



GEOPARK

PARA DISTRIBUCION INMEDIATA

GEOPARK REPORTA RESULTADOS PARA EL CUARTO TRIMESTRE Y EL AÑO FISCAL TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE, 2014

Santiago, Chile – Marzo 23, 2015 - GeoPark Limited (“GeoPark”) (NYSE: “GPRK”), compañía latinoamericana de exploración, operación y consolidación de petróleo y gas, con operaciones en Colombia, Chile, Brasil, Argentina y Perú¹ presenta hoy su reporte trimestral y los resultados anuales auditados correspondientes al año 2014.

Todas las cifras se expresan en dólares de los Estados Unidos y los comparativos de crecimiento hacen referencia al mismo período del año anterior, salvo cuando se especifique lo contrario.

ASPECTOS DESTACADOS DEL 2014

Operacionales (*):

- Aumento del 20% en la producción de petróleo y gas a 20,557 boepd
- Aumento del 116% en reservas P1 certificadas a 62.9 mmboe / del 74% en reservas 2P a 122.3 mmboe (después de una producción de 7.5 mmboe en el 2014)
- Aumento del 32% en reservas 2P certificadas con NPV10 equivalente a \$1.7 billones
- El índice de sustitución de reservas 2P reserve aumentó a 795% y el índice de vida de reservas 2P aumentó a 16.3 años
- 51 pozos perforados con una tasa de éxito que excede el 75%, como parte del programa de inversión de capital de \$238 millones del 2014
- Descubrimiento del campo petrolero Tigana (reservas brutas 3P certificadas de 69 mmbo) en el Bloque Llanos 34 en Colombia

Financieros:

- Aumento del 27% en Ingresos Netos a \$428.7 millones
- Aumento del 32% en EBITDA Ajustado a \$220.1 millones
- Posición de Efectivo Cash position de \$127.7 a fin de año 2014
- Utilidad neta de \$15.9 millones, impactada por gastos no monetarios antes de impuestos, incluyendo (i) cargos por deterioro (“impairment”) por la suma de \$9.4 millones, (ii) write-offs de pozos exploratorios por \$30.4 millones y (iii) diferencias en tasa de cambio por \$23.1 millones
- Perfil de vencimiento de deuda a largo plazo, con más del 80% de endeudamiento pagadero en el 2020
- Total Deuda Bruta al EBITDA Ajustado es 1.7x, y representa el 22% del VPN10 de reservas consolidadas 2P (*)

Estratégicos / Nuevos Negocios:

- OPI en la NYSE en febrero 2014, con un aumento aproximado de \$100 millones
- Entrada al Perú, quinto país en la plataforma de GeoPark, mediante la adquisición del Bloque Morona en sociedad con Petroperu (GeoPark operará con una participación del 75%), que incluye el descubrimiento

¹ Transacción ejecutada con Petroperu el 1º de octubre de 2014 con cierre final sujeto a la aprobación del gobierno peruano, que se espera para el 2S2015

(*) Se refiere a las reservas PRMS certificadas por D&M, incluyendo a Perú

de un campo petrolero (reservas brutas 2P y 3P certificadas de 40 y 83 mmbo, respectivamente) y recursos de alto potencial exploratorio (350-540 mmboe)

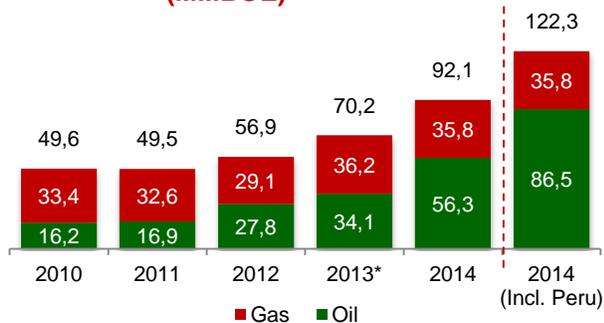
- Expansión del portafolio colombiano de activos con la adición del Bloque CPO-4 (GeoPark operará con una participación del 50%) en sociedad con el Grupo SK; y el Bloque VIM-3 (GeoPark operará con una participación del 100%)
- Realineamiento del portafolio argentino de activos con la adición de los Bloques Sierra del Nevado y Puelen (no-operados con una participación del 18%) en sociedad con Pluspetrol en la cuenca Neuquina, y la devolución de los Bloques no productivos Cerro Doña Juana y Loma Cortaderal.

James F. Park, CEO of GeoPark, comentó: "Hace un año, a través de una OPI, GeoPark empezó a cotizar en la Bolsa de Nueva York y, desde entonces hemos cumplido o superado nuestras promesas – con logros operacionales, financieros y estratégicos récord en el año 2014. Felicitamos al equipo de GeoPark por ampliar nuestro record de crecimiento por noveno año consecutivo al aumentar la producción, las reservas y el flujo de efectivo, así como por la adquisición de nuevos activos de alto potencial. De suma importancia es que nuestro valor presente neto por acción continuó al alza, a pesar de la caída de más del 50% en el precio del crudo.

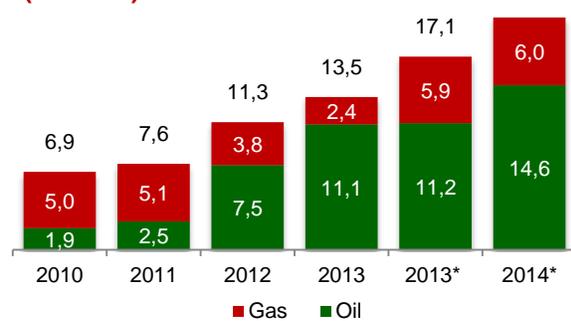
Este historial de resultados, junto con nuestra tradición de un manejo conservador del riesgo y una amplia diversificación del portafolio de activos, han posicionado de manera exitosa a GeoPark para operar durante la actual turbulencia que experimenta nuestra industria. Empezamos el 2015 con un saldo en caja de \$130 millones, 20,000 boepd de producción de petróleo y gas, una base de reservas 2P que supera los 120 millones de boe que ascienden a \$1.7 billones, una base de recursos de exploración de alto potencial de 600 millones a 1.3 billones de boe, un perfil de endeudamiento con vencimientos en el largo plazo, y un elevado número de proyectos atractivos y, en gran medida, discrecionales – tanto de petróleo como de gas – en varios países.

Con la misma disciplina, agilidad y creatividad con las que se ha construido nuestra Compañía, hemos respondido rápidamente al nuevo entorno mediante la reducción de programas de trabajo, atacando los costos, el cierre de los campos de bajo rendimiento, recortes de personal y el aplazamiento de obligaciones para girar alrededor de y concentrarnos en proyectos que impliquen menores riesgos, un netback ("ganancia operacional") más alto, y que generen flujo de efectivo más rápidamente. Nuestra Compañía está preparada para enfrentar con éxito y operar en el nuevo entorno de precios más bajos de crudo, y también para continuar con nuestra trayectoria de crecimiento continuo."

CRECIMIENTO EN RESERVAS 2P (MMBOE)



CRECIMIENTO EN PRODUCCION (MBOED)



* Incluye reservas al cierre de fin de año y producción del año fiscal correspondientes al Campo Manatí que se cerró el 31 de marzo del 2014.

CUARTO TRIMESTRE 2014

La tabla que aparece a continuación presenta algunos indicadores clave de desempeño para el 4Tri2014 comparados con los del 4Tri2013. Las cifras que corresponden al 4Tri2014 incluyen la participación adquirida en el Campo Manatí del Brasil, que se concretó el 31 de marzo de 2014. A partir de dicha fecha y para fines contables dentro de sus operaciones en Brasil, GeoPark inició la consolidación, línea por línea, de los resultados de sus operaciones.

Indicadores Clave	4Tri2014	4Tri2013	% Camb.
Producción de petróleo (bopd)	14,364	11,938	20%
Producción de gas (mcfpd)	33,718	15,662	115%
Producción neta promedio (boepd)	19,984	14,548	37%
Precio combinado (\$ per boe)	44.3	65.3	-32%
- Petróleo(\$ por bbl)	55.2	80.3	-36%
- Gas (\$ por mcf)	5.4	5.8	-7%
Ingresos netos por petróleo (\$ millones)	68.3	80.2	-15%
Ingresos netos por Gas (\$ millones)	12.5	7.6	64%
Ingresos Netos (\$ millones)	80.8	87.8	-8%
Costos de Producción* (\$ millones)	-60.2	-49.8	21%
EBITDA Ajustado(\$ millones)	27.4	41.4	-34%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	15.0	30.7	-51%
Netback operacional por boe (\$)	24.3	42.0	-42%
Utilidad (pérdida) para el año fiscal (\$ millones)	-33.7	9.7	-446%

* Los costos de producción incluyen los costos de operación, depreciación y regalías

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en 37% durante el 4Tri2014 a 19,984 boepd. Este crecimiento obedece a (i) un aumento del 20% en la producción consolidada de crudo, especialmente como resultado de una mayor producción de petróleo en las operaciones colombianas, y (ii) a un aumento del 115% en la producción de gas, debido principalmente a la incorporación de las operaciones brasileñas.

