



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

Operadora: Damas y caballeros, bienvenidos a la presentación de resultados de Ecopetrol del segundo trimestre de 2016. En estos momentos todos los participantes se encuentran en el modo de escuchar solamente. Luego tendremos una sesión de preguntas y respuestas, y las instrucciones serán dadas en ese momento. Si alguna persona necesita asistencia de una operadora, marque el signo de estrella y el número cero.

Ahora demos la bienvenida a Lina Contreras, directora de Finanzas Corporativas y Relaciones con el Inversionista.

Adelante.

Lina María Contreras – Directora de Finanzas Corporativas y Relacionamiento con el Inversionista (e)

Buenos días, damos la bienvenida a todos los participantes a la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2016.

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 incertidumbre que pudiesen materializarse. En consecuencia Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean diferentes a 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; Maria Fernanda Suárez, Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas; Max Torres, Vicepresidente de Exploración; Héctor Manosalva, Vicepresidente de Desarrollo y Producción; Juan Pablo Ospina, Vicepresidente Comercial y de Mercadeo; Thomas Rueda, Presidente de CENIT; Tomas 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 segundo trimestre de 2016, 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 segundo semestre de 2016 y una sesión de preguntas y respuestas.

Cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry, Presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol

Gracias Lina. Le doy la bienvenida a todos los participantes en la conferencia de hoy.

En abril cumplimos el primer año al frente de Ecopetrol. Ha sido un año con una drástica caída del precio del crudo, un hecho retador para la industria petrolera y de gas del mundo.

Durante ese periodo, tuvimos en Colombia un fuerte fenómeno del Niño que impactó la demanda de gas; Venezuela cerró su frontera con Colombia, afectando la entrada de productos refinados; y, finalmente, sufrimos ataques sobre nuestra infraestructura de transporte. Ecopetrol demostró, una vez más, su capacidad para responder ágilmente a estos desafíos. Estamos preparados para navegar el entorno actual de precios, pero creemos que al final de este año, y durante 2017, los precios deberán mostrar una leve tendencia al alza, para estabilizarse. Esperamos entre US\$50 y US\$55 dólares por barril durante el próximo año.

Vamos por favor a la siguiente lámina para revisar el proceso de transformación que la compañía ha tenido recientemente.

En el último año renovamos casi la totalidad del equipo directivo con personas de amplia experiencia y sólida trayectoria en importantes compañías internacionales de petróleo y gas. Hay nuevos Vicepresidentes Ejecutivo, de Estrategia y Finanzas, de Transformación, de Refinación, de Sostenibilidad Social y Ambiental, nuevo Vicepresidente Jurídico, nueva Vicepresidenta de Cumplimiento. Se cambiaron casi todos Vicepresidentes Regionales y hay cambios en curso en las áreas de Transporte y Abastecimiento; y se creó la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos.

Lanzamos un plan de transformación para garantizar la sostenibilidad de Ecopetrol, con acciones en ocho frentes y más de quinientas tareas. Los logros de estas iniciativas ya han empezado a materializarse en ahorros, productividad y en los resultados contables de Ecopetrol.

Fortalecimos la disciplina del capital y creamos una nueva estructura de liderazgo bajo la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos, que tiene como objetivo asegurar proyectos rentables, con ejecución en tiempo y costo.



Transformamos el proceso de abastecimiento de bienes y servicios, con una reducción de tres mil cuatrocientas personas; se implementó un proceso transparente, simplificado y con todos los roles y responsabilidades ejecutados dentro de la compañía.

La prioridad de la compañía ha sido la protección de su caja y mantener la calificación crediticia. Hemos ajustado nuestro plan de inversiones, consistente con la disponibilidad de recursos. En este escenario, no pagar dividendos fue una decisión necesaria para preservar la sostenibilidad financiera y la credibilidad del grupo Ecopetrol.

Hemos hecho una activa gestión de portafolio para generar caja, con la venta de la mayor parte de nuestra participación en Interconexión Eléctrica y en la Empresa de Energía de Bogotá; y con el inicio de la venta de veinte campos menores de crudo, los cuales no son prioritarios dentro de nuestra estrategia de largo plazo. En el segundo trimestre obtuvimos COL\$725 mil millones por las desinversiones en esas compañías.

