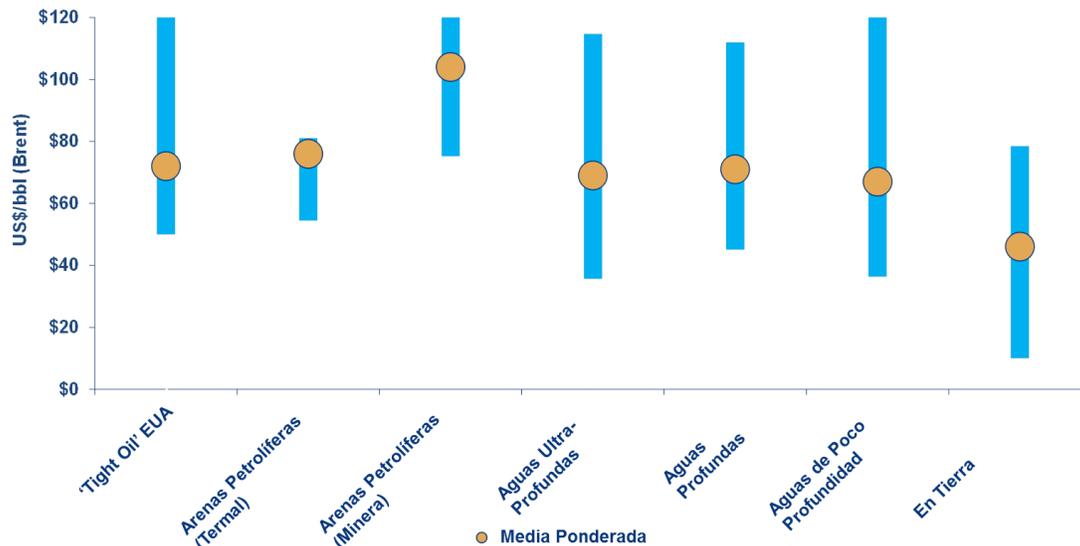
Gráfico 5: Distribución de producción de petróleo crudo según tipo de proyecto (millones de barriles al día= 2014-2020)



Fuente: Wood Mackenzie

El evaluar el punto de equilibrio a nivel de costos para los nuevos desarrollos petroleros (o break-even), permite evaluar los precios piso de referencia del petróleo a futuro. Así por tanto, y considerando el peso relativo que la producción en aguas profundas y tight-oil tendrá a futuro (en función del análisis presentado con anterioridad), un precio por debajo de los 80USD/barril no sería sostenible de largo plazo, aunque tenemos un precio de corto a mediano plazo debajo de estos niveles actualmente.

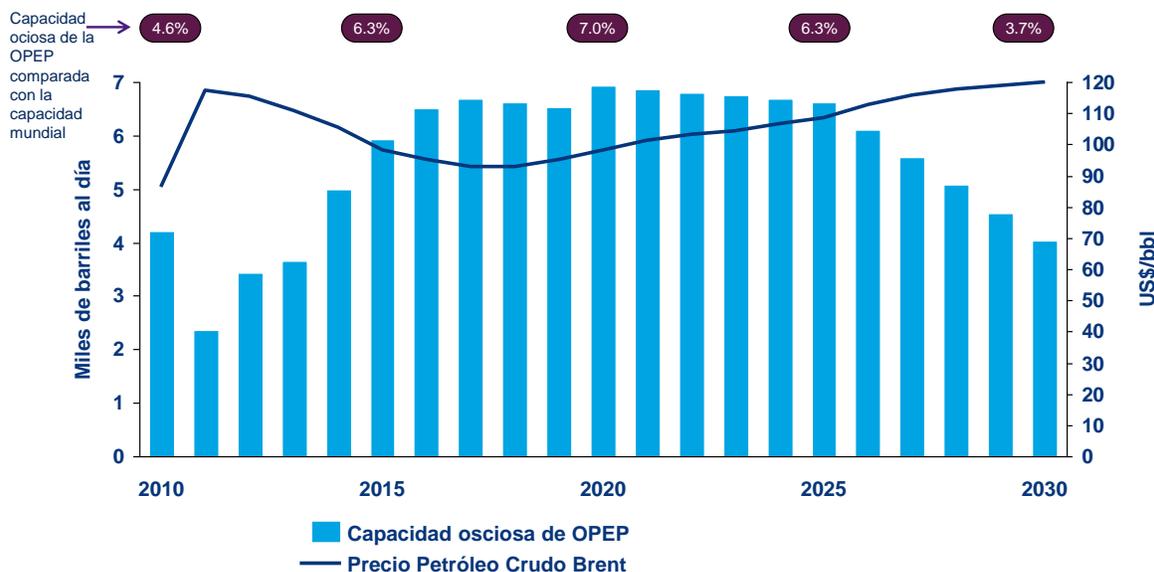
Gráfico 6: Punto de Equilibrio de Nuevos Desarrollos Petroleros (US\$/barril de petróleo crudo Brent)



Fuente: Wood Mackenzie

Se espera que la alta capacidad de reserva de producción de petróleo de la OPEP se reduzca a futuro, ejerciendo una presión al alza en el largo plazo sobre los precios internacionales de equilibrio. En términos relativos, tras alcanzar valores de capacidad ociosa de alrededor del 7% (versus la capacidad de producción total de los países no OPEP), dicho valor caería hasta un ~4% hacia el 2030.

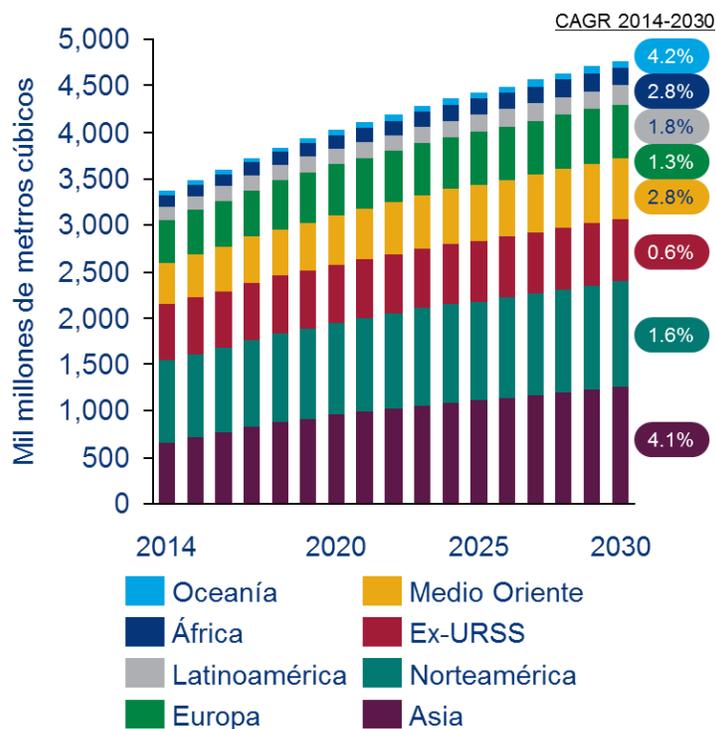
Gráfico 7: Capacidad ociosa de la OPEP (miles de barriles al día) 2010 - 2030



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar específicamente el segmento de gas natural en el mundo hacia el 2030, vemos que Asia (impulsado principalmente por China) representará el principal mercado en términos de volumen y proyección, con tasas de crecimiento anuales superiores al 4%, seguido por Norteamérica y el Medio Oriente. El mercado global de gas natural alcanzara así un volumen de ~4,800 mil millones de metros cúbicos hacia el 2030, versus 3,400 mil millones de metros cúbicos al 2014.

Gráfico 8: Pronóstico de Demanda de Gas Natural en el Mundo (bcm) 2014-2030

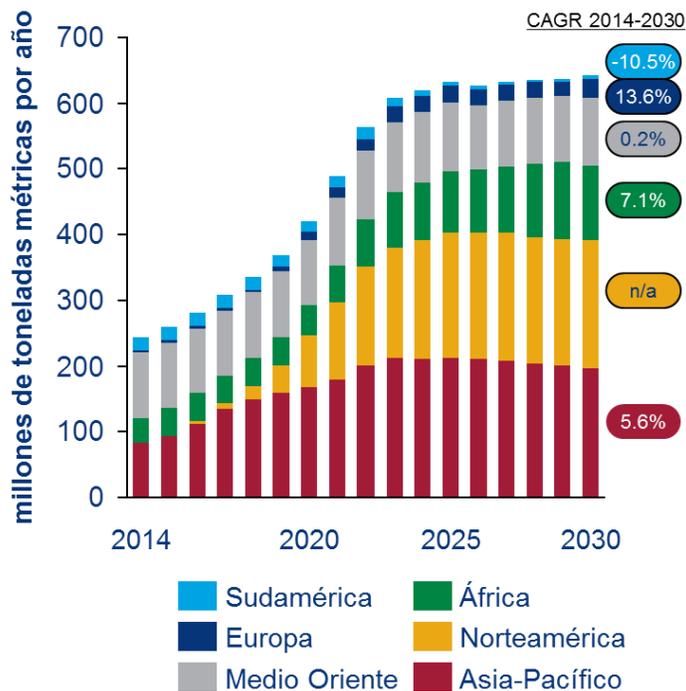


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

El considerable incremento proyectado en la demanda de gas natural fomentará el desarrollo de nuevos proyectos de licuefacción de gas natural. Las dos principales regiones exportadoras de GNL serán Asia-Pacífico y Norteamérica (aprovechando el boom en producción no convencional). Así, la capacidad de licuefacción en Asia-Pacífico aumentará a un ritmo del 5.6% anual hacia el 2030, mientras que Norteamérica pasará de no tener capacidad alguna de producción en 2014, a ~193 mmtpa hacia el final del periodo. Un crecimiento considerable adicional, aunque con volúmenes finales menores, está proyectado para África con tasas de crecimiento anuales de ~7%.

Gráfico 9: Capacidad de Gas Natural Licuado (millones de toneladas métricas por año) 2014-2030

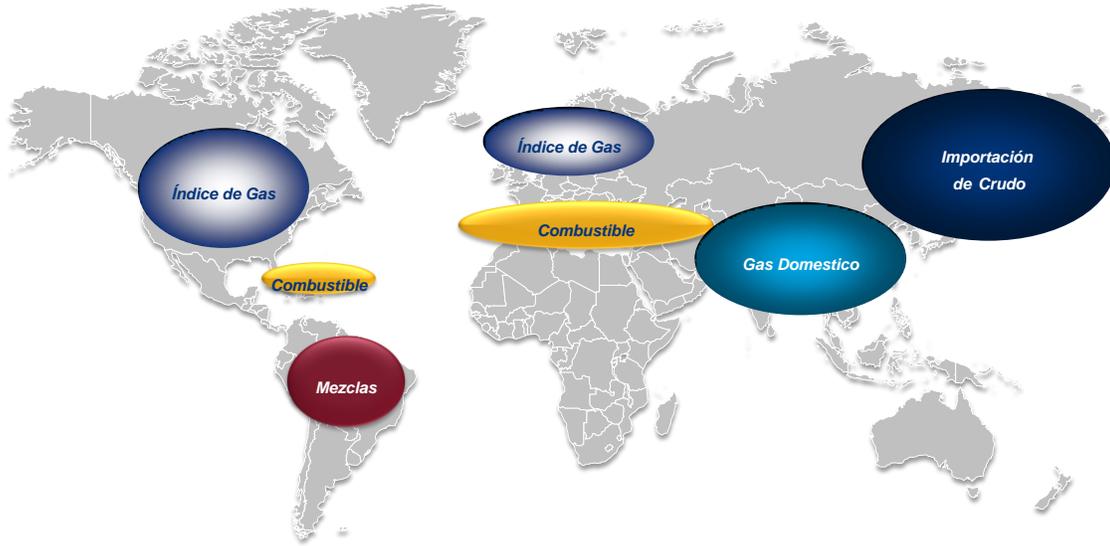


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

Para establecer los precios de referencia del gas natural licuado (por ejemplo, índices a JCC – Japón y Asia, NBP - Reino Unido y Cuenca Atlántica, Henry Hub – EUA y Cuenca Atlántica, índices a petróleo crudo Brent o oleo combustible – Europa), debe tomarse en consideración las alternativas a su suministro para las distintas regiones. Las dinámicas particulares del mercado regional del GNL, determinarán los precios de referencia para cada área.

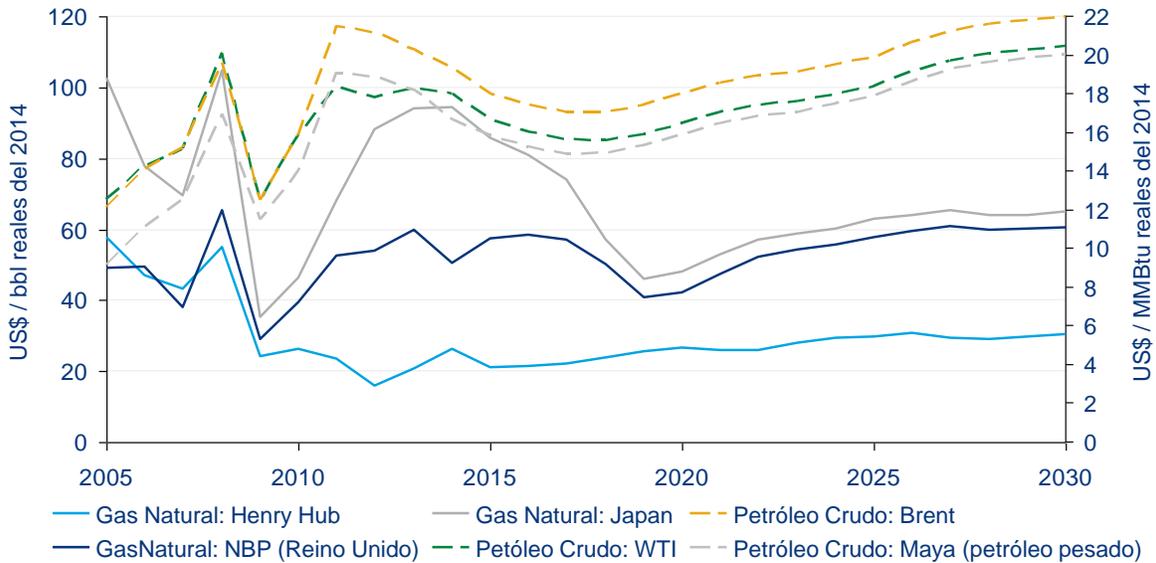
Gráfico 10: Principales factores regionales que influyen el precio del gas natural licuado



Fuente: Wood Mackenzie

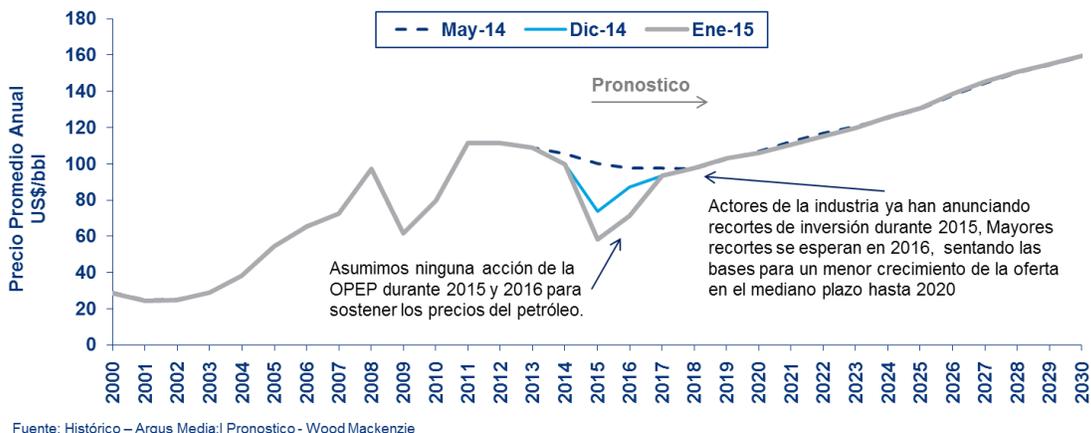
A partir del análisis detallado en las secciones precedentes asociado a la dinámica esperada para la oferta y demanda de petróleo y gas natural a nivel global y regional, fundamentamos nuestros pronósticos de precios de largo plazo. Los mismos se presentan a continuación. En general, esperamos una caída en ambos combustibles seguido por una ligera recuperación post-2019.

Gráfico 11: Precios Históricos y Proyectados Gas y Petróleo (US\$/barril reales del 2014) 2005-2030



Fuente: Histórico – Argus Media; Pronóstico - Wood Mackenzie

Gráfico 12: Precios Históricos y Proyectados Petróleo Crudo Brent (US\$/barril reales del 2014) 2000-2030



Fuente: Histórico – Argus Media; Pronóstico - Wood Mackenzie

Pero, como indicado en los precios históricos, habrá volatilidad en el mercado de petróleo crudo como hemos visto con la caída reciente del precio global en el final de 2014 y el inicio de 2015.

En Enero 2015, Wood Mackenzie revisó a la baja su pronóstico del precio promedio anual del petróleo crudo Brent, que ya contemplaba desde Noviembre una reducción para 2015 y 16. Actualmente esperamos un promedio de \$58/bbl en 2015 y \$71/bbl para 2016. Esta visión refleja el impacto de un notable aumento a finales de 2014 en la producción de crudo en los Estados Unidos y el nivel de precios necesario para frenar dicho crecimiento de la producción.

Con nuestra expectativa de precios para 2015 y 16, se esperan aplazamientos y retrasos en el desarrollo de nuevos campos durante los dos próximos años. Esto se basa en el análisis de precio de equilibrio (break-even) de Wood Mackenzie para los proyectos de desarrollo de mayor costo, como por ejemplo proyectos de producción en aguas profundas.

El impacto total de estos aplazamientos sobre la producción global equivale a una rebaja de 370.000 bbl/día en promedio en 2015 y 570.000 bbl/día en 2016. Principales aumentos y pérdidas de oferta global en 2015-16:

EEUU: el crecimiento de la producción onshore continuará siendo robusto durante la primera mitad de 2015, luego inicia la desaceleración hacia finales de año

Angola: entrará en producción el Eje Occidental de Desarrollo en Angola, operado por ENI

Libia: la reciente recuperación de la capacidad de exportación del país se perderá por inestabilidad política y falta de seguridad: Se declarará fuerza mayor en sus dos puertos

orientales

Iraq: será alcanzado un acuerdo sobre las exportaciones de Kurdistán, panorama de producción mejorado

Brasil: el promedio de producción mensual en el área del pre-sal sobrepasará los 600,000 bbl/día en octubre.

Con esa caída de producción, esperamos regresar al equilibrio global de oferta y demanda de crudo en el mediano plazo, volviendo hacia 2018 a los niveles de precio del año pasado y de acuerdo al Gráfico 11.

El aumento de costos y reducción de retornos que impactan el Upstream son fruto de la necesidad de explotar recursos no convencionales y de aguas profundas (Deep-Water). Dicho aumento en los costos asociados al descubrimiento de nuevos recursos (valores por barril equivalente de petróleo crudo hasta cuatro veces superiores entre 2004 y 2012) tienen por supuesto un impacto negativo sobre el retorno de las nuevas inversiones. Frente a dicho escenario, muchas de las empresas más grandes están cuestionando si deben avanzar con nuevas inversiones bajo el escenario actual.

Gráfico 13: Costos de Descubrimiento de Nuevos Recursos (US\$/boe) y Retorno Sobre la Inversión ciclo completo (%) 2004-2012

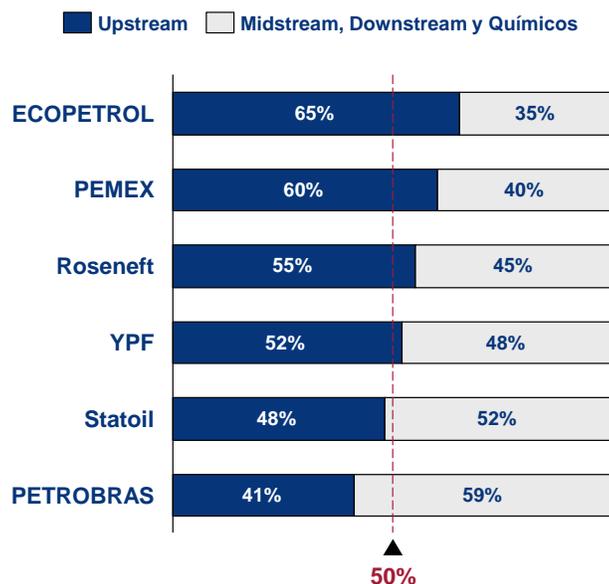


Fuente: Wood Mackenzie

1.2 PRINCIPALES TENDENCIAS GLOBALES EN DOWNSTREAM

Aun frente al contexto reseñado, debe destacarse que el sector Upstream aun representa más del 50% de las ventas promedio de las distintas NOC's (Empresas Nacionales de Petróleo) en la región y globales, tal como se expone en el siguiente gráfico:

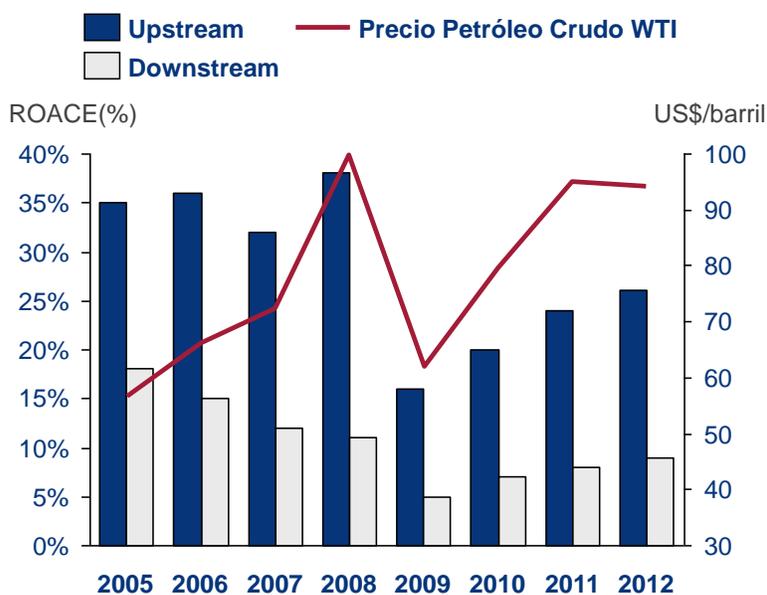
Gráfico 14: Desglose de Ventas de las Principales NOC's Globales, 2014



Fuente: EY, Deutsche Bank Research, reportes anuales de las compañías

El retorno total promedio de las compañías integradas a través de la cadena de valor de los hidrocarburos, es reducido por el mal desempeño relativo del Downstream comparado con el upstream.