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados disminuyeron en un 8% a \$80.8 millones en el 4Tri2014 vs los \$87.8 millones del 4Tri2013, particularmente como resultado de menores ingresos por concepto de petróleo, compensado en parte por mayores ingresos por concepto de gas.

Ingresos Consolidados por Petróleo: Los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron en un 15% a \$68.3 millones en el 4Tri2014 vs el 4Tri2013, representando 85% del total de ingresos netos vs el 91% del 4Tri2013. La disminución en los ingresos netos por petróleo se explica por el precio promedio de referencia del petróleo 31% más bajo, en parte compensado por una mayor producción y entregas.

Ingresos Consolidados por Gas: Los ingresos consolidados por gas aumentaron en 64% a \$12.5 millones en el 4Tri2014 vs los \$7.6 millones del 4Tri2013, representando 15% del total de ingresos netos del 4Tri2014 vs el 9% del 4Tri2013, en gran parte debido a la adición de las operaciones de Brasil, en parte compensados por un menor precio promedio del gas en Chile.

Costos: Los costos consolidados de producción aumentaron en 21% a \$60.2 millones en el 4Tri2014, como se indica a continuación:

- Los costos de operación aumentaron en 18% a \$29.0 millones en el 4Tri2014, vs los \$24.6 millones del 4Tri2013, debido a la mayor producción y entregas en Colombia así como la incorporación de las operaciones en Brasil.
- Los cargos por depreciación incluidos en los costos consolidados de producción aumentaron en 32% alcanzando los \$26.5 millones en el 4Tri2014, vs los \$20.3 del 4Tri2013, principalmente como resultado de aumento del 37% en producción, compensados parcialmente por el menor costo de depreciación por barril.
- Las regalías ascendieron a \$4.6 millones en el 4Tri2014, vs los \$4.3 del 4Tri2013, representando 6% del total de ingresos netos y 5% en el 4Tri2013.

Los gastos consolidados de exploración aumentaron a \$25.7 millones en el 4Tri2014 vs los \$0.2 millones del 4Tri2013. Los costos de exploración del 4Tri2014 incluyen \$21.8 millones de gastos no monetarios relacionados con el write-off de los pozos exploratorios de la operación chilena.

Los gastos consolidados de venta disminuyeron a \$2.8 millones en el 4Tri2014 vs los \$4.7 millones del 4Tri2013, especialmente como resultado de los menores gastos de ventas en Chile y de ciertas reclasificaciones registradas en las operaciones brasileras, en parte compensados por un aumento en los gastos de ventas en Colombia.

Los costos administrativos consolidados y otros gastos operacionales permanecieron estables y ascendieron a \$15.1 millones en el 4QTri014 vs los \$13.8 millones del 4Tri2013.

El deterioro no monetario de activos no financieros en el Bloque Cuerva de GeoPark en Colombia ascendió a \$9.4 millones en el 4Tri2014 (no se reconocieron cargos por deterioro en el 4Tri2013), principalmente como consecuencia de la caída en el precio internacional del crudo.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado consolidado disminuyó en 34% a \$27.4 millones en el 4Tri2014 vs los \$41.4 millones del 4Tri2013, especialmente como consecuencia de la caída en el precio internacional del crudo (resultando en una disminución del 36% en el precio combinado de venta del crudo) que se vio compensado en parte por el aumento del 20% en la producción de crudo.

El EBITDA Ajustado por boe disminuyó en 51% a \$15.0 por boe en el 4Tri2014 vs los \$30.7 por boe en el 4Tri2013, en particular como resultado de los menores precios de venta del petróleo.

Desempeño Operacional:

El total consolidado de reservas 2P de GeoPark (en Colombia, Chile y Brasil) aumentó en 31% en 2014 a 92 mmmboe vs el año 2013, e incluyendo a Perú, en 74% a 122 mmmboe.

El aumento en reservas se da principalmente como resultado del descubrimiento y desarrollo de los campos Tigana y Tua ubicados en el Bloque Llanos 34 en Colombia, así como de la adición del Bloque Morona en Perú.

El VPN10 de las reservas totales consolidadas y certificadas 2P en Colombia, Chile, Brasil y Perú, aumentó en 31% y 33% a \$1.7 y \$3.0 billones respectivamente.

El índice de vida de reservas 2P en Colombia, Chile y Brasil ascendió a 12.3 años y, al incluir a Perú, a 16.3 años. Por cada boe producido en Colombia, Chile y Brasil en el 2014, se sumaron 3.9 boe de reservas 2P con un índice de sustitución de reservas 2P de 387%, y al incluir a Perú, se sumaron 7.9 boe de reservas 2P con una tasa de sustitución de reservas de 795%.

En comunicados recientes, fechados en enero y febrero de 2015, se suministraron detalles adicionales.

ANÁLISIS POR SEGMENTO DE NEGOCIO

Operaciones en Colombia

Indicadores Clave	4Tri2014	4Tri2013	% Camb.
Producción de petróleo (bopd)	11,550	7,717	50%
Producción de gas (mcfpd)	390	48	N/A
Producción neta promedio (boepd)	11,615	7,725	50%
Precio del petróleo (\$ per bbl)	52.0	73.3	-29%
Ingresos netos por petróleo (\$ millones)	51.1	49.3	4%
Costos de Producción* (\$ millones)	-35.8	-31.9	12%
EBITDA Ajustado(\$ millones)	20.7	21.8	-5%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	18.5	30.6	-40%
Netback Operacional por boe (\$)	21.6	36.0	-40%

* Los costos de producción incluyen costos de operación, depreciación y regalías

Producción: En el 4Tri2014 la producción de crudo en Colombia aumentó en 50% a 11,550 bopd vs el 4Tri2013, siendo la causa principal la nueva producción proveniente del campo Tigana ubicado en el Bloque Llanos 34 (GeoPark operó con una participación del 45%).

Ingresos Netos: En el 4Tri2014 los ingresos en Colombia aumentaron en 4% a \$51.1, principalmente a causa del aumento del 50% en producción y entregas, compensados en parte por una disminución del 29% en los precios de venta. Las operaciones en Colombia representaron el 63% del total de ingresos netos consolidados en el 4Tri2014 y el 56% del total de ingresos netos consolidados en el 4Tri2013.

Costos: Los costos totales de producción aumentaron en 12% a \$35.8 millones en el 4Tri2014 como resultado del aumento significativo en producción. Los costos de producción por barril disminuyeron en 29% a \$32.0 debido a la absorción de costos fijos y a las eficiencias en costos.

- Los costos totales de operación aumentaron en 9% a \$19.0 millones en el 4Tri2014 vs \$17.5 millones en el 4Tri2013, en gran parte debido al aumento en producción y entregas. Los costos de operación por boe disminuyeron en 31% a \$17.0 por boe, debido principalmente a una mejor absorción de costos fijos y eficiencias en costos.
- Los cargos por depreciación incluidos en los costos de producción aumentaron en 19% a \$14.2 millones en el 4Tri2014, vs los \$11.9 millones del 4Tri2013, debido al aumento del 50% en los volúmenes de producción, en parte compensados por un menor costo de depreciación por barril como resultado del aumento en reservas.
- Las regalías ascendieron a \$2.7 millones en el 4Tri2014 y a \$2.4 millones en el 4Tri2013, representando 5% de los ingresos netos en el 4Tri2014 y el 4Tri2013.

Los gastos de exploración en Colombia permanecieron estables vs los del 4Tri2013, y ascendieron a \$0.5 millones en el 4Tri2014.

Los gastos de ventas en Colombia en el 4Tri2014 aumentaron a \$5.1 millones vs los \$3.7 millones del 4Tri2013, principalmente como resultado del aumento en producción y entregas.

Los costos administrativos y otros gastos operacionales permanecieron estables en Colombia durante el 4Tri2014 y ascendieron a \$4.4 millones en el 4Tri2014 vs los \$4.8 millones en el 4Tri2013.