La gestión de entorno se ha dificultado y una nueva estrategia busca alinear Ecopetrol con el momento de la industria y del país. Buscamos fortalecer las entidades locales para crear y mantener condiciones de prosperidad compartida.

Estamos seguros de que el final del conflicto con las FARC abrirá oportunidades para nuestra industria y promoverá la prosperidad y la seguridad en las regiones.

Vamos a la siguiente lámina por favor.

Los cambios estructurales que hemos venido impulsando y las mejores condiciones de precio nos permitieron reportar sólidos resultados operativos y financieros en el segundo trimestre de 2016.

La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COL\$787 mil millones de pesos; más del doble de la del primer trimestre, gracias a la recuperación de los precios del crudo y a una eficaz gestión de reducción de costos. Así logramos una utilidad neta del primer semestre de 2016 de COL\$1.15 billones de pesos. En el segundo trimestre de 2016 la compañía reportó ahorro por COL\$393 mil millones de pesos para un acumulado del primer semestre de COL\$814 mil millones de pesos. Para el año 2016 tenemos una meta de ahorro total de COL\$1.6 billones de pesos.

En producción alcanzamos un hito histórico con el recibo de los campos Rubiales y Cusiana. Actualmente operamos directamente 530 mil barriles por día de petróleo equivalente, nivel que tienen menos de 40 compañías a nivel mundial. El campo Rubiales nos dio 53 mil barriles por día de producción adicional, que



permiten contrarrestar el impacto de las menores inversiones y la suspensión temporal de algunos campos.

En refinación, arrancamos con éxito la última de las 34 plantas de la refinería de Cartagena. Vamos a trabajar con BP, para optimizar la dieta y los márgenes de esta refinería de clase mundial.

Ahora paso la palabra a Carlos Vargas, quien les hablará de los principales logros del plan de transformación.

Carlos Alberto Vargas – Vicepresidente de Transformación

Muchas gracias Juan Carlos.

En el 2015, Ecopetrol se fijó la meta de optimizar sus costos estructuralmente en COL\$4.5 billones de pesos, sobre el 2014, al cierre del año 2020. Para ello, estructuró un programa de transformación empresarial en el cual se identificó: primero, las principales palancas de optimización por segmentos de negocio y de empresa; segundo, para cada uno se establecieron iniciativas e hitos de ejecución; tercero, se designaron líderes para las palancas del mejor nivel técnico y; cuarto, se creó una Vicepresidencia para asegurar el cumplimiento y el seguimiento al más alto nivel.

De esta forma, Ecopetrol S.A. logró, en el 2015, superar su meta de ahorros, logrando optimizaciones estructurales en Opex, Capex e ingresos por COL\$2.2 billones de pesos, frente al 2014.

Para el periodo 2015 a junio de 2016, el ahorro acumulado alcanzado es de COL\$2.8 billones de pesos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

En cada segmento se identificaron los indicadores operacionales de mayor impacto para su gestión, y que con mejoras a los procesos, se convierten en eficiencias estructurales. Por ejemplo, en los costos operativos del Upstream, se ha logrado ahorros estructurales entre el 12% y el 23%; en las inversiones, el costo por pie perforado se ha optimizado en un 29%. Otro caso a resaltar es la transformación que se ha logrado en el modelo de abastecimiento, lo cual ha permitido una reducción del 80% en los costos de la gestión contractual, con un modelo interno que nos permite ser más ágil y eficiente.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Un elemento clave en la optimización de costos operativos, en el segmento del Upstream, es la dilución de crudos pesados y extra pesados. La dilución

representa el 23% del total de costos del segmento del Upstream. El foco de optimización es el factor de dilución, en donde hemos pasado de mezclar crudos con un 20% de diluyente, a solo un 16.8%. A la fecha, hemos logrado una reducción de 13,900 barriles por día en la compra de diluyente. Para lograr estos resultados, la estrategia de dilución se soporta en una serie de iniciativas articuladas, que buscan optimizar la cantidad de diluyentes y el costo de esta operación.

En primer lugar, tenemos la estrategia para aumentar la viscosidad en la evacuación de crudos pesados a través de los oleoductos. Esta se ha incrementado de 200 a 300 centistokes entre el periodo 2014 – 2015 y, a partir de febrero de 2016, a 405 centistokes. Esto ha permitido un ahorro estructural disminuyendo la compra de diluyentes en 12,100 barriles por día, a junio del 2016.

