



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA LA ACTUALIZACIÓN DE SUS OPERACIONES DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2019

**RÉCORD EN LA PRODUCCIÓN TRIMESTRAL Y ANUAL DE PETRÓLEO Y GAS
17 AÑOS DE CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA PRODUCCIÓN**

**ÉXITO CONTINUO DE PERFORACIÓN CON UN NUEVO DESCUBRIMIENTO DE YACIMIENTO
PETROLÍFERO Y EXTENSIONES DE YACIMIENTO**

**NUEVA ADQUISICIÓN DE COMPAÑÍA Y ACRES QUE EXPANDEN SIGNIFICATIVAMENTE
LA PRODUCCIÓN, LAS RESERVAS, LOS RECURSOS Y EL CRECIMIENTO DE LA COMPAÑÍA**

Bogotá, Colombia- 7 de enero de 2020 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador informó hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2019 ("4T2019").

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

Puntos destacados del cuarto trimestre de 2019

Producción: alcanzando récords con 17 años de crecimiento sostenido

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 8% a 41.786 boepd, o 10% ajustado por los bloques vendidos¹ (5% más alta en comparación con el 3T2019).
- La producción en Colombia aumentó un 9% alcanzando los 33,311 boepd (un 12% de incremento ajustado por la venta de los bloques).
- La producción en Chile aumentó un 17% a 3.292 boepd.
- La producción promedio anual total del 2019 fue de 40.046 boepd, 11% más alta que los niveles anuales promedio de 2018, o 13% más alto ajustado por los bloques vendidos.

Operaciones: sólida ejecución con nuevos éxitos en la perforación de exploración, de avanzada y de desarrollo

En Colombia:

- Nueva extensión de yacimiento petrolífero en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%), después de la perforación y testeos exitosos del pozo Tigui 18, evaluando una zona al sudeste, fuera del área de reservas 3P certificadas por DeGolyer and MacNaughton ("D&M") en 2018. El pozo de avanzada Tigui 12, que delinea la parte noreste del yacimiento, está siendo testeado actualmente.
- Nuevo descubrimiento de yacimiento de petróleo liviano Azogue (no operado por GeoPark con una participación del 25%) en la zona sur el bloque Llanos 32, adyacente al bloque Llanos 34.
- Se testearon y pusieron en producción seis nuevos pozos en el bloque Llanos 34.

En Chile:

- Se perforó el pozo de exploración Jauke Oeste 1 en el bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%), con actividades de testeos en marcha.

¹ Bloques La Cuerva y Yamú vendidos el 1^{er} de julio de 2019.

Éxito en la perforación durante 2019:

- El programa de trabajo 2019 de GeoPark abarcaba 36 pozos brutos perforados (33 operados con un índice de éxito de más del 85%), incluyendo pozos de desarrollo, de avanzada y de exploración.

Crecimiento de la cartera de activos: expansión estratégica en Colombia con la adquisición de nueva compañía y nuevos acres

- Adquisición de Amerisur Resources Plc² ("Amerisur") que proporciona un crecimiento de las reservas, de la producción y del flujo de efectivo y enriquece el inventario de oportunidades de exploración de corto, mediano y largo plazo.
- Adquisición de nuevos bloques de exploración de bajo costo y bajo riesgo en la cuenca Llanos cercanos al bloque Llanos 34 en alianza con Hocol (100% subsidiaria de Ecopetrol).

Catalizadores: 1T2020

- Perforación de nueve nuevos pozos de exploración y desarrollo y testeo de tres pozos en toda la cartera de activos GeoPark.
- Cierre de la adquisición de Amerisur previsto para enero de 2020.
- Nueva certificación de reservas independiente con publicación prevista para principios de febrero 2020.

