

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Operadora: Buenos días, mi nombre es Hilda y seré su operadora para la conferencia de hoy, en este momento me gustaría darles la bienvenida a la conferencia de resultados Ecopetrol S.A., correspondiente al segundo trimestre 2017. Todas las líneas han sido configuradas en mute para evitar ruido de fondo, después de los comentarios del speaker habrá una sesión de preguntas y respuestas, gracias por su atención. A partir de este momento le cedo la palabra a la señora María Catalina Escobar.

María Catalina Escobar: Buenos días, damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2017. Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol podrían incluir proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, las cuales no constituyen ningún compromiso de resultados futuros, ni tampoco consideran riesgos o incertidumbres que pudiesen materializarse; en consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean diferentes de las proyecciones mencionadas durante esta llamada; la llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry, Presidente de Ecopetrol, adicionalmente participan: Felipe Bayón, Vicepresidente Ejecutivo, María Fernanda Suárez, Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas, Max Torres Vicepresidente de Exploración, Héctor Manosalva, Vicepresidente de Desarrollo y Producción, Pedro Manrique, Vicepresidente Comercial y de Mercadeo, Luisa Lafaurie Presidente de Cenit, Tomás Hernández, Vicepresidente de Refinación y Procesos, Rafael Guzmán, Vicepresidente Técnico y Carlos Alberto Vargas, Vicepresidente de Transformación.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del trimestre, pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados bajo las normas internacionales de información financiera y finalizaremos con las perspectivas para el resto del año y una sesión de preguntas y respuestas, cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry Presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry: Gracias María Catalina, doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados del segundo trimestre 2017, me complace compartir con ustedes unos resultados trimestrales que confirman nuestra solidez financiera, alcanzamos indicadores que nos ubican en lo más alto del ranking mundial en la industria en métricas financieras. Así mismo, cumplimos las metas operativas que trazamos en nuestra estrategia corporativa 2020, quiero destacar nuestra renovada gestión comercial y el apetito del mercado por la calidad de nuestros crudos, lo cual trajo beneficios para el grupo empresarial. En los últimos dos años logramos una reducción de nuestro diferencial de canasta frente a Brent de 3.9 dólares por barril, pasando de 10.5 dólares por barril a 6.6 en el segundo trimestre de 2017.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

El buen desempeño operativo del trimestre se alcanzó a pesar de un entorno retador, marcado por problemas de orden público en particular en el oleoducto Caño Limón - Coveñas, vamos por favor a la siguiente lámina para revisar algunos hechos relevantes del trimestre.

Durante 2015 y 2016, centramos nuestros esfuerzos en dos de los tres pilares de nuestra estrategia 2020, la protección de la caja y eficiencia en costos y la estricta disciplina de capital. Con sólidas métricas financieras y eficiencia operativa, el final del 2016 dio paso al crecimiento rentable de reservas y producción, sabemos que nuestro foco es el crecimiento rentable el cual está soportado en cuatro pilares; primero, el aumento en la actividad exploratoria. Segundo, el desarrollo de pilotos de recobro mejorado y campañas de perforación in-fill en campos maduros. Tercero, las oportunidades de crecimiento inorgánico y cuarto las oportunidades de crecimiento en yacimientos no convencionales, que es un énfasis de este año.

El resultado operativo y financiero del semestre fue destacado consolidando bases sólidas para el crecimiento futuro. La posición de caja asciende a 10 billones de pesos, reflejo de los buenos resultados operativos, la solidez nos permitió pagar 945 mil millones de pesos en dividendos del ejercicio 2016 y prepagar el crédito sindicado con la banca internacional por 1.925 millones de dólares, un equivalente aproximado a 6 billones de pesos, el margen EBITDA de 43%, es uno de los más altos de la industria a nivel global, nuestro ratio de deuda bruta/EBITDA se ubica en 2.2 veces en línea con la meta establecida en la estrategia corporativa, importante recordar que este indicador se ubicó en 3.6 veces al inicio del 2016 y ahora está en 2.2 veces.

Las calificadoras de riesgo, reconocen nuestro logro y han ratificado nuestra calificación crediticia en grado de inversión, Standard and Poor's mejoró nuestra calificación individual, Stand-Alone pasando de BB a BB+. Ahora, paso la palabra a Felipe Bayón, el Vicepresidente Ejecutivo, quién les hablará de los principales resultados operacionales del trimestre.

Felipe Bayón: Juan Carlos Muchas gracias, los resultados operativos del trimestre fueron sólidos y están alineados con las metas del 2017, esto nos permite tener buenas bases para seguir apalancando la etapa de crecimiento rentable en todos los negocios del grupo Ecopetrol, hemos logrado una operación estable y segura, en todos nuestros frentes esto ha sido posible gracias a la disciplina operativa, y al cumplimiento de nuestras políticas de HSE, la producción promedio del grupo empresarial para el primer semestre del 2017, fue de 715.000 barriles de petróleo equivalente, en línea con nuestra meta de producción para este año, hemos logrado mantener nuestra tasa de producción, a pesar de las situaciones de orden

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

público y ataques a la infraestructura y algunos eventos operacionales que se han presentado a lo largo del año.

Después de un año, de haber retomado exitosamente los campos Rubiales y Cusiana, hemos logrado mantener una operación segura y estable.

En el frente exploratorio, la campaña 2017 ha mostrado muy buenos resultados el pozo Warrior-2 anunciado en el mes de Julio, perforado en el golfo de México por nuestro socio Anadarko, fue declarado exitoso y con esto hemos logrado a la fecha una tasa de éxito del 80% en lo corrido del 2017; adicionalmente, y también en el frente internacional me complace mencionar la adjudicación de dos bloques offshore en la ronda 2.1 en México, en asociación con Pemex y con Petronas.

En el segundo semestre del 2017, Ecopetrol perforará el pozo Molusco en el offshore colombiano, este pozo marca un hito muy importante para la compañía pues será el primer pozo que perforemos directamente como operadores en el offshore, la campaña exploratoria del segundo semestre tendrá un mayor foco en el offshore colombiano, con la perforación de otros 10 Pozos.

En el segmento de transporte, hemos tenido logros muy importantes para destacar haber podido mantener durante estos 6 meses el esquema de bidireccionalidad del oleoducto Bicentenario para evacuar el crudo del campo Caño Limón, y mitigar de cierta manera los ataques repetidos contra la infraestructura en dicho oleoducto. Gracias a esto, hemos podido hacer un mantenimiento mayor de dicho oleoducto sin afectar la producción. En la nueva refinería de Cartagena, hemos completado las pruebas de desempeño en 28 de nuestras 34 unidades, esto equivale a un avance del 82%, la refinería presentó un incremento del 12% en su margen bruto en el primer y en el segundo trimestre alcanzando 7.7 dólares por barril y la carga promedio ha estado en 136.000 barriles.

Por otra parte, la refinería de Barrancabermeja, se sigue consolidando con una operación segura, rentable y eficiente con un margen de 13.1 dólares por barril, ahora le doy paso a Carlos Vargas, quién nos comentará, sobre los resultados de todas las iniciativas del programa de transformación.

Carlos Vargas: Gracias, Felipe, durante el primer semestre del año las eficiencias son de 516 millardos y las eficiencias acumuladas desde el inicio de nuestro programa son de 4.9 billones basados en las estrategias de dilución, transporte y mantenimiento; y mejoras en eficiencia de perforación de completamiento, adicionalmente, la transformación empresarial se está focalizando en acciones que viabilicen el crecimiento de la compañía, durante el primer semestre del año, se ha conseguido aumento de ingresos y mejora en márgenes producto de la implementación de iniciativas para incrementar la producción de Diesel, petroquímicos y gasolinas, así como acciones comerciales para mejorar los diferenciales de venta de nuestros productos, otros de los focos para impulsar el crecimiento es el fortalecimiento de la planta de personal, con expertos nacionales e internacionales,

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

igualmente, la transformación está apalancando el crecimiento con la creación del centro de maduración de proyectos, para maximizar la generación de valor en la reservas de Ecopetrol, cumpliendo con los procesos de VIP.

¿Cómo lo estamos haciendo?, agilizando la maduración de los proyectos identificando, nuevas oportunidades, fortaleciendo el liderazgo, adoptando una cultura de excelencia operativa fundada en procesos de exploración y producción, en paralelo se está adelantando acciones para la gestión proactiva e integrada, en temas de regulación energía y manejo del agua. Ahora Max Torres hablará de exploración.