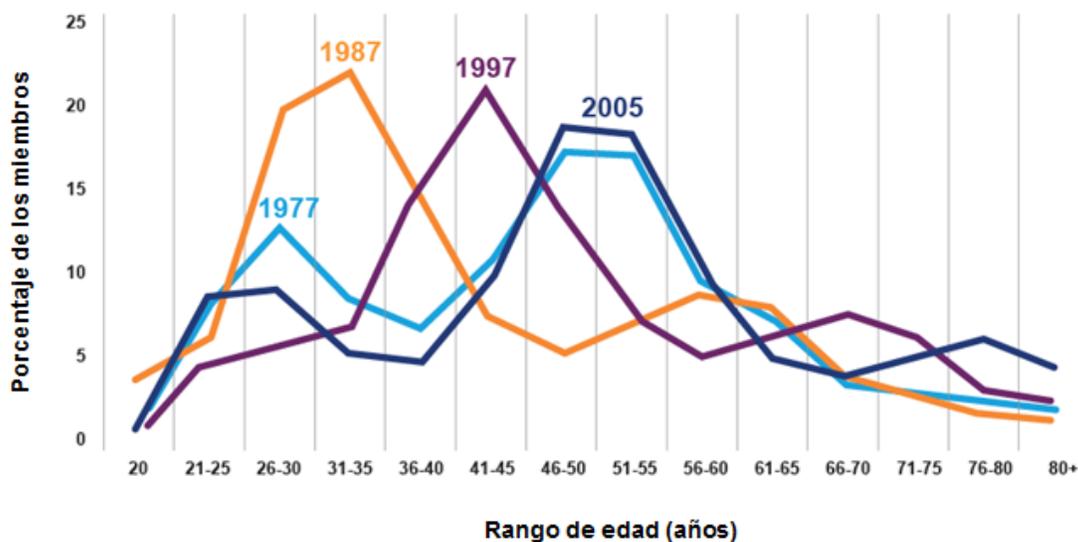
Gráfico 15: Retorno Anual del Promedio del Capital Empleado (%) y precio del petróleo crudo WTI (US\$/barril) 2005-2012



Fuente: EY, Deutsche Bank Research, reportes anuales de las compañías

Otra problemática relevante del sector petrolero es el notable aumento de la edad promedio de los profesionales capacitados, problemática que se ha reforzado en los últimos años afectando a todas de las empresas del sector.

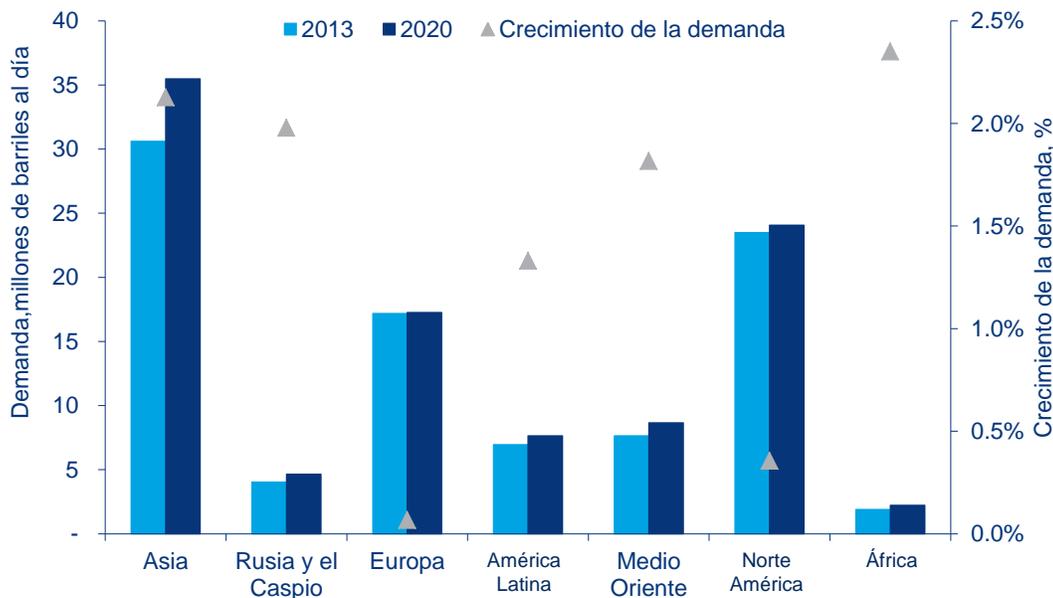
Gráfico 16: Edad de los Miembros de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros 1977, 1987 1977, 2005



Fuente: Asociación Americana de Geólogos Petroleros (American Association of Petroleum Geologists)

Pasando el foco del análisis a los productos refinados, se espera un aumento en la demanda a través de las distintas regiones, con el mayor crecimiento relativo derivado de las regiones en vías de desarrollo. Europa y Norteamérica tienen economías y demanda maduras y mantendrán tasas de crecimiento proyectadas por debajo del 0.5% hacia el 2020.

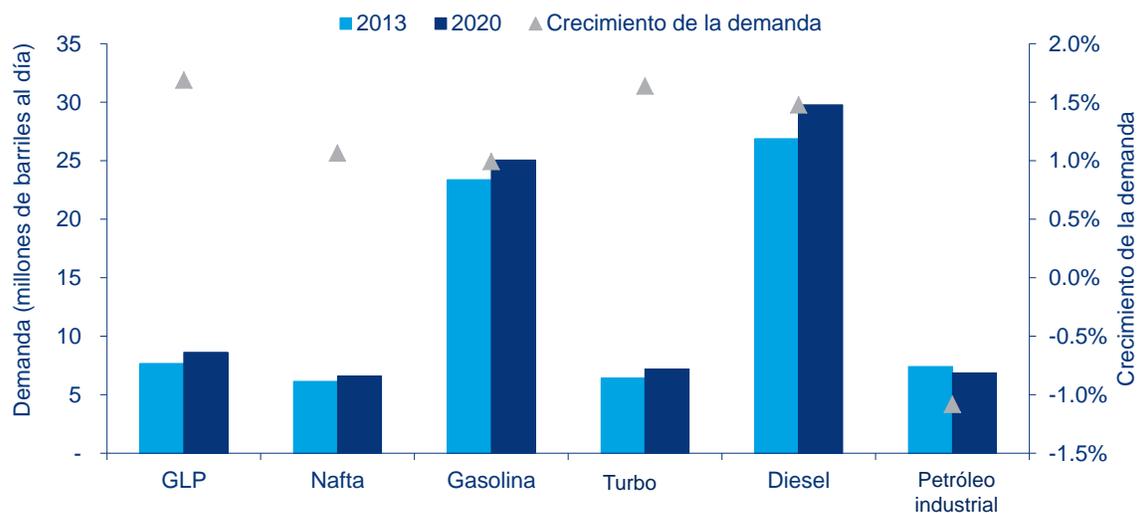
Gráfico 17: Demanda por Región de los Productos Refinados (millones de barriles al día) 2013, 2020



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar la evolución esperada en la demanda de los distintos productos refinados a nivel global, vemos que el mayor crecimiento específico y volúmenes requeridos se encuentra asociado a los combustibles utilizados para el sector transporte. La demanda de petróleos industriales seguirá reduciéndose por la sustitución del gas natural en el sector termoeléctrico.

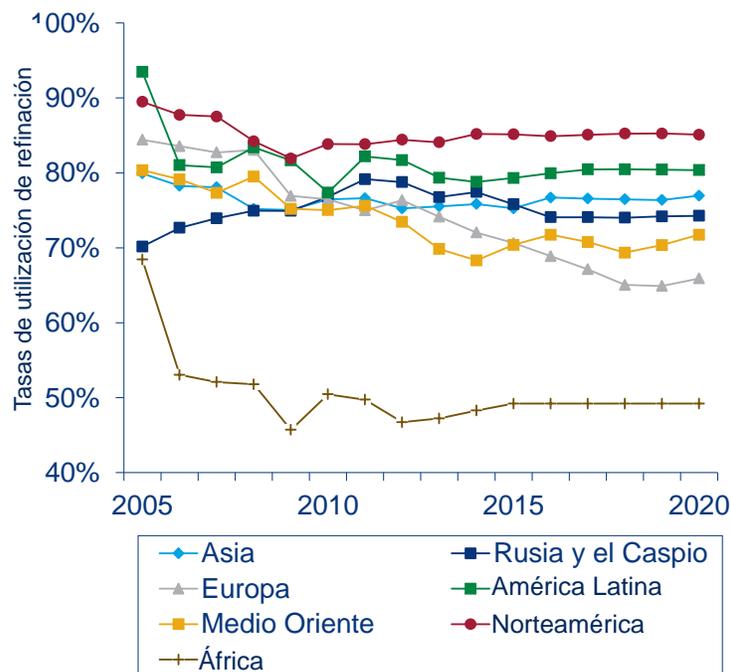
Gráfico 18: Demanda de los productos refinados en el mundo (millones de barriles por día) 2013, 2020



Fuente: Wood Mackenzie

El aumento en la demanda de productos refinados proyectada se verá aparejada por un incremento asociado en la capacidad de refinación mundial, por lo tanto, se espera que las refinerías a través de las distintas regiones mantengan sus niveles de utilización similares a los actuales.

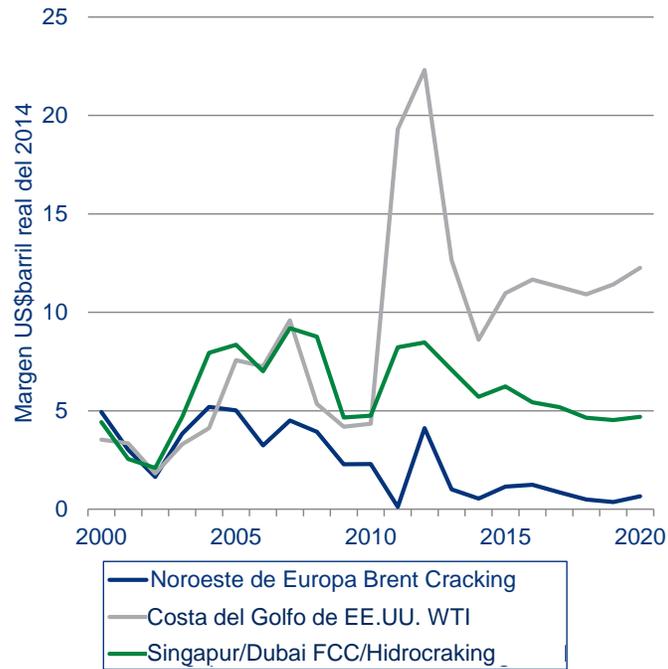
Gráfico 19: Perspectiva sobre las tasas de utilización de refinación (%) 2005-2020



Fuente: Wood Mackenzie

Más allá de los niveles de utilización proyectados, los márgenes de refinación si variarían considerablemente entre regiones, fruto de la dinámica específica de cada mercado.

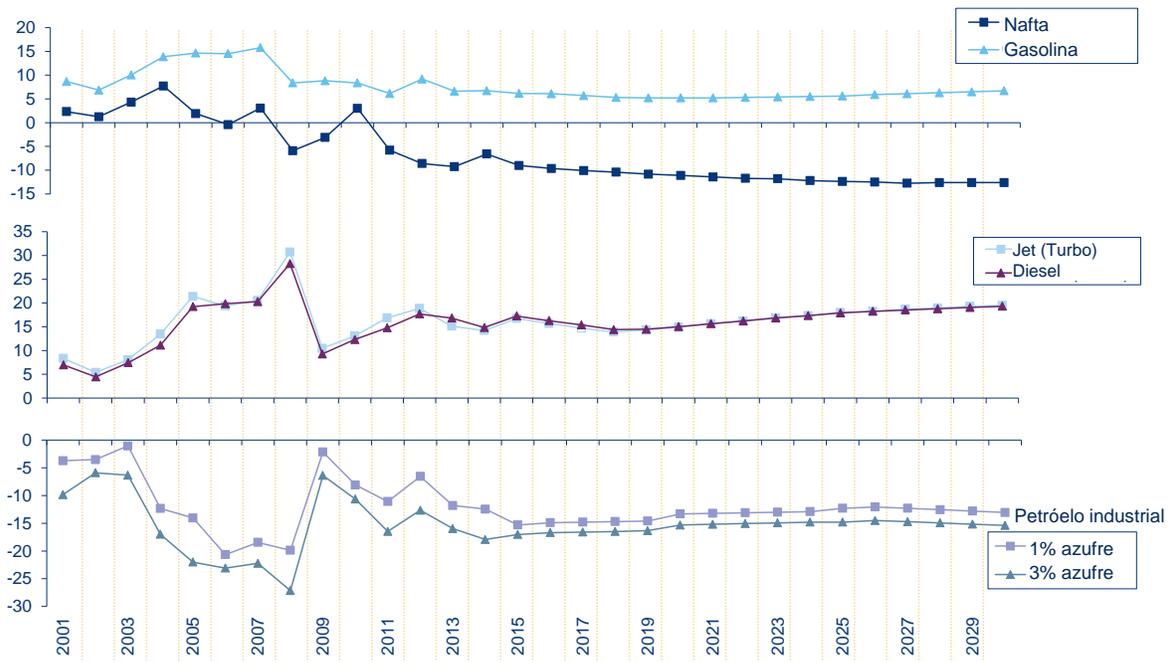
Gráfico 20: Perspectivas sobre los márgenes de refinación (US\$/barril reales del 2014) 2000-2020



Fuente: Wood Mackenzie

Los siguientes gráficos representan la proyección de los spreads derivados para los principales productos identificados:

Gráfico 21: Spreads de los Productos Derivados en la Costa del Golfo de EE.UU. comparado con petróleo crudo Brent (US\$/barril) 2001-2029

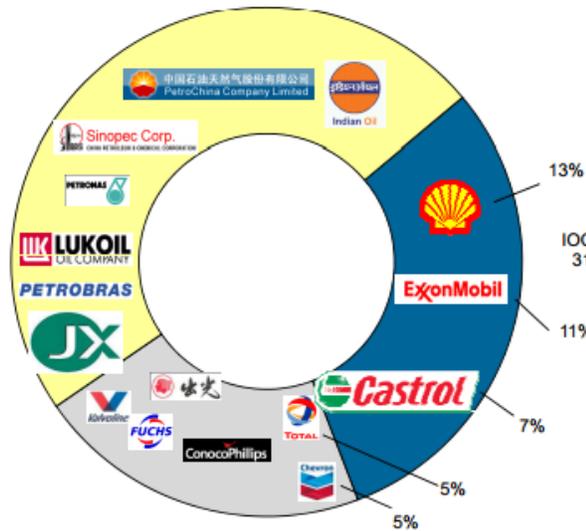


Fuente: Wood Mackenzie

Al focalizarnos específicamente en el mercado de los lubricantes, vemos que las NOC's mantienen una cuota significativa del mercado global de los lubricantes. Básicamente:

- **Las NOC's sostienen un 48% del mercado** (Indian Oil, Lukoil, Petrobras, Sinopec, PetroChina, AGIP, otros)
- **Las Compañías internacionales de petróleo (IOC's por sus siglas en inglés) controlan un 31% del mercado** (incluye Shell, ExxonMobil y BP, entre otras)
- **El 21% del mercado restante es controlado por compañías regionales** (Chevron, Total, Fuchs, Idemitsu, CP, Valvoline, ENI, Petronas, entre otras)

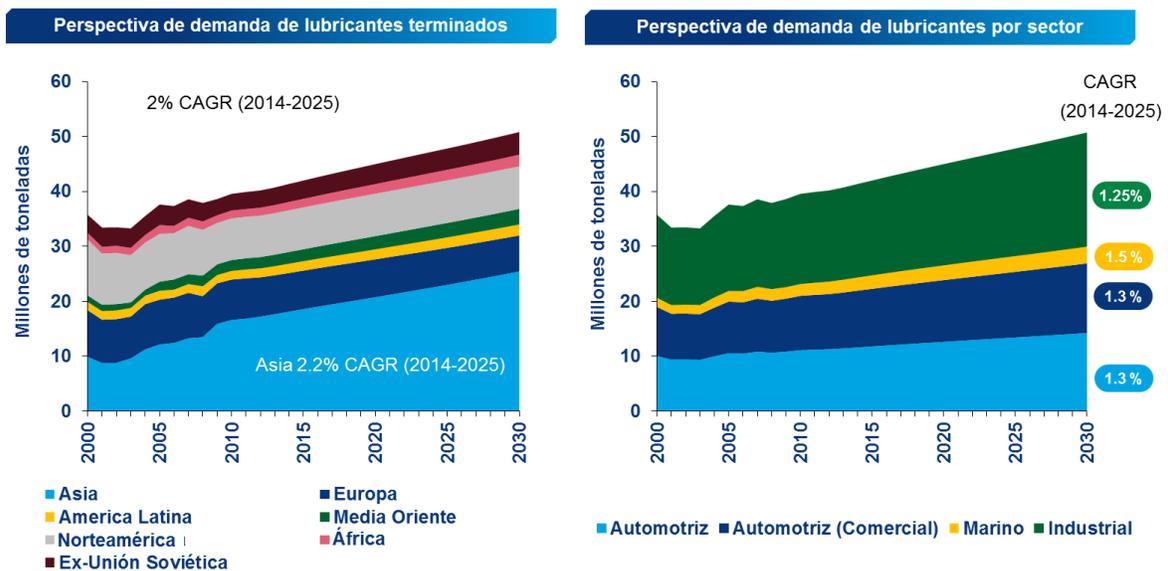
Gráfico 22: Estimación de las Cuotas del Mercado de Lubricantes en el Mundo por tipo de compañía, 2012 (las 5 compañías mayores con sus respectivas cuotas incluidas)



Fuente: Kline (2012)

La demanda de lubricantes terminados crecerá a nivel mundial a una tasa anual del ~2% hacia el 2030, con el grueso del crecimiento asociado a los mercados asiáticos (~2.2% de crecimiento). El grueso de dicha demanda incremental se espera provenga de los sectores industrial (tasa compuesta anual de crecimiento del 1.25%) y automotriz (tasa compuesta anual de crecimiento del 1.3%).

Gráfico 23: Perspectiva de demanda de lubricantes terminados por Región y Sector (toneladas métricas) 2000-2030

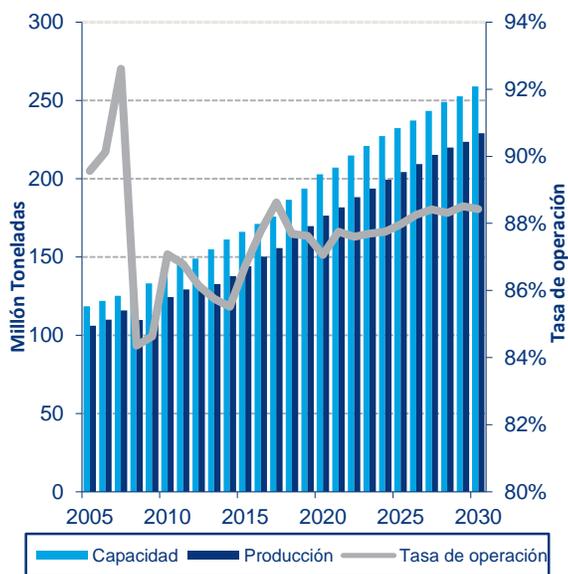


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

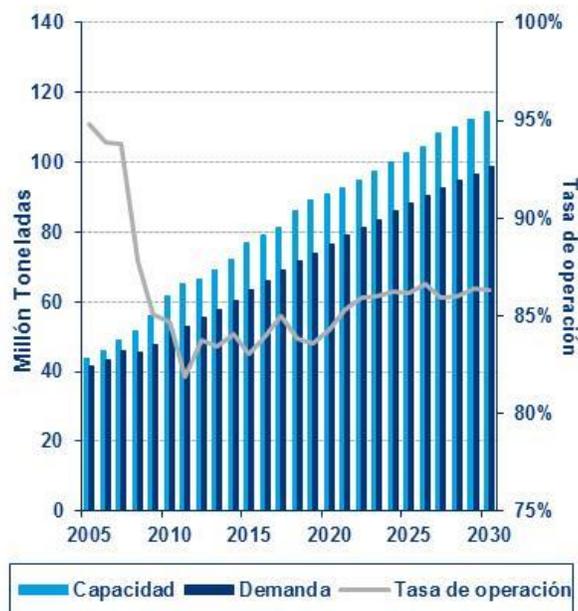
Se espera asimismo que el crecimiento del PBI global impulse la demanda de productos del sector petroquímico, en línea con las siguientes proyecciones para los principales commodities:

Gráfico 24: Perspectivas globales evolución mercados de Etileno (millones de toneladas) 2005-2030



Fuente: Wood Mackenzie

Gráfico 25: Perspectivas globales evolución mercados de Polipropileno (millones de toneladas) 2005-2030



Fuente: Wood Mackenzie

Finalmente, otro aspecto a considerar al evaluar el mercado de los hidrocarburos a nivel global es explorar el segmento retail. Dicho segmento presenta dinámicas sumamente disimiles en función del tipo de mercado en el que se encuentra (maduro o emergente), en función del tipo de actores existentes, en nivel de saturación del mercado, el potencial de negocios adicionales, etc. La siguiente tabla sintetiza dicha dinámica:

Tabla 1: Caracterización del Segmento Retail

Dimensión	Mercados Emergentes	Mercados Maduros	Motivadores
Número de Grifos	Aumento moderado	Disminución	Costo de oportunidad de las propiedades Mayor autonomía de vehículos
Actores	Algunos Independientes	Consolidado, actores regionales	Retirada de las majors con foco en E&E
Márgenes de Combustibles	Moderados	Bajo	Mayor eficiencia de cobertura Mayor transparencia
Volúmenes por Grifo	En disminución	En disminución	Costo de oportunidad de las propiedades Mayor autonomía de vehículos
Otros Negocios	Alto desarrollo desplazando comportamientos de compra tradicionales	Marcas de tiendas de conveniencia consolidadas	Alta variabilidad de desempeño, entre diferentes jugadores de un mercado y entre mercados

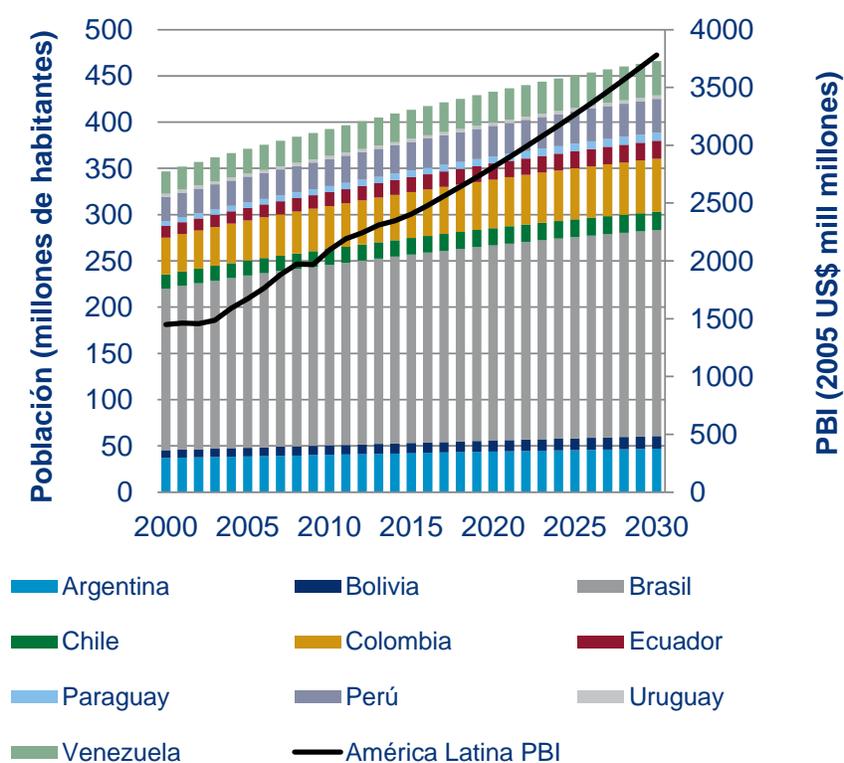
Fuente: Wood Mackenzie

2. TENDENCIAS REGIONALES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

Tras completar la revisión del entorno global para la industria hidrocarburífera, procederemos en la presente sección a evaluar las características específicas del mercado regional a través de las mismas dimensiones.

