



Conferencia telefónica de presentación de resultados del 1T 2022

Mayo 2022

Aspectos destacados del primer trimestre de 2022

Ventas realizadas de gas natural: 182 mmcf/d, 2% más altas que en el T1/21

Margen Operacional: 77%, ROCE: 19%

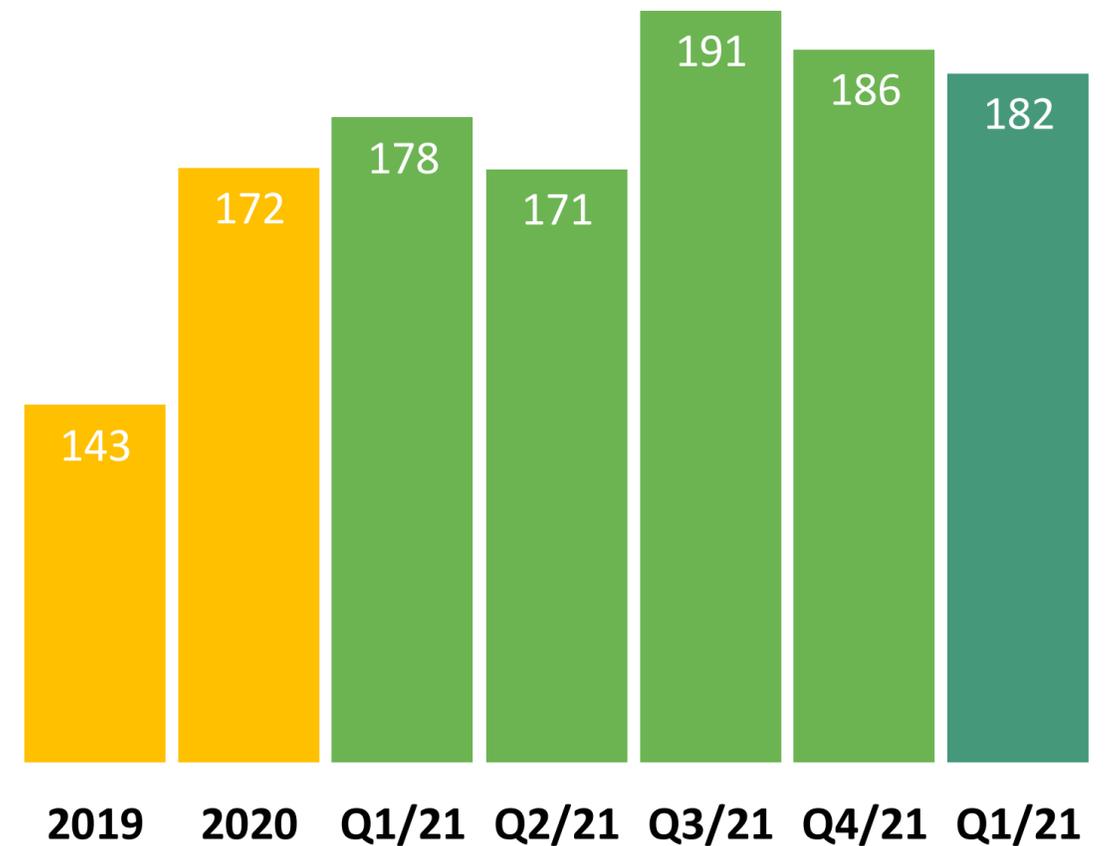
Actividad de perforación: 1/1 éxito de exploración en Carambolo

Retorno del Capital: Recompra acelerada de acciones y pago del noveno dividendo trimestral consecutivo

Proyecto Gasoducto Jobo-Medellín: declarado

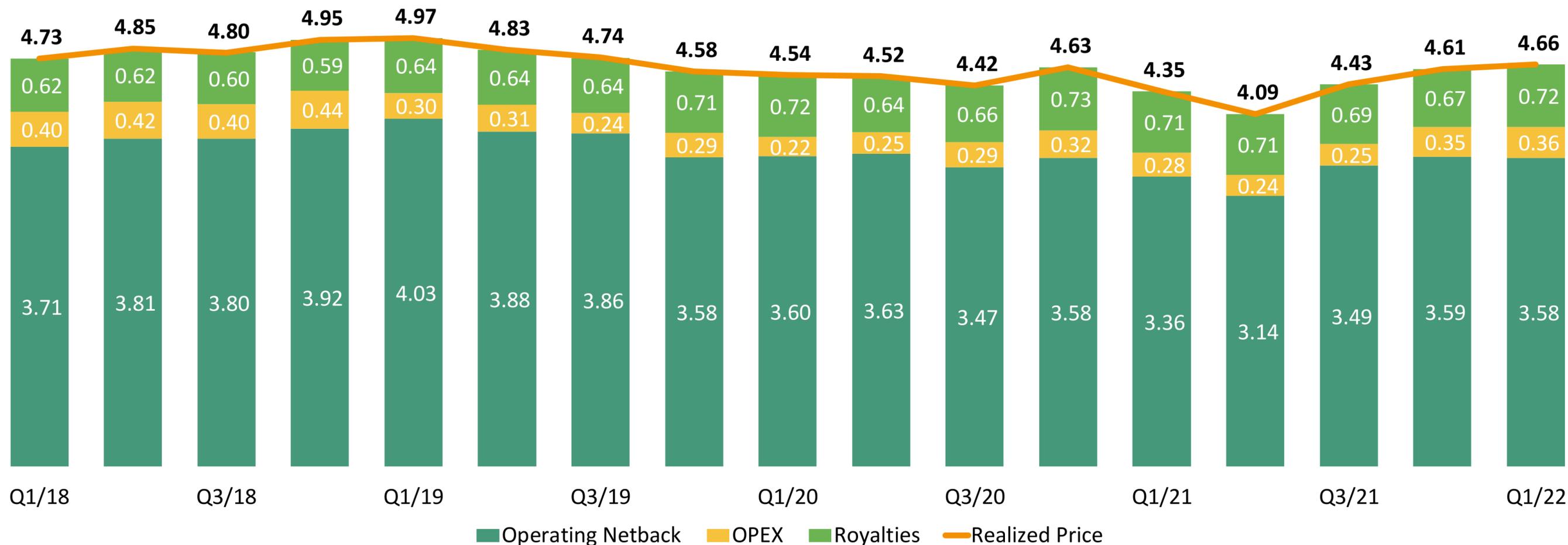
Proyecto de Interés Nacional Estratégico (PINE) por el Gobierno de Colombia