El deterioro no monetario de los activos no financieros en el Bloque Cuerva ascendió a \$9.4 millones en el 4Tri2014 (no se reconocieron cargos por deterioro en el 4Tri2013), primordialmente como resultado de la caída en el precio internacional del petróleo.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado en Colombia disminuyó en 5% a \$20.7 millones en el 4Tri2014 vs los \$21.8 millones en el 4Tri2013, debido especialmente a la disminución en los precios de referencia del petróleo, en parte compensado por una mayor producción y entregas.

El EBITDA Ajustado por boe disminuyó en 40% a \$18.5 por boe en el 4Tri2014, en particular debido a los menores precios de referencia y a gastos mayores por concepto de "earn-out", en parte compensado por costos menores de operación por boe a causa de una mayor eficiencia.

Rendimiento Operacional:

Las reservas netas 2P de GeoPark en Colombia aumentaron en el año 2014 en 134% a 38.6 mmboe vs el año 2013.

Este aumento se debe principalmente al resultado de adiciones netas de 19.0 mmboe (100% petróleo) en reservas probadas y 7.0 mmboe (100% petróleo) en reservas probables relacionadas principalmente con la delineación y evaluación del campo en los campos petroleros Tigana y Tua, ubicados en el Bloque Llanos 34. El Informe de Reservas D&M confirmó y estuvo en línea con la opinión de GeoPark sobre el Campo Tigana, tal como lo anunció en octubre del 2014.

El Bloque Llanos 34 representó el 84% de las reservas 2P de GeoPark en Colombia a diciembre 31, 2014.

Las reservas certificadas 2P en Colombia aumentaron en 81% a un VPN10 equivalente a \$640 millones, y las reservas certificadas 3P aumentaron en 69% a un VPN10 equivalente a \$842 millones, como resultado de nuevos descubrimientos realizados y a pesar de la caída significativa en el precio del petróleo.

Por cada barril de petróleo equivalente extraído en Colombia en el año 2014 se adicionaron 6.7 barriles de reservas 2P, resultando en una sustitución de reservas 2P del 667%. El índice de vida de las reservas 2P en Colombia en el 2014 aumentó a 9.9 años en comparación con los 7.0 años del 2013. El índice de vida de las reservas 1P aumentó en el año 2014 a 6.3 años.

En comunicados recientes, fechados en enero y febrero de 2015, se suministraron detalles adicionales.

Operaciones en Chile

Indicadores Clave	4Tri2014	4Tri2013	% Camb.
Producción de petróleo (bopd)	2,709	4,160	-35%
Producción de Gas (mcfpd)	12,492	15,526	-20%
Producción promedio neta (boepd)	4,791	6,748	-29%
Precio combinado (\$ por boe)	52.9	67.6	-22%
- Petróleo (\$ por bbl)	72.0	86.3	-17%
- Gas (\$ per mcf)	4.0	5.8	-31%
Ingresos netos por petróleo (\$ millones)	17.7	30.5	-42%
Ingresos netos por gas (\$ millones)	3.9	7.6	-48%
Ingresos Netos (\$ millones)	21.6	38.1	-43%
Costos de Producción* (\$ millones)	-18.4	-17.8	4%
EBITDA Ajustado(\$ millones)	3.0	22.8	-86%

EBITDA Ajustado por boe (\$)	7.4	40.4	-75%
Netback operacional por boe (\$)	28.8	49.3	-43%

* Los costos de producción incluyen costos de operación, depreciación y regalías

Producción: La producción en Chile disminuyó en 29% a 4,791 boepd en el 4Tri2014 vs los 6,748 boepd del 4Tri2013, debido principalmente a un 35% menos de producción de crudo junto con un 20% menos de producción de gas, en gran medida como resultado de la declinación natural en la producción base.

El Bloque Fell representó el 96% de la producción de GeoPark en Chile (56% petróleo); la producción restante provino de los bloques de GeoPark ubicados en Tierra del Fuego.

Ingresos Netos: Los ingresos netos en Chile disminuyeron en 43% a \$21.6 millones en el 4Tri2014, representando 27% de los ingresos netos consolidados, vs los \$38.1 millones, o el 44% de los ingresos netos consolidados del 4Tri2013.

Los ingresos por petróleo disminuyeron en 42% a \$17.7 millones en el 4TriQ2014 debido a una menor producción y precios de venta.

El precio promedio de venta del petróleo disminuyó en 17% a \$72.0 por barril en el 4Tri2014. Las nuevas facilidades de tratamiento de crudo de la Compañía permitieron realizar mejoras en calidad y reducir los descuentos en precios que, en parte, compensan la reducción del 30% en el precio de referencia comparado con el del 4Tri2013.

Los ingresos por concepto de petróleo representaron el 82% del total de ingresos netos en Chile en el 4Tri2014 vs el 81% en el 4Tri2013.

Los ingresos por concepto de gas disminuyeron en 48% a \$3.9 millones en el 4Tri2014. La disminución se debió primordialmente a una reducción del 20% en la producción de gas y también a la disminución del 31% en el precio promedio de venta de éste, lo que resultó en la reducción del precio internacional del metanol que afectó el precio del gas en el Bloque Fell, lo que se compensó en parte con el precio más alto del gas en los bloques de producción ubicados en Tierra del Fuego. Los ingresos por concepto de gas representaron el 18% del total de ingresos netos de Chile en el 4Tri2014 vs el 19% del 4Tri2013.

Los ingresos por concepto de gas en Chile representaron 5% de los ingresos consolidados en el 4Tri2014.

Costos: Los costos de producción en Chile en el 4Tri2014 aumentaron en 4% a \$18.4 millones, resultando en un aumento del 52% en costos de producción por boe, a \$45.1. Esto se debió en gran parte a los mayores costos de depreciación por boe y al impacto sobre los costos fijos producido por una menor producción de petróleo y al arranque de los Bloques ubicados en Tierra del Fuego.

- Los costos de operación aumentaron en 10% a \$8.5 millones en el 4Tri2014 vs los \$7.7 millones del 4Tri2013 mientras que los costos de operación por boe aumentaron en 43% a \$20.9 debido al impacto causado en los costos fijos por una menor producción de petróleo.
- Los cargos de depreciación incluidos en los costos de producción aumentaron en 14% a \$9.4 millones en el 4Tri2014 vs los \$8.3 millones del 4Tri2013, debido a un mayor costo de depreciación por barril, en parte compensado por una menor producción.
- Las regalías ascendieron a \$1.0 millones en el 4Tri2014 y a \$1.7 millones en el 4Tri2013, representando 5% de los ingresos netos en el 4Tri2014 y el 4Tri2013.

Los gastos de exploración en Chile ascendieron a \$23.9 millones en el 4Tri2014 vs el \$0.1 millón del 4Tri2013. El aumento en los gastos de exploración obedece principalmente a los gastos no monetarios por \$21.8 millones, relacionados con el write-off de siete pozos exploratorios (cuatro en bloques de Tierra del Fuego, uno en el bloque Fell y dos en los bloques Tranquilo/Otway) y ciertos estudios sísmicos.

Los gastos de ventas en Chile disminuyeron a \$0.4 millones en el 4Tri2014 vs los \$0.9 millones del 4Tri2013.

Los costos administrativos y otros gastos de operación en Chile aumentaron a \$5.7 millones en el 4Tri2014 vs los \$4.3 millones del 4Tri2013, debido principalmente a los mayores costos en personal.

EBITDA Ajustado: En Chile el EBITDA Ajustado disminuyó en 86% a \$3.0 millones en el 4Tri2014, vs los \$22.8 millones del 4Tri2013, debido principalmente a una menor producción, menores precios de venta de petróleo y gas y mayores costos de operación.

El EBITDA Ajustado por boe disminuyó en 75% a \$7.4 por boe en el 4Tri2014 vs los \$30.5 por boe en el 4Tri2013.

Desempeño Operacional:

Las reservas 2P de GeoPark en Chile aumentaron en 2% en el año 2014 a 46.2 mmboe vs el año 2013.

Las adiciones netas de 3.4 mmboe se relacionan con el descubrimiento del campo de gas Ache ubicado en el Bloque Fell (GeoPark operó con una participación del 100%) y con los descubrimientos realizados en los Bloques de Tierra del Fuego (GeoPark operó con una participación de 50-60%).

El Bloque Fell representó 96% de las reservas 2P de GeoPark en Chile, que consistió en 38% de petróleo y 62% de gas.

Las reservas certificadas en Chile disminuyeron en 26% a un VPN10 equivalente a \$579 millones, y las reservas certificadas 3P disminuyeron en 27% a un VPN10 equivalente a \$1.2 billones, principalmente como resultado de la caída significativa en el precio del petróleo.