Max Torres: Gracias, Carlos, después de los hallazgos del primer trimestre en el offshore con el pozo Granda y en el offshore colombiano con el pozo Purple Angel y Gorgon 1, en el segundo trimestre continúa la campaña exploratoria offshore con la con la perforación del pozo Siluro 1 en el bloque RC11, aunque este último pozo no evidenció presencia de hidrocarburo, la información recolectada contribuye al conocimiento de la cuenca Guajira offshore, Ecopetrol, cuenta con el 50% de participación en el bloque, el cual es operado por la compañía Repsol.

Por otra parte, el 10 de julio finalizó la perforación del pozo Warrior-2, en el golfo de México de Estados Unidos, que es operado por la compañía Anadarko con un 70% de participación, y en sociedad con Ecopetrol con el 30% restante este pozo confirmó la presencia de hidrocarburos y se encuentra en evaluación. El pozo Warrior-2, es una muestra más de nuestra exitosa actividad internacional que va en línea con la estrategia de expansión de la compañía.

como conclusión en el primer semestre del 2017 completamos cuatro descubrimientos con éxito, en todos los frentes de exploración, tanto en el onshore con el pozo Granda, como en el offshore colombiano con Los Pozos Purple Angel y Gorgon, con nuestro socio Anadarko, como en el golfo de México con el pozo Warrior-2, con nuestro socio Anadarko, esto nos da una tasa de éxito de aproximadamente el 80% y como producto de estos hallazgos se espera incorporar más 250 millones de barriles equivalentes en recursos contingentes, posiblemente superando la meta propuesta para el año 2017.

Ahora pasamos a la siguiente diapositiva, en el segundo semestre del año culminarán las operaciones en el offshore planeadas para el 2017, con la perforación de dos Pozos adicionales, Brama que ya está en perforación con nuestro socio Petrobras y Molusco-1 con nuestros socios ONGC. Los esfuerzos se focalizarán en la ejecución de los proyectos del onshore colombiano.

El 9 de julio en el bloque Tayrona inició la perforación el pozo Brama-1, que se estima finalizar a finales de septiembre, este pozo es operado por Petrobras al 40% y participan Ecopetrol al 30, Repsol al 20 y Statoil al 10% como socios. A finales de Julio, en actividades offshore Ecopetrol por medio de su filial Hocol, inició la perforación de Los Pozos Bonifacio y Lunera, en los bloques Llanos 65 y Valle Superior 9 respectivamente; se comenzarán

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

actividades de registro sísmico en los bloques SN8 y SN18. Para lo que resta del 2017, se tiene planeado la perforación de 9 pozos onshore adicionales operados entre Ecopetrol y Hocol, y entre ellos se destaca el reinicio de las actividades de perforación en el bloque CPO09 con los pozos Lorito-1 y Trogon-1 a finales del tercer trimestre, y finalmente en la vía de robustecer nuestro portafolio, Ecopetrol evalúa su participación en los procesos de desinversión de Petrobras y las rondas de licitación convocadas por la ANP de Brasil, adicionalmente en este país se planea la adquisición de un programa sísmico 3D en la cuenca fox de Amazonas. Ahora le paso la palabra a Rafael Guzmán quién comentara los resultados de producción.

Rafael Guzmán: Gracias Max, la producción del grupo empresarial presenta un incremento del 3% comparando el segundo trimestre del año 2016 con el mismo periodo del 2017, esto a pesar de las dificultades externas y algunas operativas que registramos durante de primer semestre de este año; por tanto, la empresa mantiene su meta de producción de 715.000 barriles de petróleo equivalentes por día promedio, para el año 2017. Los buenos resultados se soportan en varios temas; primero, el recibo exitoso y la operación de los campos Rubiales y Cusiana, que ya llevan un año de operación con Ecopetrol. Segundo, la reactivación de las inversiones hechas en varios de nuestros campos, principalmente, en Castilla, Rubiales y La Cira Infantas, que han permitido mitigar la declinación natural de estos campos.

También es de resaltar, el éxito operativo de campo Chichimene, el cual registra una declinación cercana al 0% esto a pesar de que no se le han hecho inversiones durante más de un año en el campo, las razones de esta mitigación en la declinación se explican por optimizaciones operativas en el campo, intervenciones a pozos ya existentes y también y en gran parte, por los resultados de la inyección de agua, que es el piloto de inyección que tenemos en el campo; para nuestras filiales hemos registrado un incremento en la producción en Hocol, este incremento se debe a la operación de la nueva planta de gas de los campos Bonga y Mamey, y para Ecopetrol América la entrada en producción del campo Gunflint en el golfo de México de los Estados Unidos en el semestre segundo del año 2016.

Por otra parte, hemos logrado mitigar los efectos de producción causados por los ataques al oleoducto Caño Limón Coveñas gracias a la bidireccional al oleoducto Bicentenario, en la Gráfica de la derecha, ustedes, pueden ver que, hemos tenido una drástica reducción de estos efectos negativos comenzando con unos de cerca de 24,000 barriles de petróleo en febrero a casi 0 en este periodo; también es de resaltar, la continua disminución de los días de perforación, esto es, la continuación de nuestro programa de transformación en eficiencia. Para el campo Castilla, hemos registrado ya una reducción tan sólo en el período del 2016 al 2017 hemos logrado un 10% adicional en reducción de días de perforación.

Para el campo Rubiales, hemos registrado una mejora del 25%, respecto a lo que se tenía en el año 2015, para el año 2016 hemos mantenido estas eficiencias aun cuando, los pozos que estamos perforando en Rubiales son de mayor complejidad. Vamos por favor a la siguiente lámina, para ver los resultados de programa de recobro.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

El programa de recobro, ha entrado en una fase de maduración de proyectos de expansión, gracias a la culminación de varios de los pilotos iniciados en años anteriores, para los doce pilotos que mantenemos aun en ejecución, 8 de estos finalizarán su fase de estudio entre 2017 y 2018 y darán paso a la maduración de los proyectos de expansión en dichos campos y con dichas tecnologías, es importante mencionar los buenos resultados obtenidos con la inyección de agua en los campos de crudo pesado Chichimene y Castilla. Para Chichimene, esperamos tener sanción de proyecto dentro del 2017 y para Castilla sanción del proyecto de inyección en el 2018.

El aprendizaje obtenido durante la inclusión de este programa, nos ha permitido hacer una revaluación de algunos de nuestros campos, buscando mayor generación de valor, esto es a través de mayores eficiencias en costos, pero también mayores volúmenes potenciales de recobro, gracias a esta revaluación.

Estos proyectos, tanto los del programa de recobro como los de revaluación, han ingresado al centro de maduración de proyectos, del cual les mencionó Carlos Vargas. Ahora, doy paso a Luisa Lafaurie, quién les comentará acerca de los resultados del segmento de transporte.

Luisa Lafaurie: Gracias, Rafael, buenos días, durante el segundo trimestre del 2017 se continuó con la agenda de integración del segmento de transporte, los resultados financieros del segmento continúan siendo sólidos desde la perspectiva operativa durante el segundo trimestre del año 2017, el volumen total transportado se redujo en 25.000 barriles día equivalentes a un 2.2%, en comparación con el mismo periodo del año anterior.