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 4T2019, en comparación con el 4T2018:

	Total (boepd)	4T2019		4T2018	
		Petróleo (bopd) ^a	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	33.311	33.117	1.162	30.641	+9%
Brasil	2.799	124	16.047	2.894	-3%
Chile	3.292	632	15.958	2.823	+17%
Argentina	2.384	1.583	4.804	2.383	0%
Total	41.786	35.456	37.971	38.741	+8%

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.587 bopd en el 4T2019. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	4T2019	3T2019	2T2019	1T2019	4T2018
Colombia	33.311	31.578	32.191 ^a	32.131 ^a	30.641 ^a
Brasil	2.799	2.299	1.693	1.960	2.894
Chile	3.292	3.358	2.952	2.961	2.823
Argentina	2.384	2.384	2.365	2.505	2.383
Total	41.786	39.619	39.201	39.557	38.741
Petróleo	35.456	33.693	34.261	34.358	32.859
Gas	6.330	5.926	4.940	5.199	5.882

a) La producción en Colombia incluye aproximadamente 640 bopd, 765 bopd y 888 bopd durante el 2T2019, 1T2019 y 4T2018, respectivamente, de los bloques La Cuerva y Yamú que fueron vendidos el 1^{er} de julio de 2019.

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

La producción total de petróleo y gas creció un 8% a 41.786 boepd en el 4T2019 de 38.741 boepd en el 4T2018, debido al aumento de la producción en Colombia y Chile, parcialmente compensado por una menor

² El 15 de noviembre de 2019, GeoPark anunció la adquisición de todo el capital accionario emitido y por emitirse de Amerisur Resources Plc con cierre previsto en enero de 2020, sujeto a las aprobaciones regulatorias de rigor.

producción en Brasil. El petróleo representó un 85% de la producción total informada en comparación al 84% en el 4T2018.

El 1^{er}o de julio de 2019, GeoPark completó la venta de los bloques La Cuerva y Yamú en Colombia. Ajustada por la venta de estos bloques (888 bopd en el 4T2018), la producción consolidada de petróleo y gas de la compañía aumentó un 10% en el 4T2019 y la producción en Colombia, un 12%.

Colombia:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Colombia creció un 9% a 33.311 boepd en el 4T2019 comparada con los 30.641 boepd en el 4T2018 reflejando el éxito continuo de la perforación de exploración, desarrollo y avanzada en el bloque Llanos 34. Ajustada por la venta de los bloques La Cuerva y Yamú, la producción de petróleo en Colombia aumentó un 12%.

Los puntos destacados en cuanto a la operación en Colombia durante el 4T2019 fueron:

Perforación de exploración/ delineación en el bloque Llanos 34:

- El pozo de avanzada Tigui 18 fue perforado y testeado exitosamente durante el 4T2019 para evaluar un área al sudeste del yacimiento, fuera del área de reservas 3P certificadas por D&M en 2018, extendiendo así el tamaño del yacimiento. Muestras de petróleo durante la perforación y el análisis petrofísico han indicado potencial de hidrocarburos en la formación Guadalupe y Gacheta. Se perforó el pozo a una profundidad total de 11.514 pies. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba electro sumergible en la formación Guadalupe arrojó un índice de producción de alrededor de 1.500 bopd de 15,6 grados API, con un corte de agua de 4%.
- El pozo de avanzada Tigui 12 fue perforado durante el 4T2019 para continuar delineando la parte noreste del yacimiento. Muestras de petróleo durante la perforación y el análisis petrofísico han indicado potencial de hidrocarburos en la formación Guadalupe y Gacheta. Se están llevando a cabo actividades de testeo.

Perforación de desarrollo en el bloque Llanos 34:

- Se han testeado y puesto en producción cinco nuevos pozos en el bloque Llanos 34, que agregan actualmente más de 7.500 bopd brutos, incluyendo los pozos Tigana Norte 13, Tigana Norte 18, Tigui 21, Jacana 32 y Jacana 35.

Perforación de exploración en el bloque Llanos 32:

- Se perforó el pozo de exploración Azogue 1 a una profundidad total de 12.125 pies. Los resultados de los perfiles han indicado el potencial de hidrocarburos en las formaciones Une, Guadalupe y Mirador. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba electro sumergible en la formación Guadalupe arrojó un índice de producción de alrededor de 1.500 bopd de 28 grados API, con un corte de agua de 1%. Actualmente, el pozo está produciendo 2.250 bopd.
- El pozo petrolífero Azogue se encuentra ubicado en la parte sur del bloque Llanos 32, adyacente al yacimiento petrolífero Chiricoca en el bloque Llanos 34 y a aproximadamente 1.200 metros del mismo.