De igual forma, hemos incorporado la utilización de crudos livianos como diluyente, con esta iniciativa se ha logrado una optimización adicional de 1,800 barriles por día de diluyente. En segundo lugar, hemos optimizado el costo de la logística de diluyente, disminuyendo el transporte por carro tanques, con la ampliación en la capacidad del poliducto Pozos Colorados – Galan; así como el menor transporte requerido por el diluyente optimizado, permitiendo una reducción de más de 200 carro tanques diarios.

De esta manera, el ahorro acumulado en la estrategia de dilución alcanza COL\$726 millardos al primer semestre de 2016 versus el costo de dilución en el 2014.

Con esto paso la palabra a Rafael Guzmán, quien comentará sobre los resultados de producción.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico

Gracias Carlos.

Para el segundo trimestre del año, la producción del grupo empresarial fue de 695 mil barriles de petróleo equivalente al día, lo que representa una disminución de 9.5% con relación al mismo periodo del año anterior y que se encuentra en línea con las proyecciones de la compañía para el año 2016.

Estos resultados obedecen al efecto combinado de la racionalización de la actividad y las inversiones que hemos venido adoptando en nuestros activos, desde el inicio de la caída de los precios, la declinación natural de nuestros campos y, en menor medida, a la suspensión temporal de algunos campos en el primer trimestre.



Nos es grato compartir con ustedes que, a partir del mes de julio, y gracias al recibo de la operación en los campos Rubiales y Cusiana, nuestra compañía entró en el selecto grupo de empresas que operan directamente más de 500 mil barriles de petróleo equivalente al día.

Este nivel de operación representa un gran reto para nuestra empresa, reto para el que nos hemos venido preparando desde hace más de 2 años. En el activo Rubiales, por ejemplo, nos encontramos trabajando para reactivar la perforación. Los aumentos de nuestra participación en dichos activos se verán reflejados en los reportes de producción del tercer trimestre.

Dentro de los hechos destacados del trimestre, se encuentra también el sostenimiento de los niveles de producción en el campo Castilla; gracias a la actividad de perforación desarrollada en el primer trimestre y en la reactivación de la perforación que venimos realizando desde el mes de mayo.

En línea con las actividades proyectadas por los activos Castilla y Rubiales, estamos trabajando también en la perforación de pozos adicionales en otros activos de nuestro portafolio y concentrando los esfuerzos en ejecuciones de workovers.

Durante el periodo, no se llevó a cabo la suspensión en la operación en ningún campo adicional a lo sucedido con Acacias y Caño Sur en el primer trimestre. Esto se logró gracias al comportamiento de los precios y a los esfuerzos en eficiencia realizados por la operación. Con el objetivo de garantizar una producción rentable, continuados los análisis de rentabilidad pozo a pozo.

Precisamente, con relación a las eficiencias de nuestro segmento, durante el trimestre nos mantuvimos por debajo de los costos de levantamiento del año 2015; principalmente, gracias a la continuación de la ejecución del programa de eficiencia y a los efectos de la tasa de cambio. Como ejemplo, podemos citar la reducción de cerca de un 31% en el costo promedio de intervención en las actividades de subsuelo, en comparación con el mismo periodo del año 2014 y del 26% con relación al año 2015.

Por el lado de las optimizaciones en Capex, continuamos con la reducción sostenida en el costo y duración de las perforaciones. Para el año 2016, hemos alcanzado niveles record en días de perforación en nuestros activos Castilla y Chichimene; donde la optimización ha alcanzado el 44% y 42% respectivamente, con relación a los niveles de 2014.

Para el próximo trimestre, como hechos relevantes estarán: la ejecución de la actividad proyectada en los activos Castilla, Rubiales, La Cira; la consolidación de



nuestro rol de operador en Rubiales y Cusiana; y la materialización de los resultados en la producción proveniente de Gunflint, en el Golfo de México, del cual esperamos una producción mayor a 20 mil barriles de petróleo equivalente al día, de tal activo, del cual Ecopetrol tiene una participación del 31.5%.

Ahora le doy la palabra a Max Torres, quien comentará los resultados de exploración.