Ventas realizadas de gas natural (mmcf/d)

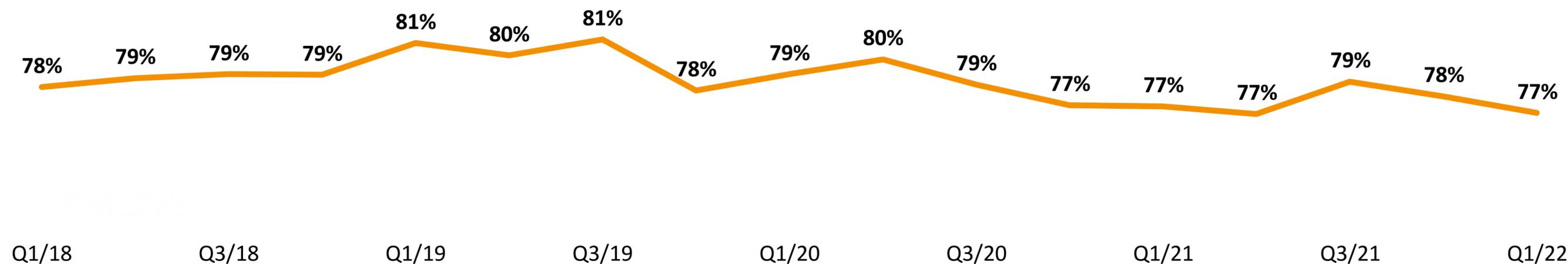


Precios altos + Costo bajo = Márgenes altos y Netbacks₂

Netback Operacional de Gas (US\$/MCF)^{1, 2}



Margen Operacional de Gas (%)



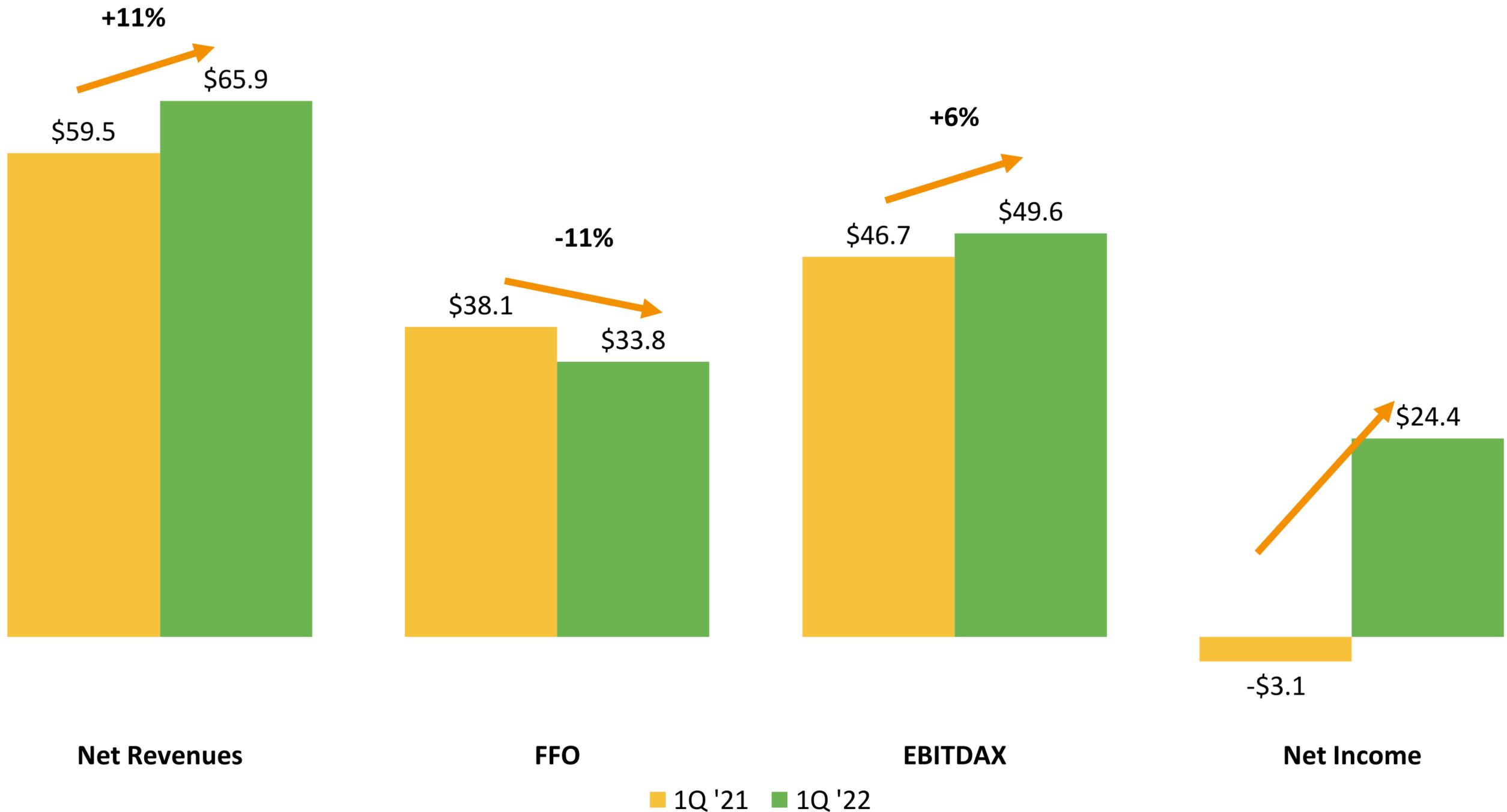
1) El precio realizado que se muestra es neto de los costos de transporte.