Por cada barril de petróleo equivalente extraído en Chile en el año 2014, se adicionaron 1.5 boe de reservas 2P, lo que resultó en una tasa de sustitución de reservas 2P de 148%.

En el año 2014 el índice de vida de las reservas 2P en Chile aumentó a 20.1 años vs los 17.7 años del 2013. El índice de vida de las reservas 1P aumentó a 5.3 años en el año 2014.

En comunicados recientes, fechados en enero y febrero de 2015, se suministraron detalles adicionales.

Operaciones en Brasil

Indicadores Clave	4Tri2014	4Tri2013*	% Camb.
Producción de Petróleo (bopd)	52	-	N/A
Producción de Gas (mcfpd)	20,754	-	N/A
Producción neta promedio (boepd)	3,511	-	N/A
Precio del Gas (\$ por mcf)	5.8	-	N/A
Ingresos Netos (\$ millones)	8.0	-	N/A
Costos Producción** (\$ millones)	-6.0	-	N/A
EBITDA Ajustado(\$ millones)	7.3	-0.8	N/A
EBITDA Ajustado por boe (\$)	23.5	-	N/A
Netback Operativo por boe (\$)	27.4	-	N/A

* El 4Tri2013 presenta solamente el EBITDA Ajustado correspondiente a gastos desde el arranque de las operaciones brasileras de GeoPark, incluyendo costos de personal, legales y administrativos. La Compañía culminó la adquisición de su participación en el Campo Manatí de Brasil el 31 de marzo de 2014. A partir de dicha fecha GeoPark inició, para fines contables, la consolidación de los resultados de sus operaciones, línea por línea, dentro de las operaciones brasileras.

** Los costos de producción incluyen los costos de la operación, depreciación y regalías

Producción: La producción en las operaciones de Brasil promedió los 3,511 boepd en el 4Tri2014, compuesta por aproximadamente 98% de gas y 2% de condensado.

Ingresos Netos: Las operaciones brasileñas representaron el 10% del total de ingresos netos consolidados en el 4Tri2014, ascendiendo a \$8.0 millones. El precio promedio del gas, neto de impuestos antes del efecto de ciertas reclasificaciones menores, fue de \$5.8 por mcf (\$34.7 por boe) en el 4Tri2014.

Costos: En Brasil los costos de producción fueron de \$6.0 millones en el 4Tri2014, reflejando costos de producción por boe de \$19.0.

Los costos operacionales ascendieron de \$1.5 millones, o \$4.6 por boe. La Depreciación y las Regalías incluidas en los costos de producción ascendieron a \$3.6 millones y \$0.8 millones en el 4Tri2014.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado en Brasil alcanzó los \$7.3 millones en el 4Tri2014, representando 12% del EBITDA Ajustado consolidado. El EBITDA Ajustado por boe fue de \$27.4 en el 4Tri2014.

Desempeño Operacional:

Las reservas 2P de GeoPark en Brasil disminuyeron en 15% en el 2014 a 7.3 mboe vs el año 2013, como resultado de la producción proveniente del Campo Manatí (GeoPark no fue el operador y tuvo una participación del 10%), lo que representó el 100% de las reservas de GeoPark en Brasil, que consistieron en 98% de gas.

Las reservas certificadas 2P disminuyeron en Brasil en 19% a un VPN10 equivalente a \$118 millones, y las reservas certificadas 3P disminuyeron en 20% a un VPN10 equivalente a \$120 millones, en gran parte debido a la producción del campo Manatí.

El índice de vida de las reservas 1P y 2P en Brasil disminuyó aproximadamente a 5.5 años en el 2014 vs los 6.5 años del 2013.

En comunicados recientes, fechados en enero y febrero de 2015, se suministraron detalles adicionales.

Operaciones en Argentina

Las operaciones en Argentina representaron aproximadamente el 1% de los ingresos netos consolidados y el EBITDA Ajustado, respectivamente tanto en el 4Tri2014 como en el 4Tri2013.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERACIONALES Y UTILIDAD PARA EL AÑO FISCAL

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros netos aumentaron a \$19.0 millones en el 4Tri2014 vs los \$6.7 millones del 4Tri2013, principalmente como resultado de las pérdidas no monetarias de \$10.0 millones por la tasa de cambio de las divisas, derivadas del impacto de la depreciación del real brasileño sobre la deuda neta denominada en dólares a nivel de subsidiaria local en el 4Tri2014, donde la moneda que opera es el real brasileño. Además, los gastos financieros netos consolidados se vieron afectados por el mayor nivel de endeudamiento como resultado de la línea de crédito por \$70.5 millones obtenido el 31 de marzo del 2014 con el fin de adquirir la participación en el Campo Manatí del Brasil.

Impuesto a la Renta: El impuesto a la renta ascendió a una ganancia de \$17.8 millones en el 4Tri2014 comparado con una pérdida por \$2.9 millones en el 4Tri2013, en línea con las pérdidas antes de impuestos registradas en el 4Tri2014.

Utilidad: Las pérdidas para el año fiscal ascendieron a \$33.7 millones en el 4Tri2014 vs la utilidad de \$9.7 millones en el 4Tri2013, debido en gran parte a una menor utilidad bruta y al impacto producido por los gastos no monetarios antes de impuestos incluyendo (i) cargos por deterioro por \$ 9.4 millones, (ii) write-

offs de pozos exploratorios por \$21.8 millones y (iii) diferencias en la tasa de cambio por \$10.0 millones, en parte compensados por un menor impuesto a la renta.

BALANCE

El efectivo y los equivalentes de efectivo a diciembre 31, 2014, ascendieron a un total de \$127.7 millones, mientras que al cierre de fin de año 2013 estos ascendieron a \$121.1 millones. El aumento se debe principalmente a la generación de efectivo proveniente de operaciones durante el año 2014, ascendiendo a \$230.7 millones, junto con \$124.7 millones en fondos generados por actividades de financiamiento, que se explican en gran parte por (i) la línea de crédito obtenida en Brasil, y (ii) \$90.9 millones en ingresos obtenidos como resultado de la OPI en la NYSE, menos (iii) \$50.0 millones relacionados con los pagos de capital e intereses. En el transcurso del año, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a un total de \$344.0 millones e incluyó el programa de gastos de capital de la Compañía así como la adquisición de la participación en el Campo Manati en Brasil.

El total de activos a diciembre 31, 2014, alcanzó los \$1,039.1 millones. Adicionalmente, el total de inversiones para el año terminado el 31 de diciembre, 2014, incluyó principalmente (i) \$161.0 millones invertidos en Chile, (ii) \$66.7 millones invertidos en Colombia, y (iii) \$11.4 millones en Brasil. Además, las actividades de inversión incluyeron \$115.0 millones relacionados con la adquisición de una participación en el Campo Manati en Brasil (neto del efectivo adquirido) que se concretó el 31 de marzo, 2014.

A fin de año 2014, el total de la deuda financiera de GeoPark ascendió a \$370 millones, incluyendo los \$300 millones correspondientes a los Bonos 2020 emitidos en febrero de 2013 y la línea de crédito a 5 años en Brasil destinada para la adquisición de una participación en el Campo brasilero de Manati, que ascendió a \$70 millones.

El patrimonio alcanzó la suma de \$479.1 millones e incluyó la participación minoritaria de \$103.6 millones relacionada con la participación de LG International en las operaciones de Chile y Colombia (LG International Corp., el grupo coreano posee una participación del 20% en las operaciones de GeoPark en Colombia, una participación del 20% en el Bloque Fell y una participación del 31% en los Bloques de Tierra del Fuego en Chile). El patrimonio al 31 de diciembre, 2014 aumentó en \$113.1 millones vs diciembre 31, 2013, debido en particular a los ingresos netos obtenidos con la OPI en la NYSE además de la utilidad correspondiente al año 2014.

RAZONES FINANCIERAS (*)

Cifras en \$ millones

Año / Año Fiscal	Deuda Financiera	Posición de Efectivo	Deuda bruta / EBITDA Ajustado	Cobertura Interés
2013	317.1	121.1	1.9x	4.3x
1Tri2014(**)	364.7	131.9	2.2x	4.9x
2Tri2014 (***)	368.6	125.3	1.8x	6.0x
3Tri2014 (***)	362.9	128.8	1.6x	6.7x
2014 (***)	370.0	127.7	1.7x	7.5x

(*) Basado en los resultados financieros de los últimos 12 meses.

(**) No toma en consideración el EBITDA Ajustado generado por la participación adquirida en el Campo Manati en Brasil.