El transporte de crudos por oleoducto, se redujo durante el segundo trimestre del año 2017 en 4.6% frente al 2016, debido principalmente a la caída en los volúmenes nominados por los remitentes en los sistemas de transporte, del total transportado en oleoductos, aproximadamente 66% correspondió, a productos propiedad de Ecopetrol; por su parte el volumen transportado por poliductos en el segundo trimestre del 2017 tuvo un incremento del 6% en comparación con el 2016, debido fundamentalmente a la mayor disponibilidad del sistema Pozos Colorados Galán, aproximadamente 18%, de los volúmenes transportados por poliductos correspondió a productos propiedad de Ecopetrol; con respecto a, los proyectos en curso quisiera resaltar que se inició el transporte de crudos extrapesados por el sistema de oleoductos desde Apiay hasta Coveñas, con esto se logró la exportación del primer embarque con viscosidad mayor a 500 centistokes; igualmente, se puso en funcionamiento las facilidades de dilución en Coveñas, paralelamente se inició el bombeo de crudo para pruebas extendidas de estabilización operativa desde la estación San Fernando y se avanza en el acondicionamiento y pruebas finales del sistema de transporte de diluyentes, se espera iniciar el tercer trimestre del 2017 la operación del sistema. Con esto paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del downstream.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Tomás Hernández: Gracias Luisa, durante el segundo trimestre 2017, la refinería de Cartagena avanzó en la etapa de estabilización y pruebas de desempeño, 28 de las 34 pruebas se completaron alcanzando un 82% de avance, en el segundo trimestre fueron necesarias paradas de la unidad alquilación e hidrocrackeo en la primera unidad para corregir defectos identificados en algunos equipos del proceso, y en la unidad de hidrocrackeo para atender un evento operacional; la unidad de alquilación, arrancó nuevamente sus operaciones el 22 de julio y se espera que la unidad de hidrocrackeo arranque en el mes de agosto.

El proceso de estabilización y pruebas de desempeño se extenderá hasta el cuarto trimestre del año 2017 cuando se complete la prueba de desempeño global de la refinería.

En el primer semestre del 2017 la refinería de Cartagena ha incrementado su carga frente al mismo semestre del año 2016 alcanzando un promedio de 130.000 barriles por día, frente a 109.000 barriles por día promedio en el 2016; una vez finalice la etapa de estabilización y prueba de desempeño la refinería tendrá una operación a niveles óptimos de carga. Por su parte la refinería de Barrancabermeja, sigue consolidando su operación eficiente y rentable y sostiene su incremento en el rendimiento de destilados medios que se ubica en un 37% al cierre de este semestre, frente a un 30% en el mismo semestre del año 2016, es importante anotar que durante el segundo trimestre del año, se dio mantenimiento programado del tren de fondos que redujo la carga y el factor de utilización de la refinería frente los resultados del mismo período 2016, en este impacto también influyó la mayor composición de crudos pesados en abierta de crudo procesado. Ahora le cedo la palabra a María Fernanda Suárez, quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

María Fernanda Suárez: Gracias, Tomás. Buenos días y gracias por atender esta llamada, los sólidos resultados operativos y financieros de primer semestre 2017 reflejan la consolidación de las eficiencias estructurales alcanzadas, adicionalmente, en este periodo se materializan los éxitos de la nueva estrategia comercial enfocada de maximizar el valor de nuestros crudos, efecto que implica que mientras el Brent aumentó 28%, el precio de nuestra canasta aumento 47%, como resultado de ello los ingresos del grupo empresarial crecieron 19%, durante el período los ingresos se vieron impactados negativamente por la reducción en el volumen de ventas de crudo de terceros la compensación de volúmenes de crudo adeudados a los sistemas de transporte y la caída estacional de la demanda de gas natural por parte del sector térmico, los mejores diferenciales de la canasta de exportación y los precios internacionales de refinados impactaron positivamente en los segmentos de Upstream y Downstream, así como, un mayor rendimiento de productos valiosos en ambas refinerías.

Por su parte el Midstream, registra disminución de sus ingresos principalmente por el menor volumen de crudo transportado por oleoductos y el efecto negativo de la menor tasa de cambio sobre las tarifas en dólares.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Vamos por favor a la siguiente lámina, para ver el comportamiento del EBITDA del grupo empresarial, slide 15, el grupo empresarial incrementó su EBITDA 31% frente al 2016, generando 11.4 billones en el primer semestre 2017 con un margen EBITDA del 43% con este resultado Ecopetrol se mantiene como una de las empresas con mayor margen EBITDA entre las entre las compañías pares de petróleos y gas.

En el primer semestre 2017 el mayor aporte al EBITDA proviene de Upstream apalancado en los menores diferenciales de la canasta de exportación de crudos en crecimiento de los costos asociados al reinicio de las actividades de mantenimiento de workovers en varios campos y un menor registro de pozos secos.

Por su parte, la disminución en el EBITDA del Dowstream se explica principalmente por el mayor costo de la materia prima y producto importado para las refinerías y para Propilco, debido a la recuperación de los precios de los hidrocarburos, al impacto de una menor tasa de cambio sobre los ingresos del segmento y a una menor carga en la refinería de Barranca.

Finalmente el Midstream continúa siendo un segmento esencial para la generación de caja de del grupo con un EBITDA de 3.9 billones de pesos y un margen EBITDA estable, a pesar de la reducción de sus ingresos; con la recuperación del precio del crudo en el primer semestre de 2017 la contribución de cada segmento al EBITDA ha cambiado, en favor de una mayor contribución del Upstream versus el primer semestre de 2016 cuando el Midstream fue el de mayor aporte, actualmente el Upstream aporta el 59% del EBITDA del grupo.

Vamos por favor a la siguiente lámina, para ver la evolución de la utilidad neta, entre el primer semestre 2016 y el mismo periodo 2017 Slide 16. La utilidad neta para el primer semestre 2017 es un 83% mayor a lo reportado en el mismo período del año anterior, y ya sobrepasa en un 38% la utilidad total registrada en todo el año 2016.

El costo de ventas excluyendo la depreciación creció 1.9 billones de pesos, como resultado de un aumento de 1.3 billones en los costos variables, principalmente por el mayor valor de la compra de crudo y productos, la recuperación de los precios internacionales y los mayores costos de materiales de proceso y energía eléctrica debido a la retoma del campo Rubiales.

Por su parte, los costos fijos aumentaron en 0.6 billones de pesos, ante la reactivación de la actividad en varios campos y los mantenimientos programados en Reficar y en los sistemas de transporte; los incrementos se ven compensados por la consolidación de eficiencias operacionales.

La depreciación aumentó 0.7 billones principalmente, por el inicio de operación del campo Gunflint de Ecopetrol América en agosto 2016 y por la menor incorporación de reservas en 2016 frente a 2015.

Los gastos operativos se redujeron en casi 0,8 billones de pesos debido a un menor gasto de impuesto a la riqueza, un menor registro de pozos secos y la utilidad contable de 169.000 millones de pesos generada en la venta de campos menores en la ronda 2016.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

La diferencia en cambio, tuvo una variación negativa de un billón de pesos, este movimiento se debe al impacto de la devaluación de 1.7% sobre la posición neta activa del grupo en el primer semestre de 2017, frente a la revaluación del 5% sobre una posición neta pasiva en el primer semestre del año anterior, ambas sin impacto en la caja de la compañía.

El resultado financiero neto mejoró 0.4 billones de pesos, dado los rendimientos financieros originados en la mayor posición de caja de la compañía, el menor valor de los intereses de la deuda en moneda extranjera por la disminución de la tasa de cambio promedio y la menor tasa de interés en los préstamos indexados de inflación.

La tasa efectiva de tributación en el semestre se estima el 53% levemente inferior al 55% presentada en el mismo período del año anterior, finalmente la utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el primer semestre 2017 llegó a 2.2 billones de pesos, casi el doble que en el primer semestre de 2016.

Vamos ahora a la siguiente de lámina, para ver el flujo de caja del grupo, slide 17. El grupo cierra el semestre con una liquidez de 10.4 billones de pesos, la cual incluye efectivo y equivalente de efectivo en inversiones financieras de corto y largo plazo, el flujo proveniente de las actividades operativas en el primer semestre, generó 5.9 billones de pesos gracias a los buenos resultados operativos del grupo las deficiencias y ahorros logrados y la recuperación de los precios de los hidrocarburos, como es usual en el segundo trimestre de cada año, una parte importante de esta caja se empleó para el pago de impuestos, del orden de 3.7 billones de pesos, principalmente el impuesto de renta y el impuesto a la riqueza; la inversión de capital alcanzó 2.4 billones de pesos impulsada por la reactivación de la actividad en nuestros principales campos; estimamos que la ejecución de capex para este año estará entre 2.6 y 2.9 billones de dólares, debido a la renegociación de algunas obligaciones con la Agencia Nacional de Hidrocarburos y un mayor tiempo de maduración de proyectos de producción.