2) Netbacks y Margenes son medidas no IFRS, calculadas de la siguiente manera para operaciones de gas solo para los fines de esta diapositiva. El Netback operativo se calcula como ingresos, netos de gastos de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculados sobre la base de volúmenes de ventas por unidad. El Margen Operativo se calcula como el Netback Operativo sobre el Precio Realizado Neto de los Costos de Transporte. Para obtener más detalles, consulte nuestro MD&A más reciente.

Alto retorno sobre el capital empleado (ROCE)¹



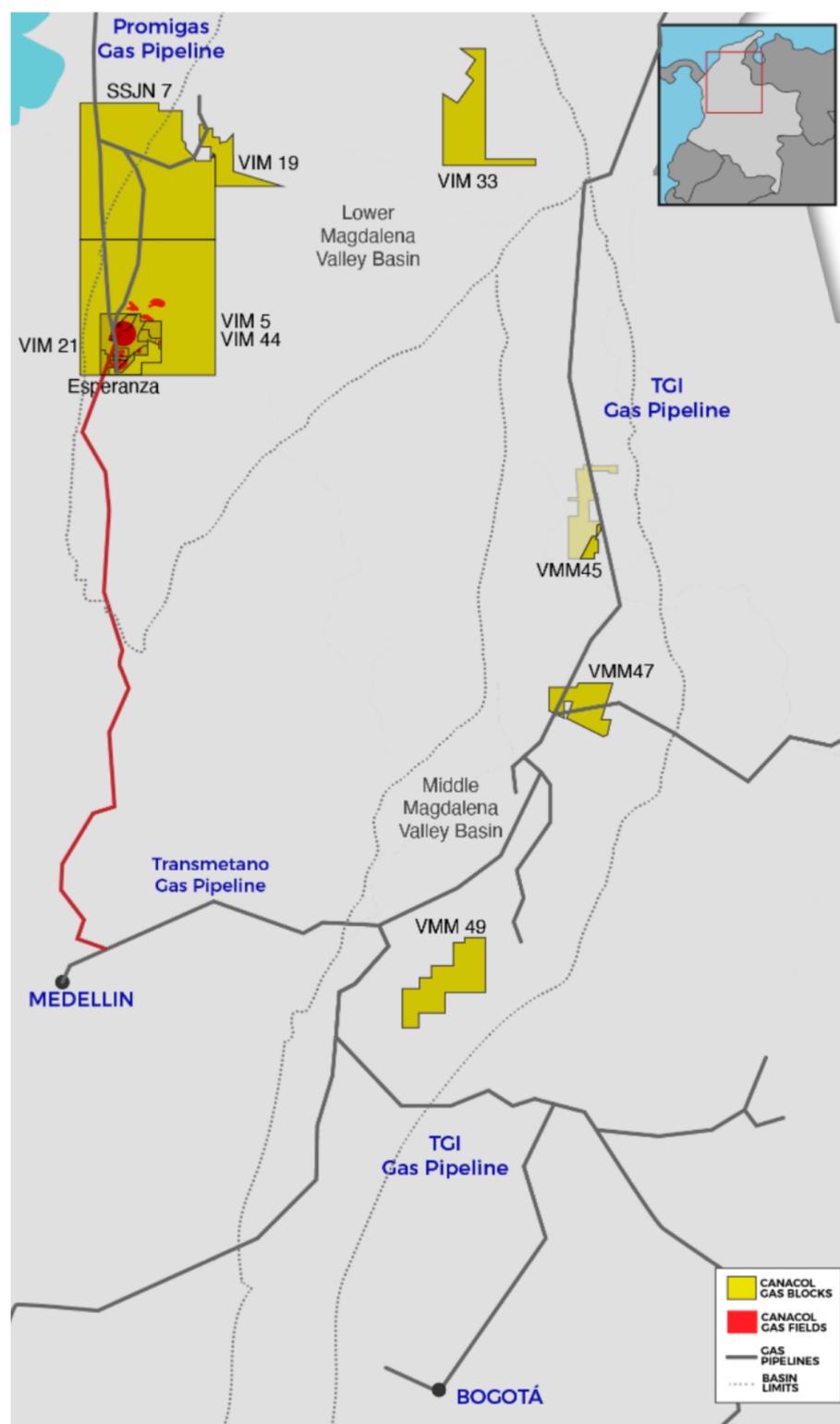
Aspectos financieros destacados del 1T/22 (US\$ MM)



- (1) Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte, más ingresos en firme, excluyendo los volúmenes de negociación de gas natural.
- (2) Los fondos de operaciones ajustados (FFO, por sus siglas en inglés) son una medida no IFRS utilizada para representar el flujo de efectivo proporcionado por las actividades operativas antes de la liquidación de las obligaciones de desmantelamiento, el pago del pasivo por liquidación de litigios y los cambios en el capital de trabajo no monetario.
- (3) EBITDAX se define como la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral ajustada por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o no en efectivo.

Posicionados para Crecer

Gran base de recursos



Continuar Utilizando la Mejor Tecnología y Experiencia para Eliminar el Riesgo del Gran Potencial de Recursos

Suelo (Gas):
Bloques: 11
Acres netos: 1.8MM

Recursos prospectivos medios:
Sin riesgo: 20.5 TCF
Con riesgo: 7.6 TCF

	Recursos prospectivos brutos (BCF)					
	Prospectos / Leads	Sin riesgo				Con riesgo
		Bajo P90	Mejor P50	Media	Alta P10	Media
Yacimientos Clásticos Terciarios en LMV y MMV	160	2,533	3,098	3,221	4,012	986
Yacimientos del Cretácico en MMV	18	12,278	16,618	17,304	23,080	6,590
Agregación Total	178	15,414	19,870	20,525	26,380	7,576
<i>De los cuales: Prospecto Pola-1</i>	<i>1</i>	<i>579</i>	<i>1,057</i>	<i>1,161</i>	<i>1,890</i>	<i>470</i>