(***) Toma en consideración el EBITDA Ajustado generado por la adquisición de la participación en el Campo Manati en Brasil solamente desde el 2Tri2014.

Los acuerdos financieros consolidados de GeoPark incluidos en el Contrato de Emisión de Bonos 2020 son acuerdos que imponen determinadas condiciones solo si se producen ciertas circunstancias vs acuerdos que imponen condiciones sobre la evolución de algunos indicadores del negocio ("*incurrence vs maintenance covenants*") (lo que significa que la Compañía debe someter a prueba las razones financieras antes de incurrir en un endeudamiento adicional o de llevar a cabo otras acciones corporativas específicas, incluyendo pero sin limitarse a, pago de dividendos, ciertas fusiones, pagos restringidos, y otras):

- Razón de Apalancamiento, definida como Deuda Bruta al EBITDA Ajustado, inferior a 2.75x para el año 2014 e inferior a 2.5x desde el 2015 en adelante; y
- Razón de Cobertura de Intereses, definida como EBITDA Ajustado dividido por los Gastos de Intereses, por encima de 3.5x.

El incumplimiento de las anteriores razones de prueba no dará pie a un evento de incumplimiento.

OTRAS NOTICIAS / ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Descubrimiento de Nuevo Campo Petrolero en el Bloque Llanos 34 en Colombia

En el mes de febrero de 2015, GeoPark anunció el descubrimiento de un nuevo campo petrolero después de la perforación del pozo exploratorio Tilo 1, ubicado en el Bloque Llanos 34 Block en Colombia. El prospecto Tilo se definió como una trampa estructural con cierre en tres direcciones en el bloque yacente de una falla normal – con los dos principales yacimientos productores del Bloque Llanos 34 como objetivo: Guadalupe (principal) y Mirador (secundario), ambos en areniscas.

GeoPark perforó y completó el pozo exploratorio Tilo 1 a una profundidad total de 11,293 pies. Una prueba realizada utilizando una bomba electrosomergible en la formación Guadalupe, a aproximadamente 10,707 pies, resultó en una tasa de producción de cerca de 1,000 barriles de petróleo por día de 14.2 grados API, con aproximadamente 10% de corte de agua. Se requiere tener un record adicional de producción con el fin de determinar las tasas estabilizadas de flujo del pozo y la extensión del campo. Se llevará a cabo una evaluación técnica adicional con el fin de determinar si el campo Tilo es una extensión potencial hacia el nororiente del campo Tigana. (El Informe de Reservas 2014 de D&M realizado en el año 2014 no incluye ningún volumen de reservas relacionado con este descubrimiento.)

Extensión de la Línea de Crédito Itau

En el mes de marzo, 2014, GeoPark celebró un contrato de crédito con Itau por la suma de \$70 millones para financiar la adquisición de una participación en el campo Manati con el vencimiento de pago del capital entre el 2015 y el 2019. En marzo de 2015, la Compañía llegó a un acuerdo preliminar con Itau para prorrogar los pagos de capital pagaderos en el 2015 que ascendían a aproximadamente \$15 millones, que se dividirán a prorrata durante el pago de las cuotas restantes de capital, a partir de marzo de 2016. Se espera que el acuerdo final se firme a fines del mes de marzo de 2015.

Cambios en la Junta

La Compañía reporta el nombramiento del Sr. Robert Bedingfield como miembro de la Junta Directiva de GeoPark, en reemplazo del Sr. Steven Quamme quien presentó su renuncia efectiva a marzo 19, 2015. El Sr. Quamme fue miembro de la Junta desde el mes de junio de 2011, y se desempeñó como Presidente del Comité de Auditoría y miembro del Comité de Compensación. El Sr. Quamme brindó siempre un firme apoyo a GeoPark y realizó importantes aportes a la Compañía, a la Junta y a los comités en los que participó.

El Sr. Bedingfield es un experto financiero certificado por la SEC, quien ha asumido la posición de Presidente del Comité de Auditoría de GeoPark. Hasta el momento de su retiro en el mes de junio de 2013, el Sr. Bedingfield se desempeñó como uno de los más antiguos Socios Principales Globales de Ernst & Young con más de 40 años de experiencia, incluyendo 32 años como socio en la práctica contable y de auditoría de Ernst & Young, y también hizo parte de su Consejo Directivo. Posee amplia experiencia en la prestación de servicios a compañías que hacen parte de las 500 compañías de Fortune; entre ellas, se desempeñó como Socio Auditor Principal o Socio Asesor Senior para Lockheed Martin, AES, Gannett, General Dynamics, Booz Allen Hamilton, Marriott y el Servicio Postal de los EEUU.

Desde el año 2000, el Sr. Bedingfield se desempeña como Miembro del Consejo, Miembro del Comité Ejecutivo y Presidente del Comité de Auditoría de la Universidad de Maryland en el Consejo Directivo de College Park. El Sr. Bedingfield fue miembro de la Junta Ejecutiva Nacional (1995 a 2003) y del Consejo Asesor Nacional (desde el 2003) de los Boy Scouts of America. Fue también Miembro del Consejo Directivo del Congressional Country Club de Bethesda, Maryland. Desde el año 2013, el Sr. Bedingfield es Miembro de la Junta y Presidente del Comité de Auditoría de SAIC (NYSE: SAIC).

RESUMEN DE RESERVAS A CIERRE DE FIN DE AÑO 2014

GeoPark contrató a la firma D&M para preparar una evaluación independiente de las reservas de GeoPark a diciembre 31, 2014, que cubriera el 100% de los activos de GeoPark, incluyendo a Perú.

A diciembre 31 de 2014, D&M certificó reservas 2P por 122.3 mmboe (compuestas por 71% de petróleo y 29% de gas natural); con una distribución del 38% en Chile, 31% en Colombia, 25% en Perú y 6% en Brasil.

Los estimados de los precios "forward" del petróleo utilizados para calcular los volúmenes de reservas y VPN10 son los siguientes(WTI \$/bbl):

2015: \$50.0;

2016: \$60.0;

2017: \$67.0;

2018: \$75.0;

2019: \$85.0;

2020: \$95.0, y de allí en adelante: \$100.0.

Se asumió un margen entre Brent-WTI de 5-7 \$/bbl.

País	Categoría Reservas	Diciembre 2014 (mmboe)	% Petróleo	VPN10 (\$ MM)
Colombia	1P	24.7	100%	408.4
	2P	38.6	100%	640.1
	3P	51.2	100%	842.3
Chile	1P	12.3	52%	120.5
	2P	46.2	38%	578.8
	3P	101.9	28%	1,164.5
Brasil	1P	7.2	2%	114.8
	2P	7.3	2%	117.6
	3P	7.7	2%	120.1
Total (Certificado D&M)	1P	44.2	71%	643.7
	2P	92.1	62%	1,336.5
	3P	160.8	51%	2,126.9
Perú	1P	18.8	100%	148.7
	2P	30.2	100%	353.5
	3P	60.2	100%	876.5
Total (Incluyendo Perú) (Certificado D&M)	1P	62.9	79%	792.3
	2P	122.3	71%	1,689.9
	3P	221.1	64%	3,003.5

AÑO 2014

La tabla que aparece a continuación presenta algunos indicadores clave de desempeño para el año 2014, realizando una comparación con los del año 2013. Las cifras que corresponden al año 2014 incluyen información relacionada con la adquisición de la participación en el Campo Manatí de Brasil, que se concretó el 31 de marzo de 2014. A partir de dicha fecha GeoPark inició para fines contables la consolidación de los resultados de sus operaciones, línea por línea, dentro de sus operaciones en Brasil.

Indicadores Clave	2014	2013	% Camb.
Producción de Petróleo (bopd)	14,541	11,113	31%
Producción de Gas (mcfpd)	30,677	14,419	112%
Producción neta promedio (boepd)	19,653	13,517	45%
Precio ventas combinado	64.4	68.6	-6%
- Petróleo (\$ por bbl)	77.5	81.9	-5%
- Gas (\$ por mcf)	6.4	5.0	28%
Ingresos netos por petróleo (\$ millones)	367.1	315.4	16%
Ingresos netos por gas (\$ millones)	61.6	22.9	169%
Ingresos netos (\$ millones)	428.7	338.4	27%
Costos Producción* (\$ millones)	-229.6	-179.6	28%
EBITDA Ajustado(\$ millones)	220.1	167.3	32%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	33.0	33.9	-2%
Netback Operacional por boe (\$)	41.2	43.5	-5%
Utilidad para el año (\$ millones)	15.9	34.9	-54%

* Los costos de producción incluyen costos de operación, depreciación y regalías

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: En el año 2014 la producción consolidada aumentó en 45% a 19,533 boepd principalmente a causa de la mayor producción de las operaciones en Colombia, junto con la adición de las operaciones brasileras (a partir del 2Tri2014), en parte compensada por una menor producción de las operaciones chilenas. Sobre una base proforma, la producción promedio consolidada alcanzó los 20,557 boepd en el año 2014 y experimentó un crecimiento del 20% vs los 17,098 boepd del año 2013.