La liquidación de activos financieros para el pago anticipado del crédito con la banca comercial internacional hecho el 30 de junio, generó una entrada de caja por 2.9 billones de pesos; a ello se sumaron los ingresos recibidos por dividendos de inversión, intereses ingresos por la venta de campos menores que generaron 0.6 billones de pesos, el flujo muestra otras dos salidas de caja importantes, en línea con los objetivos del plan de negocio al 2020; primero, el prepago del crédito con la banca comercial internacional por 1.925 millones de dólares, que permitió mejorar las métricas crediticias de la compañía, el indicador deuda bruta sobre EBITDA pasó de 2.6 veces al cierre de marzo, a 2.2 veces al cierre de junio, y la deuda nominal se redujo en casi 13%, esta decisión muestra compromiso de Ecopetrol con la mejora de su calificación crediticia, y segundo, el pago de dividendos por 1.1 billones de pesos sobre las utilidades de 2016, pago que incluye el pago de accionistas de Ecopetrol y el pago a socios minoritarios en las compañías filiales, ratificando nuestro propósito de aumentar el retorno para los accionistas.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

La posición final de liquidez por 10.4 billones de pesos, nos permite desarrollar con holgura, nuestro portafolio de proyectos para el crecimiento orgánico y capturar opciones de crecimiento inorgánico que puedan contribuir a mejorar el balance de reservas de Ecopetrol. Paso ahora la palabra al Presidente para sus conclusiones finales.

Juan Carlos Echeverry: Gracias, María Fernanda. Los resultados destacados del trimestre refuerzan las bases para una senda de crecimiento rentable, la meta de producción para el año se mantiene estable en 715.000 barriles promedio de petróleo equivalente por día, la campaña exploratoria del segundo semestre busca ampliar el portafolio de activos y continuar adicionando recursos contingentes, la sanción de proyectos de piloto, de recobro, a fase de expansión, es una prioridad, y buscamos las mejores tácticas para incrementar ese factor de recobro; continuaremos retándonos para identificar los mejores proyectos que apalanquen el crecimiento y que se ejecuten en tiempo, presupuesto y calidad para eso creamos el centro de maduración de proyectos; nuestro compromiso con la creación de valor para los accionistas es firme, siempre basados en la disciplina de capital, una buena liquidez la excelencia operacional y el cuidado del medio ambiente y la prosperidad compartida con las comunidades donde operamos, con esto cerramos esta llamada y abrimos la sesión de preguntas y respuestas, muchas gracias.

Operadora: En este momento me gustaría recordarles a los participantes si tienen una pregunta que realizar, presione asterisco y luego 1, en el teclado de su teléfono. La primera pregunta viene del señor Ricardo Sandoval, de Corredores Davivienda.

Ricardo Sandoval: Buenos días para todos, muchísimas gracias por la presentación, yo tengo dos dudas, la primera de ellas sobre refinación y es, nos comentaban entonces que, Reficar tendrá niveles óptimos de carga, pero yo me preguntaba en el largo plazo como qué porcentaje de uso podemos esperar de Reficar y una vez se alcance la etapa ya de optimización... pues se supere la estabilización y ya se cumpla la optimización. Quisiera saber si esto podría seguir impulsando el margen EBITDA al punto en que podamos escuchar un guide de margen EBITDA alrededor de un 45 o 48 por ciento y la segunda pregunta es sobre las reservas, nosotros veíamos que por medios de comunicación digamos que se estaba comentando que los yacimientos no convencionales podrían agregar alrededor de 2.300 millones de barriles a las reservas de la compañía, y yo me preguntaba en qué año más o menos se podría iniciar, digamos el despegue de esta adición de reservas, por estos yacimientos no convencionales.

Juan Carlos Echeverry: Ricardo muy buenos días, muy buenos días a todos los que participan de esta llamada, voy a empezar por la pregunta sobre las reservas no

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

convencionales y ahora, Tomás Hernández, responde el tema de refinación que es el Vicepresidente de Refinación.

Lo que hemos dicho sobre crecimiento en reservas es que vamos a tener 4 pilares, uno de ellos es perforación infill y desarrollo de los campos maduros con recobro mejorado, otro es Costa afuera con los descubrimientos que hemos tenido en Colombia, otro es crecimiento inorgánico, en donde ya estamos activos estamos buscando activos con reservas, que para aprovechar las disponibilidades de caja que tenemos en este momento en Ecopetrol y la generación que está sólida, la generación de caja.

El tema de no convencionales es el siguiente; la información que nos ha llegado del gobierno de analistas internacionales y la nuestra de Ecopetrol, es que en Colombia puede haber entre 2.5 y 7 billones, pues mil millones de barriles recuperables o sea puede haber 25 o 30 mil millones de barriles de oil in place, de aceite original, en el Magdalena Medio en yacimientos no convencionales, si ese esa es la magnitud posible de oil in place, aceite original y queda debajo de la refinería esto es una zona entre el sur del Cesar y de Bolívar y el norte del Tolima pasando por, por supuesto, Santander y Antioquia es una zona de unos 150 kilómetros de largo por unos más o menos 50 kilómetros de ancho donde están todas las facilidades, donde hay una población que conoce el petróleo, que quiere al petróleo y que lleva trabajando con petróleo 100 años, dónde Barrancabermeja está volcada para que hagamos una repotenciación de la refinería de Barranca y la hemos ligado al tema de no convencionales pues porque son crudos livianos de altísima calidad etc., incluso conversaciones con la USO, hay un respaldo muy fuerte dentro de la USO, también de nuestro sindicato a que hagamos no convencionales, pues es impensable que Ecopetrol no los tenga como una de sus metas.

Por qué lo hemos dicho hasta ahora, cuando estuvimos en Barrancabermeja el 15 de julio en un foro de todo el día, sobre no convencionales oímos las voces de los analistas medioambientales y una discusión fue el alcalde de Barrancabermeja, fue con nosotros, fue la asociación colombiana de ingenieros de petróleos y la conclusión es una... es un volumen posible tan grande de petróleo, y de petróleo de buena calidad que es inescapable que, Ecopetrol lo persiga y ese fue el mensaje que enviamos, entonces lo tenemos como una fuente posible de crecimiento de la empresa que más acres tiene en esa zona del Magdalena Medio, es Ecopetrol, por supuesto, tendríamos que contar con la tecnología que nos la aportarían socios nuestros que están hoy interesados, Conoco Phillips, está perforando en este momento en San Martín en Cesar, Oxy está interesada, Shell está interesado y Ecopetrol tendría que tener una rampa importante de crecimiento.

Entonces el volumen de 2.300 no es exclusivamente de Ecopetrol, aclaro eso sino es digamos es la cuota inferior, sabiendo que acá hay un nivel de incertidumbre, la cuota inferior de lo que se calcula serían los barriles recuperables, si la cuota inferior puede estar en 2.300, 2.000 a 3000 digamos millones de barriles y Ecopetrol es el que más acreaje tiene ahí, pues, y la cuota superior está en 7,000 aquí hay una oportunidad de crecimiento impresionante, por supuesto, los primeros dos o tres años los gastaríamos explorando porque, tenemos que llegar, a estas formaciones validar éstas hipótesis y sería para el 2020 al 2030, sería una

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

oportunidad de crecimiento, no sólo para Ecopetrol, sino para toda la industria petrolera, entonces, eso es para poner un poco en contexto del porque nosotros nos demoramos dos años en plantear esta hipótesis, pero ahora estamos absolutamente convencidos de que el nuestro futuro hay no convencionales, lo hemos hablado con el Gobierno, lo hemos hablado con el presidente de la república estamos adelantando las discusiones al interior del Gobierno, con los ministerios respectivos y hemos hablado también con nuestros potenciales socios, para entrar en este play, pero creemos que en el futuro de Ecopetrol están los no convencionales tal como, vaca muerta para los argentinos, y varios zonas de yacimientos no convencionales que hay en Estados Unidos. Le paso la palabra Tomás Hernández el Vicepresidente de Refinación para que les cuente sobre la refinería de Cartagena.

Tomás Hernández: Gracias, Ricardo. Tomás Hernández. Primero quiero poner en contexto dónde está la refinería de Cartagena, si se acuerda tenemos un año de operación desde el arranque de todas las plantas y donde estamos ahorita es el proceso de estabilización. que es un proceso, que es muy normal, primero que no tenemos muchas referentes en el hemisferio occidental de refinerías de arranques de 0, como cómo Reficar, pero estamos un periodo de estabilización y para hablar de lo que es el periodo de estabilización hablamos de realizando pruebas de desempeño de las unidades de la refinería llevarlas a carga, a capacidad de diseño y después entraría a un proceso de optimización, pero lo primero es optimizar las cargas y llevarlas a óptimas carga de diseño eso lo esperamos, hacía el cuarto trimestre después de la prueba de desempeño global que tenemos programada para el 4 trimestre.