Adquisición de Amerisur:

- El 15 de noviembre de 2019, GeoPark anunció la adquisición de todo el capital accionario emitido y por emitirse de Amerisur Resources Plc con cierre previsto en enero de 2020, sujeto a las aprobaciones regulatorias de rigor.
- La adquisición de Amerisur está alineada con la estrategia de GeoPark, aporta un crecimiento en las reservas, la producción y el flujo de efectivo y, enriquece el inventario de oportunidades de exploración de corto, mediano y largo plazo.
- GeoPark incorporará 13 bloques de producción, desarrollo y exploración en Colombia, incluidos 12 bloques operados en la cuenca Putumayo y el bloque no operado CPO-5 en la cuenca Llanos, un equipo exitoso y el Oleoducto Binacional Amerisur, un oleoducto de exportación de Colombia a Ecuador.
- GeoPark prevé generar sinergias significativas en las operaciones, el transporte y el blending del crudo en el bloque Llanos 34 y en los bloques Putumayo.
- Esta transacción incorpora la posibilidad de potenciar alianzas valiosas con Oxy, socio en cinco de los bloques Putumayo y con ONGC, operador del bloque CPO-5 y con quien GeoPark tiene una alianza estratégica de largo plazo para la adquisición de una cartera de proyectos en Latinoamérica.
- Las métricas clave de Amerisur incluyen producción neta de petróleo liviano de 6.865 bopd (septiembre 2019), reservas netas y reservas probables y probadas netas de 15,0 millones y 21,8 millones de barriles respectivamente (certificadas por McDaniel & Associates a fines de julio 2019) y

recursos exploratorios netos sin riesgo de 289 millones a 566 millones de barriles (medio a extremo, estimados por McDaniel & Associates).

- Amerisur es una empresa en crecimiento, con flujo de efectivo positivo y costos operativos bajos. Su balance es sólido, sin deuda financiera y una posición de caja de USD 46 millones al 30 de junio de 2019.
- Para más detalles, consultar el comunicado de prensa publicado el 15 de noviembre de 2019.

Expansión estratégica de acres de exploración en Colombia:

- Como parte del reciente Proceso Permanente de Asignación de Áreas, la ANH adjudicó a GeoPark los bloques Llanos 123 y Llanos 124 en alianza con Hocol (100% subsidiaria de Ecopetrol) y Amerisur resultó adjudicatario del bloque PUT-36.
- Asimismo, GeoPark y Parex Resources firmaron un acuerdo mediante el cual GeoPark asumirá, sujeto a la aprobación de la ANH, una participación del 50% en el bloque Llanos 94 a cambio del financiamiento de su participación prorrata del 50% de los compromisos existentes, sin *carry*.
- Con la suma de estos nuevos bloques durante 2019 y luego del cierre de la recientemente anunciada adquisición de Amerisur, GeoPark expandirá significativamente su posición de acres alrededor de su bloque central Llanos 34, agregando aproximadamente 1,4 millones de acres brutos, 17 veces el tamaño del bloque Llanos 34.
- Para más detalles, consultar el comunicado de prensa publicado el 17 de diciembre de 2019.

Brasil:

La producción neta promedio en Brasil disminuyó levemente un 3% a 2.799 boepd en el 4T2019 comparado con los 2.894 boepd en el 4T2018 (96% de gas en el 4T2019 y 98% de gas en el 4T2018). Sin embargo, comparado con el 3T2019, la producción en Brasil aumentó un 22% debido principalmente a una mayor demanda en el yacimiento de gas Manatí y, en menor medida, a las actividades de testeó de largo plazo en el yacimiento petrolífero Praia dos Castelhanos en el bloque REC-T-128 (operado por GeoPark con una participación del 70%).

Perforación de exploración en las cuencas Recóncavo y Potiguar:

- El pozo Praia dos Castelhanos 1 en el bloque REC-T-128 inició actividades de testeó de largo plazo a fines del 3T2019 promediando 157 bopd brutos de petróleo liviano durante el 4T2019.
- El prospecto de exploración Mandacaru en el bloque POT-T-747 (operado por GeoPark con una participación del 70%) fue perforado a una profundidad total de 670 metros. La interpretación petrofísica de perfiles indicó acumulaciones de petróleo no comercial y, a raíz de estos resultados, se ha decidido posteriormente tapar y abandonar el pozo.