Trayectoria2

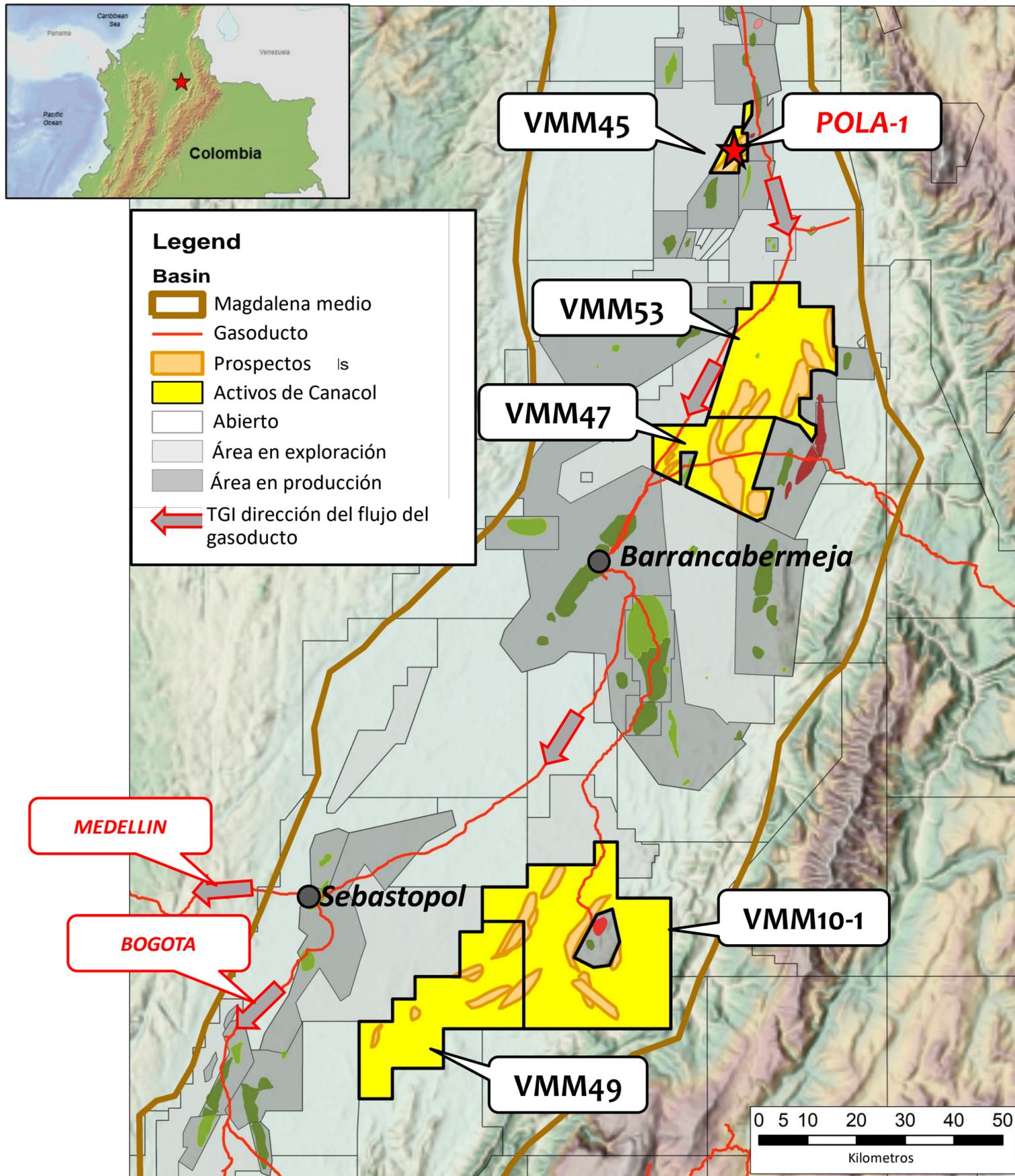
Pozos de exploración/evaluación	29/36 (81%)
Pozos de desarrollo	15/15 (100%)
Pozos totales	44/51 (86%)

- Estrategia de cinta transportadora para perforar constantemente 178 prospectos individuales y conduce a la conversión objetivo de recursos en reservas con alta eficiencia de capital.
- Producción probada de yacimientos clásticos terciarios en la cuenca del Magdalena bajo y emocionante nuevo potencial de *play* en yacimientos del Cretácico en la cuenca del Magdalena Medio.

1. Fuentes: Ministerio de Minas y Energía, Declaraciones de Producción 2021, Gestor del Mercado, XM, BEO de Transportadores 2021,

2. Cálculos de la gestión de Canacol, % de Capacidad Utilizada calculado con base en el informe de junio de 2021 de "Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia"

Resumen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Cuenca del Magdalena medio

- Larga historia de producción de petróleo y gas de en múltiples yacimientos, en particular petróleo poco profundo.
- La cuenca contiene un grueso intervalo de rocas del Cretácico.
- Combinación ideal de elementos del yacimiento, incluidos carbonatos frágiles intercalados con productividad comprobada en configuraciones estructurales específicas, que definen una nuevo y potencial *play* en la zona profunda de gas natural convencional.

