Hemos actualizado nuestra Política de privacidad para respetar la nueva ley de protección de datos de la UE. Entendido Aprende más

GeoPark anuncia la actualización operativa del segundo trimestre de 2019

Prensa por 360 Feed Wire

Imprimir | Compartir

15 de julio de 2019 - 7:00 AM EDT

GeoPark anuncia la actualización operativa del segundo trimestre de 2019

Bogota Colombia

Más detalles de perforación
Más crecimiento de producción
Más acres nuevos y bloques agregados

GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), una de las principales exploradoras, operadoras y consolidadoras independientes de petróleo y gas de América Latina con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador, hoy anunció su actualización operativa para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 ("2T2019").

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

Aspectos destacados del segundo trimestre de 2019

Producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 9% a 39,201 boepd
- La producción de petróleo aumentó en un 13% a 34,281 bopd
- La producción de petróleo colombiana aumentó en un 15% a 32,021 bopd.
- La producción de gas disminuyó un 12% a 26.6 mmcfpd debido a una reducción temporal de la demanda en Brasil

Nuevos éxitos de desarrollo y exploración

- En Colombia, se probaron cuatro nuevos pozos y se pusieron en producción en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark, 45% WI)
- En Chile, el pozo Jauke 2, que agrega una nueva formación productiva al campo de gas Jauke, se probó con éxito y se puso en producción en el bloque Fell (operado por GeoPark, 100% WI).
- En Brasil, el pozo de exploración Piraia dos Castelhanos 1 se probó con éxito en el bloque REC-T-128 (operado por GeoPark, 75% WI)

Nuova Infrastructura en Colombia

- Línea de flujo en funcionamiento y en funcionamiento que conecta el bloque Llanos 34 con el sistema de ductos de Ecopetrol

Nuevas expansión de superficie significativa y nuevas asociación con Ecopetrol / Hocol en Colombia

- Adquirió tres bloques de exploración de bajo costo y bajo riesgo en la cuenca Llanos de Colombia con Hocol (una filial de 100% de Ecopetrol) que agregó 86,153 nombre de recursos brutos de exploración sin riesgo, como asociación independiente realizada por GeoPark, Chile y Asociados.
- Se cerró la venta de los bloques no centrales de La Cuenca y Yamu por hasta $ 20 millones.

Nueva entrada de país: Permiso Final de los Bloques en Ecuador

- Contratos firmados finales para los bloques Espejo (operado por GeoPark, 50% WI) y Perico (no operado GeoPark, 50% WI) en la cuenca Oriente.

Valor de retorno continuo a los accionistas

- El programa acelerado de recompras de acciones comenzó en diciembre de 2018, comprando 3,193,800 acciones (3% del total de acciones en circulación por $ 51.2 millones, mientras ejecutaba programas de trabajo de crecimiento autofinanciados

Calculadores 3T2019

- Perfilar cinte nuevos pozos de exploración y desarrollo y probar un pozo en la cuenca de GeoPark

Desglose de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 2T2019, en comparación con el 2T2018:

	2Q2019			2Q2019	
	Total (boepd)	Aceite (bopd)	Gas (mcfpd)	Total % Chg.	
Colombia	32,191	32,021	1,020	27,940	• 15%
Brasil	1,693	31	9,972	2,804	•42%
Chile	2,952	617	14,014	2,559	• 15%
Argentina	2,365	1,592	4,636	2,467	•4%
Total	**39,201**	**34,261**	**29,642**	**35,870**	**• 9%**

unalíneas regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1,196 barriles en el 2T2019. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile o Argentina.

Evolución de la producción trimestral

(boepd)	2Q2019	1Q2019	4Q2018	3T2018	2Q2018
Colombia	32,191	32,131	30,641	29,139	27,940
Brasil	1,693	1,860	2,894	3,124	2,904
Chile	2,952	2,841	2,823	2,632	2,559
Argentina	2,365	2,505	2,383	2,319	2,467
Total	**39,201**	**39,337**	**38,741**	**37,214**	**35,870**

Petróleo 34,261 34,358 32,959 31,266 30,269

Gas 4,940 5,199 5,892 5,948 5,601

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado

La producción total de petróleo y gas creció un 9% a 39,201 boepd en el 2T2019 desde 35,870 boepd en el 2T2018, debido al aumento de la producción en Colombia y Chile, parcialmente compensado por una menor producción en Brasil y un menor medida en Argentina.