Al evaluar las perspectivas del sector energético a nivel Latinoamericano, es preciso partir de un entendimiento cabal de sus perspectivas de crecimiento poblacional (globales y por país). Se espera que el crecimiento poblacional mantenga su evolución ascendente hacia el 2030, con una tasa de crecimiento anual promedio del 1% (sobrepasando los 466 millones de individuos hacia el final el 2030). El PBI regional, medido en billones de USD, aumentará a una tasa anual del ~2.8% entre el 2014 y 2030 alcanzando los ~3800 mil millones de habitantes.

Gráfico 26: Población (mil millones de habitantes) y PBI (miles de millones de US\$ reales del 2005) de Latinoamérica 2000-2030

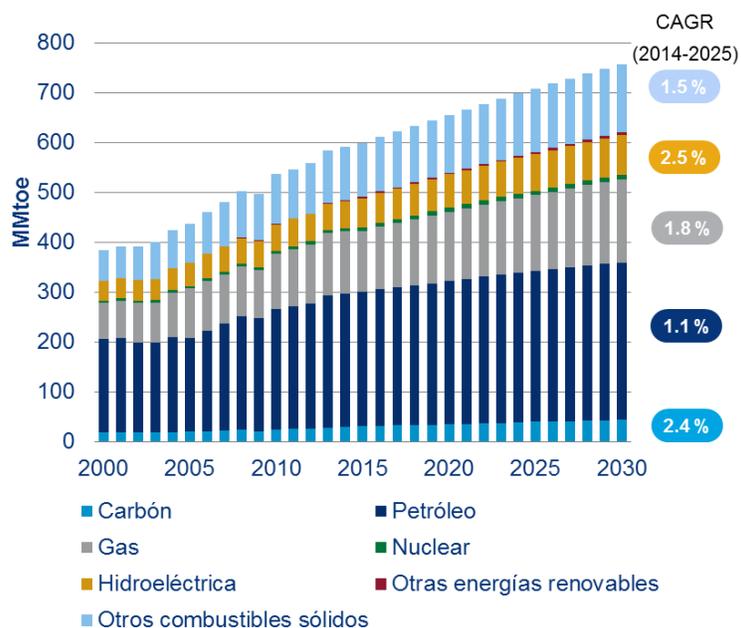


Fuente: Wood Mackenzie

En línea con el crecimiento del PBI, se espera un aumento considerable en los volúmenes de demanda energética a nivel macro. Los combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo) se mantendrán como los pilares energéticos a futuro concentrando el grueso de la demanda. De las

otras fuentes energéticas, será el sector hidroeléctrico el que presente el mayor crecimiento esperado con tasas anuales de 2.5%..

Gráfico 27: Demanda energética (MMtoe) 2000-2030



Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

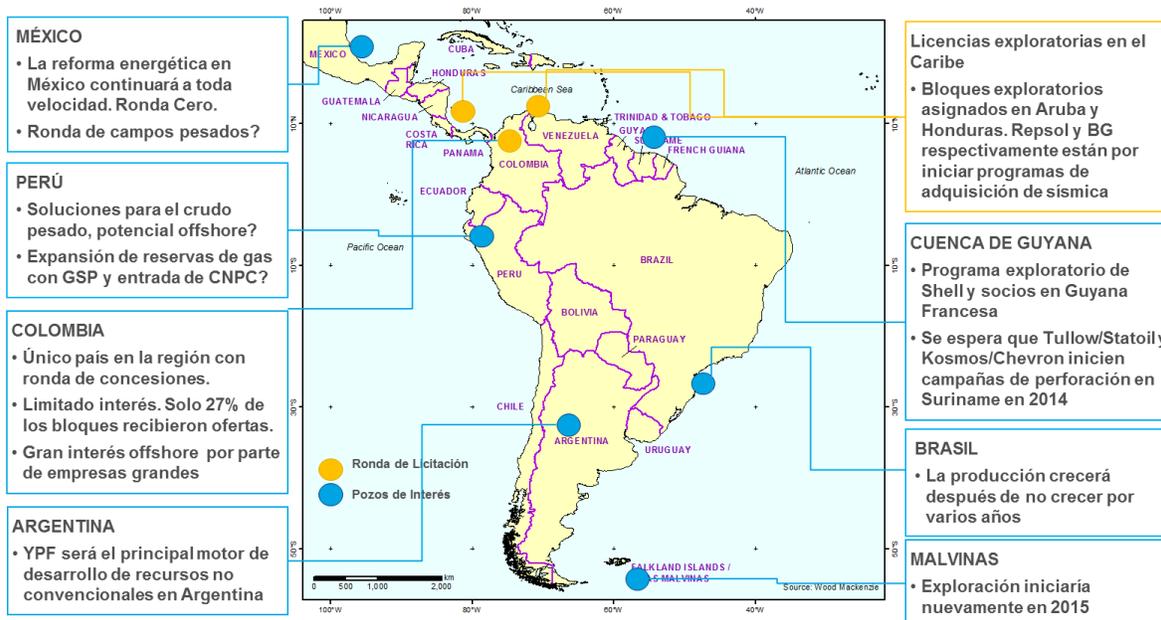
2.1 PRINCIPALES TENDENCIAS REGIONALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

El mercado latinoamericano de hidrocarburos presentó un dinamismo interesante en los últimos años, con una serie de situaciones regionales que pueden aumentar el dinamismo del sector considerablemente de cara a las próximas décadas. El gráfico presentado a continuación presenta una síntesis de las principales dinámicas a nivel país. Entre ellas, destacamos las siguientes:

- **Brasil:** El gigante regional, sus yacimientos offshore pre-sal representan la principal fuente de producción en la región, apalancados por los recursos y empuje del gigante Petrobras
- **Argentina:** Este país cuenta con una de las principales reservas de recursos no convencionales a nivel mundial, sumado a áreas de producción convencionales ya establecidas. La nacionalización de YPF y la relocalización del Estado en el desarrollo del sector representan una historia de interés para el resto de la región (si bien la producción incremental abastecerá al mercado doméstico, que esta con escasez de suministro de gas natural y petróleo y depende de productos y gas natural importados).

- México:** La reforma en el sector energético promulgada por el actual gobierno ha capturado en poco tiempo el interés de la comunidad de inversores global, por el atractivo de las condiciones geológicas, el potencial del mercado interno y la cercanía del mercado americano. Los resultados de las rondas de inversión resultarán claves para entender la magnitud del impacto mexicano sobre el resto de la región. La implicación para Perú será que el país deberá competir por capitales de inversión versus alternativas de gran atractivo económico, como la apertura del sector mexicano.

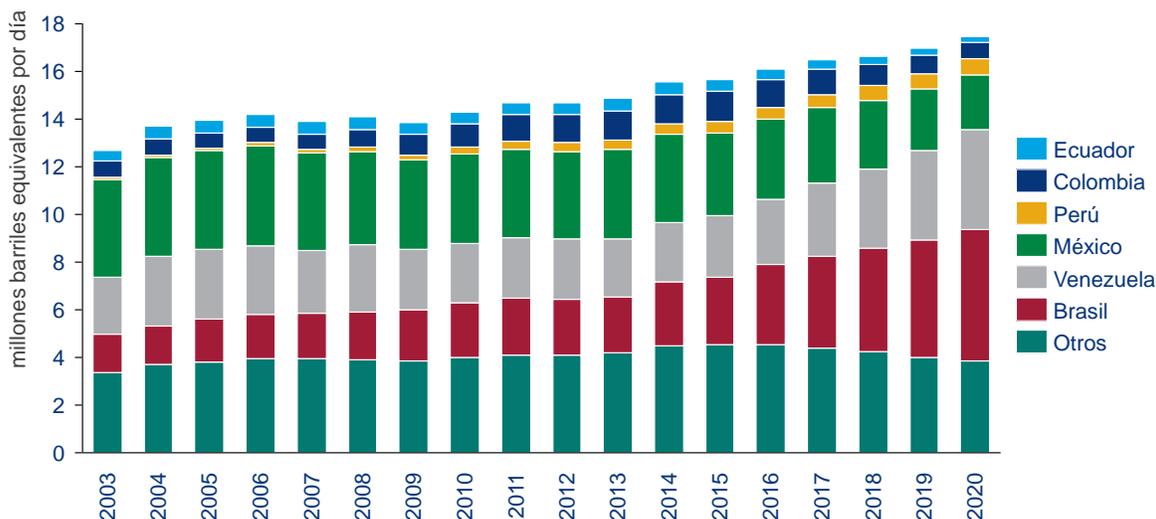
Gráfico 28: Drivers principales del sector energético en Latinoamérica hacia el 2030



Fuente: Wood Mackenzie

De cara al contexto sectorial explicitado, se espera que la producción regional de hidrocarburos aumente significativamente hacia el 2020, superando los 17.4 millones de barriles equivalentes por día. El grueso del crecimiento vendrá de Brasil, con tasas anuales promedio del 11% (consecuencia principal de los desarrollos pre-sal). Venezuela con tasas del 7.6% anual (a partir de la estabilización de las políticas sectoriales, y sus recursos geológicos privilegiados) y Perú con 6.9% anual (principalmente gas natural) representan los países restantes con mayor crecimiento. Bajo el escenario base, las caídas más considerables se registran en Ecuador y Colombia. En términos absolutos, Brasil, Venezuela y México concentran el 70% de la producción proyectada hacia el final del ciclo.

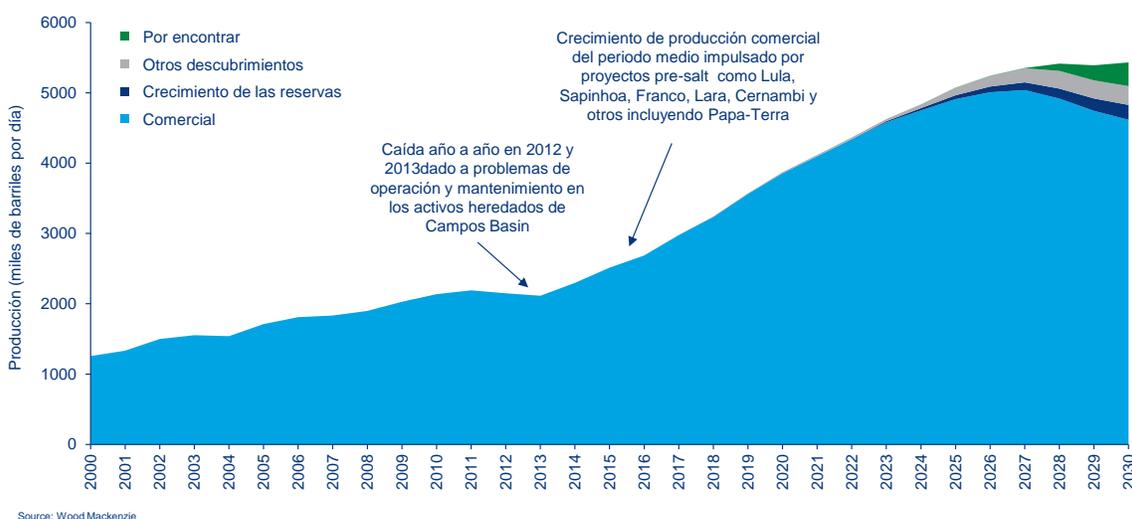
Gráfico 29: Producción de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica (MMboed) 2000-2020



Fuente: Wood Mackenzie

Brasil, el principal productor de hidrocarburos de la región hacia el 2030, fundamenta su desarrollo principalmente en la explotación de los campos pre-sal asociado a las cuencas de Campos y Santos. Al evaluar la evolución histórica de la producción en el país, se observa una pequeña reducción en los años 2012 y 2013 consecuencia de problemas de operación y mantenimiento en los activos heredados en la cuenca de Campos. El crecimiento de la producción comercial proyectado en los años posteriores se fundamenta principalmente en la evolución de los proyectos pre-sal como Lula, Sapinhoa, Franco, Lara, Cernambi y otros incluyendo Papa-Terra.

Gráfico 30: Evolución producción de campos pre-sal en Brasil (miles de barriles por día) 2000-2030

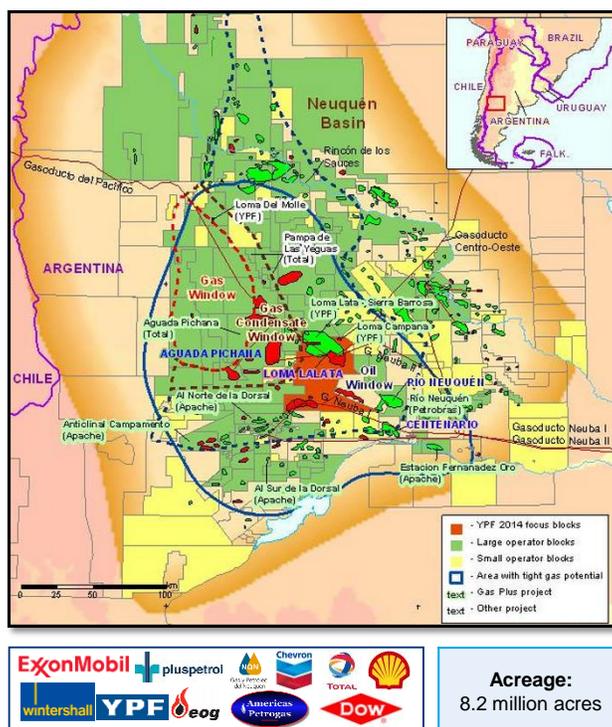


Fuente: Wood Mackenzie

Argentina representa un caso diferente para la región: el país ha sufrido durante la última década una marcada caída en sus niveles de producción. No obstante, el descubrimiento de yacimientos no convencionales de enorme atractivo técnico a nivel global con un potencial de 10.5 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (fuera de EE.UU. y Canadá), sumado al cambio de las políticas del estado fomentando la mejora en las condiciones para la inversión en E&E (junto a la nacionalización de YPF y su empuje como pilar del desarrollo sectorial doméstico) pueden representar un punto de inflexión.

El país cuenta con una geografía atractiva (fracturas naturales, áreas de sobre presión, formaciones anchas) y ha logrado canalizar altos niveles de inversión en la región. A modo de ejemplo, la internacional Chevron ha firmado un acuerdo por US\$ 1.5 billones para perforar 100 pozos ajustados en el periodo de un año. Esto, sumado al empuje de la nacionalizada YPF, que planea perforar 1450 pozos hacia el 2017 con un gasto asociado de ~US\$ 10 billones.

Gráfico 31: Mapa Ilustrativo de la cuenca de Neuquén



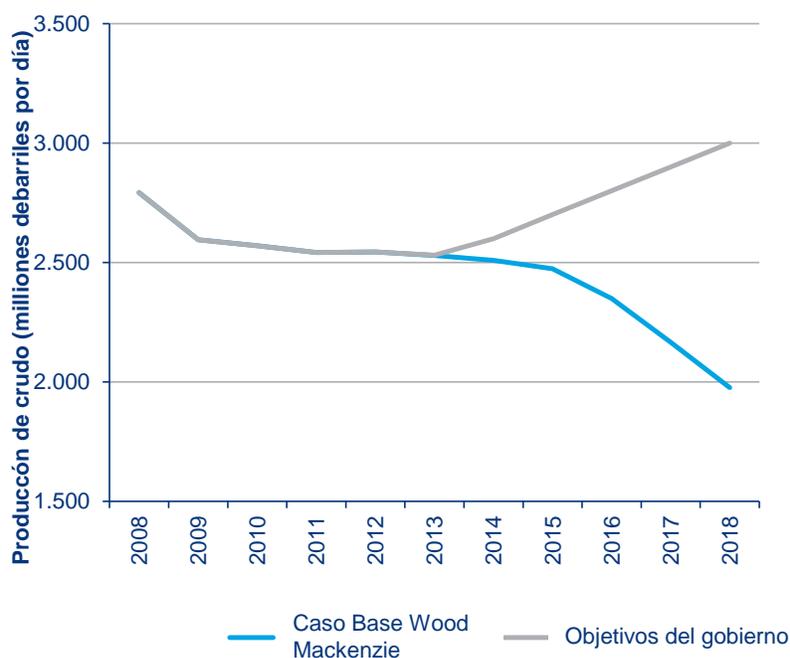
Fuente: Wood Mackenzie

Finalmente, la evolución del caso mexicano representa una fuente de gran incertidumbre para la región a partir del cambio regulatorio promulgado y la consecuente apertura de su mercado a los capitales internacionales. Adicionalmente a la aprobación de la reforma constitucional promulgada, se lanzaron una serie de leyes secundarias también aprobadas. Actualmente, se estima hasta un total de 80 empresas negociando asociaciones con PEMEX por 11 activos específicos.

Adicionalmente, la primera ronda lanzará potencialmente el 1er trimestre del 2015) podría contemplar hasta 60 activos. Esta situación, sumada al potencial para el lanzamiento de nuevas rondas de inversión junto a oportunidades poco exploradas en Aguas Profundas y en recursos no convencionales, transforma a México en un potencial jugador que cambiará la dinámica regional.

El impacto incremental asociado a este entorno cambiante se evidencia de manera drástica en el siguiente gráfico.

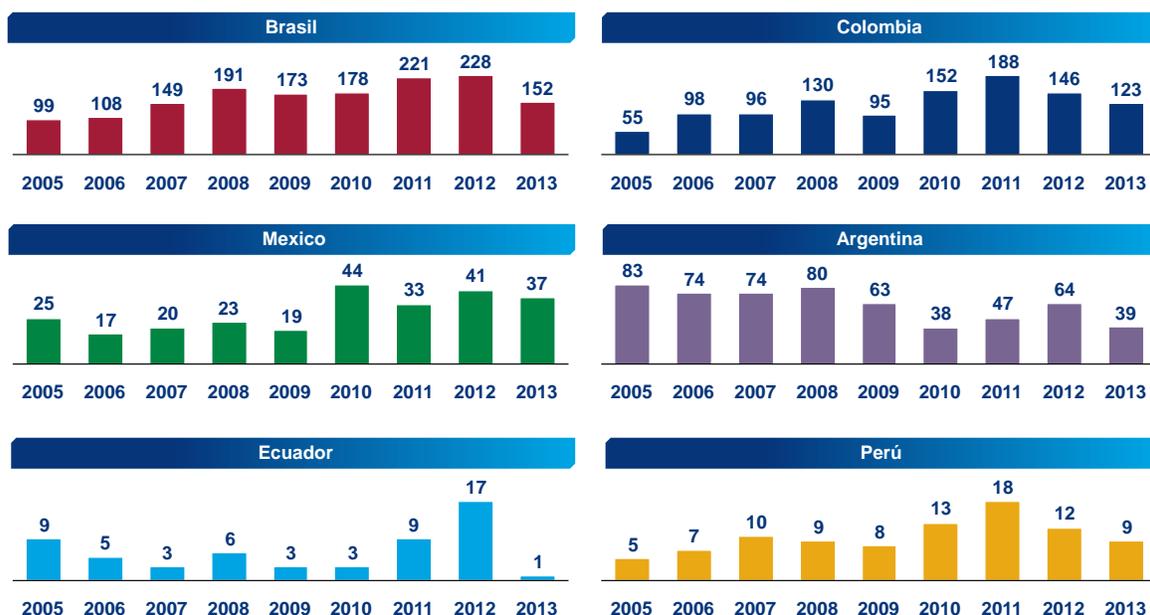
Gráfico 32: Producción de petróleo en México, visión pre y post Reforma (millones de barriles por día) 2009-2018



Fuente: Wood Mackenzie

Sin embargo, más allá de estas historias de éxito la región ha visto un estancamiento considerable en exploración, tal como se observa en los siguientes gráficos:

Gráfico 33: Evolución de Pozos de Exploración y Evaluación por país, 2005-2013

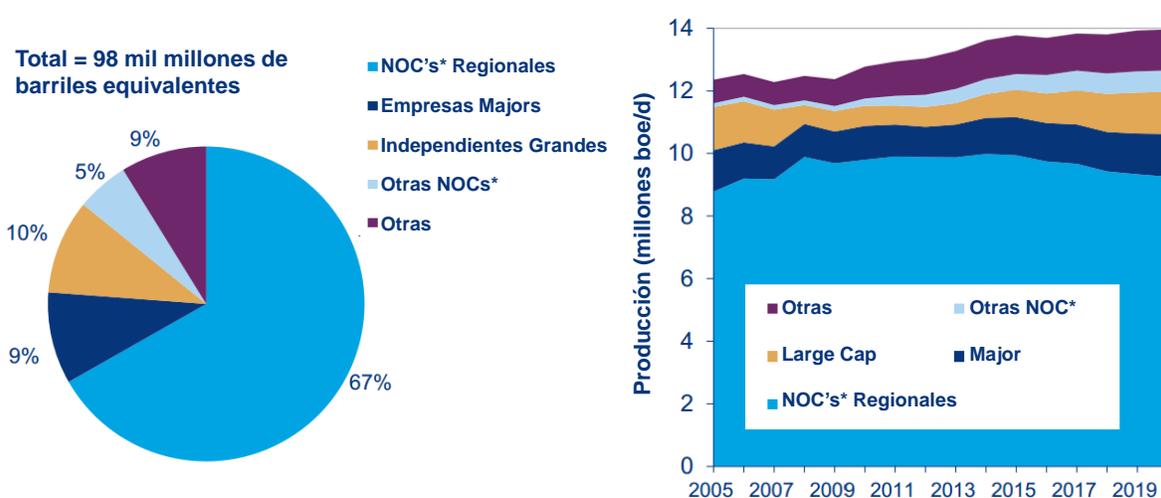


Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar la producción en la región, se evidencia el rol preponderante que juegan las NOC's en la región: Petrobras en Brasil, YPF en Argentina, PETROPERÚ en Perú, etc.

Así, las NOC's controlan más del 70% de las reservas, y son responsables por el grueso de la producción en la región (valores históricos y proyectados).

Gráfico 34: Reservas y Producción por Tipo de Empresa en Latinoamérica

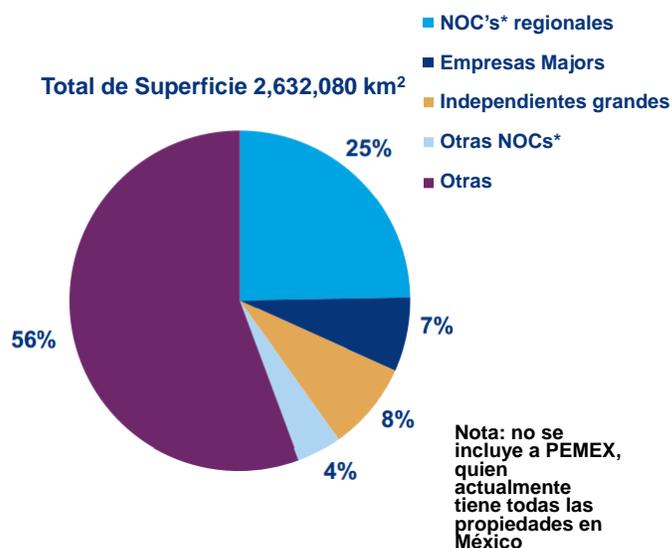


* NOC – Empresas nacionales de hidrocarburos

Fuente: Wood Mackenzie

Sin embargo, resulta interesante destacar que, al evaluar el tipo de empresa prevalente en las actividades de exploración, son las compañías independientes en la región las que canalizan el grueso del esfuerzo. Así, es las empresas *majors* concentran más del 55% de la superficie para explorar, tal como se observa en la siguiente gráfica.