Max Torres – Vicepresidente Exploración

Gracias Rafael.

En exploración, a la fecha, se encuentra en perforación el pozo Payero-1, ubicado en el bloque Niscota, donde la filial Hocol tiene el 20% de participación, Total el 50% y Talisman el 30% restante. El operador de este proyecto es Equion.

También se inició la adquisición de 228 kilómetros de sísmica 2D, en el bloque Cardón, y la adquisición de 90 kilómetros de sísmica en el bloque Nogal, operado por la compañía Emerald. Ambos bloques están ubicados en la cuenca Caguán - Putumayo. También hay avances en el procesamiento de la información sísmica adquirida en Brasil, en el bloque POT-M-567, un programa de 832 kilómetros cuadrados.

Las perspectivas para el tercer Q serían: finalizar la perforación del pozo Payero-1, iniciar la perforación del pozo Warrior, en el Golfo de México, operado por Anadarko, quien tiene el 65% de participación, MCX el 15% y Ecopetrol América, el 20% restante.

Ahora le paso la palabra a Tomás Rueda, quien comentará sobre los principales resultados en el segmento de transporte.

Thomas Rueda – Presidente de CENIT

Gracias Max.

Buenos días a todos.

Durante el segundo trimestre de 2016, el volumen total transportado disminuyó en 103 mil barriles al día, equivalentes a un 8.4% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a un 1,127,000 barriles por día.

En oleoductos, el transporte de crudo se redujo en 11.3% frente al segundo trimestre de 2015, debido fundamentalmente a la caída en los volúmenes nominados por los remitentes en los sistemas de transporte. En el transporte por

oleoductos, aproximadamente 69% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, durante el segundo trimestre, el transporte por poliductos tuvo un incremento de 3.1% en comparación con el mismo periodo de 2015, debido principalmente a la mayor utilización de sistema Cartagena – Barranquilla y los sistemas que salen de la refinería de Barrancabermeja. Este incremento está asociado a la importación de combustibles para el suministro en el interior del país y en la zona de frontera con Venezuela. En el transporte por poliductos, aproximadamente 18% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

En cuanto a los proyectos en ejecución, quisiera resaltar la terminación del sistema de almacenamiento de la estación San Fernando, con una capacidad de 600 mil barriles de crudo y 220 mil barriles de diluyente. Las demás actividades en la estación avanzan según lo planeado. Estas actividades forman parte del proyecto San Fernando – Monterrey.

Adicionalmente, durante el segundo trimestre, terminamos las actividades del proyecto Costa Norte – Galán, consistentes en la ampliación del sistema Pozos Colorados – Galán, de 90 mil barriles al día, hasta 130 mil barriles al día, para el transporte de nafta y refinados hacia el interior del país. Los demás proyectos del segmento continúan según lo planeado.

Finalmente, desde la perspectiva financiera, los resultados netos del segmento de transporte presentaron un incremento en comparación con el segundo trimestre de 2015, debido principalmente a las optimizaciones de costos y gastos que se han implementado en el segmento y al impacto positivo de la tasa de cambio en los ingresos por transporte de crudo, lo cual contrarresta el impacto por los menores volúmenes transportados.

Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del Downstream.

Tomás Hernández – Vicepresidente de Refinación y Procesos

Gracias Thomas.

Durante el segundo trimestre de 2016, la refinería de Cartagena continuó avanzando en el proceso de puesta en marcha, el cual finalizó el 11 de julio con la entrada en servicio de la unidad de alquilación. Tras la culminación de este proceso, se inicia la etapa de estabilización y prueba de desempeño de la refinería; donde se comprueban las capacidades de diseño de las unidades, se verifican sus límites operativos y se articula la operación de toda la refinería para asegurar su optimización económica.



Para alcanzar esta operación óptima se han identificado y se vienen implementando varias acciones, entre las cuales se destacan: la homogenización y estabilización de la dieta de crudos, algunas mejoras logísticas para las importaciones de crudo y la evaluación de sinergias entre ambas refinerías, en aspectos operativos, de mantenimiento y comercialización.