El petróleo representó el 87% de la producción total reportada en comparación con el 84% en el 2T2018.

Colombia

La producción neta promedio en Colombia creció un 15% a 32,191 boepd en el 2T2019 en comparación con 27,940 boepd en el 2T2018, lo que refleja la continua exploración, evaluación y perforación de desarrollo exitosas en el bloque Llanos 34.

Una de las dos plataformas de perforación Llanos 34 estuvo temporalmente fuera de servicio en mayo de 2019 debido a actividades de mantenimiento, movilización y desmovilización.

Los principales aspectos operativos del bloque Llanos 34 en el 2T2019 fueron:

Desarrollo y evaluación de perforaciones:

- Se probaron y se pusieron en producción cuatro nuevos pozos, que actualmente suman 3,600 bopd brutos. Los pozos Tigana Sur Oeste 9 y Tua 12 se pusieron en producción a fines de abril de 2019, mientras que los pozos Jacana 15 y Jacana 16 se pusieron en producción en junio de 2019.

Perforación de exploración:

- Las otras líneas y otras actividades preliminares realizadas durante el 2T2019 relacionadas con el prospecto de exploración de Gaque, se espera que inicien las perforaciones en el 3T2019.

Actualización de infraestructura:

- La línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 con el Oleoducto de los Llanos ("ODL"), uno de los principales oleoductos de Colombia, entró en pleno funcionamiento durante el 2T2019 (con el petróleo que fluye desde el campo petrolero Jacana a la infraestructura regional de ODL, a línea de flujo (con una capacidad de hasta 100,000 bopd) respalda el crecimiento futuro de la producción en el bloque Llanos 34, mejora el riesgo operacional general y contribuye a nuevas reducciones en los costos de transporte y operación.

Expansión de acres en Colombia en asociación con Ecopetrol / Hocol:

- El 11 de julio, GeoPark firmó los contratos finales para los bloques Llanos 80, Llanos 87 y Llanos 104, en sociedad con Hocol (una filial de 100% de Ecopetrol).
- Los bloques adquiridos representan una superficie de exploración significativa y atractiva, de bajo riesgo, de alto costo y alto potencial en la cuenca Llanos, cerca de exitosos bloques Llanos 34 de GeoPark, rodeado de múltiples campos de producción de petróleo y gas, así como de la infraestructura existente. GeoPark será el operador con un 50% de WI.
- El Bloque Llanos 87 está ubicado adyacente y en tendencia con el bloque Llanos 34. Los bloques Llanos 80 y Llanos 104 son áreas contiguas (20 kilómetros al sureste del bloque Llanos 34) en tendencia con grandes yacimientos petrolíferos conocidos. Los tres bloques cubren un área total de 673,252 acres (2,752 kilómetros cuadrados), otro verso el bloque del bloque Llanos 34.
- Las reservas de exploración sin riesgo asociadas a estos bloques ascienden a aproximadamente 96-155 millones de barriles en total, según la auditoría de forma independiente por Gaffney, Cline & Associates.
- Para más detalles, consulte el comunicado publicado el 27 de junio de 2019

Venta de Activos La Cuenca y Yamu:

- A fines de julio de 2019, GeoPark completó la venta de los bloques La Cuenca y Yamu por un monto total de $ 10 millones más un pago contingente de hasta $ 2 millones basado en los precios futuros del petróleo.
- La venta de los bloques La Cuenca y Yamu permite a GeoPark reasignar recursos a su bloque central Llanos 34 y a nuevas oportunidades de exploración recientemente adquiridas en la cuenca Llanos.
- Durante el 1S2019, los bloques La Cuenca y Yamu produjeron aproximadamente 700 bopd que se incluyeron como parte de la producción consolidada de petróleo y gas de GeoPark.

Brasil:

Las actividades de mantenimiento planificado y la menor demanda de gas como resultado del aumento de la disponibilidad de energía hidroeléctrica en la región norte del país redujeron temporalmente la producción neta en el campo Manatí en un 42% a 1,693 boepd en el 2T2019, en comparación con 2,904 boepd en el 2T2018. Independientemente de la disminución a corto plazo en la producción en el 2T2019, el impacto en términos de efectivo es menor debido a las cláusulas de "pago o pagar" ("ToP") que reducen significativamente el riesgo de la cartera.

La producción neta de gas durante junio de 2019 fue de aproximadamente 900 boepd por debajo de los niveles mínimos mensuales de ToP, lo que permitió a GeoPark recuperar montos en efectivo por la diferencia entre las entregas reales y los niveles mínimos de ToP.