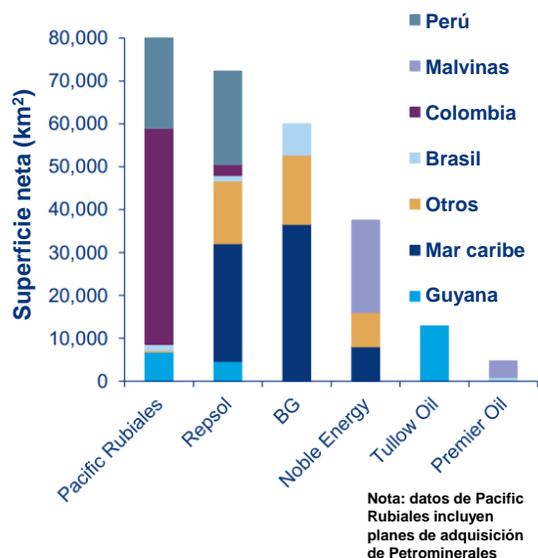
Gráfico 35: Control de la Superficie por Tipo de Empresa (km²)



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar el portafolio de posiciones de algunas de las grandes compañías independientes, se evidencia una considerable dispersión en sus áreas de influencia geográfica en la región, con Repsol y Pacific Rubiales con posiciones importantes en el Perú.

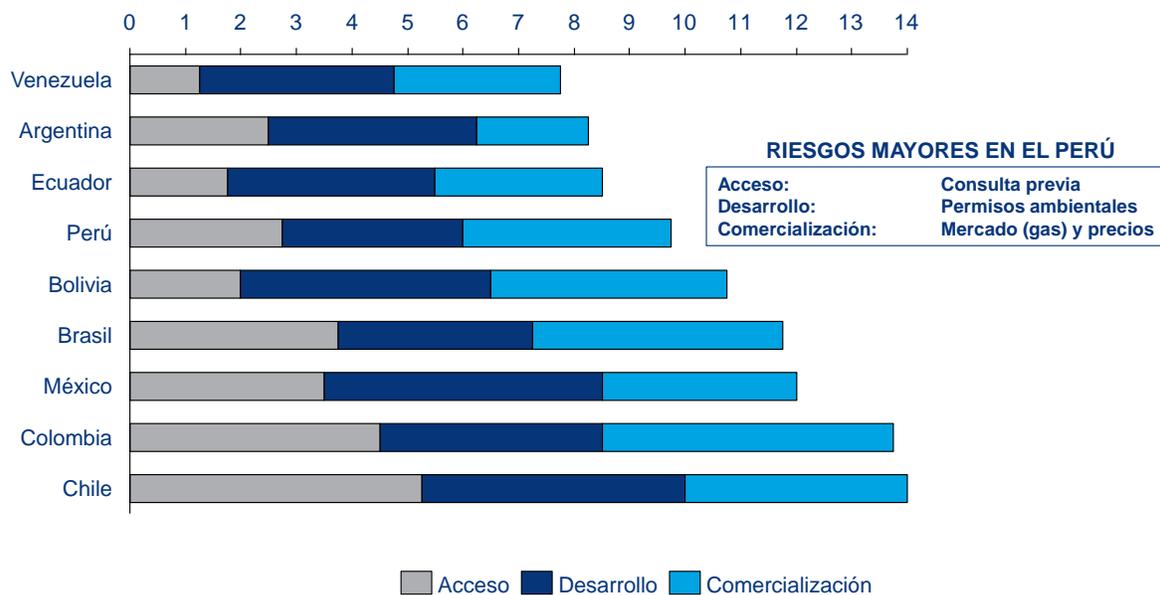
Gráfico 36: Superficie Neta de Exploración de Compañías Independientes (km²)



Fuente: Wood Mackenzie

El riesgo de activos varía por la región y es un factor crítico determinando la inversión de E&E- Perú está detrás de varios países claves por causa de sus desafíos de acceso por la necesidad de la consulta previa, desarrollo por las demoras en los permisos ambientales (hasta 3 años comparado con 1 año en Colombia en promedio), y un mercado de gas local limitado.

Gráfico 37: Índice de Riesgo por País en la Región

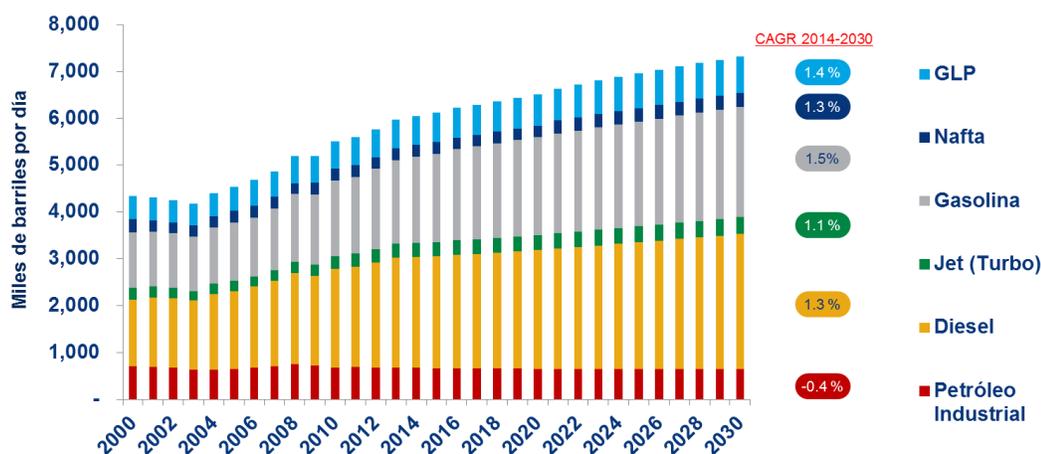


Fuente: Wood Mackenzie

2.2 PRINCIPALES TENDENCIAS REGIONALES EN DOWNSTREAM

A nivel regional se proyecta un marcado incremento en la demanda total de productos refinados, con tasas de crecimiento 2014-2030 por encima del 1.3%. El grueso de la demanda estará compuesto por Diesel y Gasolina, y la gasolina tiene la tasa de crecimiento más marcada.

Gráfico 38: Demanda Productos Refinados en Latinoamérica (miles de barriles por día), 2000-2030

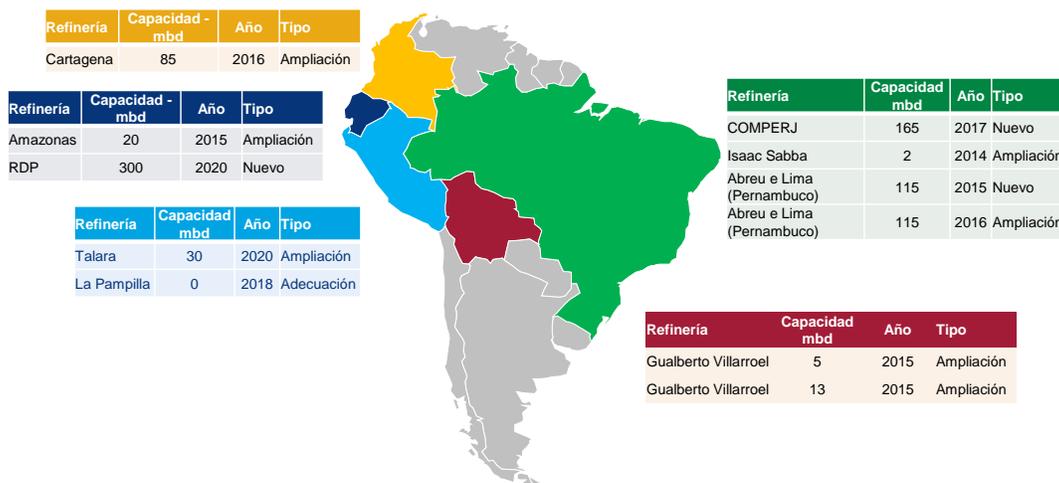


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: Wood Mackenzie

Frente a dicho contexto, se han lanzado múltiples proyectos claves de refinación en la región. Debe destacarse que la mayoría de estos han presentado atrasos importantes en su desarrollo. El grueso de los proyectos se desarrollan en Brasil (4 proyectos, incluyendo dos nuevas plantas y una ampliación relevante) y Ecuador (incluyendo la ampliación de la refinería Amazonas, junto al desarrollo de la refinería del Pacífico con una capacidad proyectada de 300 Mbd).

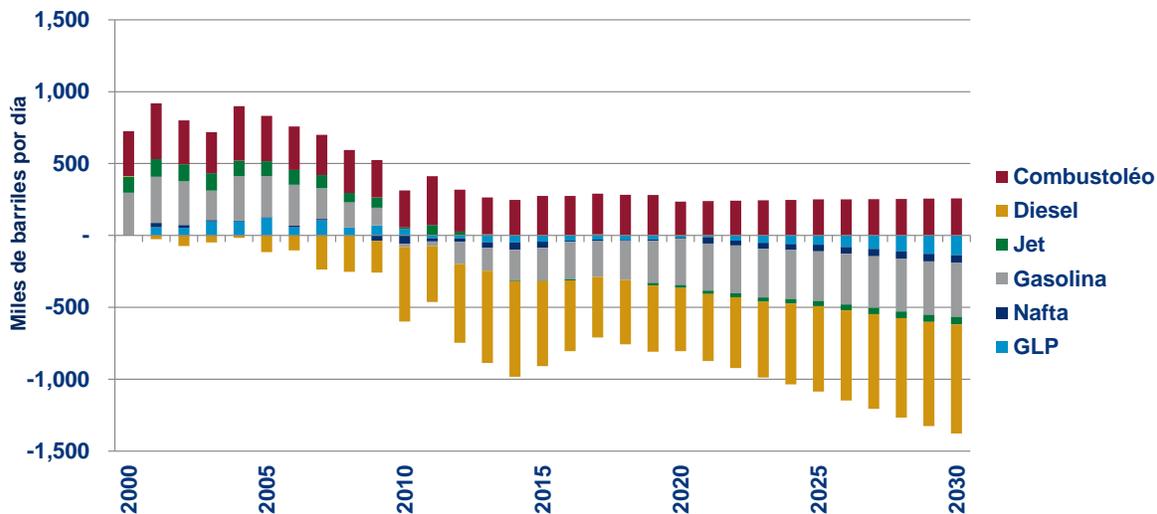
Gráfico 39: Inversiones en Refinación en Latinoamérica



Fuente: Wood Mackenzie

Más allá del incremento proyectado en la capacidad regional de refinación, se espera que Latinoamérica se mantenga como una importadora neta de Diesel y Gasolina.

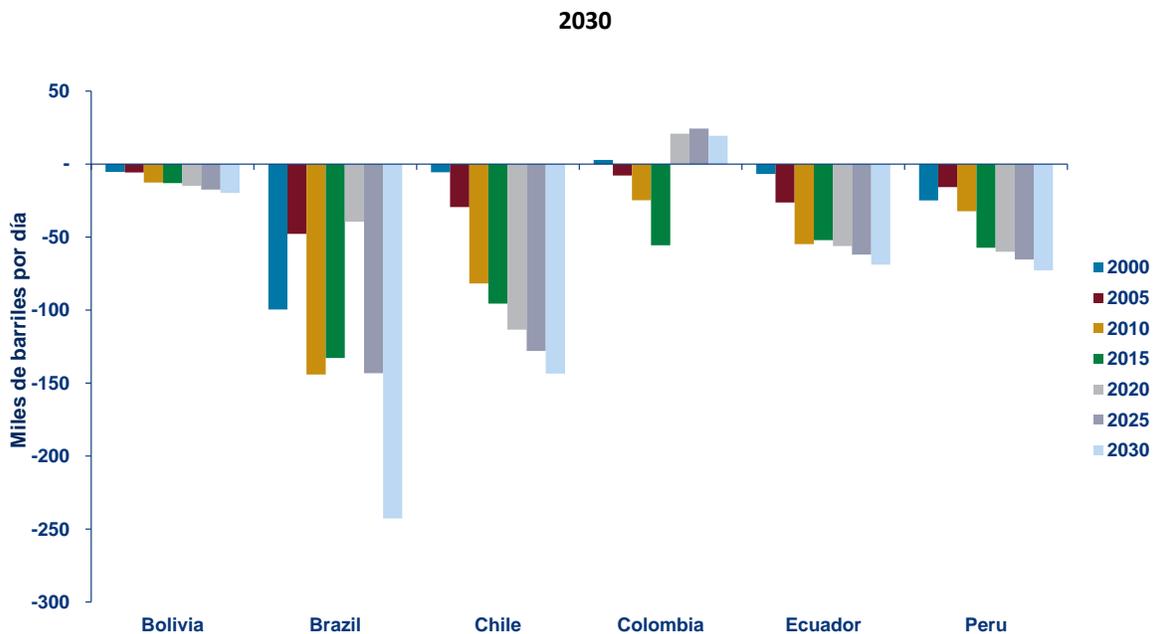
Gráfico 40: Balanza Comercial de los Productos Derivados de petróleo crudo en Latinoamérica (miles de barriles al día) 2000-2030



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar las dinámicas particulares de los principales países consumidores de productos refinados en la región sudamericana, vemos que Brasil y Chile se proyectan como los principales importadores de Diesel.

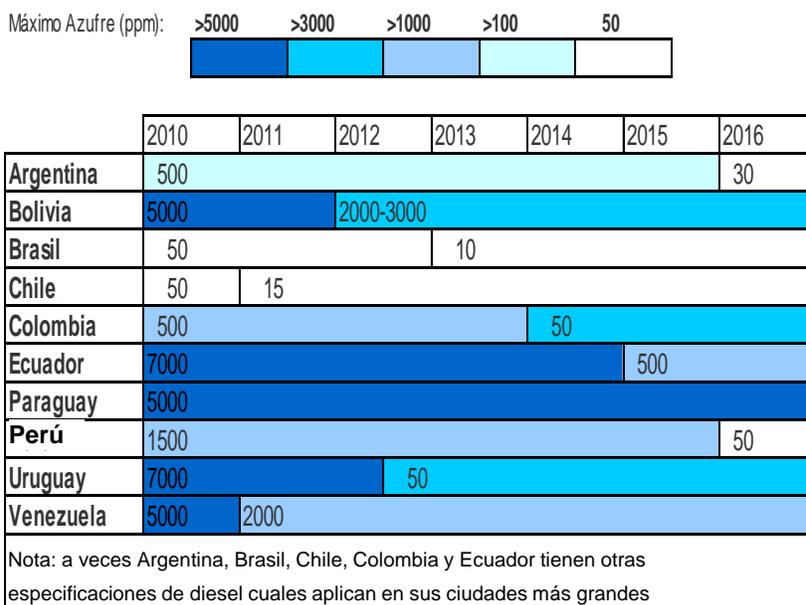
Gráfico 41: Balanza Comercial de los Mercados de Diesel en Latinoamérica (miles de barriles al día) 2000-



Fuente: Wood Mackenzie

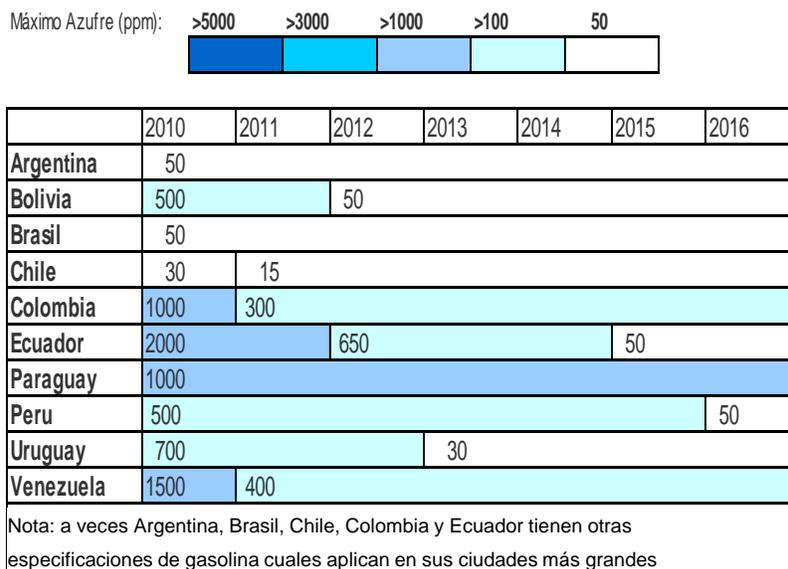
En línea con este escenario, vemos que el contenido de azufre requerido para Diesel y Gasolina en Latinoamérica sigue bajando a través de los principales mercados.

Gráfico 42: Contenido de azufre en Diesel (ppm) 2010-2016



Fuente: Wood Mackenzie

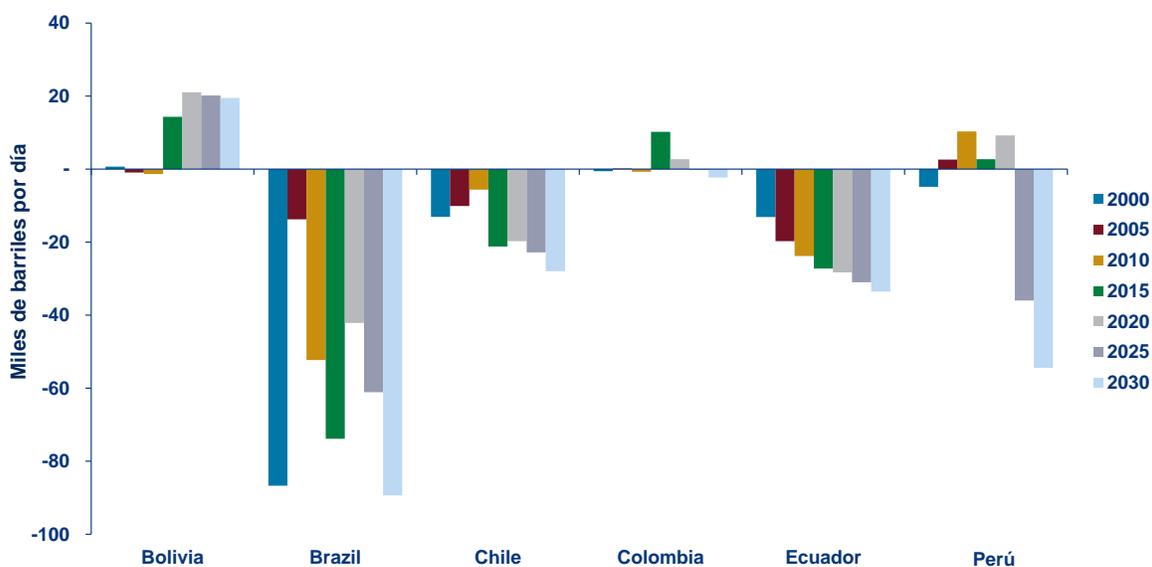
Gráfico 43: Contenido de azufre en Gasolina (ppm) 2010-2016



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar el consumo regional de GLP, vemos asimismo que los países vecinos al Perú son por lo general importadores netos durante el periodo proyectado. Bolivia es el único país en la región que se espera se mantenga como exportador neto a futuro a partir de las inversiones en las plantas de Río Grande y Gran Chaco, plantas de extracción de los líquidos de su producción de gas natural.

Gráfico 44: Balanza Comercial de los Mercados de GLP en Latinoamérica (miles de barriles por día)



Fuente: Wood Mackenzie

Al evaluar el mercado de los lubricantes en Latinoamérica, en primera instancia debe destacarse que la región se mantendrá como un importador neto de producto terminado: frente a una demanda promedio de 1 billón de galones por año, los volúmenes de producción actuales son de aproximadamente 0.6 billones de galones/ año (principalmente bases grupo I). Por tanto, un tercio de la demanda de lubricantes terminados es importada. Existe no obstante una capacidad excedentaria de blending, por un total de 0.8 billones de galones/año.

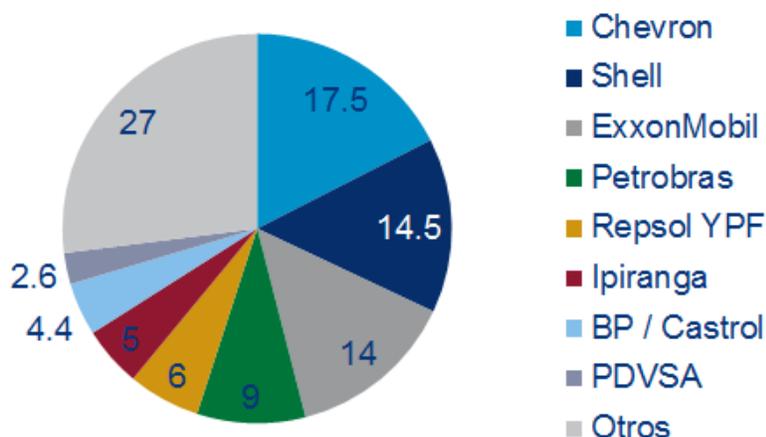
Tabla 2: Capacidad de Blending de Lubricantes Regional (millones de galones anuales) 2013

Capacidad de Blending - Millones de gal/año		
País	Volumen	Plantas
México	190	11
Caribe	18	3
C America	20	2
Colombia	60	10
Ecuador	30	4
Perú	19	4
Chile	80	4
Venezuela	55	9
Brasil	220	10
Bolivia	6	1
Uruguay	2	1
Argentina	140	9
Total	840	68

Fuente: Petrobras, Wood Mackenzie

Chevron, Shell y ExxonMobil concentran más del 60% de la capacidad de blending en la región.