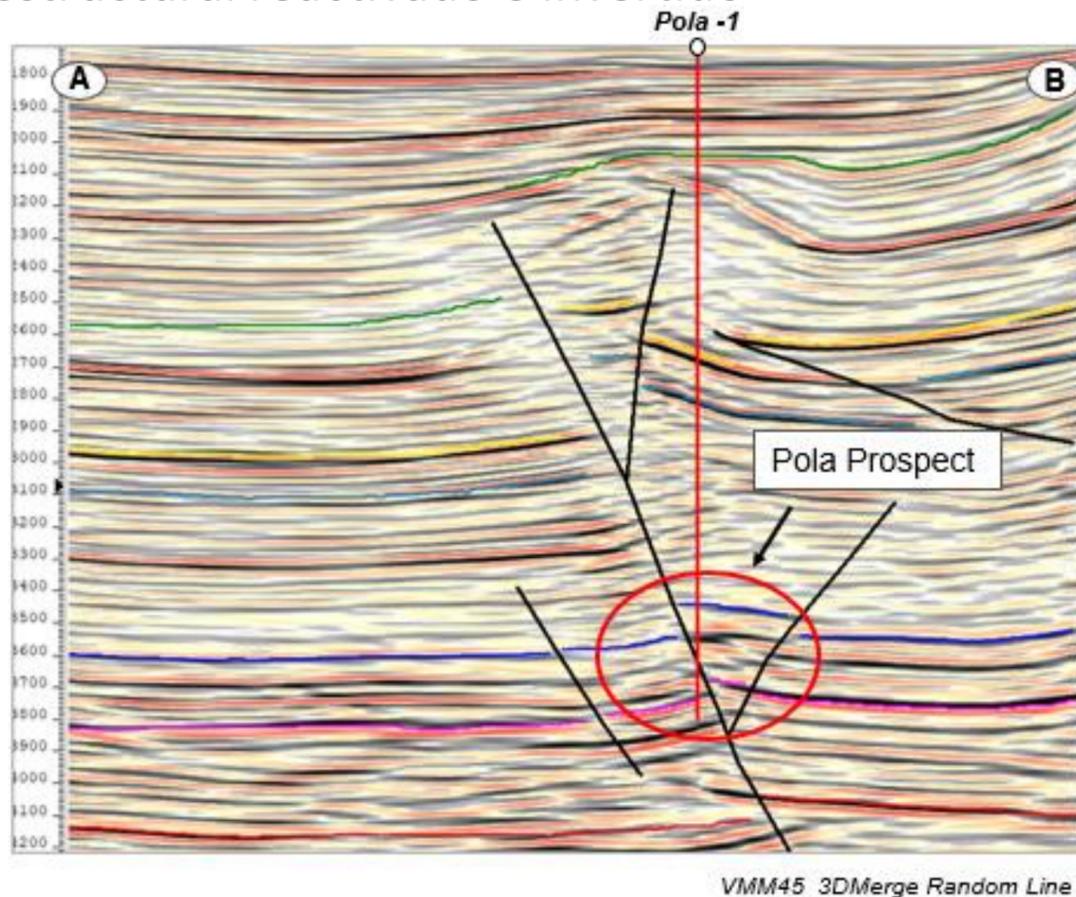
Acres prospectivos de Canacol

- En tres rondas de licitación sucesivas, CNE adquirió 5 bloques por un total de 610,981 acres con 100% de participación.
- Múltiples oportunidades a lo largo del *fairway* del *Play* de gas natural convencional.
- Cerca del principal sistema de gasoductos de TGI (capacidad de 260 mmcfpd), lo que permitiría la comercialización rápida de cualquier descubrimiento potencial.
- Comenzando con el pozo de exploración Pola-1, Canacol planea ejecutar un programa de exploración de varios años que incluye adquisición de sísmica 3D y perforación de exploración para evaluar este *play* de gas convencional de alto potencial.
- El éxito en este *play* de gas profundo daría como resultado una nueva área de producción de gas central para la Corporación dentro de los próximos tres años.

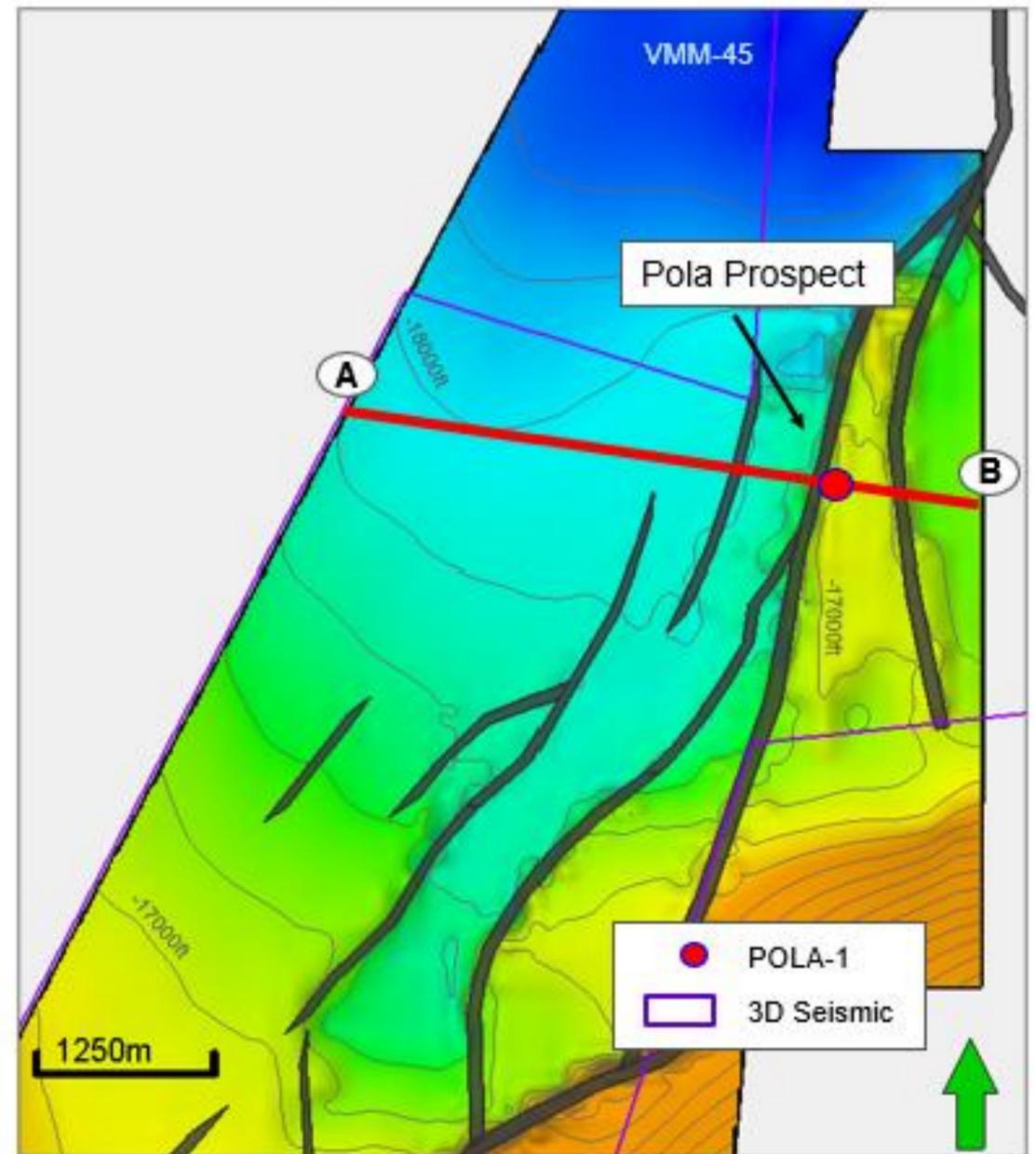
Primer Pozo Exploratorio de Gas de Canacol en la Cuenca del Magdalena Medio