Perforación de exploración en el bloque REC-T-128:

- El pozo Piraia dos Castelhanos 1 fue probado exitosamente durante el 2T2019. Una prueba de producción en la formación Aguia Branca resultó en una tasa de producción de 300 bopd de 32 grados API, sin agua. Se requiere un historial de producción adicional para determinar los niveles estabilizados y la extensión del reservorio. Se espera que las actividades de prueba a largo plazo se inicien en el 3T2019.

Chile:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Chile aumentó un 15% a 2,952 boepd en el 2T2019 en comparación con 2,559 boepd en el 2T2018 debido al aumento en la producción del campo de gas de Jauke. La mezcla de producción durante el 2T2019 fue de 79% de gas y 21% de aceite ligero en comparación con 84% de gas y 16% de aceite ligero en 2T2018.

Desarrollo y evaluación de perforaciones en el bloque Fell:

- El pozo de gas Jauke 2 se probó con éxito en junio de 2019. Una prueba de producción en la formación Tobífera (más profunda que la formación Springhill que se está produciendo en el campo de gas Jauke) resultó en una tasa de producción promedio de 5.3 mmcfpd (880 boepd). Se requiere un historial de producción adicional para determinar los cuadales estabilizados del pozo y la extensión del reservorio.

Argentina

La producción neta promedio en Argentina disminuyó en un 4% a 2,365 boepd en el 2T2019 (67% de petróleo, 33% de gas) en comparación con 2,467 boepd en el 2T2018. La menor producción en el 2T2019 se debió a las actividades de mantenimiento planificadas realizadas en las instalaciones de compresión en el bloque Puerto Touquet (operado por GeoPark, 100% WI) y la producción limitada del campo Chañaco Bajo en el Bloque El Porvenir (operado por GeoPark, 100% WI) debido a Calificación inicial de instalaciones de producción de superficie.

Perú:

En junio de 2018, GeoPark retiró la Evaluación de impacto ambiental (EIA) para el desarrollo del campo petrolero Sauzite Central en el bloque Morona (operado por GeoPark, 75% WI) para incorporar información adicional y para una revisión adicional.

Ecuador

El 22 de mayo de 2019, GeoPark firmó contratos de participación final para los bloques Espejo (operado por GeoPark, 50% WI) y Perico (no operado por GeoPark, 50% WI en Ecuador, que fueron adjudicados a GeoPark en la Ronda de Intracampos que se celebró en Quito, Ecuador en marzo de 2019.

Para más detalles, consulte el comunicado publicado el 3 de junio de 2019.

Horario de Perforación del 3T2019

El siguiente es un resumen de las actividades de perforación y prueba previstas para el 3T2019:

Prospecto / Bueno *	País	Bloquear	Wisconsin Type
3Tigana Sur D [1]	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
3Tigana Sur 11	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
3Tigana Sur 13	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
4Jacana 29	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
3Jacana 51	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
6Tua 18	Colombia	Llanos 34	45% Desarrollo
7Tua 20	Colombia	Llanos 34	45% Exploración
8Aguda Baguales Sur	Argentina	Aguada Baguales	100% Exploración
5Mandacaru 1	Brasil	PDT-T-747	70% Exploración

[1] La información incluida en la tabla anterior está sujeta a cambios y también puede estar sujeta a la aprobación del socio o del regulador

segundo5Perforación iniciada o completada con las actividades de prueba esperadas en el 3T2019

OTRAS NOTICIAS / EVENTOS RECIENTES

Reunión general anual

La reunión general anual de GeoPark en 2019 se celebró el 27 de junio de 2019, en la que (i) todos los candidatos fueron elegidos como miembros de la Junta Directiva; (ii) Price Waterhouse & Co SRL fue nombrado auditor independiente de la Compañía; (iii) el Comité de Auditoría fue autorizado para fijar la remuneración del auditor; y (iv) el informe anual y los estados financieros consolidados auditados correspondientes al año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2018 han sido debidamente informados y presentados.

Fechas de presentación de informes para el lanzamiento de resultados y la llamada de conferencia del 2T2019

GeoPark informará sus resultados financieros del 2T2019 el 7 de agosto de 2019, después del cierre del mercado. Junto con el comunicado de prensa de resultados del 2T2019, la administración de GeoPark realizará una conferencia telefónica el 8 de agosto de 2019 a las 10:00 am (hora del este) para discutir los resultados financieros del 2T2019.