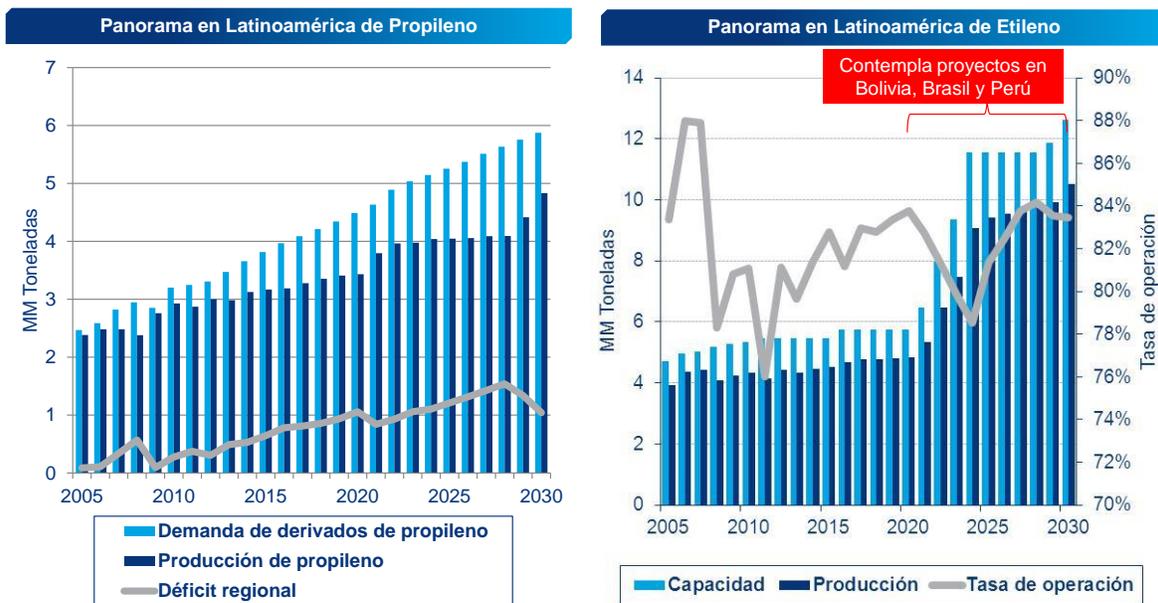
Gráfico 45: Principales actores en Blending de lubricantes a nivel regional (%)



Fuente: Petrobras, Wood Mackenzie

Existen varios proyectos de petroquímica en Latinoamérica que aumentarían la capacidad de producción de la región.

Gráfico 46: Perspectivas sobre los mercados de propileno y etileno en Latinoamérica (millones de toneladas anuales) 2005-2030



Fuente: Wood Mackenzie

Finalmente al evaluar el segmento retail, vemos que el porcentaje de grifos independientes varía considerablemente según país y refleja el grado de competencia en el suministro y la distribución.

Tabla 3: Porcentaje de Grifos independientes por País Latinoamericano (%)

% de número de Grifos	Perú	Chile	Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador
Estatales	14%		33%	20%		19%
Repsol	9%					
Primax	8%					21%
Shell		18%	15%			
Petrobras		11%	5%		2%	
Exxon			11%		17%	6%
Ipiranga				15%		
Terpel/COPEP		47%			46%	7%
Chevron-Texaco					8%	
Otros: PyS, MasGas, PECSA, Brio/Delta, ENEX, Raizen	8%	21%	12%	25%	7%	36%
Independientes	61%	3%	<20%	41%	20%	11%

Fuente: Wood Mackenzie

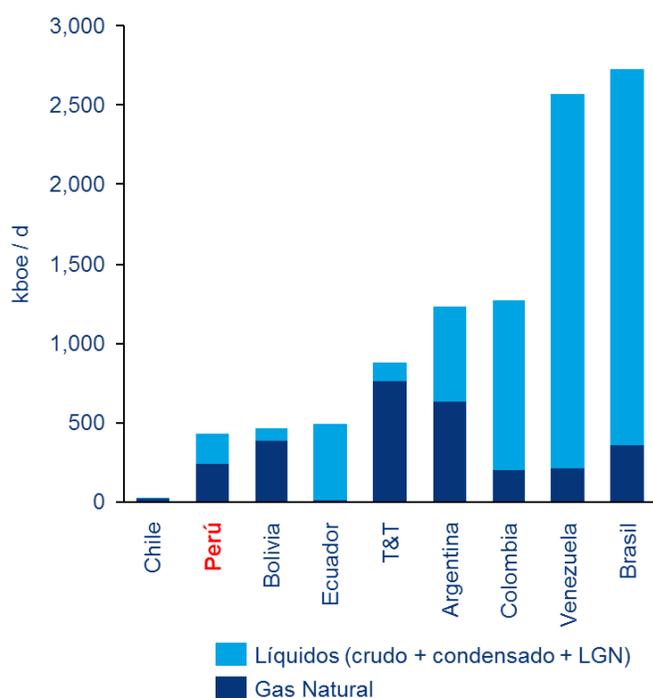
3. TENDENCIA NACIONAL DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

Tras completar nuestra perspectiva sobre la industria de hidrocarburos a nivel global y regional, evaluaremos a continuación las perspectivas de proyectos asociados a la dinámica y evolución del sector en el Perú.

3.1 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Perú es un productor de hidrocarburos de escala marginal a nivel regional, comparado con potencias como Brasil y Venezuela. Cuenta no obstante con un considerable volumen de producción de gas natural, y un potencial de crecimiento alto en dicho producto a futuro a partir de la explotación de Camisea.

Gráfico 47: Producción Gas Natural y Líquidos en Latinoamérica por país (miles de barriles equivalentes por día), 2014

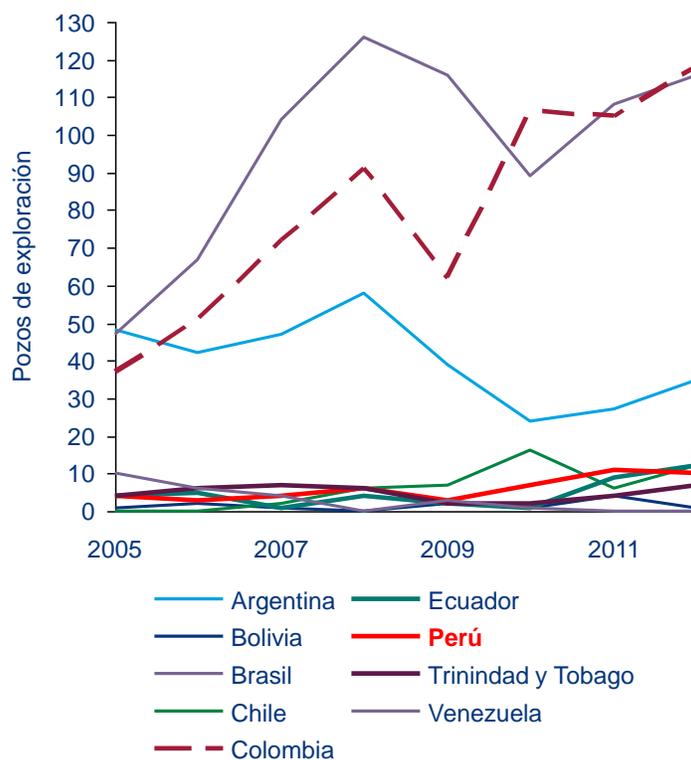


Fuente: Wood Mackenzie

Debe destacarse no obstante que la evolución de la producción en el sector dependerá en gran medida de la actividad exploratoria registrada en la región. Tal como se observa en el siguiente

gráfico, los pozos exploratorios desarrollados en Perú se mantienen estables y en bajos niveles, particularmente en comparación con países como Venezuela, Colombia y Argentina.

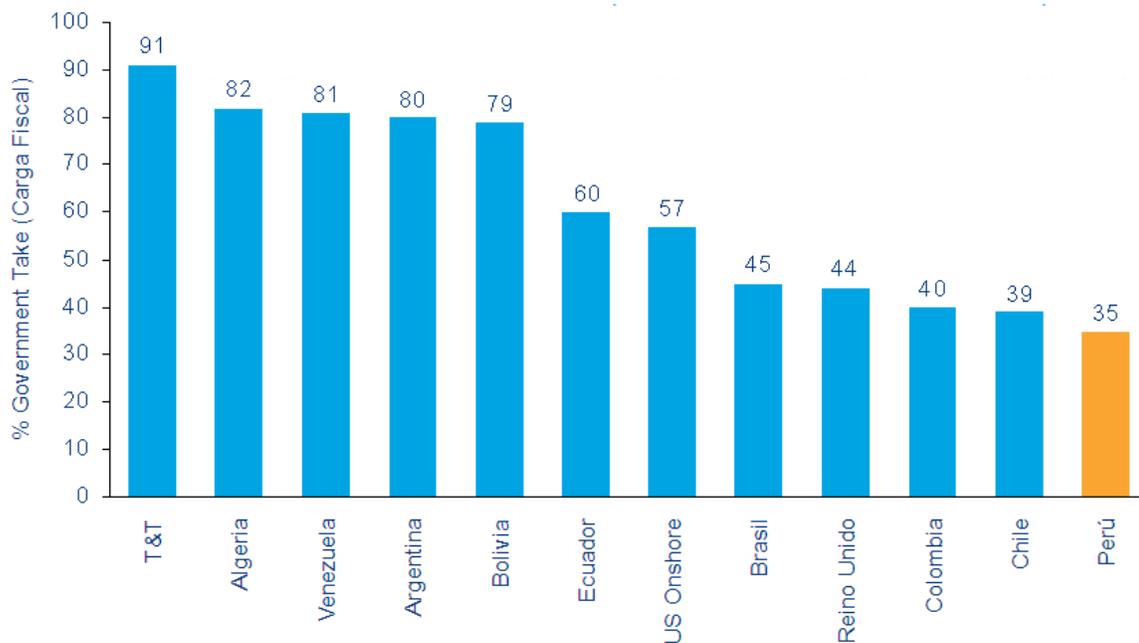
Gráfico 48: Evolución del número de pozos de exploración Región Latinoamérica 2005-2012



Fuente: Wood Mackenzie

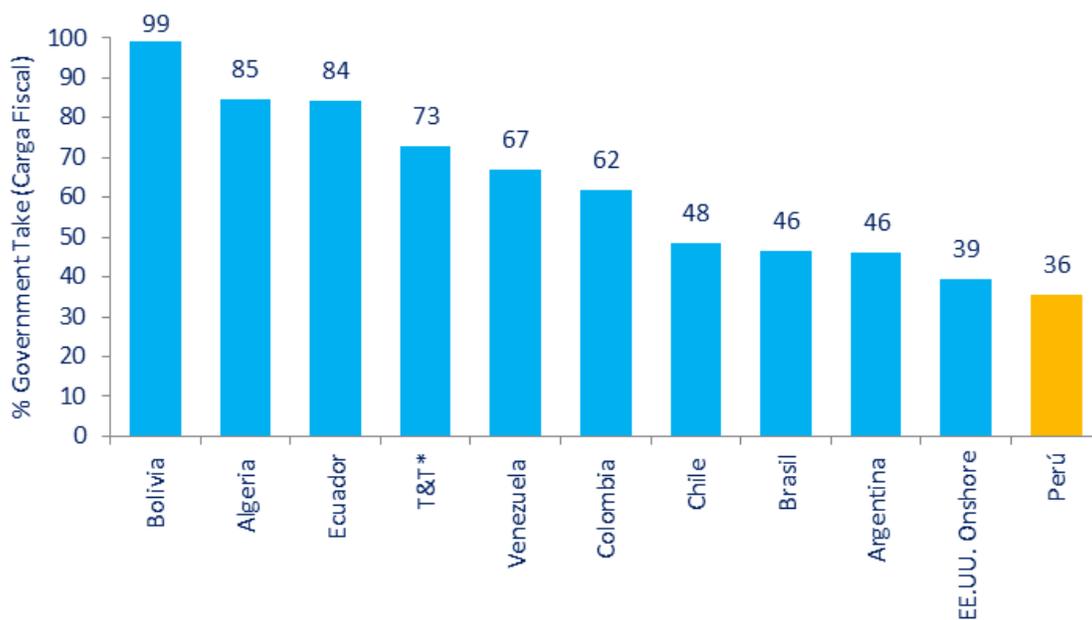
Al evaluar el potencial de desarrollo del sector en Perú, debe destacarse como aspecto positivo para la atracción de capitales internacionales de inversión al país la baja carga fiscal asociada al sector, en particular al compararla contra los restantes países productores de la región y algunas de las principales economías del mundo.

Gráfico 49: Regalías al gobierno para el desarrollo de nuevos campos de gas natural, 2013



Fuente: Wood Mackenzie

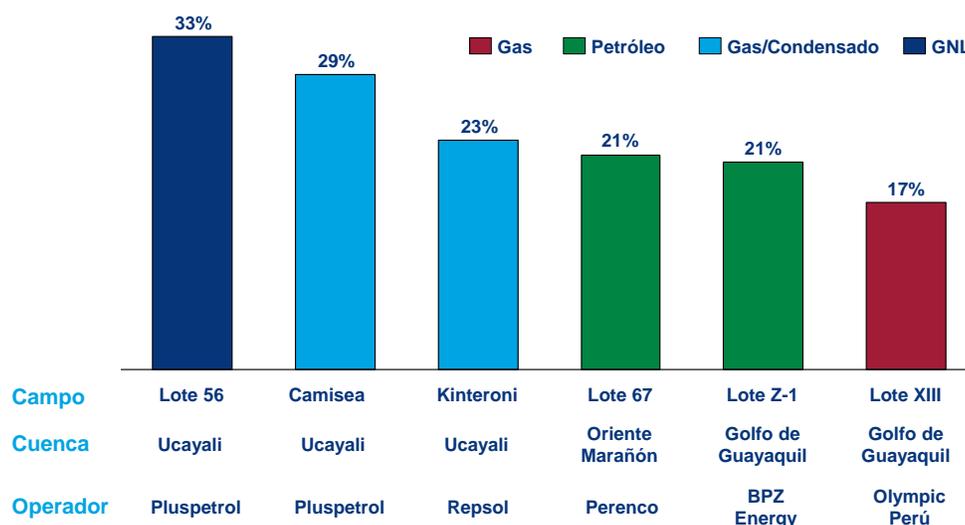
Gráfico 50: Regalías al gobierno para el desarrollo de nuevos campos de petróleo crudo, 2013



Fuente: Wood Mackenzie

Frente al atractivo marco fiscal descrito y considerando las condiciones geológicas del país, el potencial de retorno de los proyectos en Perú es atractivo, con TIRs en el rango del 17-33% para los principales proyectos de Upstream desde el 2000.

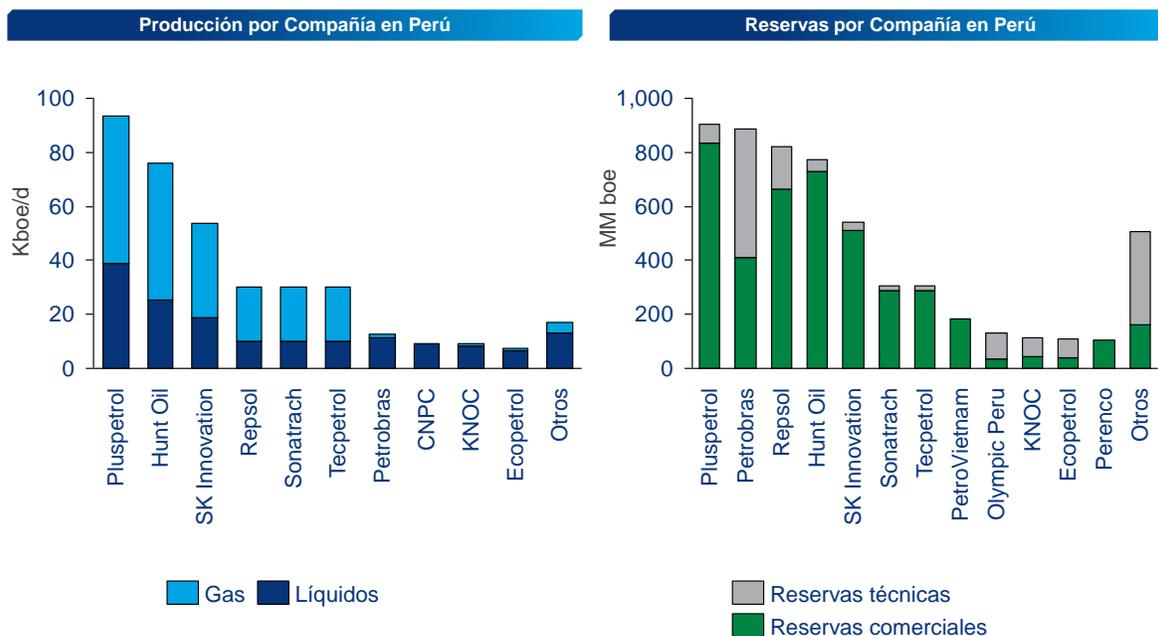
Gráfico 51: Tasa Interna de Retorno de Proyectos Claves de Upstream posteriores al 2000 en Perú



Fuente: Wood Mackenzie

Las empresas más activas en el sector de E&E en el Perú son Pluspetrol, Hunt Oil, SK, Repsol, Sonatrach y Tecpetrol (entre otras); esto, en términos tanto de producción como de reservas.

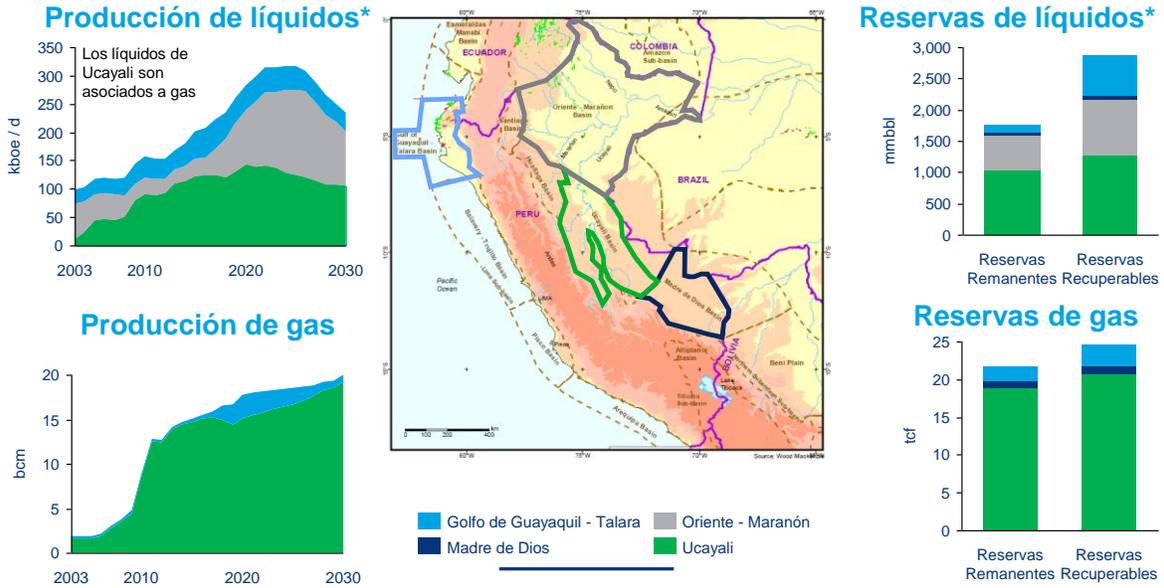
Gráfico 52: Producción (miles de barriles equivalentes por día) y Reservas (millones de barriles equivalentes) por Empresa en Perú



Fuente: Wood Mackenzie

Frente al contexto descrito, la expectativa es que la producción de líquidos y gas natural se recuperará a futuro en el país, apalancada por nuevos desarrollos Upstream y un mayor acceso al mercado. Hay varios prospectos interesantes de la cuenca Marañón de crudos pesados liderados por Lote 192 y Lote 37 y reservas remanentes de gas y líquidos de gas natural en la cuenca Ucayali para mantener la exportación de GNL y suministro al mercado interno.

Gráfico 53: Producción de líquidos y gas por región en Perú

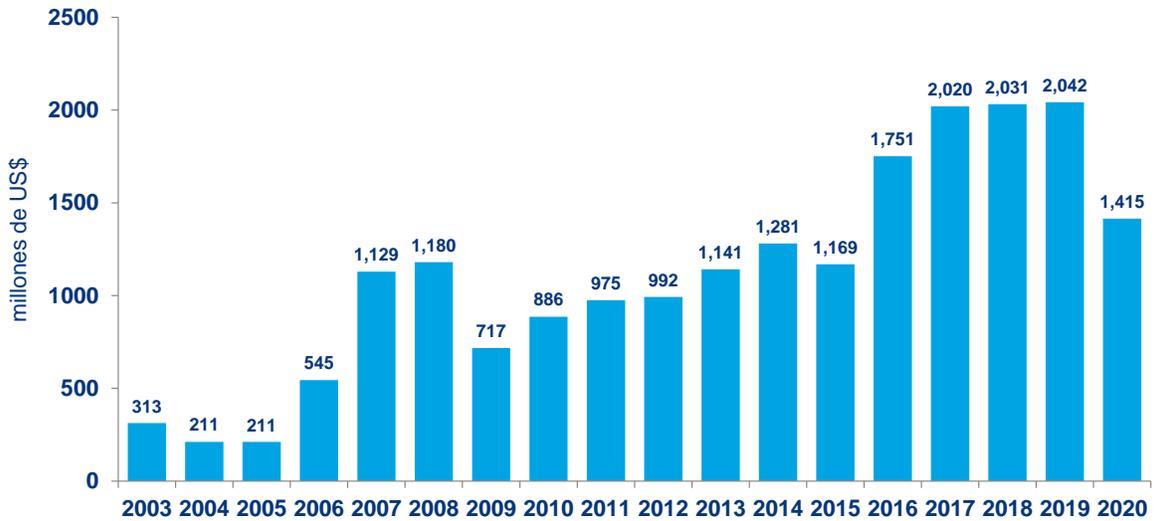


Nota: Líquidos incluye condensados, NGLs y crudo

Fuente: Wood Mackenzie

El aumento proyectado en producción requerirá un aumento considerable en los niveles de CAPEX invertidos en E&E en el país. Dicha tendencia, y en especial el aumento considerable esperado a partir del 2016, se reflejan en el siguiente gráfico.

Gráfico 54: Gastos de inversión en el sector E&E en Perú (US\$ millones) 2003-2020



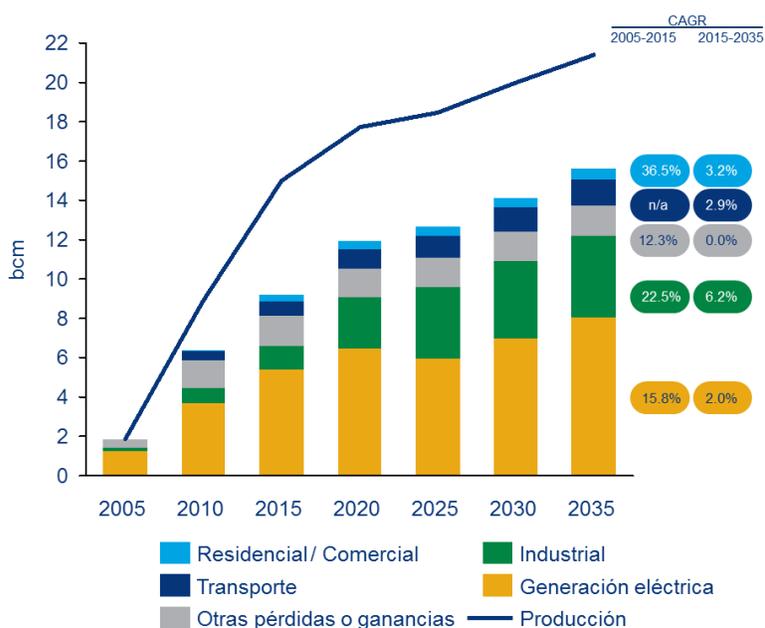
Fuente: Wood Mackenzie

Como mencionáramos con anterioridad, Perú mantendrá y expandirá su posición dominante en el

segmento del gas natural, a partir de los favorables recursos geológicos del país y el empuje creciente de la demanda doméstica. Como se observa en el siguiente gráfico, se espera que la demanda de gas natural doméstica aumente durante las próximas dos décadas a una tasa anual promedio del ~2.5%, con un aumento especialmente relevante desde el sector industrial con tasas por encima del 6%, fruto de las políticas gubernamentales y los beneficios económicos del gas natural como materia prima. El segmento de generación eléctrica será otro impulsor relevante de la demanda.