Dónde estamos ahorita y que nos ha ocurrido durante el primer semestre, bueno hemos tenido un impacto en el primer semestre con dos plantas que son generan gran valor para la refinería una hidrocrackeo que produce diesel el mayor... el producto de mayor valor que tenemos, mayor volumen de la refinería y un impacto en la alquilación que es la que genera gasolina de alto octanaje, esas dos plantas se han venido trabajando ya tenemos una que arrancó el 22 de julio, la de alquilación, está en operación, está empezando la prueba desempeño esta semana y la otra es de hidrocrackeo que hemos tenido problemas primer semestre, estamos ya arrancando esa planta también vamos a tener arriba esta semana, o sea que estamos en línea para lo que hemos dicho que vamos a hacer la prueba desempeño en el cuarto trimestre del trimestre del año vamos a ejecutar la prueba global.

Ahora, con respecto al margen, lo que no hemos visto esos márgenes de 45, 48 por ciento en ninguna refinería, yo no lo he visto en mi experiencia, verdad, lo que sí podemos decir es que Barrancabermeja es una refinería madura qué ha demostrado excelente desempeño en los últimos tres años márgenes de 13 a 14 dólares eso lo vemos realmente muy alcanzables en un periodo después del período de optimización de la refinería de Cartagena, estamos en un proceso muy arduo, muy duro, finalizando la prueba de desempeño y estaremos en mejor posición después de completar la prueba desempeño de ver los pronósticos.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Ricardo Sandoval: Gracias, De pronto no me hice entender bien en la cuestión del margen y es que en este momento Ecopetrol pues presenta un margen EBITDA del 43%, yo me refería a ver... si una vez, pues digamos... la refinería de Cartagena llegue a esa fase de optimización podríamos ver un impacto en lo que es el margen EBITDA de Ecopetrol, como tal, de tal forma que éste llegue a alcanzar un margen un 45%, o sea, quisiera saber cómo, una vez se termine esa optimización en Reficar cuánto es el adicional de margen que podría agregar esto a la compañía.

Felipe Bayón: Que hubo Ricardo, Felipe Bayón, Gracias por la pregunta en términos del margen EBITDA del grupo como tal, pues ese margen tiene una gran cantidad de componentes no solamente el tema de refinación sino de todos los segmentos, está producción, está transporte, está todo el tema de comercialización también, entonces, en la medida como decía Tomás hace un momento, que nosotros logremos la estabilización y después de la prueba global de desempeño, la optimización de la refinería, primero, si esperamos que los márgenes de Reficar suban, en ese sentido las cargas también subirán de 130.000 barriles promedio este semestre, primer semestre del año subirán las cargas, debemos estar por encima de 140, acordémonos que la refinería ha operado casi a 155.000 barriles, entonces carga es un factor importante, tendremos mejores márgenes también y en ese sentido pues, Reficar claramente va a ser una fuente principalísima para que el margen como tal del grupo eventualmente suba de 43 no tenemos un número y no damos guideline sobre donde estaríamos con este valor pero sí claramente Reficar nos va ayudar a consolidar los buenos resultados de todos los segmentos que hemos tenido hasta el momento.

Ricardo Sandoval: Perfecto muchísimas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene el señor Juan Camilo Dauder de Credicorp Capital.

Juan Camilo Dauder: Sí, buenos días a todos, gracias por la conferencia, yo tenía dos preguntas la primera en relación a temas más financieros especialmente en cuanto al [Inteligible] y el neto no operativo, que vimos registros históricamente bajos, en temas de gastos administrativos vimos 580.000 millones de pesos contando el nivel más bajo del primer trimestre del 2014 y en temas de neto no operativo, fueron 113.000 frente a un, casi un billón del trimestre anterior, yo quisiera que de pronto me explicaran un poco, qué tan recurrentes son estos niveles en estos dos números y cuál sería un guideline que nos pudieran dar que esperaran estabilizar estos temas, si el gasto administrativo puede seguir redondeando estos niveles de 580.000.

Por el otro lado, tenía una pregunta con respecto al plan de inversión veo que hasta el segundo trimestre tienen ejecutado 875 millones de dólares de un guideline de inversiones de 3.500 millones de dólares, quisiera entender si esta ejecución, digamos del faltante se va a dar en

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

el segundo semestre, o sí definitivamente quizás ya tendríamos que ajustar las cifras de capex para el año 2017 y si me permiten una tercera pregunta, pues quería tener un mejor conocimiento de cuáles son las principales problemáticas que están teniendo con las comunidades porque se han dado tantos eventos recientemente, más allá de los atentados, sino como problemas con las comunidades y particularmente con el caso de la estación Chichimene que reportaban los medios en estos días, qué ha pasado con esta irrupción digamos de protestantes en la planta y que efectos ha tenido en la producción, muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry: Hola Juan Camilo, déjeme empezar por el tema de comunidades realmente hemos tenido dos dificultades muy grandes, una hace más o menos un mes y medio en el centro, en el Magdalena Medio, y una en este momento la estamos teniendo en Chichimene y el origen es el decreto 1668 emitido por el Ministerio de Trabajo que era un decreto muy necesario que define las condiciones para el certificado de residencia, le explico que es esto, las comunidades de los municipios y de los ... y de los, no sólo el municipio sino de cada corregimiento, cada vereda han sido muy celosas en que el 100% de la mano de obra no calificada sea del municipio o de la vereda y el 30% de la mano de obra calificada, esto hace sentido porque nosotros tenemos una filosofía de prosperidad compartida en que la gente le tiene que ir bien con la presencia de Ecopetrol en una región, que pasó, que el problema es quién dice cuál es la persona que reside en el municipio, o en la vereda. Las juntas de acción comunal venían haciendo esa labor, aquí ha habido muchos rumores sobre cómo se ejerce esa labor, no voy a entrar en eso, pero había una necesidad de regular esto, porque las juntas de acción comunal, hay buenas, hay medianas y hay malas y habían muchos rumores, entonces el Gobierno sacó un decreto diciendo la forma de regular y definir, quien vive en un municipio o en una región, es a través de tres componentes uno, un certificado de residencia que lo dan las juntas de acción comunal, dos el certificado electoral, tres estar inscrito en el Sisben.

El problema y esto lo hablamos ayer con el ministro de interior y la ministra de trabajo, el problema es que no quedó claro si eran las tres o una de las tres, la gente que cree que esto debe funcionar de la mejor manera, piensan que deben ser las tres, para que una persona resida en un municipio debe tener un certificado de residencia, debe haber votado en ese municipio y debe pertenecer al Sisben, eso no está del todo claro hoy, entonces se necesita una reglamentación que diga que se necesitan las tres condiciones; mientras no esté claro, muchas personas que en las juntas de acción comunal venían emitiendo certificados de residencia, pues quieren mantener ese monopolio y ese monopolio conlleva un poder y un poder regional y económico que usted puede entender y ha sido ese decreto 1668 el que ha generado una reacción muy fuerte, primero en el centro, eso ya se controló hace mes y medio y lo que está hoy generando, el tema en Chichimene.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Entonces, el tema de comunidades es este tema laboral básicamente hay otros más pequeños que son temas de consultas populares etcétera, pero el tema álgido es esto, se tiene que reglamentar por parte del Gobierno estamos, hicimos esa solicitud estamos conversando al respecto, pero pues usted entenderá que estas son comunidades que han tenido un poder y que temen perder.