Por su parte, en la refinería de Barrancabermeja, el margen bruto de refinación fue de US\$13.5 dólares por barril, US\$3.6 dólares inferior al obtenido durante el mismo periodo del año 2015; debido, principalmente, a menores diferenciales de precio de los productos frente al crudo. Frente al primer trimestre de este año, el resultado fue levemente inferior, debido al menor diferencial de precios del fuel oil frente al crudo.

La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja, durante el segundo trimestre de 2016, se redujo en cerca de 9,700 barriles por día, frente a la procesada en el segundo trimestre de 2015; debido, principalmente, a una menor disponibilidad de crudos livianos.

El costo operativo de caja de refinación y petroquímica disminuyó un 5% frente al segundo trimestre del año 2015, gracias a la implementación de estrategias de optimización en mantenimiento, costos operacionales y servicios contratados, y a una mayor tasa de cambio al re expresar los costos de pesos a dólares.

Ahora le cedo la palabra a María Fernanda Suárez, quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

Maria Fernanda Suarez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gracias Tomás.

Buenos días a todos los participantes en esta llamada de conferencia.

En un trimestre en el que predominaron las pérdidas en el sector de petróleo y gas, Ecopetrol se ubica dentro del selecto grupo de compañías que reporta utilidad operacional y ganancia neta. Los ingresos operacionales aumentaron 12% frente al primer trimestre del año. El precio de realización de la canasta de crudo mejoró un 50% entre el primer y el segundo trimestre, lo que permitió compensar ampliamente la disminución de 4% en los volúmenes vendidos y el impacto negativo de una menor tasa de cambio durante el segundo trimestre.

Nuestro diferencial frente al BRENT mejoró en US\$1.2 dólares por barril entre el primer y el segundo trimestre de 2016, gracias a un mejor posicionamiento de nuestros crudos en el mercado de Estados Unidos. Adicional a unos mejores



ingresos, logramos una disminución en costos y gastos operacionales de 4%, lo que resulta en una utilidad operacional de COL\$2.5 billones de pesos para el segundo trimestre, que da como resultado una utilidad operacional para el primer semestre de 2016 de más de COL\$4 billones de pesos.

El incremento que se evidencia en el costo de ventas refleja, principalmente, el mayor precio de compra de crudo y productos, incluyendo la carga de crudo necesaria para el arranque de la refinería de Cartagena. Por su parte, los gastos operacionales se redujeron en COL\$689 mil millones de pesos.

La utilidad neta aumentó, del segundo trimestre al primer trimestre en 117%, alcanzando un acumulado para el semestre de más de COL\$1.1 billones de pesos.

En el segundo trimestre de 2016, reportamos un EBITDA de COL\$4.5 billones de pesos, lo que significa un incremento de 9% respecto al primer trimestre, e inferior en 18% en comparación al segundo trimestre del año pasado. Los ahorros y eficiencias operacionales mitigaron parcialmente el impacto sobre el EBITDA de la caída de 27% en el precio del crudo. Gracias a ello, el margen EBITDA en 2016 permanece estable frente a 2015, en niveles cercanos a 39%.

Pasemos ahora a ver nuestros avances en el plan de desinversiones.

En el segundo trimestre tuvimos avances importantes en nuestro plan de desinversiones, con los resultados exitosos de las subastas realizadas en las acciones de ISA y Empresa de Energía de Bogotá; el avance en el proceso de autorizaciones para la venta de Propilco y la apertura de la ronda de campos menores 2016. El 7 de abril vendimos acciones de ISA por un valor total de COL\$377 mil millones de pesos. Nos quedan 13.6 millones de acciones por vender.

Posteriormente, el primero de junio, enajenamos acciones de la Empresa de Energía de Bogotá, por un valor total de COL\$348 mil millones de pesos, de las cuales nos quedan cerca de 87 millones de acciones por enajenar. Según los términos de los avisos de oferta, podemos adelantar hasta dos subastas adicionales para vender el remanente de nuestra participación en dichas empresas.

Adicionalmente iniciamos un proceso para desinvertir nuestro interés en 20 campos menores en la ronda de campos 2016. Nuestro propósito es liberar nuestros equipos técnicos y recursos de caja, para concentrarlos en el desarrollo de proyectos en los campos claves de Ecopetrol. Esta iniciativa ha contado con el interés de importantes inversionistas.



Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva para ver la evolución del flujo de caja del grupo empresarial.