Debe destacarse no obstante que, más allá del importante aumento en la demanda proyectada la considerable expansión en los volúmenes de producción harán que Perú se mantenga como un exportador neto durante el periodo. La mayoría de las exportaciones de gas natural del Perú llegan hoy a la terminal de GNL de Manzanillo en México.

Gráfico 55: Demanda y Producción de Gas en Perú (bcm) 2005-2035



Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

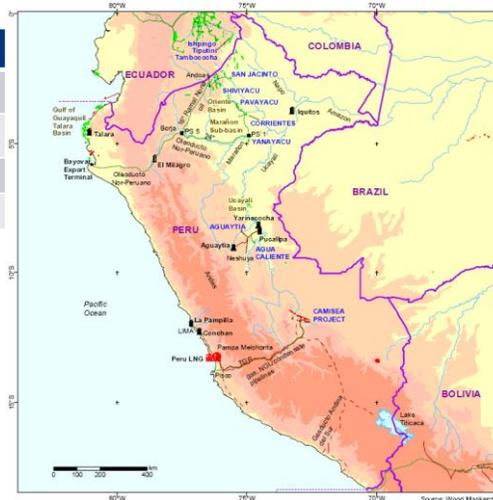
Fuente: Wood Mackenzie

El crecimiento esperado en el sector hidrocarbúrico del país, tanto para gas natural y crudo, se ve posibilitado por la calidad y extensión del negocios Midstream (la infraestructura de transporte de crudo y gas natural existente y proyectada). Esto, aun pese a las dificultades de mantener conectado un país con las características de Perú.

Gráfico 56: Infraestructura (Midstream) de Crudo y Gas Natural

Infraestructura de Crudo

Oleoducto	Operador	Distancia km	Capacidad kb/d
Nor-Perúano-Tramo Uno	PETROPERÚ	320	150
Nor-Perúano-Tramo Dos	PETROPERÚ	450	200
Ramal Norte	PETROPERÚ	260	100
TGP (Liquids)	TGP	557	110



Infraestructura de gas

Gasoducto	Operador	Distancia km	Capacidad mmcfd
TGP (Gas)	TGP	729	610
Perú LNG Gas pipeline	Hunt Oil	408	667

Plantas de GNL	Operador / dueño	Ventas
Perú LNG (PLNG)	Hunt Oil (50% y operador), K Energy (20%), Shell (20%), Marubeni (10%)	Suministro de 620 mmcfd de gas por un periodo de 18 años

Fuente: Wood Mackenzie

En definitiva, la siguiente tabla sintetiza los principales mensajes derivados del análisis del sector Upstream global, regional y nacional realizado.

Tabla 4: Mensajes clave de Upstream para PETROPERÚ

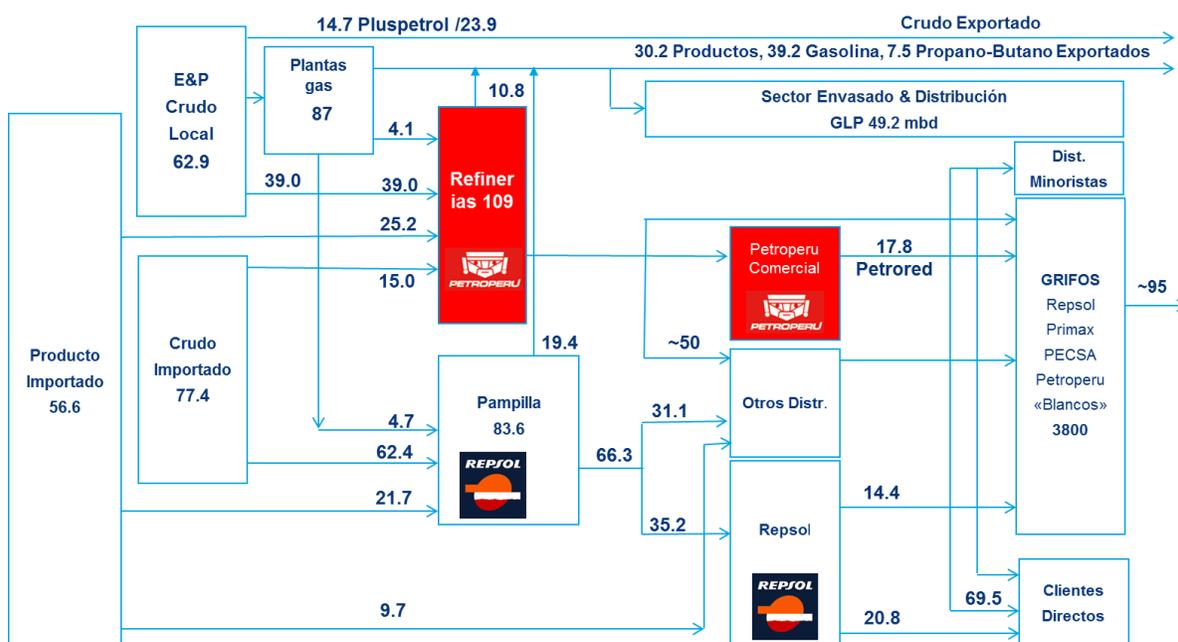
Observación	Comentarios
Aumentarán inversiones provocando crecimiento en la producción de petróleo y gas hasta 2020	<ul style="list-style-type: none"> Wood Mackenzie espera que inversiones en E&E en el Perú incrementan más de 80% en los próximos 5 años Producción de líquidos debería crecer de 177 kbd en 2013 a más que 280 kbd en 2020 Producción de gas debería crecer de 14 bmc en 2013 a casi 18 bmc en 2020
Altos retornos en el Perú reflejan la importancia del segmento a la renta petrolera global	<ul style="list-style-type: none"> Según nuestros cálculos, retornos en los mayores proyectos Upstream en Perú han variado entre 17 y 33% Estos retornos son bastante más altos que los retornos esperados en proyectos de downstream en la mayoría de los casos que hemos visto en el Perú
Hay una serie de desafíos y riesgos que hay que enfrentar	<ul style="list-style-type: none"> El Perú tiene un régimen fiscal muy progresivo, pero hay varios desafíos en la industria, que incluye: <ul style="list-style-type: none"> Consulta previa y conflictos sociales Atrasos y plazos extendidos requeridos a conseguir permisos ambientales Comercialización de hidrocarburos pesados y/o ubicados en zonas aisladas
El Perú se mantendrá como exportador clave, pero el mercado interno se desarrollará rápido	<ul style="list-style-type: none"> En el negocios de gas, el Perú tendrá avances importantes en sus programas de masificación, con doblar el consumo de gas natural hasta 14 bmc a 2030 Sin embargo, con la esperada crecimiento de la producción de gas, el Perú se mantendrá un exportador importante de gas en la región

Fuente: Wood Mackenzie

3.2 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN REFINACIÓN

Al evaluar el segmento Downstream en Perú, resulta preciso partir con una mirada macro sobre la cadena de valor de los hidrocarburos líquidos para identificar y cuantificar las particularidades del mercado doméstico (ver gráfico siguiente). En particular, observamos que Perú es un mercado de distribución de combustibles de escasos suministradores primarios y múltiples actores minoristas.

Gráfico 57: Cadena de Valor de los Hidrocarburos Líquidos - 2013 mbd

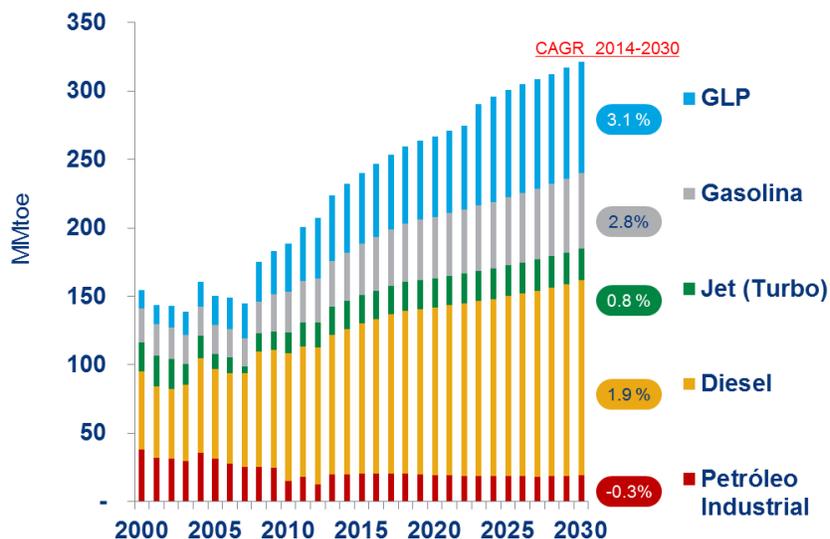


Fuente: Wood Mackenzie

La demanda de los productos refinados crece sostenidamente en Perú, particularmente la demanda de GLP (la cual crece con una tasa anual de crecimiento del 3%), Gasolina (2.8%) y Diesel (1.9%).

- **GLP:** Principalmente usado en las residencias para cocinar y calentar. Debe destacarse adicionalmente que fuera de Lima, la conversión de vehículos a GLP ha sido popular
- **Gasolina:** El número de vehículos ha crecido 5.3% por año desde el 2003, con la gasolina como el combustible dominante
- **Diesel:** 80% del sector de transporte, 15% de industria

Gráfico 58: Demanda de Productos Refinados en Perú (MMtoe), 2000 - 2030

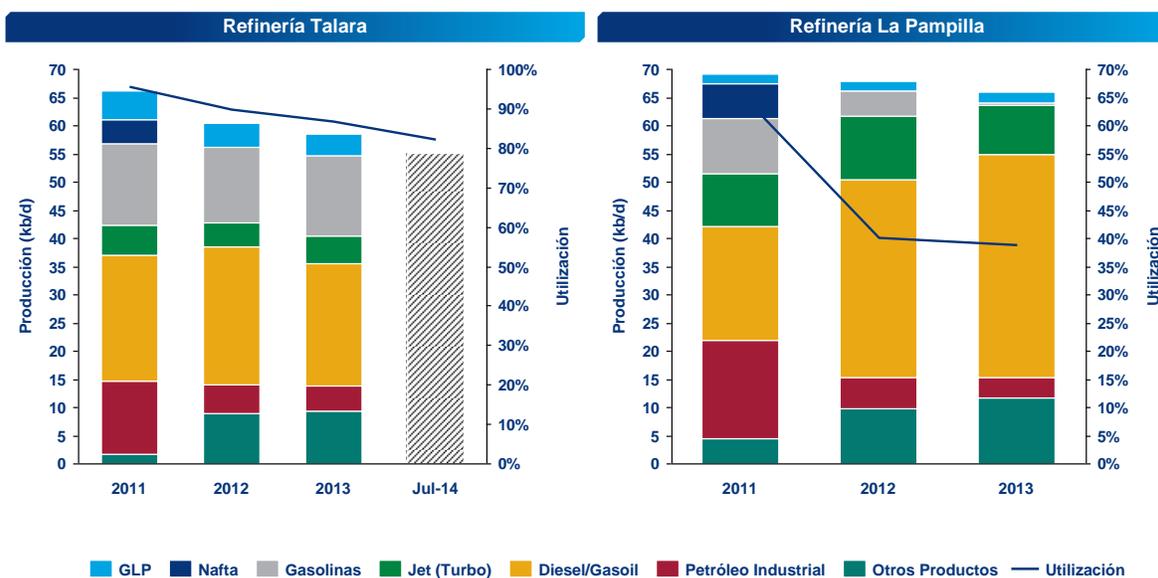


Notas: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés), Millones de toneladas equivalentes de crudo

Fuente: Wood Mackenzie

Las refinерías de Talara y La Pampilla han sabido aprovechar el entorno favorable en años recientes. Incluso, Talara ha logrado mantener altos niveles de utilización de su capacidad de refinación en comparación con La Pampilla, tal como se observa en el siguiente gráfico.

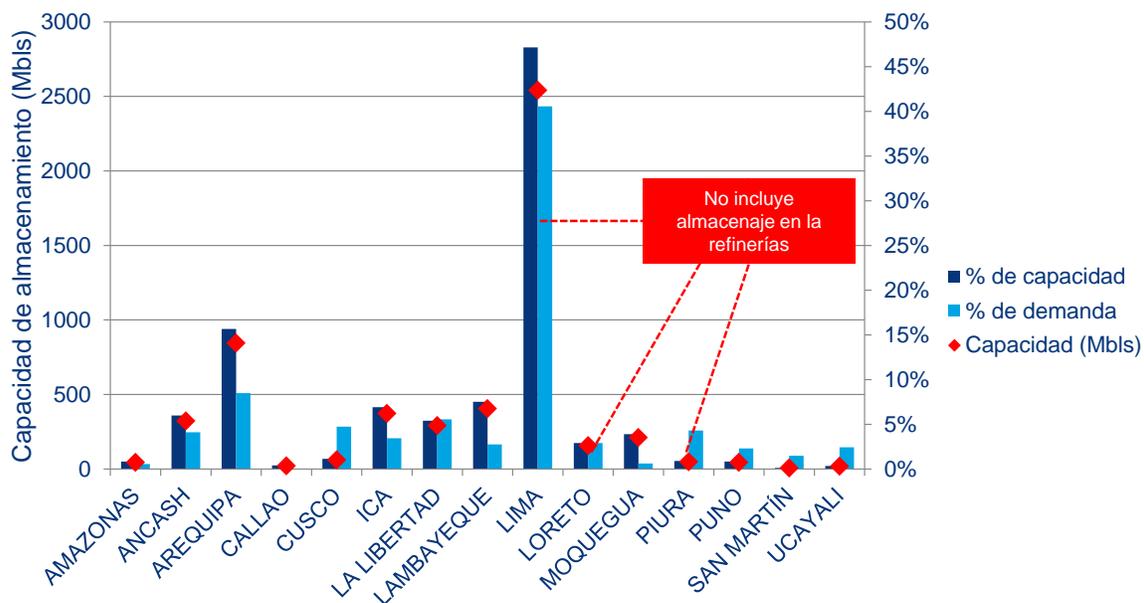
Gráfico 59: Producción (kb/d) y Utilización (%) histórica de las refinерías Talara y La Pampilla, 2011-2013



Fuente: Wood Mackenzie

Las plantas de almacenaje para los productos derivados en Perú están distribuidas en relación a la demanda, tal como se observa en el siguiente gráfico:

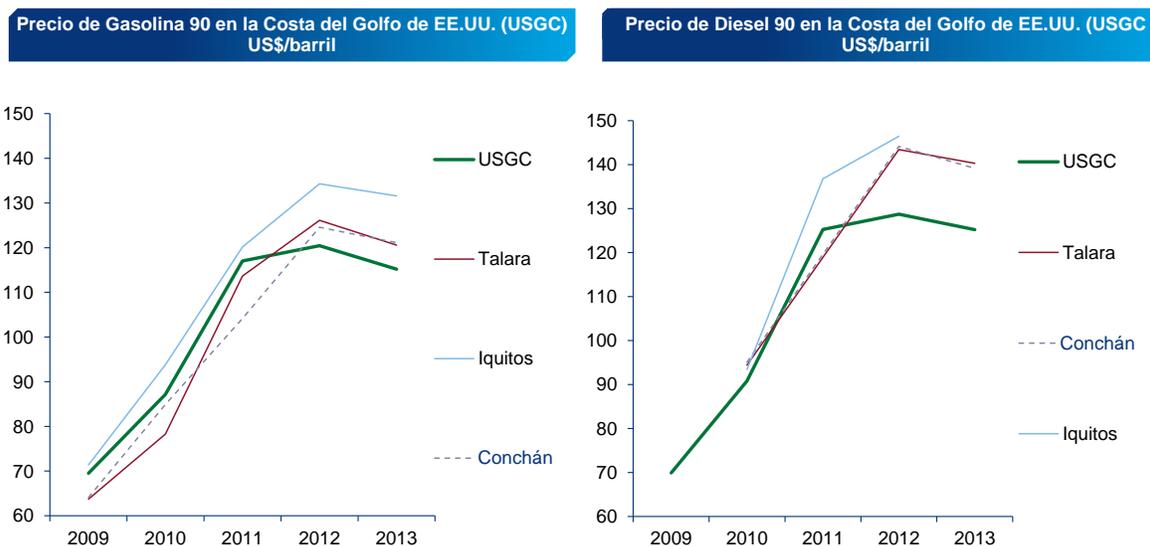
Gráfico 60: Capacidad (miles de barriles) y Porcentaje de Capacidad y Demanda de plantas de almacenamiento en Perú, 2013



Fuente: Osinergmin, Wood Mackenzie

Los precios de los productos refinados en Perú reflejan actualmente el diferencial logístico con la Costa del Golfo de EE.UU. (USGC), por ejemplo, alrededor de US\$5 por barril para gasolina 90.

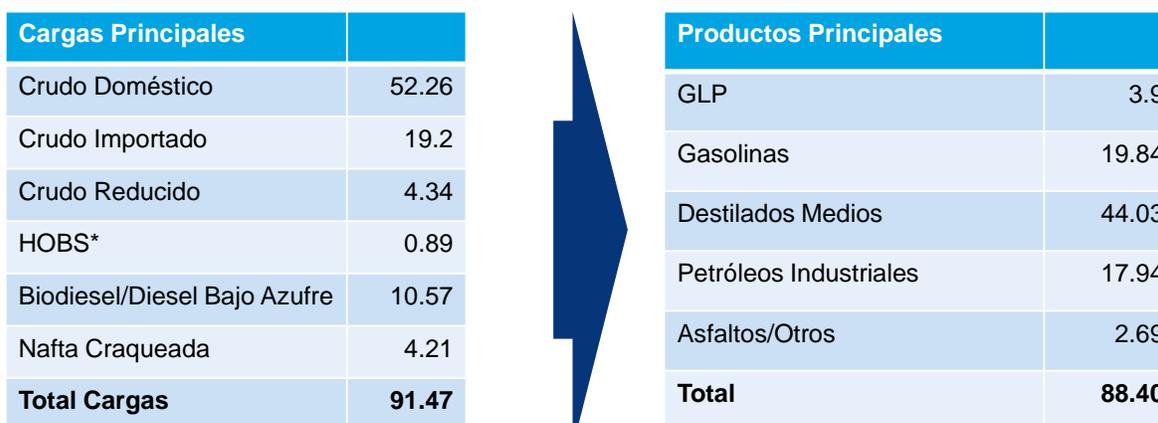
Gráfico 61: Precios de gasolina y diésel en la Costa del Golfo de EE.UU. (US\$/barril) 2009-2013



Fuente: PETROPERÚ, Wood Mackenzie

Las refinерías de PETROPERÚ en su conjunto procesan crudo nacional, crudo importado y adquieren productos importados para poder satisfacer las demandas de calidad establecidas en el mercado doméstico.

Gráfico 62: Balance de Carga/Producción de PETROPERÚ– Junio 2014 (Mbd)



Nota: * Carga de alto octanaje

Fuente: Wood Mackenzie

La Refinería La Pampilla por su parte importa casi la totalidad de sus cargas y exporta más del 30% de su producción:

Gráfico 63: Balance de Carga/Producción de Refinería La Pampilla – Junio 2014 (Mbd)

Cargas Principales		Productos Principales	
Crudo Doméstico	0.00	GLP	2.1
Crudo Importado	66.56	Gasohol	11.75
MDBS*	4.73	Destilados Medios	41.99
Biodiesel/Diesel	11.10	Petróleos Industriales	11.05
Etanol	0.54	Asfaltos/Otros	1.34
Gasolinas Alto Octano	0.67	Gasolina primaria exportación	7.72
Total Cargas	83.60	Subtotal	75.95

Nota: * destilado medio de bajo azufre, origen Pluspetrol

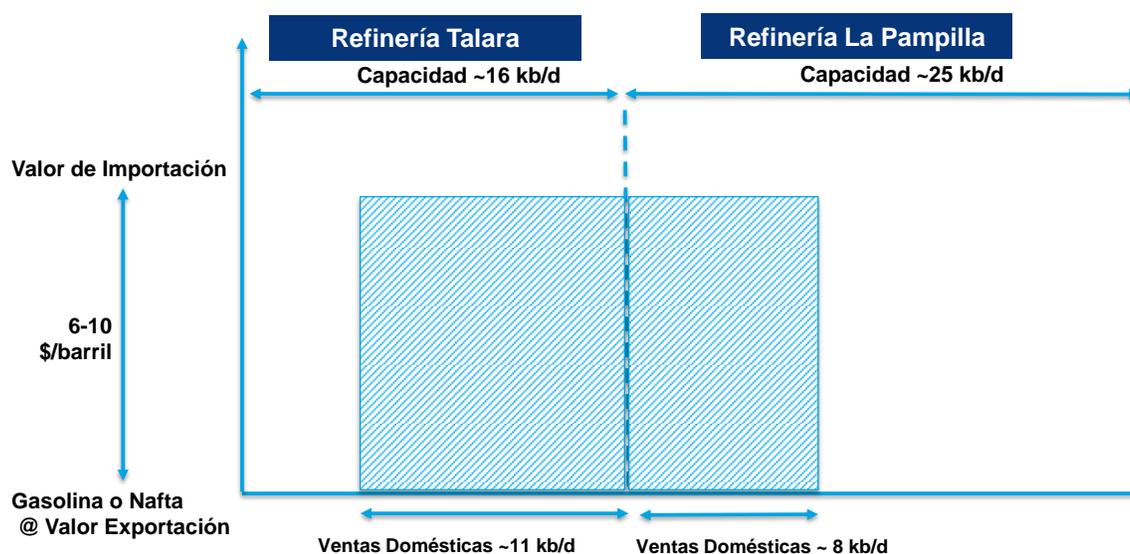
Fuente: Wood Mackenzie

Así, el desbalance establecido entre la capacidad de refinación (La Refinería de la Pampilla tiene una capacidad de ~107 Mbd y las refinerías de PETROPERÚ una capacidad de 94 Mbd, o 201 Mbd en total) y el mix de productos demandados motiva una baja utilización de las refinerías y malos desempeños económicos.

- Perú es deficitaria en diesel y excedentaria en gasolina y combustóleo.
- La estructura de refinación de Perú no consigue un buen desempeño económico cuando opera con alta utilización de su capacidad, bajo las condiciones actuales de suministro y mercado
 - Parte de la capacidad de refinación procesa crudo local de alta calidad y vende la totalidad de su producción por barril en el mercado local, obteniendo un alto margen bruto por ello
 - Parte de la capacidad procesa crudos importados, vendiendo una porción de sus productos en el mercado local y exporta otra porción a precios más bajos
 - Parte de la capacidad de refinación no es capaz de procesar crudo, dado que la economía de proceso de crudo importado y la exportación de una alta proporción del barril procesado no cubre los costos variables
- La modernización de la Refinería Talara incrementará la disponibilidad de destilados medios, pero agregará oferta de gasolina y combustóleo que podría tener que ser exportado.