Ingresos Netos: El aumento en los ingresos netos consolidados en el año 2014 fue del 27% alcanzando la suma de \$428.7 millones vs los \$338.4 millones del año 2013, primordialmente como resultado del aumento en producción de petróleo en Colombia y la adición de las operaciones brasileras, compensado en parte por los menores precios de venta.

Ingresos Consolidados por Petróleo: En el año 2014 los ingresos consolidados por petróleo representaron el 86% del total de ingresos vs el 93% del año 2013, con un aumento en el año 2014 del 16% llegando a \$367.1 millones, debido principalmente a un aumento en producción, en parte compensado por una disminución en el precio promedio de venta de petróleo por barril. En el año 2014 el precio promedio de venta del petróleo disminuyó en 5% a \$77.5 por barril.

Ingresos Consolidados por Gas: En el año 2014 los ingresos consolidados por gas representaron el 14% del total de ingresos vs el 7% del año 2013, lo que representó un aumento del 169% llegando a \$61.6 millones en el año 2014, debido principalmente a la adición de las operaciones brasileras por la suma de \$34.1 millones y, en menor grado, a los mayores precios promedio del gas en las operaciones chilenas, en parte

compensado por una menor producción de gas en Chile. En el año 2014 el precio promedio consolidado de venta del gas aumentó en 28% a \$6.4 por mcf.

Costos: En el año 2014 el aumento en los costos consolidados de producción fue del 28% llegando a \$229.6 millones, debido principalmente al aumento en producción, incluyendo la adición de las operaciones brasileras, como se indica a continuación:

- En el año 2014 el aumento en los costos de operación fue del 18% alcanzando los \$107.6 millones, a una tasa inferior a la del aumento en producción, debido a una mayor producción en Colombia así como a la adición de las operaciones brasileras, en parte compensado por una mejor absorción del costo fijo debido a una mayor producción.
- En el año 2014 el aumento en los cargos por depreciación incluidos en los costos de producción fue del 45% alcanzando los \$99.4 millones, como consecuencia de la mayor producción de petróleo y gas.
- Las regalías ascendieron a \$22.2 millones en el 2014 y a \$17.2 millones en el 2013, representando el 5% de los ingresos netos en el 2014 y en el 2013.

En el año 2014 los gastos de exploración ascendieron a \$43.4 millones, y en el 2013 a \$16.3 millones, incluyendo gastos no monetarios relacionados con el write-off de pozos exploratorios no exitosos y costos de sísmica por \$30.4 millones en el año 2014 y por \$11.0 millones en el 2013.

En el 2014 los gastos de ventas aumentaron en 42% alcanzando los \$24.4 millones, debido en gran medida a mayor producción y entregas en Colombia.

Los costos administrativos permanecieron estables en el año 2014 y experimentaron un aumento del 3% alcanzando los \$48.2 millones. Los cargos no monetarios por depreciación incluidos en los costos administrativos ascendieron a \$2.3 millones en el 4Tri2014 y a \$1.6 millones en el 4Tri2013.

En el año 2014 el deterioro no monetario de los activos no financieros en el Bloque Cuerva de GeoPark ascendió a \$9.4 millones (no se reconocieron cargos por deterioro en el año 2013), derivado principalmente de la disminución en el precio internacional del petróleo.

EBITDA Ajustado: En el 2014 el EBITDA Ajustado aumentó en 32% llegando a \$220.1 millones, experimentando un impacto causado en gran medida por el mayor EBITDA Ajustado de las operaciones colombianas debido a una mayor producción y, en menor medida, debido a la adición de las operaciones brasileras.

El EBITDA Ajustado por boe disminuyó en el año 2014 en 2% llegando a \$33.0 por boe vs los \$33.9 por boe del 2013, debido al menor precio promedio del petróleo, que en parte se compensó con los menores costos operacionales por boe como consecuencia de una mejor absorción de los costos fijos y a las eficiencias en costos, así como por el cambio en la mezcla de ingresos con una mayor incidencia de gas derivada de la adquisición de Manati en Brasil.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERACIONALES Y UTILIDAD

Gastos Financieros Netos: En el año 2014 los gastos financieros netos experimentaron un aumento del 50% alcanzando la suma de \$50.7, debido básicamente a las diferencias en tasa de cambio resultantes de la depreciación de la moneda brasilera y a los mayores gastos por intereses, derivados de un mayor endeudamiento promedio.

Impuesto a la Renta: En el año 2014 los gastos por impuesto a la renta experimentaron una disminución del 66% llegando a \$5.2 millones, en línea con menores utilidades antes de impuesto a la renta. El impuesto corriente incluido en los gastos por impuesto a la renta experimentó un aumento del 93% alcanzando la suma de \$23.6 millones en el año 2014. El impuesto diferido a la renta ascendió a una ganancia de \$18.4 millones en el año 2014, vs la pérdida por \$1.8 millones en el año 2013.

Utilidad: En el año 2014 la utilidad disminuyó en 54% llegando a \$15.9 millones, como resultado de una menor utilidad operacional y a gastos financieros mayores, que en parte se compensaron con menores gastos por impuesto a la renta.

En el año 2014 la utilidad operacional incluyó los gastos no monetarios así como los cargos por deterioro antes de impuestos por \$9.4 millones y el write-off antes de impuestos de los pozos exploratorios no exitosos por \$30.4 millones.

Las ganancias por acción experimentaron una disminución del 72% llegando a \$0.13 por acción en el año 2014, causada principalmente por menores utilidades en el año 2014 y por el efecto de la emisión de nuevas acciones derivada de la OPI en la NYSE en febrero de 2014.

2015 ESTRATEGIA Y PERSPECTIVAS

El enfoque estratégico de GeoPark para el año 2015 está orientado por los siguientes principios:

- Conservar el Efectivo: Reducir el programa de trabajo e inversión con miras a permanecer flexibles y mantener una hoja de balance fuerte.
- Disciplina en la Asignación de Capital: Priorizar los Proyectos de menor riesgo, mayor netback, y con una rápida generación de flujo de efectivo.
- Hacer Más por Menos: Implementar de manera agresiva medidas de reducción de costos operacionales, G&A y de capital.
- Permanecer ágiles: Monitoreo continuo de los programas de trabajo y ajustes –hacia arriba o hacia abajo – según se requiera.
- Construir para el largo plazo: Proteger los activos, herramientas y capacidades críticas necesarias para el largo plazo y continuar en la búsqueda de oportunidades potenciales debido a debilidad financiera de los competidores.

Las unidades de negocio de GeoPark en Colombia, Chile, Brasil, Perú y Argentina generaron más de 85 proyectos atractivos para ser considerados dentro del programa de trabajo y presupuesto correspondientes al año 2015. Estos proyectos se evaluaron y clasificaron abarcando toda la Compañía, teniendo en cuenta consideraciones económicas, técnicas y estratégicas. Con un precio de \$80/bbl de petróleo, la Compañía contempló la realización de cerca de 40-50 proyectos. Con la caída continua en el precio del petróleo, GeoPark pudo ajustar su selección de proyectos a aquellos que se ajustaban a un nivel con un menor precio de petróleo. La Compañía consideró cerca de 20-25 proyectos a un precio de \$65/bbl de petróleo y aproximadamente 5-10 proyectos a un precio de \$45-50 por bbl.

Desde el fin del año anterior la Compañía ha emprendido un programa decisivo de reducción de costos para garantizar su habilidad con el fin de maximizar el programa de trabajo y conservar su liquidez. A continuación ejemplos de este programa que ya se encuentra en ejecución:

- La renegociación y reducción de contratos de servicios petroleros y de gas, incluyendo a los contratistas de trabajos de perforación y obras civiles, así como los costos de transporte, carro tanques y oleoducto.
- El aplazamiento de proyectos de inversión mediante la concertación de acuerdos con las autoridades y los socios.
- El mejoramiento en las eficiencias de costos de la operación y la suspensión temporal de ciertos campos con producción marginal de petróleo y gas.
- La reducción de costos G&A mediante una reestructuración de la organización y la reducción de costos legales, contables y administrativos, incluyendo la reducción inmediata y voluntaria de salarios por parte del equipo de altos ejecutivos de GeoPark y la Junta Directiva.