Pozo de Exploración Pola-1, Contrato VMM45

- Probar el potencial de un nuevo *play* de gas natural convencional profundo dentro de una Formación Cretácica
- Hasta 3300 pies de carbonatos y clásticos marinos
- Roca generadora primaria para la mayoría de las reservas probadas de petróleo y gas en Colombia, Venezuela y Ecuador, que es productiva en varios campos de petróleo y gas en Colombia
- Ubicado dentro de un sistema de gas activo y sobrepresionado, el prospecto Pola es un complejo estructural reactivado e invertido



Depth Structure Map, 200' Contours



Recursos prospectivos medios sin riesgo **1.161 BCF(1)**
 Recursos Prospectivos Medios con riesgo **470 BCF(1)**

Fecha de perforación	Q3 2022
Profundidad objetivo (Ft. TVD)	17,370'
Costo (D&A)	\$ 30 MM

1. Gross prospective resources for conventional natural gas report prepared by Boury Global Energy Consultants (BGE), effective Dec 31, 2021.

Perspectivas para el resto de 2022

Nuestro enfoque para el año permanece sin cambios:

Perforar hasta 12 pozos

Programa continuo que apunta a una RRR 2P de más del 200 %

Adquisición sísmica

Adquirir 470 km² de sísmica 3D en el bloque VIM-5

Instalaciones

Reducir los gastos operativos y aumentar la recuperación con instalaciones y compresión modular

Seleccionar contratista

Nuevo gasoducto a Medellín.

Devolución de capital

Dividendo trimestral y recompra de acciones

ESG

Fortalecimiento de la estrategia y reporte. Mejorar la clasificación de la Corporación en varios índices de sostenibilidad



An aerial photograph showing a large industrial facility, likely a power plant or refinery, situated in a rural area. The facility consists of several large buildings with red roofs, numerous pipes, and storage tanks. It is surrounded by dense green trees and open fields. In the background, there are rolling hills and a clear blue sky. The overall scene depicts a blend of industrial infrastructure and natural environment.

CANACOL

ENERGY

Q&A

Advertencias (2)

El capital de trabajo y el netback operativo tal como se presentan no tienen ningún significado estandarizado prescrito por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

La Corporación también presenta los fondos ajustados de las operaciones por acción, donde los montos por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación consistentes con el cálculo de la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral por acción.

The following table reconciles the Corporation's cash provided by operating activities to adjusted funds from operations:

	Three months ended December 31,		Year ended December 31,	
	2021	2020	2021	2020
Cash flow provided by operating activities	\$ 28,881	\$ 26,477	\$ 123,814	\$ 152,325
Changes in non-cash working capital	14,810	8,647	16,906	(7,924)
Payment of litigation settlement liability ⁽¹⁾⁽²⁾	—	—	13,073	—
Settlement of decommissioning obligations	—	127	54	721
Adjusted funds from operations	\$ 43,691	\$ 35,251	\$ 153,847	\$ 145,122

(1) The litigation settlement liability was related to a transportation expense dispute, and, as such, the payments were included the cash flows provided by operating activities during the year ended December 31, 2021.

(2) The payment of litigation settlement liability included the regular monthly payments of \$0.2 million during the year ended December 31, 2021.

The following table reconciles the Corporation's net income (loss) and comprehensive income (loss) to adjusted EBITDAX:

	2021				
	Q1	Q2	Q3	Q4	Rolling
Net income (loss) and comprehensive income (loss)	\$ (3,062)	\$ 2,425	\$ 8,790	\$ 7,024	\$ 15,177
(+) Interest expense	7,754	8,078	7,587	8,069	31,488
(+) Income tax expense	17,137	4,769	16,034	5,949	43,889
(+) Depletion and depreciation	16,903	15,930	17,626	17,288	67,747
(+) Exploration expense	5,904	5,671	202	7,570	19,347
(+) Pre-license costs	163	819	538	726	2,246
(+) Unrealized foreign exchange loss	584	4,050	854	1,318	6,806
(+/-) Other non-cash expenses and non-recurring items	1,333	2,897	2,206	1,254	7,690
Adjusted EBITDAX	\$ 46,716	\$ 44,639	\$ 53,837	\$ 49,198	\$ 194,390

Advertencias (3)

Además de lo anterior, la gerencia utiliza medidas de netback operativo y de capital de trabajo.

El capital de trabajo se calcula como activos circulantes menos pasivos circulantes, excluyendo la porción circulante de las obligaciones a largo plazo, y se utiliza para evaluar el apalancamiento financiero de la Corporación.

La deuda neta se define como el monto de capital de sus obligaciones pendientes a largo plazo menos el capital de trabajo, tal como se define anteriormente.

El netback operativo es un punto de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como ingresos, netos de gastos de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculados por unidad de volumen de ventas. El netback operativo es una medida importante para evaluar el rendimiento operativo, ya que demuestra la rentabilidad en relación con los precios actuales de las materias primas.