En este contexto, cada barril de gasolina que las refinerías no venden en el mercado doméstico de gasolina, tiene como impacto económico el descenso de la carga o la diferencia entre los valores de importación y de exportación de entre US\$6 a US\$10 por barril de gasolina o nafta que tiene que ser exportada.

Gráfico 64: Impacto en la participación de mercado de Gasolina sobre la economía de la Refinería Talara y Refinería La Pampilla



Fuente: Wood Mackenzie

PETROPERÚ ha mantenido su desempeño históricamente dada su ventaja en el acceso al crudo y su alta participación en el mercado local. La siguiente tabla presenta un análisis comparativo de alto nivel para PETROPERÚ vs Refinería La Pampilla, a través de distintas dimensiones claves:

Tabla 5: Comparativo, refinerías PETROPERÚ vs. Refinería La Pampilla

Medida a comparar	Refinación PETROPERÚ	Refinería La Pampilla
Costo de Materia Prima	<ul style="list-style-type: none"> Petróleo crudo local e importado 	<ul style="list-style-type: none"> Petróleo crudo importado
Utilización de Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> Alta, disminución reciente a cerca del 90% 	<ul style="list-style-type: none"> Relativamente baja, aprox.65%
Logística	<ul style="list-style-type: none"> Logística compleja para alcanzar el mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Cercana al principal mercado, terminal propio

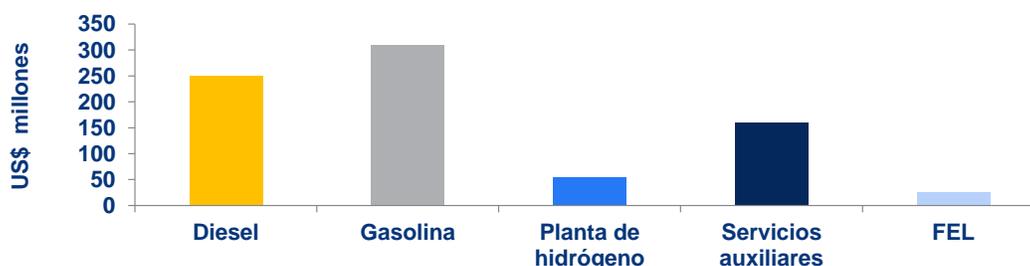
Medida a comparar	Refinación PETROPERÚ	Refinería La Pampilla
Mercado Doméstico	<ul style="list-style-type: none"> Acuerdos de exclusividad con algunos distribuidores Suministro a regiones con margen incierto Limitado control de demanda 	<ul style="list-style-type: none"> Alta integración en distribución & retail Posicionamiento premium
Calidad de Productos	<ul style="list-style-type: none"> Se importan productos para cumplir regulación de producto Adquirirá dicha capacidad en 2019 	<ul style="list-style-type: none"> Se importan productos para cumplir regulación de producto Adquirirá dicha capacidad en 2016

Fuente: Wood Mackenzie

Las especificaciones de calidad perjudican la economía de las refinerías en Perú. La Refinería La Pampilla cumplirá con las nuevas regulaciones, al menos dos años antes que PETROPERÚ, tras completarse su propio proceso de modernización (con un costo total estimado de entre US\$ 800 millones y US\$ 1,000 millones). La modernización involucra la construcción de nuevas unidades de proceso que producirán combustibles con bajo contenido de azufre, de acuerdo al siguiente cronograma:

- Diesel en Julio 2016
- Gasolina nueva especificación en 2017

Gráfico 65: Gastos de inversión en la modernización de Refinería La Pampilla (millones de dólares)

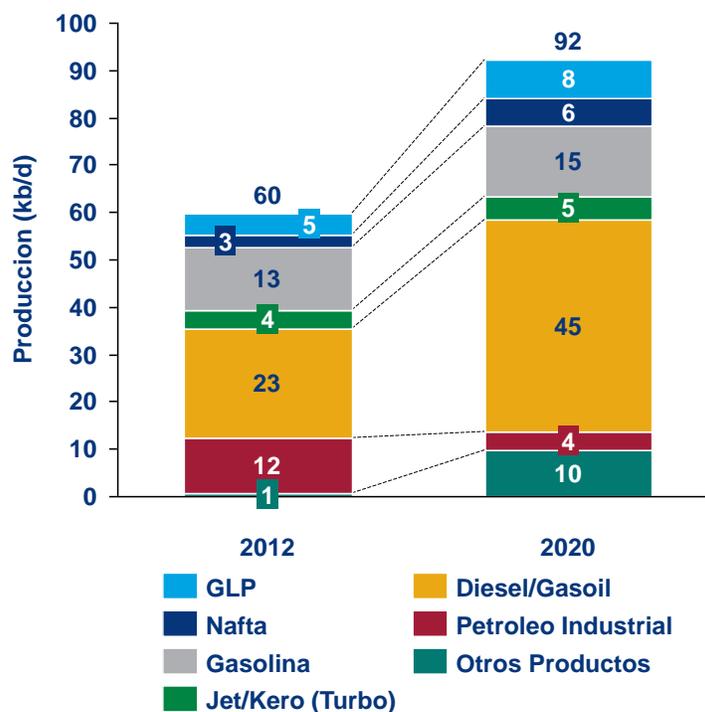


Fuente: Repsol, Wood Mackenzie

La modernización de la Refinería Talara mejorará substancialmente su viabilidad y posición competitiva frente al escenario descrito previamente, aumentando su potencial de producción total

y en particular, permitiendo un aumento considerable en el output de diesel esperado.

Gráfico 66: Producción de Refinería Talara (kb/d) 2012 y 2020



Fuente: Wood Mackenzie

El desempeño financiero de la Refinería Talara estará sujeto no obstante a factores de mercado externos e internos:

Factores de Fuerte Impacto en Margen

- Disponibilidad de crudo local
- Disponibilidad de crudo pesado en el Pacífico
- Disponibilidad de gas natural en la zona
- Diferencial de precios internacionales:
 - Petróleo Crudo liviano vs. petróleo crudo pesado
 - Spread gasolina vs. petróleo crudo
 - Spread diesel vs. petróleo crudo

- Mayor demanda doméstica de gasolina
- Aumento de la participación de mercado de PETROPERÚ en gasolinas

Acciones de Protección de Margen

- Aumento de producción de crudo doméstico y gas natural local
- Fortalecimiento de posición en distribución en Perú
- Contratos de largo plazo con productores de crudo adecuado a la nueva configuración

En definitiva, la siguiente tabla sintetiza los principales mensajes derivados del análisis del sector Downstream global, regional y nacional realizado.

Tabla 6: Mensajes clave de Downstream para PETROPERÚ

Observación	Comentarios
El desbalance de mix de demanda vs. oferta desafía al segmento	<ul style="list-style-type: none"> • País importador de diesel y exportador de gasolina y petróleo industrial • Aumenta la oferta local de combustibles sustitutos en el transporte: GLP y Gas Natural • La estructura industrial de refinación, aun modificada post-PMRT no logrará revertir la situación
Las especificaciones desafían la economía	<ul style="list-style-type: none"> • En general los países intentan aplicar especificaciones de combustibles que pueden ser alcanzadas por los refinadores locales. • La demora en los proyectos del Perú han dejado expuesto el segmento y a la economía del país en general a la necesidad de importación de diesel de bajo azufre y a la exportación de diesel de alto azufre • Además, el segmento disminuye su nivel de utilización por la limitada economía marginal
La posición competitiva del segmento mejorará sustancialmente, pero los resultados estarán sujetos a factores internos y externos	<ul style="list-style-type: none"> • La capacidad futura de refinación procesará crudos de menos calidad y producirá productos de mas calidad y mas adecuados al mix de demanda peruana • Sin embargo, existen factores críticos para su desempeño: disponibilidad de crudos locales o regionales, demanda de gasolina doméstica y la volatilidad de los diferenciales crudo-producto y crudo pesado vs. liviano a nivel internacional

Fuente: Wood Mackenzie

3.3 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN RETAIL

PETROPERÚ controla un número significativo de grifos en territorio peruano, siendo el mayor actor en términos del número total de estaciones de servicio. Cuenta no obstante con un foco principal en el modelo de "afiliadas", versus sus principales competidores. Se destaca adicionalmente el alto número de grifos independientes que componen el mercado peruano.

Gráfico 67: Distribución de Grifos por Empresa y Tipo en Perú

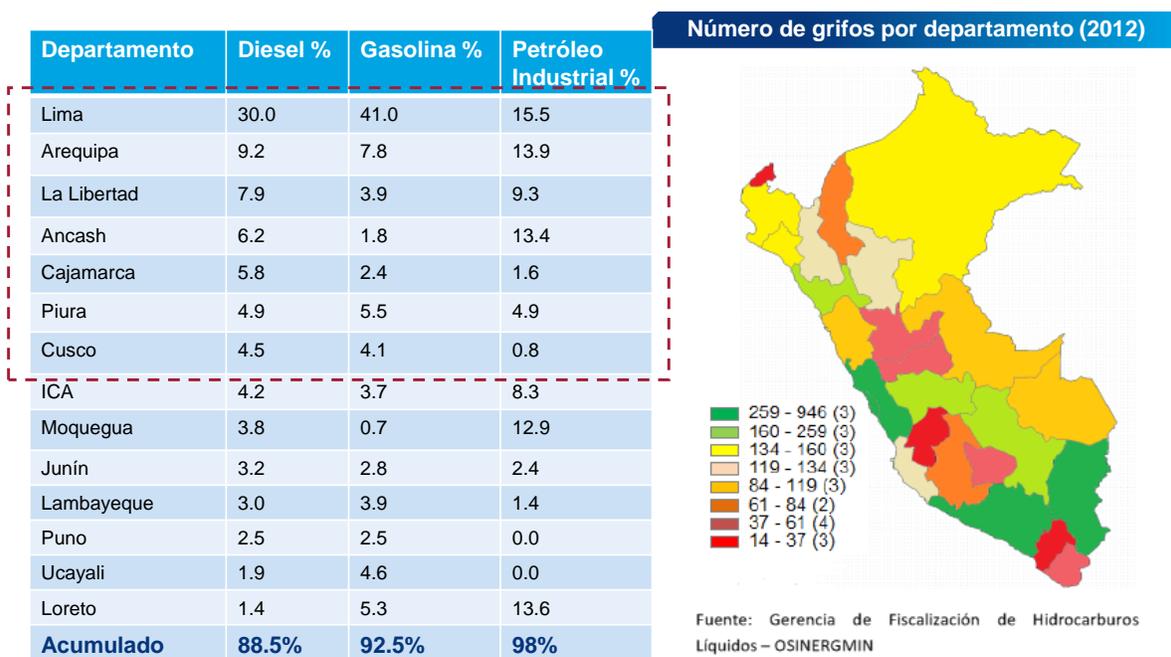
% de número de Grifos y EESS	Grifos	Propias	Afiliadas	Volumen Miles de gal. al mes
PETROPERÚ	530	1	529	
Repsol	356	81	275	
Primax	333	110	223	
PECSA	300	75	225	
Independientes	2449			
Total Grifos y EESS	3968			32

Número de Grifos	2010	2013	Volumen Miles de gal. al mes
Con GNV	138	227	20
Con GLP	340	700	60

Fuente: AGESP, PETROPERÚ, OSINERGMIN, Wood Mackenzie

El mercado de retail de combustibles líquidos en el Perú presenta una marcada concentración. Así, dos terceras partes de la demanda se concentra en siete de los veinticuatro departamentos.

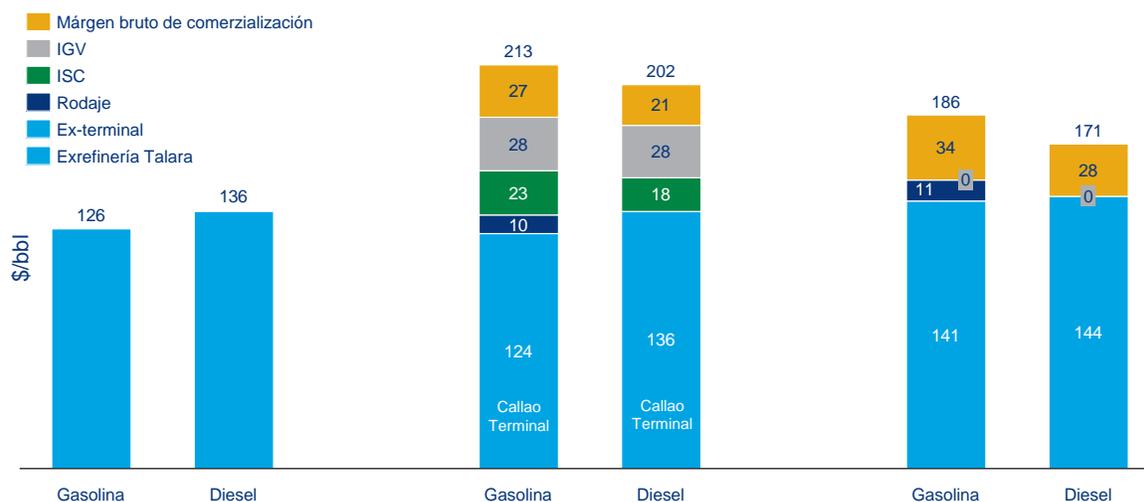
Gráfico 68: Porcentaje de la demanda de combustibles y Número de Grifos por Departamento en Perú



Fuente: OSINERGMIN, Wood Mackenzie

La estructura de precios (y los factores de su composición) varía significativamente a través de las distintas regiones.

Gráfico 69: Estructura de Precios de Combustibles Retail (US\$/barril)



Fuente: PETROPERÚ (Lista de precios de combustibles 06.08.2014), Repsol (Lista Oficial de Precios de Combustibles de Refinería La Pampilla S.A. 06/08/2014), Osinergmin

En definitiva, la siguiente tabla sintetiza los principales mensajes derivados del análisis del sector Retail global, regional y nacional realizado.

Tabla 7: Mensajes clave del sector de comercialización para PETROPERÚ

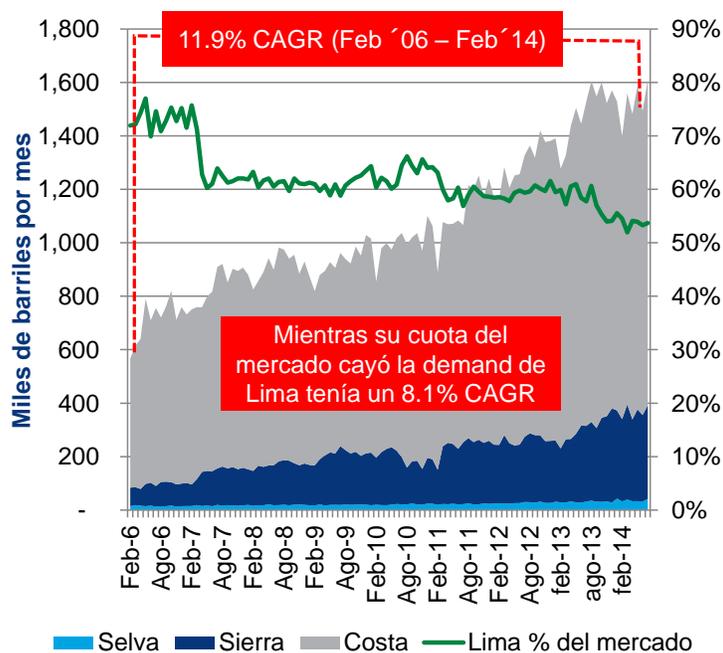
Observación	Comentarios
Segmento dominado por independientes	<ul style="list-style-type: none"> El rol del distribuidor intermediario entre productor/importador y grifo no tiene gran atractivo en la estructura actual de mercado La relación directa suministrador primario-independientes actual ofrece espacio para crecer en número de afiliadas
Diversidad de atractivo de grifos	<ul style="list-style-type: none"> Margen unitario por galón relativamente alto Volumen promedio por grifo relativamente bajo Precios finales no uniformes
Crecimiento esperado de demanda, pero no de grifos	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento de demanda atractivo Volumen medio relativamente bajo de ventas por grifo y el costo de oportunidad inmobiliario puede motivar una consolidación o al menos una limitación en el crecimiento de número de grifos Esto sería un factor positivo para los participantes actuales, inclusive PETROPERÚ
Penetración de otros combustibles en los grifos	<ul style="list-style-type: none"> GLP y GNV desplazan volúmenes de consumo de gasolina PETROPERÚ pierde poder de negociación como suministrador primario del sector vehicular peruano por ello

Fuente: Wood Mackenzie

3.4 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN GLP

El mercado de GLP en el Perú ha tenido un marcado crecimiento en años recientes, registrando una tasa anual de crecimiento del ~12% desde el 2006 al 2014. El grueso de la demanda proviene de las zonas costeras, con Lima como el principal centro de consumo (concentrando más del 50% del mercado en la actualidad). Debe destacarse que si bien la cuota de mercado correspondiente a la capital ha disminuido durante el periodo analizado, el volumen demandado ha crecido a una tasa anual equivalente del ~8% (frente a crecimientos más acelerados en otras regiones).

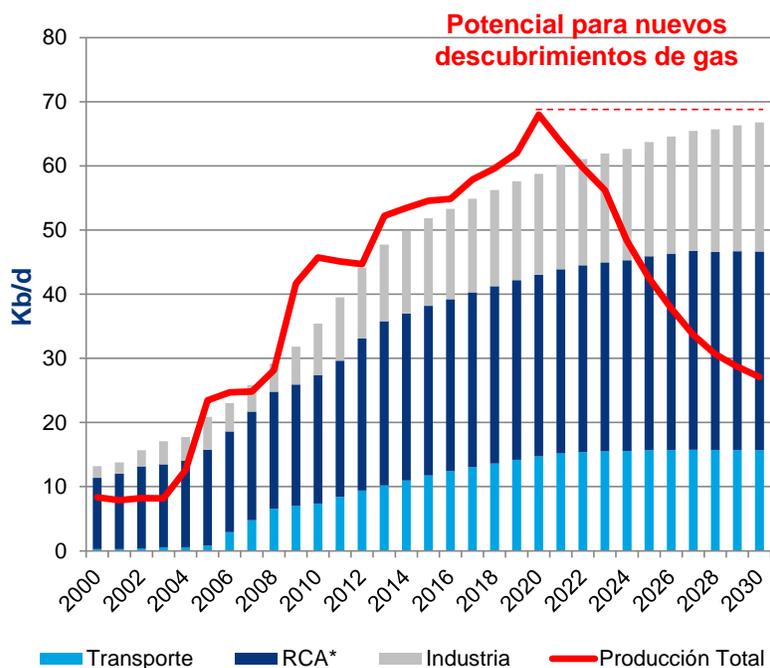
Gráfico 70: Demanda de GLP por región (miles de barriles por mes), 2006-2014



Fuente: Wood Mackenzie

Se proyecta que el mercado en GLP peruano sufra un crecimiento sostenido hacia el 2030, empujado principalmente por la demanda residencial y comercial (RCA = Residencial, Comercial y Agricultura). Considerando exclusivamente los yacimientos probados, la producción doméstica será suficiente para satisfacer la demanda interna hasta el 2022 aproximadamente. A partir de ese año, nuevos descubrimientos podrán satisfacer la demanda incremental del país.

Gráfico 71: Oferta y Demanda de GLP en Perú (miles de barriles por día) 2000-2030



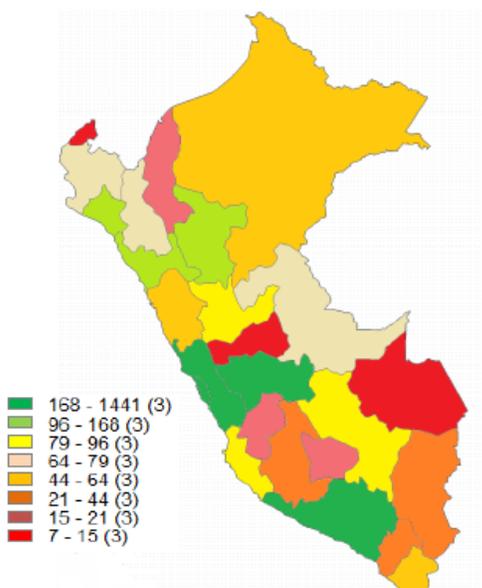
Nota: RCA Residencial, Comercial y Agricultura

Fuente: Wood Mackenzie

En línea con los patrones de demanda establecidos anteriormente, vemos que la infraestructura de distribución de GLP en el Perú sigue estas líneas.