Sobre plan de inversiones, le cuento lo siguiente nosotros Ya damos un guidelines en el comunicado de 2.9 ...de 2.6 a 2.9 miles de millones de dólares en inversión, aquí el tema es de fondo y es lo siguiente, nosotros tenemos muchos proyectos pero los proyectos no estaban algunos de ellos no estaban suficientemente maduros por eso creamos el Centro de Maduración de Proyectos hace más o menos 4 meses pusimos un grupo de 120 personas bajo la dirección de nuestro Vicepresidente de transformación, Carlos Vargas, y la idea es... tenemos el dinero y la liquidez en un extremo, y tenemos proyectos en otro, pero en la mitad tenemos que tener proyectos maduros, listos para desplegar es capital y ahí es donde tuvimos un... digamos, un desarrollo este semestre que fue crear un centro específico dedicado exclusivamente a madurar proyectos, entonces es una noticia, digamos agri dulce; la parte agria es que el primer semestre hemos debido ir más rápido no fuimos, no porque no tuviéramos la liquidez y no tuviéramos los proyectos, ambas cosas estaban, pero algunos no estaban suficientemente maduros, durante el segundo semestre y ya hasta el 2018 y 19 en adelante vamos a tener un flujo mucho más grande de proyectos maduros vamos a desplegar mucho más capital y el capital que se deja de desplegar en este primer semestre y en el 18 que eran 3500, ahora va a ser entre 2.6 y 2.9, 2.900 millones de dólares, se va a desplegar de ahí en adelante, entonces disipar con esto, cualquier preocupación, que créanme que es una preocupación de ustedes es una preocupación nuestra, con base en este nuevo centro de maduración de proyectos, tenemos una gran expectativa sobre la primera pregunta le voy a pedir a María Fernanda que se la responda.

María Fernanda Suarez: Juan Camilo, buenos días. Gracias por la pregunta, respecto a las dos preguntas, respecto a los no Operacionales, importante mencionar que en los no operacionales pues está el efecto de diferencia en cambio ese efecto diferencia en cambio pues no es controlable por nosotros y varía dependiendo si tenemos una posición activa o pasiva, en este momento tenemos una posición activa tenemos con nuestra posición de caja, parte de nuestra posición de caja está en dólares y la fluctuación que haga a esa posición activa pues nos va a generar a lo largo del año, efectos de diferencia en cambio, pero también quiero mencionar ahí, que hay una mejora en el tema de gastos financieros debido al menor endeudamiento y a menores costos de los intereses que hemos pagado así como los rendimientos que estamos obteniendo de la posición de liquidez de la compañía.

Respecto al G&A dos temas importantes en este trimestre, estamos registrando utilidades por 165 mil millones de pesos de las ventas de campos menores transacción que hicimos el año pasado pero que se materializó en este trimestre ese es una utilidad no recurrente y en gastos

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

exploratorios hemos tenido en este semestre menor registro de pozos secos gracias al éxito de la campaña exploratoria,

Juan Camilo: Para tener una idea más o menos cuánto estábamos hablando por la venta de los campos menores de la ronda 2016, sino me equivoco.

María Fernanda Suarez: 165 mil millones de pesos.

Juan Camilo: Okay, muchas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene del Señor Edgar Romero de BBVA.

Edgar Romero: Buenos días, gracias por el espacio, mi pregunta está enfocada en Reficar, pues digamos que están hablando pues de todo el tema de normalización... pues realmente me gustaría saber, primero, el margen bruto hacia donde esperan que llegaría pues hace un momento hablan de márgenes cercanos a \$14 dólares por barril similares a los que la refinería de Barranca, digamos que ahí, se me crea un interrogante bastante grande y es que el índice de complejidad de la refinería de Barranca pues es mucho menor al de la refinería de Cartagena, pues por eso se hizo una inversión tan grande, entonces digamos que me gustaría saber cuánto realmente podemos esperar de márgenes por barril que estén, digamos, acorde con esa inversión que se realizó y con el nivel de complejidad con el que quedó configurado esta refinería, entonces un poco en términos de tiempo cuándo podemos esperar esto, y adicionalmente, una pregunta relacionada con lo que hablaban de... del petróleo no convencional que puede estar en el Valle del Magdalena, pues básicamente si bien esto se espera comenzar en un período que quedan algunos años 2020-2030, mencionaban ustedes, sí me gustaría saber digamos Con qué precio del petróleo creen ustedes que podrían hacer eso viable pues teniendo en cuenta que la exploración y la producción en cuentas no convencionales pues es más elevada a lo que es, pues el petróleo convencional, por lo menos, como el que está en los Llanos. Muchas gracias.

María Fernanda Suarez: Edgar Gracias por la pregunta, a ver... en cuanto a Reficar, dos cosas importantes a tener en cuenta, nosotros hemos sido muy juiciosos y rigurosos en que todas las indicaciones futuras que le damos al mercado respecto a temas que esperamos es porque estamos 100% seguros que es un guideline adecuado y que lo podemos cumplir, varias veces hemos tenido y entendemos perfectamente que para que ustedes es supremamente importante poder tener una guía de cómo va a ser la evolución de Reficar,

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Sin embargo hasta que no terminemos el proceso de estabilización nosotros consideramos que debemos esperar a que eso termine antes de poder darles una guía.

Respecto a la comparación con Barranca me parece que es importante que siempre tengan en cuenta que Barranca tiene una posición geográfica distinta a la de Reficar y que eso le beneficia puesto que Barranca tiene unos crudos de los cuales carga la refinería que son más cercanos que los que tiene Reficar y eso nos pasará cuando, estemos comparando Barranca y Reficar, lo otro que es importante, es que ustedes han visto que Reficar ha ido mejorando consistentemente trimestre a trimestre su margen, este trimestre tuvimos problemas como dijo Tomás en alquiler y en algunos días en la hidrocrackeo, eso nos afectó el margen y esperamos que los trimestres que vengan sean mejores pero aún estamos en el proceso de estabilización y hasta que esto no termine no vamos a dar una guía.

Tomás Hernández: Edgar con respecto a los precios a los cuales se podría extraer los no convencionales, pues usted lo ha visto, la evolución de los Break Even en Estados Unidos ha sido brutal, ha habido una disminución en Break Even del orden de 10 – 15 dólares en un espacio de 2 años, toda la industria petrolera mundial ha estado, todos hemos estado asombrados, de la capacidad que ha tenido la industria americana de no convencionales de apretar sus costos.

Nosotros hemos hecho un ejercicio muy indicativo, todavía estos son económicos, que van a tener una seriedad y una solidez, en un par de años, cuando sepamos, pues, la calidad de los yacimientos, la productividad de Pozos, etcétera, de manera que lo que yo voy a decir tiene un alto nivel de incertidumbre, pero un nivel indicativo, hemos dicho que con 50 dólares por barril la producción podría estar entre 50 y 150.000 barriles día entre 60 y 70 dólares por barril la producción podría llegar a ser de 150 y 250.000 barriles día y si el precio está entre 70 y 80 la producción podría estar entre 200 incluso más de 400.000 barriles día, de manera que es un margen, entre el precio sea mayor al final, hacia el final de la próxima década pues va a habilitar una capacidad de producción de no convencional, habilitaría pues una capacidad de producción de no convencionales, pues mucho más grande. Lo que sí es cierto es que los reservorios parecen estar cargados para que la productividad pueda ser muy alta, pero estos económicos, y esta información solo se tendrá seriedad cuando podamos perforar y probar pozos allí, de manera que por lo pronto es muy indicativo, estos son más o menos los números que estamos trabajando.

Edgar Romero: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta de la señora María Antonia de Valores Bancolombia.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

María Antonia: Buenos días para todos. Muchas gracias por el espacio y por la presentación, en relación a la pregunta que hacía Juan Camilo tengo como una pregunta de seguimiento acerca del plan de inversión también veo que el guidelines que dieron de 3.5 a 3.9 sin embargo, veo que el estimado de pozos perforados para el 2017 y entonces quisiera saber si está reducción del plan de inversión afecta de alguna manera el capex de exploración que se tenía estimado por 250 millones de dólares para 2017 y si tiene algún efecto sobre el gas que se tenía de 13 mil millones de dólares para el 2020 y una segunda pregunta es en relación a ese menor diferencial qué se observa frente al Brendet durante el segundo trimestre me gustaría saber si es posible, si ustedes creen que se puede mantener este menor diferencial en el. Muchas gracias.

Felipe Bayón: María, Felipe Bayón, gracias por la pregunta.

En términos del guideline que nosotros estamos dando de 2.6 a 2.9 creo que hay varias precisiones qué hay que hacer una parte de la reducción que hemos visto en el Capex son por eficiencias, optimización y ahorros que estamos haciendo, en particular, en temas de perforación, pero también en el área de exploración donde hemos visto que hemos dicho que vamos a invertir 650.000.000 de dólares este año para una actividad de 17 Pozos. Los Pozos los vamos a hacer, hemos tenido menores inversiones y parte de esos ahorros que estamos teniendo es debido a las eficiencias.