El capital de trabajo y el netback operativo tal como se presentan no tienen ningún significado estandarizado prescrito por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

	December 31, 2021	December 31, 2020
Senior Notes - principal (2021 - 5.75%; 2020 - 7.25%) ⁽³⁾	\$ 500,000	\$ 320,000
Credit Suisse Bank Debt - principal (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾⁽³⁾	—	30,000
Bridge Loan - principal (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	25,000	25,000
Operating Loan - principal (IBR + 1.5%) ⁽²⁾	2,513	2,913
Colombia Bank Debt - principal (IBR + 2.5%) ⁽²⁾⁽⁴⁾	12,107	—
Litigation settlement liability (8.74%) ⁽⁴⁾	—	14,353
Lease obligation (5.1%)	18,089	22,943
Total debt	557,709	415,209
Less: working capital surplus	(148,124)	(73,404)
Net debt	\$ 409,585	\$ 341,805

(1) The LIBOR rate during the year ended December 31, 2021 was 0.338%.

(2) The IBR rate during the year ended December 31, 2021 was 2.41%.

(3) During the year ended December 31, 2021, the Corporation refinanced its Senior Notes while drawing an additional \$180 million principal amount and reducing the interest rate from 7.25% to 5.75%. The Corporation repaid its Credit Suisse Bank Debt with the proceeds.

(4) During the year ended December 31, 2021, the Corporation replaced its litigation settlement liability, which was subject to an 8.74% annual interest rate with its Colombia Bank Debt, which is subject to a significantly lower annual interest rate of IBR plus 2.5% (IBR was 1.86% at the agreement date), resulting in significant interest savings going forward.

Advertencias (4)

El Retorno sobre el Capital Empleado (ROCE) es una medida no IFRS, que Canacol calcula como un índice, cuyo numerador es la Utilidad Antes de Intereses e Impuestos (EBIT) anualizada, y cuyo denominador es el Activo Total menos el Pasivo Circulante. El ROCE trimestral se calcula anualizando el EBIT multiplicando el EBIT trimestral por cuatro.

Las siguientes tablas concilian las ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT) con las ganancias antes de impuestos sobre las ganancias y el capital empleado con los activos totales.

	Q1/20	Q2/20	Q3/20	Q4/20	Q1/21	Q2/21	Q3/21	Q4/21	2020	2021
Utilidad antes de impuestos a la renta	24,892	13,961	17,473	21,070	14,075	7,194	24,824	14,066	77,396	60,159
Gasto financiero neto	7,344	7,084	8,160	8,424	8,426	8,881	8,339	8,761	31,012	34,407
Ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT)	32,236	21,045	25,633	29,494	22,501	16,075	33,163	22,827	108,408	94,566
Los activos totales	745,799	739,981	779,560	749,792	751,857	728,242	740,604	843,645	749,792	843,645
Pasivo circulante	108,474	74,005	90,265	92,616	103,909	86,601	103,361	75,843	92,616	75,843
Capital empleado	637,325	665,976	689,295	657,176	647,948	641,641	637,243	767,802	657,176	767,802
Rendimiento del capital invertido	20%	13%	15%	18%	14%	10%	21%	12%	16%	12%

Información sobre petróleo y gas

Barriles de petróleo equivalente (“boe”) y miles de pies cúbicos equivalentes (“MCFe”)

Boe y MCFe pueden ser engañosos, especialmente si se usan de forma aislada. Una relación de conversión de boe o MCFe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente y de barriles de petróleo a equivalente de pies cúbicos se basa en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza del pozo. . En esta presentación, consistente con nuestras divulgaciones de MD&A, hemos expresado boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Volúmenes de petróleo y gas

A menos que se indique lo contrario, los volúmenes de gas (o petróleo) vendidos, producidos o evaluados como reservas o recursos se refieren a los volúmenes de interés de explotación antes de la deducción de regalías.

Información de Reservas

La evolución histórica de las reservas de gas es según las divulgaciones anuales NI 51-101 para la reconciliación de reservas, según lo informado en nuestros formularios de información anual en SEDAR.

A partir del 31 de diciembre de 2015, Canacol cambió el cierre de su ejercicio fiscal del 30 de junio al 31 de diciembre.

Los cálculos de CAGR se basan en el crecimiento de los valores a junio de 2013 a los valores a diciembre de 2021.

Las estimaciones del valor presente neto de los ingresos netos futuros de las reservas no representan el valor justo de mercado de las reservas. Las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros de propiedades o pozos individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros para todas las propiedades y pozos, debido a los efectos de la agregación.

En nuestro comunicado de prensa del 17 de marzo de 2022 se proporciona una descripción completa del cálculo de los costos de FD&A, las tasas de reciclaje y el índice de vida útil de la reserva. En las siguientes diapositivas también se muestra una conciliación de los costos de FD&A.

Las estimaciones NPV10 después de impuestos son según las divulgaciones anuales NI 51-101 en nuestros formularios de información anual. Valores Totales Corporativos.

Advertencias (5)

Información de Reservas

La evolución histórica de las reservas de gas es según las divulgaciones anuales NI 51-101 para la reconciliación de reservas, según lo informado en nuestros formularios de información anual en SEDAR.

A partir del 31 de diciembre de 2015, Canacol cambió el cierre de su ejercicio fiscal del 30 de junio al 31 de diciembre.

Los cálculos de CAGR se basan en el crecimiento de los valores a junio de 2013 a los valores a diciembre de 2021.

Las estimaciones del valor presente neto de los ingresos netos futuros de las reservas no representan el valor justo de mercado de las reservas. Las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros de propiedades o pozos individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros para todas las propiedades y pozos, debido a los efectos de la agregación.

En nuestro comunicado de prensa del 17 de marzo de 2022 se proporciona una descripción completa del cálculo de los costos de FD&A, las tasas de reciclaje y el índice de vida útil de la reserva. En las siguientes diapositivas también se muestra una conciliación de los costos de FD&A.