Gráfico 72: Distribución de GLP por Región

Número de locales de venta de GLP por departamento (junio 2012)



Fuente: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos – OSINERGMIN

Fuente: OSINERGMIN

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

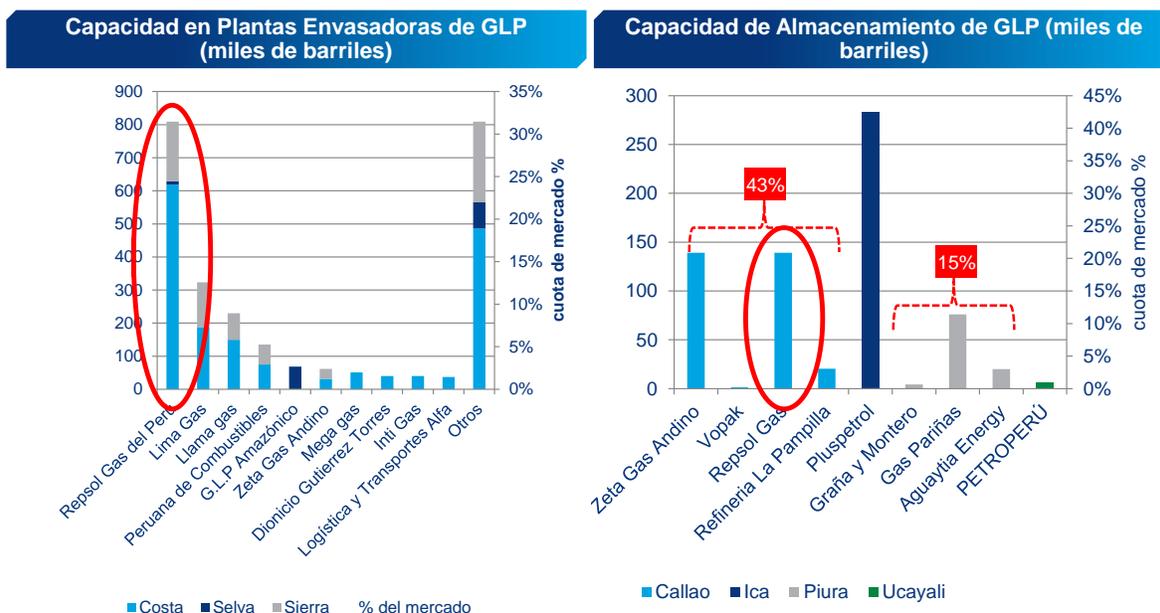
REGIÓN	Locales de venta		Consumidores directos	
	N°	%	N°	%
COSTA	2,239	74%	4,620	95%
SIERRA	539	18%	232	5%
SELVA	246	8%	2	0%
TOTAL	3,024	100%	4,854	100%

Fuente: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos – OSINERGMIN

Solamente Repsol y Zeta Gas Andino cuentan con plantas de almacenamiento además de envasadoras de GLP. Repsol en particular es el líder claro del mercado, a partir de las siguientes estadísticas:

- 31% de la capacidad de las plantas envasadoras
- 20% de la capacidad de almacenamiento
- La mayoría de sus activos están en Lima, donde la demanda es concentrada

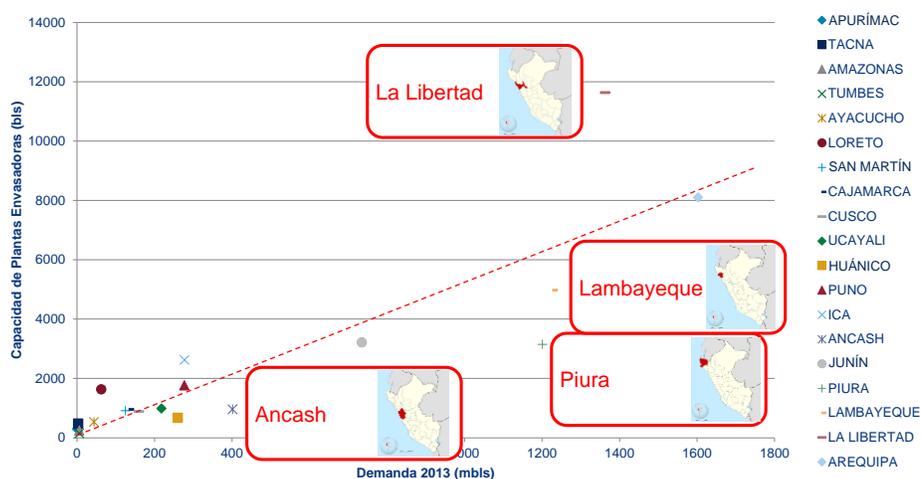
Gráfico 73: Capacidad de Envasado y Almacenamiento de GLP por empresa (miles de barriles)



Fuente: OSINERGMIN, Wood Mackenzie

La correlación entre la capacidad de las envasadoras y la demanda indica que hay una adecuada distribución de las plantas envasadoras en las regiones:

Gráfico 74: Correlación de la Capacidad Envasado y Demanda



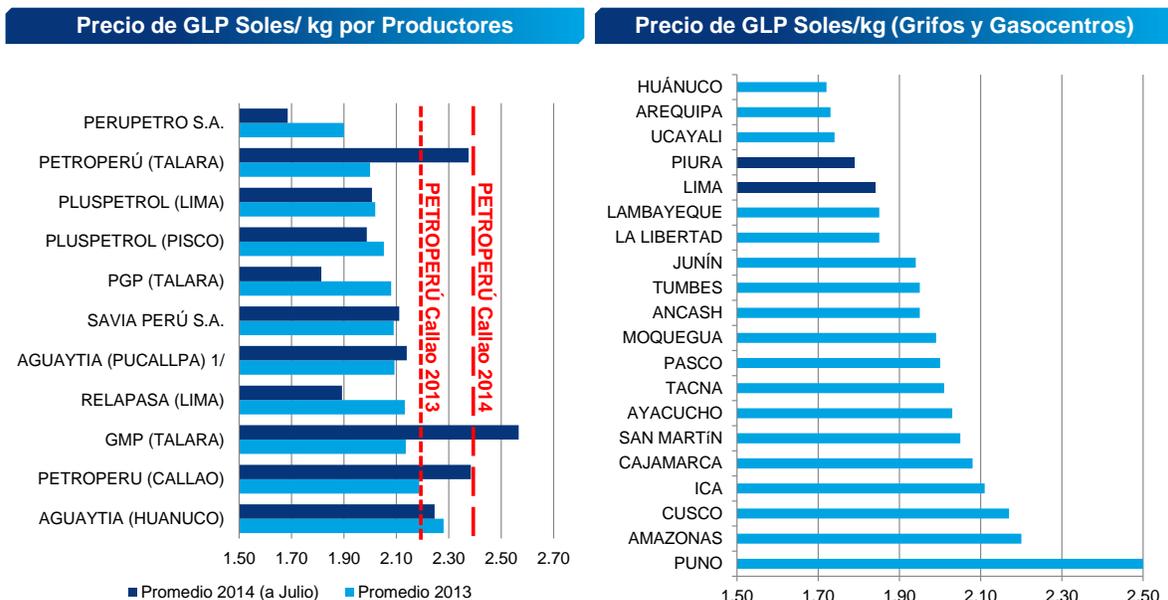
Fuente: Osinergmin, Elaboración: Wood Mackenzie

Fuente: OSINERGMIN, Wood Mackenzie

PETROPERÚ recibe uno de los mejores precios de GLP en Callao, pero no en Talara (Piura), donde los

precios de GLP son relativamente bajos.

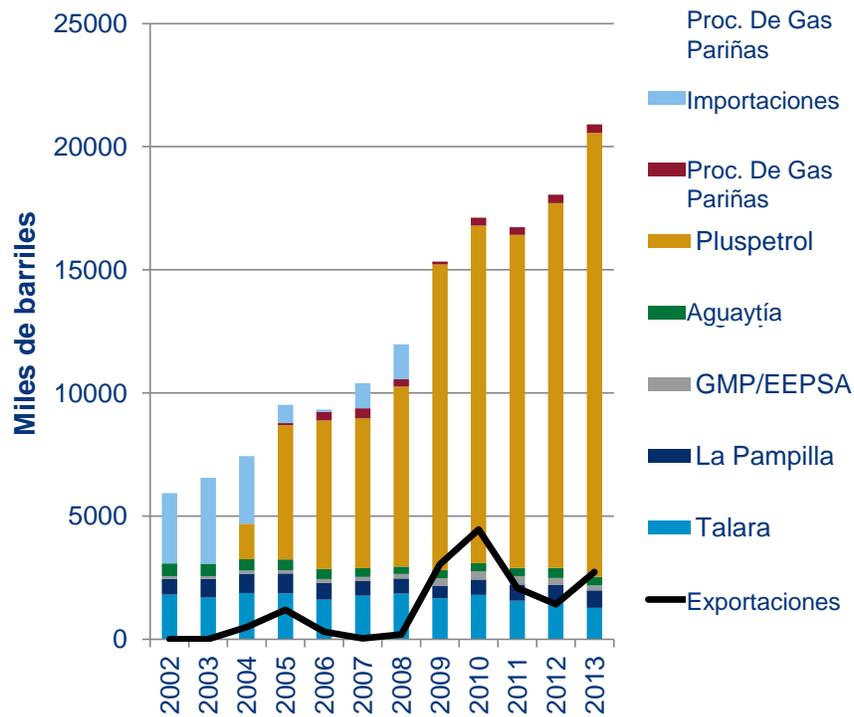
Gráfico 75: Precio del GLP por Productor y Retail por Región (Soles/kg)



Fuente: OSINERGMIN, Wood Mackenzie

La extracción de los líquidos asociados a la producción de gas de Camisea representa la principal fuente interna de GLP en el Perú, representando un 76 % de la oferta nacional en 2013. Camisea es operada por Pluspetrol con sus socios Hunt Oil, SK Energy, Repsol, Sonatrach y Tecpetrol.

Gráfico 76: Producción de GLP por fuente (miles barriles)



Fuente: MINEM, Wood Mackenzie

En definitiva, la siguiente tabla sintetiza los principales mensajes derivados del análisis del sector GLP global, regional y nacional realizado.

Tabla 8: Mensajes clave de GLP para PETROPERÚ

Observación	Comentarios
La oferta y demanda de GLP han crecido sostenidamente en Perú	<ul style="list-style-type: none"> • El aumento de oferta viene de la producción de upstream • La demanda está creciendo, especialmente fuera de Lima
El mercado tiene gran cantidad de actores	<ul style="list-style-type: none"> • Hay 77 envasadoras en todo el país • El sector de distribución es menos formal con la participación de muchas pequeñas empresas
El precio del producto final varía por región	<ul style="list-style-type: none"> • Los costos de logística son elevados • La oferta es mayor en los centros de demanda más grandes por lo que habrá que minimizar los costos de logística a estos mercados

Fuente: Wood Mackenzie

3.5 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN LUBRICANTES

La demanda total de lubricantes en el Perú ha crecido consistentemente en los últimos años a una tasa anual equivalente de ~5.8%.

Gráfico 77: Demanda de Lubricantes (miles de barriles) 2006-2013

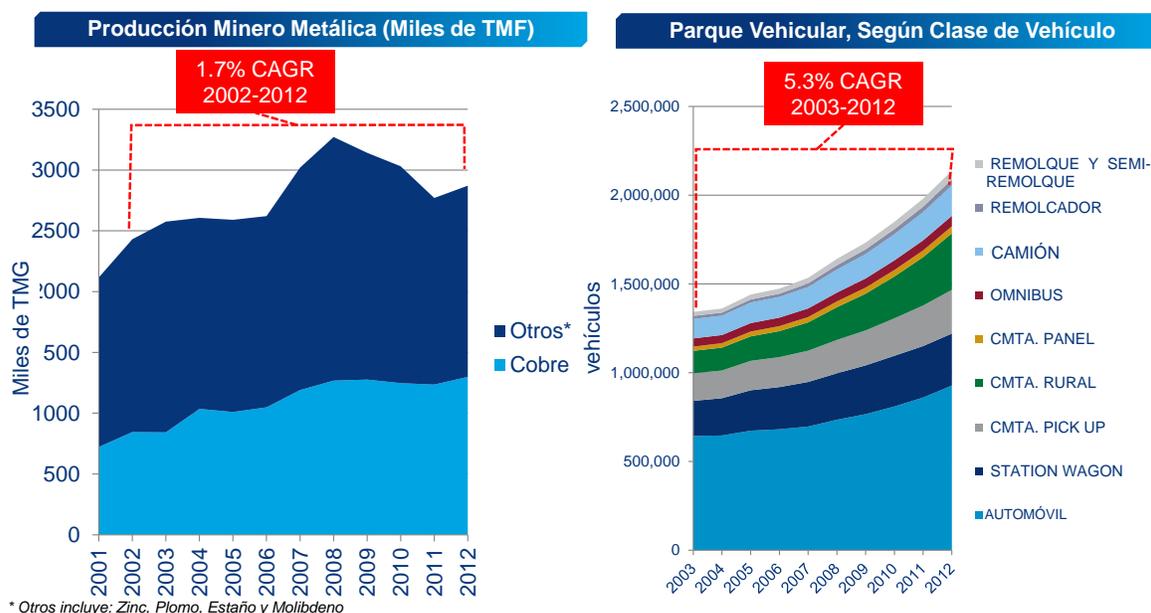


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: MINEM, Wood Mackenzie

El notable aumento en la demanda registrado ha sido consecuencia en parte de la evolución marcada registrada por el sector minero y el crecimiento del parque vehicular doméstico y su demanda asociada combinada.

Gráfico 78: Evolución Producción Minera (miles de TMF) y del Parque Vehicular (número de vehículos), 2001-2012

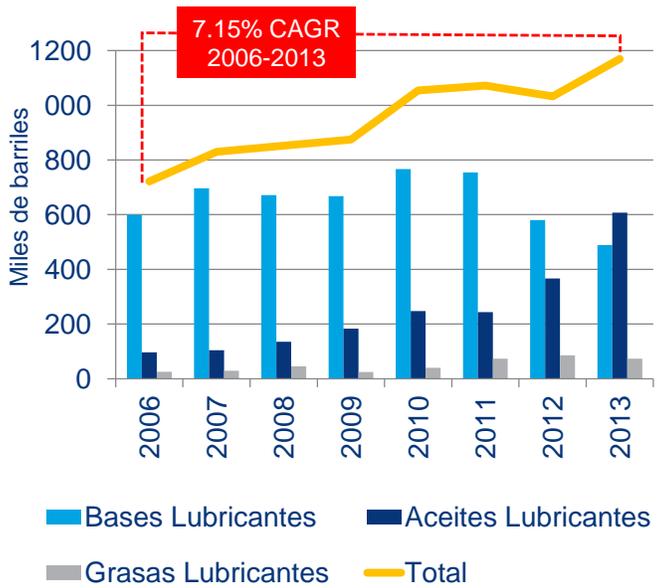


Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)

Fuente: MINEM, MTC, Wood Mackenzie

Frente al incremento registrado en la demanda, el país ha debido importar volúmenes cada vez mayores de lubricantes (producto final y componentes para su elaboración), con tasas anuales del ~7% las importaciones de aceites lubricantes han estado reemplazando importaciones de bases desde 2010.

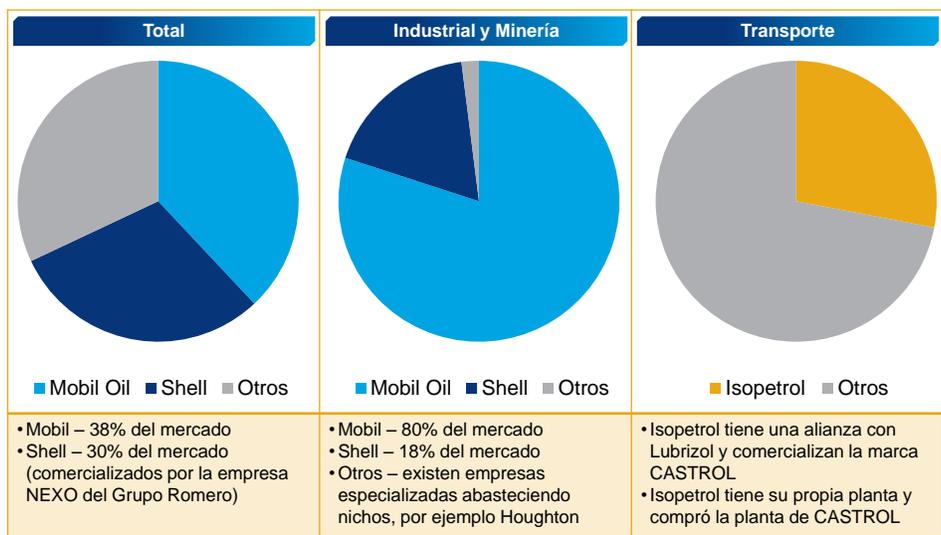
Gráfico 79: Evolución de las Importaciones de Lubricantes (miles de barriles) 2006-2013



Nota: CAGR - Tasa compuesta anual de crecimiento (por sus siglas en inglés)
Fuente: MINEM, Wood Mackenzie

La empresa Mobil controla el mercado de lubricantes en el Perú con una participación total del ~38% (y un ~80% de los mercados industrial y minero).

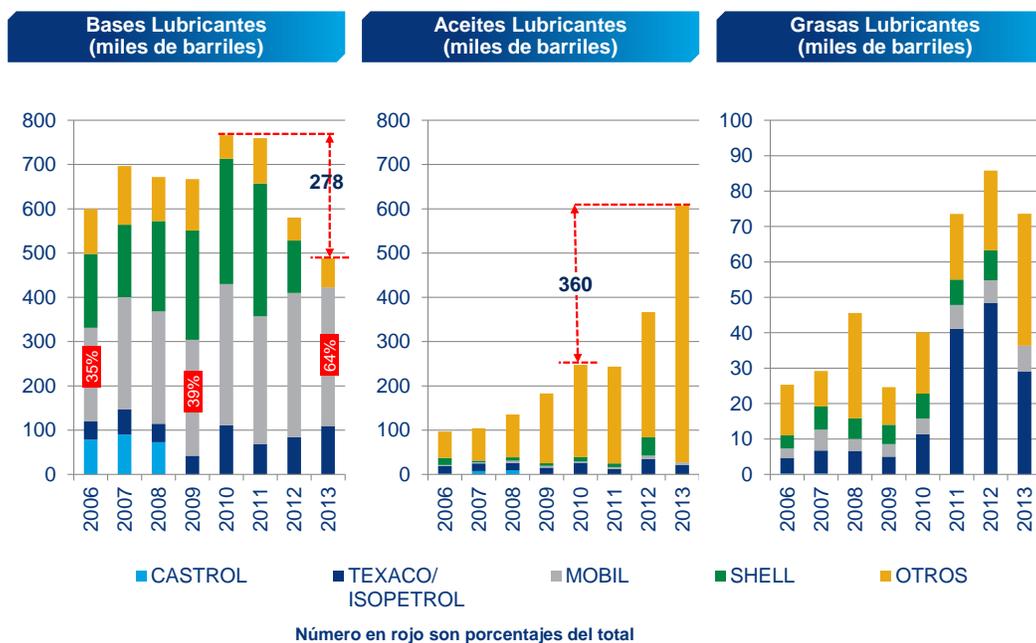
Gráfico 80: Importaciones por tipo de producto y empresa



Fuente: Wood Mackenzie (en base a relevamientos de mercado)

Esta empresa importó 64% de las bases en 2013, mientras que las importaciones de productos terminados son controladas por los independientes.

Gráfico 81: Importaciones por tipo de producto y empresa (miles de barriles) 2006-2013



Fuente: Wood Mackenzie

En definitiva, la siguiente tabla sintetiza los principales mensajes derivados del análisis del sector de Lubricantes global, regional y nacional realizado.

Tabla 9: Mensajes clave del sector de Lubricantes para PETROPERÚ

Observación	Comentarios
La demanda ha estado creciendo fuertemente	<ul style="list-style-type: none">• La demanda ha estado creciendo a 5% por año• El crecimiento del parque vehicular y el sector minero impulsarán el crecimiento de la demanda
Perú es un importador de lubricantes	<ul style="list-style-type: none">• No existe producción de bases en Perú• Mobil cada vez es más dominante en el mercado de importaciones y blending de las bases con otras empresas saliendo del mercado• Desde 2010 las importaciones de bases ha comenzado de bajar y se ha reemplazado por importaciones de productos terminados
El mercado es concentrado	<ul style="list-style-type: none">• El mercado es dominado por dos actores grandes:<ul style="list-style-type: none">• Mobil• Shell

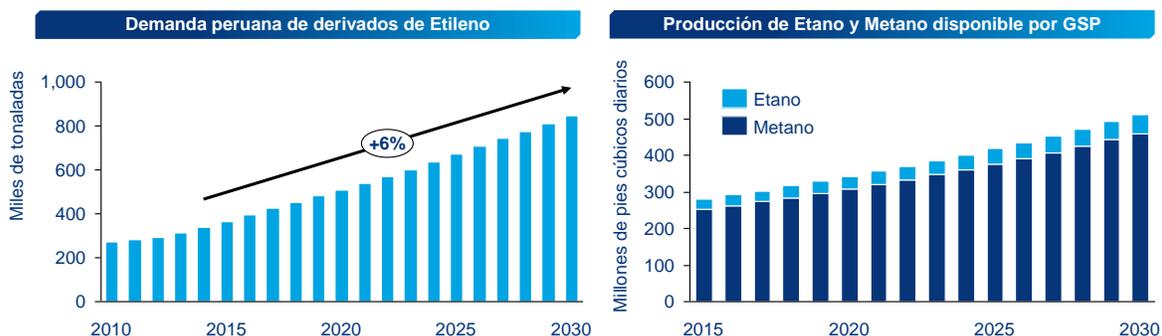
Fuente: Wood Mackenzie

3.6 PRINCIPALES TENDENCIAS NACIONALES EN PETROQUÍMICOS Y FERTILIZANTES

Wood Mackenzie espera que la demanda de petroquímicos en Perú crezca en un 6% por año hasta el 2030, conducida principalmente por el polietileno (visto típicamente como una forma de monetizar los recursos de gas natural, reduciendo las importaciones de derivados). Al evaluar la dinámica regional, se identifica a Perú junto a Brasil, Bolivia y Argentina como los principales candidatos para desarrollar la capacidad futura de la región.

PETROPERÚ ha entrado recientemente en un memorándum de entendimiento (MoU) con la compañía brasileña Braskem para evaluar la viabilidad de un cracker de etileno. Su ejecución económica dependerá en gran medida de las acciones de los productores, quienes controlan la oferta de etano; este último punto es particularmente relevante, ya que el desarrollo de una planta de escala internacional requerirá la centralización de todo el etano producido en el país.

Gráfico 82: Demanda peruana de derivados de etileno (miles de toneladas) 2010-2030 y Producción Doméstica de Etano y Metano (millones de pies cúbicos diarios) 2015-2030

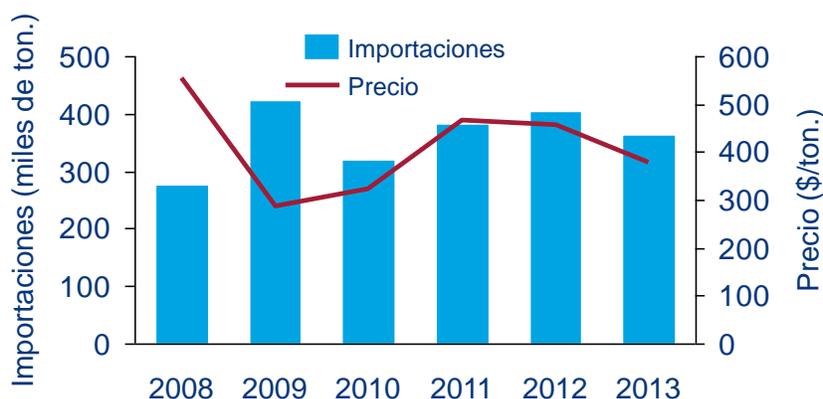


Fuente: Wood Mackenzie

La úrea y amoniaco presentan una oportunidad para la integración vertical con la producción del gas natural, un canal apropiado para la monetización del gas del Gasoducto Sur Peruano:

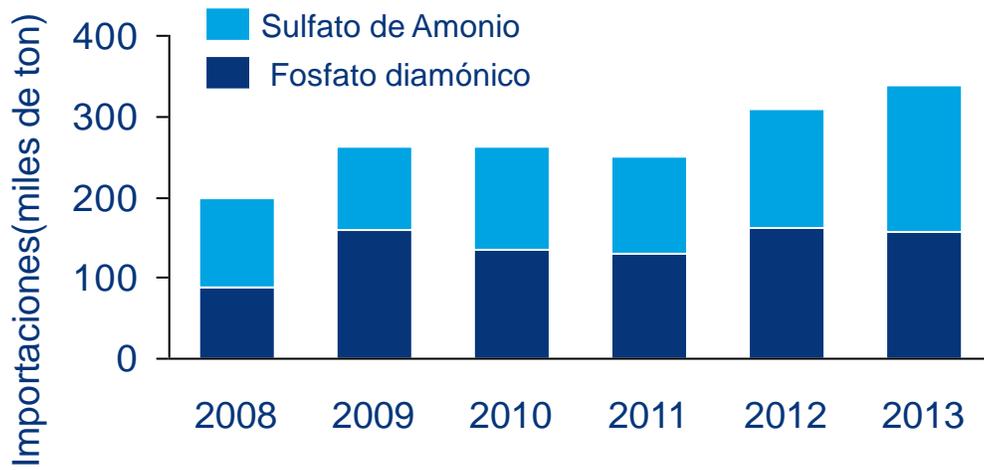
- Los precios de gas natural doméstico están actualmente entre 2-3 US\$/MMbtu
- Si se le concede este precio de gas (o al menos abajo de US\$5/MMbtu) a la industria, sostendría una planta de alto margen de úrea-amoniaco.

Gráfico 83: Importación Anual de Úrea (miles de toneladas) 2008-2013



Fuente: Wood Mackenzie

Gráfico 84: Importaciones Anuales de Amonio (miles de toneladas) 2008-2013



Fuente: Wood Mackenzie