Se esperan reducciones adicionales en costos como resultado de una depreciación general de las monedas latinoamericanas (el peso colombiano, el real brasilero, el peso chileno, el peso argentino y el sol peruano), lo que producirá un impacto positivo en la operación de GeoPark, en los costos de capital y G&A y la reducción en las regalías estatales.

Con un precio supuesto de \$45-50 por bbl en el presupuesto base, GeoPark le apunta a un programa de trabajo e inversión completamente financiado de \$60-70 millones con un aumento en producción del 0 al 5% sobre los niveles de producción del año 2014. El grueso de este programa de trabajo para el año 2015 está orientado a desarrollar aún más y producir los campos petroleros Tigana y Tua de GeoPark ubicados en el Bloque Llanos 34 en Colombia, los cuales suministran actualmente la producción de menor riesgo y oportunidades de aumento de reservas con atractivos netbacks operacionales (\$15-20 por bbl a precios de petróleo de \$45-50). El siguiente es el desglose aproximado del programa de trabajo:

- Colombia con \$35-40 millones para actividades nuevas de perforación y construcción de facilidades;
- Chile con \$5-8 millones para trabajos de workover y construcción de facilidades;
- Brasil con \$6-7 million para la instalación de la planta de compresión de Manati y el procesamiento de la sísmica obtenida;
- Perú con \$8-9 millones destinados principalmente a la realización de estudios ambientales; y
- Argentina con \$3-4 millones para la realización de estudios de sísmica

Si los precios promedio del petróleo superan el precio del presupuesto de base, GeoPark cuenta con la capacidad de asignar capital adicional a más proyectos y de aumentar su programa de trabajo e inversión y, de esta manera, aumentar adicionalmente la producción de petróleo y gas. Dentro de los diferentes escenarios de programas de trabajo que se han considerado se incluye:

- A un precio de \$65/bbl petróleo: programa de trabajo e inversión completamente financiado de \$100-120 millones con un aumento en producción de 10-15%
- A un precio de \$80/bbl petróleo: : programa de trabajo e inversión completamente financiado de \$200-220 millones con un aumento en producción de 20-25%

INFORMACION SOBRE TELECONFERENCIA

El lunes 23 de marzo de 2015, a las 10:00 a.m. EST, GeoPark llevará a cabo una teleconferencia y webcast sobre Resultados Financieros correspondientes a su Cuarto Trimestre y al Año Fiscal 2014.

James F. Park, Director General, Augusto Zubillaga, Director General de Operaciones y Andrés Ocampo, Director General Financiero, comentarán los resultados financieros de GeoPark para el Cuarto Trimestre y el Año Fiscal 2014 durante una sesión de preguntas y respuestas que se realizará inmediatamente termine la transmisión.

Los interesados que se encuentren fuera de los Estados Unidos podrán acceder a la teleconferencia marcando el número +1 201-612-7415, y quienes se encuentren en los Estados Unidos podrán hacerlo al marcar el número 1 877-660-6853 (Nº ID para la Teleconferencia: 13603347) o podrán escuchar la transmisión web visitando la sección Apoyo al Inversor que se encuentra en el sitio web de la Compañía (www.geo-park.com).

En caso de requerir información adicional favor contactar a:

Pablo Ducci – Director de Mercados de Capitales pducci@geo-park.com

GeoPark se puede visitar en línea accediendo a www.geo-park.com

ESTADO CONSOLIDADO DE INGRESOS

(Información Trimestral No Auditada)

En millones de \$, salvo por %

	4Tri2014	4Tri2013	%	2014	2013	%
INGRESO NETO						
Venta de petróleo crudo	68.3	80.2	-15%	367.1	315.4	16%
Venta de gas	12.5	7.6	64%	61.6	22.9	169%
TOTAL INGRESO NETO	80.8	87.8	-8%	428.7	338.4	27%
Costos de Producción	-60.2	-49.8	21%	-229.6	-179.6	28%
UTILIDAD BRUTA	20.6	38.0	-46%	199.1	158.7	25%
Costos de Exploración	-25.7	-0.2	N/A	-43.4	-16.3	167%
Costos Administrativos	-11.5	-14.5	-21%	-48.2	-46.6	3%
Gastos der Venta	-2.8	-4.7	-41%	-24.4	-17.3	42%
Deterioro de activos no financieros	-9.4	-	N/A	-9.4	-	N/A
Otro Ingreso Operacional	-3.6	0.8	-	-1.8	5.3	-
			557%			135%
UTILIDAD OPERACIONAL	-32.5	19.3	-	71.8	83.9	-14%
			268%			
Resultados financieros, netos	-19.0	-6.7	185%	-50.7	-33.9	50%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	-51.5	12.6	-	21.1	50.1	-58%
			508%			
Impuesto a la Renta	17.8	-2.9	-	-5.2	-15.2	-66%
			716%			
UTILIDAD PARA EL AÑO FISCAL	-33.7	9.7	-	15.9	34.9	-54%
			446%			
Participación no dominante	-4.2	3.5	-	8.4	12.9	-35%
			222%			
ATTRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-29.4	6.2	-	7.5	22.0	-66%
			571%			

CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LA UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA Y EBITDA AJUSTADO POR BOE

(Información trimestral no auditada)

En millones de \$, salvo por %

	4Tri2014	4Tri2013	%	2014	2013	%
EBITDA AJUSTADO	27.4	41.4	-34%	220.1	167.3	32%
Depreciación	-27.7	-20.4	36%	-100.5	-70.0	44%
Pagos con Base en Acciones	0.4	-3.2	-88%	-8.4	-9.2	-9%
Deterioro y write-off	-31.2	1.0	-	-39.8	-11.0	263%
			3237%			
Otros	0.6	0.6	-202%	0.5	6.8	-93%
UTILIDAD OPERACIONAL	-32.5	19.3	-268%	71.8	84.0	-14%
Resultados financieros, netos	-19.0	-6.7	185%	-50.7	-33.9	50%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	-51.5	12.6	-508%	21.1	50.1	-58%
EBITDA Ajustado	27.4	41.4	-34%	220.1	167.3	32%
Total entregas (en millones de boe)	1.8	1.3	36%	6.7	4.9	35%
EBITDA Ajustado por boe	15.0	30.7	-51%	33.0	33.9	-3%

**CONCILIACION DE UTILIDAD BRUTA A NETBACK OPERACIONAL
Y NETBACK OPERACIONAL POR BOE**

(Información Trimestral No auditada)

En millones de \$, salvo por %

	4Tri2014	4Tri2013	%	2014	2013	%
Utilidad Bruta	20.6	38.0	-46%	199.1	158.7	25%
Más: Depreciación y pagos basados en acciones	26.6	23.1	15%	99.9	73.2	36%
Menos: Gastos de Venta	-2.8	-4.7	-41%	-24.4	-17.3	42%
Netback Operacional	44.4	56.4	-21%	274.5	214.7	28%
Total entregas (en millones de boe)	1.8	1.3	36%	6.7	4.9	35%
			--			
Netback Operacional por boe	24.3	42.0	42%	41.2	43.5	-5%

BALANCE CONSOLIDADO RESUMIDO

En millones de \$, salvo por %

	Dic '14	Dic '13	%
Activo No Corriente			
Propiedad, Planta y Equipo	790.8	595.4	33%
Otro Activo No Corriente	47.8	36.3	31%
Total Activo No Corriente	838.5	631.8	33%
Activo Corriente			
Inventarios	8.5	8.1	5%
Deudores Comerciales	36.9	42.6	-13%
Otro Activo Corriente	27.5	42.7	-36%
Efectivo en Caja y Bancos	127.7	121.1	5%
Total Activo Corriente	200.6	214.6	-7%
Total Activo	1,039.1	846.4	23%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a propietarios de GeoPark	375.6	270.8	39%
Participación no dominante	103.6	95.1	9%
Total Patrimonio	479.1	366.0	31%
Pasivo No Corriente			
Empréstitos	342.4	290.5	18%
Otro Pasivo No Corriente	93.6	64.5	45%
Total Pasivo No Corriente	436.0	355.0	23%
Pasivo Corriente			
Empréstitos	27.2	26.6	2%
Otro Pasivo No Corriente	96.8	98.9	-2%
Total Pasivo Corriente	124.0	125.5	-1%
Total Pasivo y Patrimonio	1,039.1	846.4	23%