Hay un tema adicional de largo plazo y es parte de compromisos que nosotros tenemos históricos de inversiones en bloques exploratorios que si eventualmente no se hacen este año se pueden hacer en el año siguiente entonces parte de ese Capex no es que no lo vayamos a utilizar, sino que en el largo plazo se va a utilizar.

Segundo tema, con el nivel de inversiones del 2.6 y 2.9 nosotros seguimos manteniendo el guidelines de producción de 715.000 barriles y creo que es un tema bien importante lo mostrábamos en los slides y en los documentales que hacíamos, a pesar de algunas interrupciones por ataques a las infraestructuras o paros relacionados con temas con las comunidades entonces a pesar de eso seguimos manteniendo el guidelines. Entonces nosotros creemos que la reducción del Capex, uno no afecta actividad exploratoria en términos de números de pozos y tampoco afecta el plan de largo plazo.

Nosotros los 13 millones de dólares del Capex hacia delante lo seguimos manteniendo al 2020 lo mencionaba Juan Carlos ahora, el centro de maduración de proyectos que tiene varios objetivos, uno lograr que maduren los proyectos a un punto tal donde los podamos sancionar y podamos hacer la ejecución, pero también agilizar la incorporación de reservas para la compañía que sabemos, es un tema absolutamente y en términos del diferencial le voy a pedir a Pedro Manrique que nos dé la explicación.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Pedro Manrique: Gracias, Maria Antonia por la pregunta.

Con respecto al menor diferencial que hemos visto los resultados de este semestre, básicamente esto tiene dos componentes uno es nuestra nueva estrategia de gestión comercial que ha estado enfocada a diversificar los mercados que tiene la capacidad de mayor pago, que básicamente son las refinerías, los clientes finales en el golfo de México, en Estados Unidos y en Asia. Estos son nuestros principales mercados en este momento y eso nos ha permitido a nosotros tener estos mejores márgenes diferenciales con respecto al crudo de referencia Brent, en la medida en que esto se mantenga pues obviamente nosotros vamos a seguir, el objetivo nuestro es enfocarnos en los mercados que tengan esa capacidad de pago lo cual nos va a permitir hacia el futuro más cercano mantener estos márgenes.

El otro componente grande es, básicamente las comisiones de oferta del crudo pesado que en este momento han impactado por los recortes de los países OPEC qué consideramos se van a mantener por lo menos hasta marzo del 2018 y obviamente hay dos componentes adicionales que son la declinación de los campos y la producción de crudo en México y en Venezuela lo cual nos ha permitido, precisamente, posicionar muy bien los crudos pesados colombianos que vemos que eso se va a mantener en el corto plazo y vamos a mantener esos menores diferenciales.

María Antonia: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene del señor Daniel Guardiola de BTG Pactual.

Daniel Guardiola: Buenos días, yo tengo un par de preguntas, la primera pregunta sería sobre una posible política de coberturas o sea, aprovechando, los precios de petróleo a 50 teniendo en cuenta que el Break even de ustedes está más cercano a 40 a 38 no estarían considerando de pronto entrar en una política de cobertura y de alguna manera asegurarse digamos profit por los próximos 12 o 18 meses? sería como la primera y la segunda es básicamente sobre una subsidiaria Propilco y me gustaría saber primero ¿qué detonó que EBITDA de Propilco se cayera en un 65%? y dos, qué detalles nos podrían dar de proceso de venta si todavía está en proceso si está parado, etcétera, etcétera. Muchas gracias.

María Fernanda Suarez: Daniel, gracias por la pregunta, por las preguntas, respecto a una política de cobertura como bien mencionas una de las fortalezas que tiene Ecopetrol actualmente es, sus bajos niveles de precios de equilibrio, tanto de caja como de utilidad, realmente toda esta gestión se ve reflejada en que nuestros precios de equilibrio de caja han

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

bajado considerablemente y de la misma manera los precios de equilibrio de utilidad operacional y neta.

Respecto a la cobertura es un tema que está en la mesa para estudio lo estamos trabajando es una política que nos podría ayudar a hacer conservadores ante las posibles fluctuaciones de precios, no puedo dejar de lado mencionar que no que no se dejan de tener ciertas dificultades para una empresa con capital mixto por el tema de los entes de control y por eso es algo que estamos estudiando con mucho cuidado, pero se encuentra en estudio.

Respecto a Propilco te voy a dar dos comentarios y te voy a pasar la palabra a Tomás para que dé más detalles respecto a los efectos comerciales que están sucediendo, pero la causa de la principal de la caída del EBITDA de Propilco se debe al aumento del precio de materia prima en el mercado internacional, el año pasado fue un año excepcional respecto a las condiciones de precio, sin embargo, esperamos que este EBITDA mejore en el segundo semestre.

Respecto al proceso de venta el proceso de venta pues se aprobó en el consejo de ministros se encuentra en falta que salga el decreto por parte del Ministerio de Hacienda también hay que decir que la posición de caja de la compañía y las condiciones de mercado que han pasado por posiciones de algunas de nuestras competencias de Petroquímica pues han hecho que haya menos celeridad en el proceso de enajenación de Propilco. Le pasó a Tomás la palabra para dar más detalles del tema de materia.

Tomás Hernández: Gracias, Daniel básicamente lo que me mencionó María Fernanda, pero además, ha habido mayor competencia en el primer semestre con Bransken de Brasil el mercado de influencia que tienen esencia. Además del incremento de costo de materia prima y ha habido una disminución en el mercado de Colombia y Brasil por bajo crecimiento económico, entonces qué hemos hecho, hemos ampliado mercados en Estados Unidos y Argentina para mejorar el desempeño en el segundo semestre Y al igual que los precios que tenemos una expectativa que los precios se recuperan como lo hemos visto en los últimos meses en el precio del propileno que es la materia prima en esencia

Daniel Guardiola: Podría preguntar una última y es sobre reservas, parte de la estrategia de ustedes se centra en los cuatro pilares y dos de ellos son de largo plazo qué son los no convencionales y el offshore Caribe, pero me gustaría saber de corto plazo digamos para el dato de reservas que se viene para el próximo año, qué fuente digamos o qué fuentes esperan ustedes que logren compensar las reservas el petróleo producido durante este año

Rafael Guzmán: Daniel muy buenos días, Rafael Guzmán. Las principales o la principal fuente de las reservas a corto plazo es la recuperación incremental de crudo de los campos existentes, estas reservas vienen de las campañas de perforación que actualmente tenemos

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

principalmente en Castilla, Rubiales y la Cira Infantas y la segunda parte, viene del recobro, del programa de recobros y si ustedes ven y lo que pusimos en la presentación este año para Ecopetrol y para el programa de recobro es un cambio más dedicado a estudios pilotos en el pasado a sanciones de proyectos que traen reservas para este año ya sancionamos el primer proyecto de recobro con polímeros en Dina, en el departamento del Huila. Vamos a sancionar un gran proyecto de inyección de agua en Chichimene, que como ustedes han visto el agua ha sido muy beneficiosa para mitigar la declinación de este campo continuaremos los próximos años con el calendario que tenemos de terminación de pilotos y sanción de proyectos esto también apalancado en el nuevo centro de maduración de proyectos que nos va a agilizar esa incautación de reservas de todos los todo lo que hemos venido haciendo en nuestros Campos por los últimos 6, 7 años.

Felipe Bayón: Adicionalmente a lo que nos comentaba Rafael sobre el foco en lo que es primaria, secundaria y recuperación y ese avance que hemos visto en los pilotos que ya están pasando a fase de proyecto en ejecución este año, tenemos el cuarto pilar que es el orgánico y nosotros definitivamente no perdemos de vista la oportunidad, estamos activamente mirando las otras oportunidades de cosas que tengan un buen match y que hagan una buena complementación con el plan de lo que nosotros tenemos. Ustedes han visto que, pues nos hemos enfocado en ser una compañía panamericana y en ese sentido seguimos mirando dentro de la región la posibilidad de hacer algunas adquisiciones inorgánicas que nos ayuden a fortalecer el tema de reservas en el mediano y largo plazo.

Daniel Guardiola: Okay, gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene del Señor Jairo Lastra de Lastra Capital Management.