Para escuchar la llamada, los participantes pueden acceder al webcast que se encuentra en la sección de Asistencia al inversor del sitio web de la Compañía en www.geo-park.com

Los partes interesadas pueden participar en la llamada de conferencia marcando los números que se indican a continuación:

Participantes de Estados Unidos: 866-547-1589

Participantes internacionales: +1 630-691-5209

Código de acceso: 4273485

Permita tiempo adicional antes de la llamada para visitar el sitio web y descargar cualquier software de transmisión de medios que pueda ser necesario para escuchar el webcast. Un archivo de la reproducción del webcast estará disponible en la sección de Asistencia al inversor del sitio web de la Compañía en www.geo-park.com después de la conclusión de la llamada en vivo.

GLOSARIO

EBITDA El EBITDA ajustado se define como la utilidad del período anterior a los costos financieros netos, el impuesto a la renta, la depreciación, la amortización, ciertas partidas no "monetarias" como impairment, provisiones, ganancias/pérdidas no realizadas, acumulación de pagos basados en acciones, los resultados no realizados en la gestión del riesgo de los productos básicos Contratos y otros eventos no recurrentes.

EBITDA ajustado por boe EBITDA ajustado dividido por el total de entregas de boe

Netback operativo por boe Ingresos, menos costos de producción y operación (netos de los cargos por depreciación y desvío) de opciones de acciones y adquisiciones de acciones y gastos de venta, divididos por el total de entregas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado neto de los gastos en efectivo incluidos en los costos operativos administrativos, geológicos y geofísicos y otros

Bbl Barril

Boe Barriles de petróleo equivalente

Bwpd Barriles de petróleo equivalentes por día.

Bopd Barriles de aceite por día

CEOP Contrato Especial de Operación Petrolera (Contrato Especial de Operaciones Petroleras)

DGM DeGolyer y Macknaughton

Gastos de F&D Costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de cambios en Capital de Desarrollo Futuro

Mboe Mil barriles de petróleo equivalente.

Mmbo Millones de barriles de petróleo.

Mmboe Millones de barriles de petróleo equivalente.

Mcfpd Mil pies cúbicos por día.

Mmcfpd Millones de pies cúbicos por día.

Mm ³ / día Mil metros cúbicos por día.

NPV10 Valor presente de los ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de los gastos directos estimados, descontados a una tasa anual del 10%

FRMS Sistema de Gestión de los Recursos Petroleros

SENACIA Servicio Nacional de Certificación Ambiental Para Las Inversiones Sostenibles

Kilómetros Kilometro cuadrado
cuadrados

Misconsin Interés de trabajo

DARSE CUENTA

Additional information about GeoPark can be found in the "Investor Support" section on the website at www.geo-park.com.

Rounding amounts and percentages: Certain amounts and percentages included in this press release have been rounded for ease of presentation. Percentage figures included in this press release have not in all cases been calculated on the basis of such rounded figures, but on the basis of such amounts prior to rounding. For this reason, certain percentage amounts in this press release may vary from those obtained by recalculating the sums of the relevant amounts or percentages in this press release or in the corresponding financial statements, or may not add up to 100%. Certain other amounts in this press release may also be subject to rounding adjustments. Accordingly, actual calculations may differ slightly from those described in this press release.

Forward-looking statements that appear in a number of places in this press release include, but are not limited to, statements regarding the intent, belief or current expectations, regarding various matters, including expected production growth, expected schedule, economic recovery, payback timing, IRR, drilling activities, demand for oil and gas, capital expenditures plan, regulatory approvals, reserves and exploration resources. Forward-looking statements are based on management's beliefs and assumptions, and on information currently available to the management. Such statements are subject to risks and uncertainties, and actual results may differ materially from those expressed or implied in the forward-looking statements due to various factors. Oil and gas production figures included in this release are stated before the effect of royalties paid in kind, consumption and losses, except when specified.

Forward-looking statements speak only as of the date they are made, and the Company does not undertake any obligation to update them in light of new information or future developments or to release publicly any revisions to these statements in order to reflect later events or circumstances, or to reflect the occurrence of unanticipated events. For a discussion of the risks facing the Company which could affect whether these forward-looking statements are realized, see filings with the U.S. Securities and Exchange Commission.