Chile:

La producción promedio neta en Chile aumentó un 17% a 3.292 boepd. La producción más alta en el 4T2019 fue el resultado del desarrollo exitoso del yacimiento de gas Jauke. El mix de producción durante el 4T2019 fue 81% gas y 19% petróleo liviano (comparado con 74% gas y 26% de petróleo liviano en el 4T2018).

Perforación de exploración en el bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%):

- Se perforó el pozo de exploración Jauke Oeste 1 a una profundidad total de 9.596 pies. La información preliminar ha indicado potencial de hidrocarburos en la formación Tobífera. Se están llevando a cabo actividades de testeó.

Perforación de exploración en el bloque Isla Norte (operado por GeoPark con una participación del 50%):

- Se llevaron a cabo obras civiles y otras actividades preliminares durante el 4T2019 en el prospecto de exploración Leun en el bloque Isla Norte, con inicio de perforación previsto en el 1T2020.

Argentina:

La producción neta promedio en Argentina permaneció estable, alcanzando los 2.384 boepd en el 4T2019 (66% petróleo, 34% gas) comparado con los 2.383 boepd en el 4T2018 (65% petróleo, 35% gas). Los niveles estables de la producción durante el 2019 fueron el resultado de un proyecto de optimización exitoso y continuo iniciado en el 2018 con el foco en mejorar los niveles de producción base.

Programa de perforación del 1T2020

A continuación, se presenta un resumen de las actividades de perforación y de testeo programadas para el 1T2020:

	Prospecto/Pozo^a	País	Bloque	Participación	Tipo
1	Jacana 43	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
2	Jacana 47	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
3	Tigana Norte 19	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
4	Tigana Norte 51	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
5	Tigana Norte 52	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
6	Tigui 3 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
7	Tigui 17	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
8	Tigui 12 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
9	Jauke Oeste 1 ^b	Chile	Fell	100%	Exploración
10	Leun 1	Chile	Flamenco	60%	Exploración
11	Huillin 1	Chile	Isla Norte	60%	Exploración
12	Koo 1	Chile	Isla Norte	100%	Exploración

- a) La información incluida en la tabla precedente se encuentra sujeta a cambios y también puede estar sujeta a aprobaciones regulatorias o de socios.
b) Se comenzó o completó la perforación con actividades de testeo previstas en el 1T2020.

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Shareholder Value Director
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello – Market Access Director
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
mbello@geo-park.com

MEDIOS:

Jared Levy – Sard Verbinnen & Co
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080
jlevy@sardverb.com

Kelsey Markovich – Sard Verbinnen & Co
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080
kmarkovich@sardverb.com

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	El EBITDA ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones) y gastos de venta, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Costos F&D	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
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/día	miles de metros cúbicos por día
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
PRMS	Petroleum Resources Management System (sistema de gestión de recursos de petróleo)
Km 2	Kilómetros cuadrados
Participación	Participación

AVISO

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web www.geo-park.com.

Redondeo de montos y porcentajes: Algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos en base a dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de las cantidades antes del redondeo. Por esta razón, algunos valores porcentuales en este comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, entre otras, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo la adquisición de Amerisur, el crecimiento esperado de la producción, el cronograma esperado, la recuperación económica, el período del retorno de la inversión, la tasa interna de rendimiento (IRR), las actividades de perforación, la demanda para el gas y el petróleo, el plan de gastos de capital, reservas y recursos exploratorios. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la administración y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores. Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas, excepto cuando se especifica.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o desarrollos futuros ni de publicar revisiones de estas declaraciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, ni acontecimientos imprevistos. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de las presentes declaraciones, se pueden consultar las presentaciones realizadas ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

Se advierte a los lectores que los recursos de exploración revelados en este comunicado de prensa no son necesariamente indicativos del desempeño a largo plazo o de la recuperación final. Los recursos potenciales sin riesgo no obstaculizan el cambio del desarrollo o la posibilidad de descubrimiento. Si se hace un descubrimiento, no hay certeza de que será desarrollado o, si se desarrolla, no hay certeza en cuanto al momento de tal desarrollo. No hay certeza de que alguna parte de los Recursos Prospectivos será descubierta. Si se descubre, no hay certeza de que será comercialmente viable para producir alguna porción de los recursos. Los volúmenes de Recursos Prospectivos se presentan sin riesgos.