Jairo Lara: Buenos días, gracias por la presentación. Son tres preguntas en particular la primera es respecto a la caja, después del pago de la deuda quería saber cómo queda la composición entre términos de dólares y pesos, en el primer trimestre habían mencionado que tenían 70% en dólares y 30% en pesos y quería saber esta composición como queda. La segunda respecto a ese prepago, cuál era la tasa de crédito comercial que prepagaron de cerca de dos mil millones y por último referente a Reficar, o refinación en particular qué mejora la carga que mejora los márgenes de refinación, sin embargo, el EBITDA trimestre a trimestre disminuye el margen de EBITDA y si eso tiene que ver algo con el tema de mayores compras internacionales de Colombia.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Operadora: Por favor manténgase conectado tenemos un problema con el audio. Por favor manténgase conectado no descuelgue, la conferencia procederá en un momento.

Agradecemos su paciencia ahora pueden resumir su conferencia.

María Fernanda Suarez: Jairo, gracias por la pregunta respecto a la tasa de crédito que preparamos era una tasa de libor más 140 puntos básicos tenía un vencimiento en el 2020 y era un crédito que estaba amortizado. Respecto a la composición dolares-pesos tenemos una composición de 60% dólares 40% pesos atentos a tu pregunta sobre Reficar.

Jairo Lara: Refinación margen bruto terminación mejor carga sin embargo veo una disminución en los márgenes de en el EBITDA no sé si esto esté relacionado con mayores costos fijos que se presentan en todas las líneas de refinación Y particularmente si continúa el tema de mayores compras de almacenes de crudo y esto está relacionado con ese proyecto que se dejó de lado que se trabajaba anteriormente con Pacífico rubiales que era doble cara.

María Fernanda Suarez: Jairo Pérez repetir la pregunta de refinación que desafortunadamente se cortó y te empezamos a oír desde la mitad

Jairo Lara: Tranquila, el tema es que, observó que hay menores márgenes de EBITDA y menor EBITDA a pesar que hay mejor margen bruto de refinación ¿a qué se debe eso? y si está relacionado con los mayores costos fijos Y por último, las mayores compras de crudo si eso tuvo alguna influencia del proyecto que se dejó de lado de doble cara.

Tomás Hernández: Bien, Jairo, basado en la pregunta de EBITDA y lo que estamos viendo el impacto del EBITDA es asociado a una menor carga en Barrancabermeja, tenemos una menor carga por la disponibilidad de crudos livianos que hemos experimentado y también tuvimos un tren de fondos que estuvo fuera eso impacta la cantidad de carga y lo otro es por impacto de TRM, el mismo impacto TRM nos ha causado un impacto en el costo de caja y básicamente y materiales de operación de proceso de mantenimiento de servicios contratados asociados a parada de planta durante el proceso de estabilización en la refinería de Cartagena como parte del proceso estabilización y menor carga en Barranca, el impacto de carga es Barranca porque Reficar tenía más carga, el impacto Reficar EBITDA es la operatividad de las dos plantas que mencioné anteriormente qué son las que generan mayor valor a la carga.

Jairo Lara: Muchas gracias.

	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

Operadora: En este momento no tenemos más preguntas le cedo la palabra al señor Juan Carlos Echeverry para los comentarios finales.

Juan Carlos Echeverry: Muchas gracias a todos por participar esta llamada.

Como ustedes han visto el primer semestre fue un semestre muy interesante nosotros hicimos la transición completamente ya del período del manejo de la crisis del precio al período de crecimiento de producción y reserva.

Tuvimos tres frentes de desafío, el primer frente desafío fueron dos plantas de Reficar la de alquiler y el primer semestre fue realmente, básicamente los seis meses estuvieron muy retados y la hidrocrackeo que tuvimos algunos problemas, pero ya están ambas en funcionamiento, alquiler ya lleva más de 20 días en funcionamiento, está a carga máxima en este momento y se ha comportado bien y el hidrocrackeo está en proceso de reinicio.

El otro frente desafío fue Bio-Energy, Bio-Energy fue del período estabilización hasta el 15 de julio, el 15 de julio prendimos de nuevo la planta y estamos produciendo a tope, a plena capacidad, está la rampa de ascenso positiva, yo visité la planta el pasado viernes y quedé bastante bien impresionado. Tenemos una nueva dirección de Energy, una persona que vino de Brasil y qué tiene retado al equipo y que creo que nos va a dar, creo yo, muy buenos resultados.

Y el otro frente desafío, es el de Caño Limón-Coveñas hemos tenido este semestre, un semestre muy duro, el ELN nos ha golpeado, pero reaccionamos con recursividad e hicimos la bidireccionalidad del Bicentenario, cosa que pues nadie se esperaba. La mantuvimos realmente muy bajo perfil en los primeros dos meses de funcionamiento y funciona bastante bien, nos evitó parar el campo, es necesario aclarar que es más caro mandar las moléculas por Bicentenario que mandarlas por Caño Limón - Coveñas, pero pues la molécula más cara es a que no se saca, entonces esta fue una alternativa interesante, nos demostró que el grupo Ecopetrol es bastante recursivo y que las crisis las sabemos manejar.

Pasando estos tres desafíos a la parte más prospectiva y más positiva un semestre muy interesante y un segundo trimestre también porque primero entramos al CPO9 en Guamal a hacer las locaciones debemos estar perforando en Lorito y Trogón qué son dos pozos exploratorios offshore en un campo supremamente promisorio. Esto tuvo un tema de comunidades bastante álgido, pero lo superamos y ya estamos consiguiendo las facilidades.

Tuvimos en exploración un muy buen semestre, Boranda, Warrior, Gorgón, Purple Angel, cuatro Pozos exploratorios. Tuvimos secos Siluro, pero 4 de 5, pues realmente no le podemos pedir más a la suerte que tuvimos este año y al buen análisis y al buen desempeño de nuestro grupo de perforación y exploración en estos pozos, pues obviamente pues agradeciéndole también a nuestros socios.

arkadin®	Transcripción	ECOPETROL
		Fecha evento: 09-08-2017

El margen Brent de nuestros crudos versus Brent se ha comportado de una manera espectacular pasar de 12, hace dos años a 6,6 dólares por barril de diferencia versus Brent es un impacto en el Bottom Line que es visible. Si esto se mantuviera en estas circunstancias cada dólar que dure todo el año de diferencia son 240 millones de dólares que maneja el Bottom Line. Entonces esto es bastante impresionante. Por supuesto sabemos que ahí está Venezuela, ahí está México están las mesas de la OPEP que no todos esos dólares son sostenibles, pero de esos 6 dólares, uno o dos dependen de la labor comercial donde tenemos un nuevo liderazgo, Pedro Manrique, está aquí con nosotros y ha hecho un gran esfuerzo y creo que eso lo vamos a materializar hacia el futuro.

Creamos el centro de maduración de proyectos qué es una iniciativa a la que tenemos gran expectativa, tenemos el grupo A de Ecopetrol dedicado a madurar proyectos esto nos debe dar crecimiento y en suma hemos mantenido las metas operativas de producción en 715,000 barriles y en 760,000 barriles para final de la década, para el 2020.

Las metas de crecimiento el 2020, 2030 serán objeto de un desarrollo que anunciaremos probablemente en el primer trimestre del próximo año teniendo en cuenta nuestras evoluciones en crecimiento inorgánico y los buenos resultados, la adquisición de dos bloques en México y los buenos resultados que estamos teniendo en el golfo de México y posibles adquisiciones en el golfo de México que nos permitan pasar de 12,000, 14,000 barriles actuales ojalá a 18 o 20 barriles al final de la década y todo este programa de internacionalización entonces en suma creo que nos podemos sentir satisfechos sobre el tránsito que hicimos de manejo de crisis que fueron los años 15 y 16 a crecimiento de producción y reservas qué es del 2017 al 2020 donde ustedes ya tienen guideline de todas las variables críticas.

Muchas gracias por la atención que le dan a Ecopetrol, por el seguimiento, nosotros seguimos también de cerca el seguimiento que ustedes hacen y les agradecemos por los puntos que nos hacen de análisis siempre son educativos y les agradecemos a todos haber participado en esta llamada, un buen día.

Operadora: Gracias damas y caballeros, con esto concluye nuestra conferencia. Gracias por participar puede desconectarse.