Se advierte a los lectores que los resumenes de exploración divulgados en este comunicado de prensa no son necesariamente indicativos del rendimiento a largo plazo o de la recuperación final. Los recursos prospectivos sin riesgo no se ajustan por el cambio de desarrollo o la posibilidad de descubrimiento. Si se hace un descubrimiento, no hay certeza de que se desarrollará o, si se desarrolla, no hay certeza sobre el momento de dicho desarrollo. No hay certeza de que se descubrirá cualquier parte de los Recursos prospectivos. Si se descubre, no hay certeza de que sea comercialmente viable producir cualquier parte de los recursos. Los volúmenes de recursos prospectivos se presentan como sin riesgo.

Ver la versión fuente en businesswire.com:
https://www.businesswire.com/news/home/20190715005386en/

Para más información:
INVERSORES
Stacy Steinner - Directora de valores para accionistas
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
ssteinner@geo-park.com

Miguel Bello - Director de Acceso al Mercado
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
mbello@geo-park.com

MEDIOS
Jared Levy - Sard Verbinnen & Co
Nueva York, EE. UU.
T: +1 (212) 687-8080
jlevy@sardverb.com

Kelsey Markovich - Sard Verbinnen & Co
Nueva York, EE. UU.
T: +1 (212) 687-8080
kmarkovich@sardverb.com

Copyright Business Wire 2019

Fuente: Business Wire (15 de julio de 2019 - 7:00 AM EDT)

Noticias de Guidewire
www.marketwatch.com

Artículos relacionados

OIL & GAS 360 | OIL & GAS 360 | OIL & GAS 360 | OIL & GAS 360 | OIL & GAS 360

10bounce programa la publicación de resultados y teleconferencia para el 15 de julio

Cloridorx tiene tiene tiene la "mejor energía" para convertir las plantas de petróleo y gas propietarias de servicios múltiples

ALMC Bulkhut 2019 muestra resultados impresionantes de producción de combustible

CEO de Exploration Petroleum hombres

Abordar la dominación de la competitividad minera en Canadá

Vermilion Energy Inc. anuncia un dividendo en efectivo de $0.125 en acciones ordinarias vigente el 31 de marzo de pago

Vermilion Energy Inc. anuncia un dividendo en efectivo de $0.125 en acciones ordinarias vigente el 31 de marzo de pago

Explore Oil & Gas 360

Colorado: El Departamento de Asuntos para el desarrollo de operador Bonanza Creek para el desarrollo de 300 pozos

La producción de petróleo crudo de Australia se ralentiza a la orientación

El primer desviación de Ecopetrol en Colombia disminuye en cinco

Total reclama $ 500 millones de dólares, ingresos en 2019 Perfil de pago

Powered by zDirectory

Aviso Legal

VALUABLE INSIGHTS WITH AN UNPARALLELED PERSPECTIVE ON THE OIL & GAS MARKET

The OIL & GAS SHOW

Nuestros boletines

Regístrese para recibir boletines gratuitos de Oil & Gas 360

REGISTRATE AHORA

Síguenos

Comunicados de prensa por categoría

DOBERMANN
GARANTÍAS
WEBCASTS / LLAMADAS DE CONFERENCIA
FINANCIAR

MONTHLY REPORT
Oil & Gas 360
THE 5 FACTOR MODEL AND E&P VALUATIONS
LEARN MORE

Artículos por Categoría

ANÁLISIS | ARTICO
CANADÁ | DESCUBRIMIENTOS
DIVIDENDOS | FINANCIAR
FRACKING | INTERNACIONAL
M & A | CONTRATO DE PERFORACIÓN
MLP | COSTA MEJORA
NOTICIAS DE COMPAÑÍA | OPEP
REGULADOR | POLÍTICA Y VALORES

Cuenta eficaz del aparejo

ENERCOM
EFFECTIVE RIG COUNT
Productividad de perforación de Oilpatch en EE. UU. Subidas múltiples por encima de 3.0

20 de junio de 2019

El conteo de equipos efectivos se redujo en 49 en mayo Por Bevo Beaven, editores de Oil & Gas 360 Oil & Gas 360 lanzó el último programa de conteo efectivo, una medida que evalúa el estado de la actividad de perforación en los shales de los EE. UU. Las principales cuencas de esquisto. La productividad de la perforación siguie aumentando. El conteo de aparejos efectivos para [Leer más...]

MORE THAN JUST CONFERENCES
ENERCOM
INVESTOR RELATIONS · ANNUAL REPORTS · SHAPPED · MEDIA
Discover How We Can Help Your Business Grow