Las estimaciones NPV10 después de impuestos son según las divulgaciones anuales NI 51-101 en nuestros formularios de información anual. Valores Totales Corporativos.

Información de Reservas y Recursos

- Las estimaciones de las reservas de Canacol al 31 de diciembre de 2021 establecidas en esta presentación han sido preparadas por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") a partir del 31 de diciembre de 2020 (el "informe BGEC 2020"). El informe BGEC 2020 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional de la Corporación. El informe BGEC 2021 se preparó de acuerdo con las definiciones, estándares y procedimientos contenidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá ("Manual COGE") y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101"). La información de reserva adicional requerida por NI 51-101 se incluye en el Formulario de información anual de la Corporación, que se presentará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2021.
- Las reservas "probadas" o "1P" son aquellas reservas que se pueden estimar con un alto grado de certeza como recuperables. Es probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan las reservas probadas estimadas.
- Las reservas probables son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más probables estimadas.
- Las reservas "posibles" son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probables. Existe una probabilidad del 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Es poco probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan la suma de las reservas estimadas probadas, probables y posibles.
- "2P" significa Reservas Probadas Más Probables.
- "3P" significa reservas Probadas Más Probables Más Posibles.
- Las estimaciones del valor presente neto de los ingresos netos futuros de las reservas no representan el valor justo de mercado de las reservas. Las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros de propiedades o pozos individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros para todas las propiedades y pozos, debido a los efectos de la agregación.
- Todas las reservas de gas natural de Canacol divulgadas en este documento están ubicadas en Colombia. Las estimaciones de recuperación y reserva de reservas proporcionadas en este documento son solo estimaciones, y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales eventualmente pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones proporcionadas en este documento. Todas las evaluaciones y revisiones de ingresos netos futuros contenidas en el informe BGEC 2020 se establecen antes de cualquier provisión para costos de intereses o costos generales y administrativos y después de la deducción de regalías, costos de desarrollo, costos de producción, costos de abandono de pozos y gastos de capital futuros estimados para pozos a los que se han asignado reservas.
- Cierta otra información contenida en esta presentación ha sido preparada por fuentes de terceros, cuya información no ha sido auditada o verificada de forma independiente por Canacol. Canacol no hace ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud o integridad de la información contenida en este documento, y nada de lo contenido en esta presentación es, o se considerará como, una promesa o representación por parte de Canacol.
- Las referencias en esta presentación a tasas de prueba de producción inicial, tasas de "flujo" inicial, prueba de flujo inicial, flujo abierto absoluto ("AOF") y tasas "pico" son útiles para confirmar la presencia de hidrocarburos, sin embargo, dichas tasas no son determinantes de las tasas a las que dichos pozos comenzarán a producir y declinarán posteriormente y no son indicativas del rendimiento a largo plazo o de la recuperación final. Si bien es alentador, se advierte a los inversores que no confíen en tales tasas al calcular la producción agregada. Por lo tanto, todos estos datos deben considerarse preliminares hasta que se haya realizado dicho análisis o interpretación.
- La evaluación de recursos, a partir del 31 de diciembre de 2020, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación, Gaffney, Cline & Associates ("GCA"), y está de acuerdo con el Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas. La prensa de la Corporación dio a conocer los resultados de la evaluación de recursos el 21 de abril de 2021.

Advertencias (6)

2P Natural Gas Reserves Metrics Reconciliation – Canacol Working Interest before Royalty ^{(1) (2) (3)}

	Calendar 2021	Three-Year Ending December 31, 2021
	Conventional Natural Gas	Conventional Natural Gas
Net Natural Gas Capital Expenditures (M\$ US) ⁽²⁾	\$ 92,248	244,834
Capital Expenditures - Change in FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	(22,355)	30,552
Total F&D (M\$ US)	\$ 69,893	275,386
Net Acquisitions (M\$ US)	-	-
Total FD&A (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 69,893	275,386
Reserve Additions (MMCF)	36,211	228,889
Reserve Additions – Net Acquisitions	-	-
Reserve Additions Including Net Acquisitions (MMCF)	36,211	228,889
2P F&D per Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾	\$ 1.93	1.20
2P FD&A per Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 1.93	1.20

- (1) The numbers in this table may not add due to rounding.
- (2) The Company excludes midstream investments from the F&D calculations, as these capital investments represent long life midstream assets that have multi decade operating life potential, coupled with residual value. 2021 and 2020 capital expenditures exclude US\$ 3.2 million and US\$ 2 million related to expenditures on the Medellin pipeline, respectively. 2019 capital expenditures exclude US\$ 14.5 million related to the third Jobo Station expansion, which was completed in 2019.
- (3) All values in this table are stated on a 2P (Total Proved + Probable) basis.
- (4) “Capital Expenditures – change in FDC” is rounded. FDC is the 2P (Total Proved + Probable) future development capital.
- (5) 2P F&D – Finding and Development Costs on a 2P (Total Proved + Probable) basis.
- (6) 2P FD&A - Finding, Development and Acquisition Costs on a 2P (Total Proved + Probable) basis.
- (7) With the finding and development costs, the aggregate of the exploration and development costs incurred in the most recent financial year and the change during that year in estimated future development costs generally will not reflect total finding and development costs related to reserve additions for that year.

La tasa de reciclaje de gas natural se calcula dividiendo el netback de gas natural entre los costos de búsqueda y desarrollo.

Ratio de reciclaje 2P de 1,8x para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 (calculado con base en el netback de gas natural de US\$ 3,40 / Mcf para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021)

Índice de reciclaje 2P de 3,0x para el período de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2021 (calculado con base en el netback promedio ponderado de gas natural de US\$ 3,58 / Mcf para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019)

Índice de vida de reservas 2P (“RLI”) de 8,9 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186 145 mil pies cúbicos estándar por día (“Mscfpd”) o 32 657 barriles de petróleo equivalente por día (“BOEPD”)

1P RLI de 5,4 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186 145 Mcfpd o 32 657 BOEPD