INFORMACION HISTORICA OPERACIONAL Y FINANCIERA SELECCIONADA

	Año terminado diciembre 31,				
	2014	2013	2012	2011	2010
Reservas de petróleo (2P PRMS) - mmboe	56.3	33.9	27.8	16.9	16.2
Reservas de Gas (2P PRMS) - mmboe	35.8	27.7	29.1	32.6	33.4
Reservas Combinadas (2P PRMS) - mmboe	92.1	61.6	56.9	49.5	49.6
Producción de Petróleo (miles boepd)	14.5	11.1	7.5	2.5	1.9
Producción de Gas (miles boepd)	5.1	2.4	3.8	5.1	5.0
Producción (miles boepd)	19.6	13.5	11.3	7.6	6.9
Ingresos por Petróleo (\$ millones)	367	315	222	74	48
Ingresos por Gas (\$ millones)	62	23	29	38	31
Total Ingresos (\$ millones)	429	338	250	112	80
EBITDA Ajustado(\$ millones)	220	167	121	63	41

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	Utilidad para el año fiscal, antes de costo financiero neto, impuesto a la renta, depreciación, amortización, ciertos ítems no monetarios como deterioros y write-offs de esfuerzos no exitosos y reserva para opciones de compra y adjudicaciones de acciones y ganancias por condiciones ventajosas de compra en adquisiciones de subsidiarias
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por total de entregas de boe
Netback Operativo por boe	Ingresos netos, menos costos de producción (neto de cargos por depreciación y reservapara opciones de compra y asignación de acciones) y gastos de venta, divididos por el total del entregas de boe. El Netback Operacional equivale al EBITDA Ajustado neto de gastos en efectivo incluidos en los costos Administrativos, Exploratorios y otros costos de operación.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Agencia Nacional de Petróleo de Brasil
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia
boe	Barriles de petróleo equivalente
boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera (Special Petroleum Operations Contract)
D&M	DeGolyer and MacNaughton
EPS	Beneficios distribuibles por acción
IPO	Oferta Pública Inicial
mbbl	Miles de barriles de petróleo
mmbo	Millones de barriles de petróleo
mmboe	Millones de barriles de petróleo equivalente
mcfpd	Miles de pies cúbicos por día
mmcfpd	Millones de pies cúbicos por día
Mm³/day	Miles de metros cúbicos por día
PRMS	Petroleum Resources Management System
SPE	Society of Petroleum Engineers
WI	Participación
NPV10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado a una tasa anual del 10%
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

En la sección "Apoyo al Inversor" que se encuentra en la página web www.geo-park.com se puede encontrar información adicional sobre GeoPark

Redondeo de cifras y porcentajes: Este comunicado de prensa incluye ciertas cifras y porcentajes que han sido redondeados para facilidad en su presentación. Las cifras expresadas en porcentajes, incluidas en este comunicado, no siempre se han calculado sobre la base de las mencionadas cifras redondeadas sino sobre la base de dichas cifras antes de su redondeo. Por esta razón ciertas cifras expresadas en porcentajes en el presente comunicado de prensa pueden variar de aquellas obtenidas mediante la realización de los mismos cálculos utilizando las cifras que aparecen en los estados financieros. Además, algunas otras cifras que aparecen en este comunicado de prensa pueden no sumar debido al redondeo.

ADVERTENCIAS ACERCA DE LA INFORMACION DE CARACTER PROSPECTIVO

Este comunicado de prensa contiene manifestaciones de carácter prospectivo. Muchas de las manifestaciones de carácter prospectivo contenidas en este comunicado de prensa pueden identificarse por el uso de términos anticipatorios, tales como "prevemos", "creemos", "podría", "esperamos", "debería", "proyectamos", "pretendemos", "se realizará", "estimamos", y "potencial", entre otros.

Las manifestaciones prospectivas aparecen en diferentes pasajes de este comunicado de prensa e incluyen, a mero título de ejemplo, declaraciones relacionadas con las intenciones, las opiniones o las expectativas actuales respecto a diferentes cuestiones, incluidas aquellas que se relacionan con las expectativas en materia de crecimiento de la producción y planes de inversión de capital durante 2014. Las manifestaciones prospectivas se basan en las opiniones y las hipótesis de la dirección y en información actualmente a disposición de ella. Tales manifestaciones se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados concretos pueden variar significativamente de los expresados en tales manifestaciones de carácter prospectivo o implícitos en ellas, debido a una diversidad de factores.

Las manifestaciones de carácter prospectivo tienen vigencia únicamente a la fecha en la que son formuladas, y la Compañía no asume obligación alguna de actualizarlas en virtud de información nueva o de acontecimientos futuros, o de dar publicidad a modificación alguna de estas manifestaciones a los efectos de reflejar acontecimientos o circunstancias posteriores o el acaecimiento de acontecimiento imprevistos. Para tener acceso a un análisis de los riesgos afrontados por la Compañía que podrían incidir en estas manifestaciones de carácter prospectivo, remitimos a las presentaciones realizadas ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos de América.

Las cifras de producción de petróleo y gas que incluye este comunicado se establecen con anterioridad al efecto de las regalías pagadas en especie, consumos y pérdidas.

Información sobre reservas de petróleo y gas: La SEC permite que las compañías de petróleo y gas, en sus documentos radicados ante la SEC, divulguen solamente las reservas probadas, probables y posibles que se ajusten a las definiciones de la SEC para dichos términos. En el presente comunicado de prensa GeoPark utiliza ciertos términos, tal como "Reservas PRMS", que GeoPark no puede incluir en documentos radicados ante la SEC, de conformidad con las directrices de esta última. Como resultado, la información de la Compañía que aparece en los documentos radicados ante la SEC en relación con reservas, va a diferir significativamente de la información presentada en el presente comunicado de prensa. El VPN10 para las reservas PRMS 1P, 2P y 3P no sustituye la medida estándar de los flujos de caja futuros netos y descontados, para las reservas probadas SEC.

EBITDA Ajustado: La Compañía define el EBITDA Ajustado como utilidad para el año fiscal antes del costo financiero neto, impuesto a la renta, depreciación, amortización y ciertos ítems no monetarios, tal como deterioros y write-offs de activos no exitosos de exploración y evaluación, reserva para las opciones de compra y asignación de acciones y ganancias por condiciones ventajosas de venta en adquisición de subsidiarias. El EBITDA Ajustado no es una medición de utilidad o flujos de efectivo según lo determinan las IFRS. Es la opinión de la Compañía que el EBITDA Ajustado es útil debido a que nos permite evaluar de manera más efectiva nuestro desempeño operacional y comparar los resultados de nuestras operaciones de año fiscal a año fiscal, independientemente de nuestros métodos financieros o estructura de capital. Para obtener el EBITDA Ajustado la Compañía excluye de la utilidad para el año fiscal los ítems enumerados

anteriormente debido a que estas cuantías pueden variar sustancialmente de compañía a compañía dentro de nuestra industria, dependiendo de los métodos contables y valor en libros de los activos, estructuras de capital y del método utilizado para la adquisición de los activos. El EBITDA Ajustado no se debe considerar como una alternativa a, e incluso más importante que, la utilidad para el año fiscal o flujos de caja de las actividades de operación, como se determina de conformidad con las IFRS o como un indicador de nuestro desempeño operacional o liquidez. Algunos de los ítems que se excluyen del EBITDA Ajustado son elementos importantes para comprender y evaluar el desempeño financiero de una compañía, tales como el costo de capital y estructura tributaria y write-offs significativos y/o recurrentes de una compañía, así como los costos históricos de activos depreciables, ninguno de los cuales forman parte del EBITDA Ajustado. El cálculo que realiza la Compañía del EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras mediciones que se denominen de manera similar, de otras compañías. Para la conciliación del EBITDA Ajustado a la medición financiera de utilidad para el año o año fiscal correspondiente de las IFRS, remítase a las tablas financieras adjuntas.

El netback operacional por boe no se debe considerar como una alternativa para, o más importante que, la utilidad para el año fiscal o los flujos de efectivo de las actividades de operación tal como se determina de conformidad con las IFRS, o como un indicador del desempeño de nuestra operación o liquidez. Algunos de los ítems que se excluyen del netback operacional por boe son elementos importantes para comprender y evaluar el desempeño financiero de una compañía, tales como el costo de capital y estructura tributaria y write-offs significativos y/o recurrentes de una compañía, así como los costos históricos de activos depreciables, ninguno de los cuales forman parte del Netback Operacional por boe. El cálculo del Netback Operacional por boe que realiza la Compañía puede no ser comparable con otras mediciones que se denominen de manera similar, de otras compañías. Para la conciliación del Netback Operacional por boe a la medición financiera de utilidad para el año o año fiscal correspondiente de las IFRS, remítase a las tablas financieras adjuntas.