La generación de caja del segundo trimestre se mantuvo sólida, gracias al aumento de los ingresos y al programa de reducción de costos y optimizaciones en todos los frentes de la operación. El Grupo Empresarial Ecopetrol generó COL\$4.1 billones de pesos de caja antes de impuestos.

Como es usual en el segundo trimestre de cada año, la mayor porción de la generación de caja operativa se empleó para el pago de impuestos. En este rubro incluimos auto retenciones de renta, impuesto a las ganancias, e impuesto a la riqueza de las compañías del grupo. Durante el segundo trimestre de 2016, se pagaron inversiones de capital por cerca de COL\$1 billón de pesos. Las desinversiones contribuyeron, por su parte, con COL\$725 mil millones de pesos. El flujo neto de otras actividades de inversión, principalmente la inversión de portafolio en títulos valores, representó una salida de efectivo por COL\$1 billón de pesos.

El flujo proveniente de las actividades de financiación generó un efecto positivo de más de COL\$900 mil millones de pesos en la caja, que incluye los recursos del crédito con el Exim Development de Canadá, por US\$300 millones de dólares, la reapertura de los bonos internacionales con vencimiento en 2023, por US\$500 millones de dólares y el pago de intereses. Así hemos cubierto aproximadamente el 85% de las necesidades de endeudamiento estimadas para el 2016, las cuales anunciamos a comienzo del año en un rango entre US\$1.5 y US\$1.9 billones de dólares, a nivel consolidado.

Cerramos el segundo trimestre con un saldo en caja de casi COL\$8 billones de pesos, 4% más que en el primer trimestre de 2016. Adicionalmente, es relevante mencionarles que en julio, Ecopetrol obtuvo de la DIAN una devolución del impuesto de renta y CREE del año gravable 2015 por COL\$2.7 billones de pesos, de los cuales se compensaron: COL\$350 mil millones de pesos con pagos de retenciones en la fuente, y el restante se recibió en TIDIS.

Paso ahora la palabra al presidente para cerrar nuestra presentación con las perspectivas para el segundo semestre del año 2016.

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol

Gracias Maria Fernanda.

Seguiremos comprometidos con el logro de la excelencia operacional y financiera, y mayores niveles de eficiencia y menores costos; y con la construcción de un portafolio de exploración y producción robusto.



A más tardar en octubre daremos a conocer la revisión de nuestro plan al 2020, actualizando el plan dado a conocer en 2015, con las condiciones de entorno de precios y los mayores niveles de eficiencia de Ecopetrol.

Veremos una mayor actividad exploratoria, con el inicio de la perforación de Purple Angel en el offshore colombiano y Warrior en el Golfo de México de los Estados Unidos, así como de los pozos de Lorito y Pegaso, en los Llanos Orientales, y Bullerengue en el Valle Inferior del Río Magdalena.

Esperamos obtener los resultados del pozo delimitador Leon 2 y de Payero.

La semana pasada anunciamos el incremento de nuestra producción en el Golfo de México, de 3,700 a más de 10 mil barriles por día.

Y finalmente continuaremos trabajando incansablemente para cumplir, como hasta ahora, con las metas que nos hemos propuesto.

Con esto abro la sesión de preguntas y respuestas, muchas gracias.

Sesión de Preguntas y Respuestas

Operadora: Tenemos una pregunta en línea de Juan Dauder con Bancolombia, su línea ya está abierta.

Juan Dauder – Bancolombia: Buenos días. Solamente quería preguntarles, digamos luego de recibir los campos Cusiana y Ecopetrol, ¿cuál sería la producción esperada de barriles equivalentes para el periodo y para el promedio del año? Y ¿qué más nos podrían contar sobre el proceso de desinversión de Propilco?; y más o menos ¿qué *Schedule* podríamos tener para lo que resta del año? Muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol: Hola Juan Camilo. Con respecto a la producción, habiendo recibido Cusiana y Rubiales, la meta nuestra es cumplir con los 715 mil barriles promedio año durante 2016. Eso en lo que tiene que ver con producción.

Y en lo que tiene que ver con Propilco, pues estamos en el proceso, hemos adelantado la labor con Hacienda, con el Ministerio de Hacienda, para y pues obtuvimos el permiso del Consejo de Ministros y estamos en el proceso del decreto por parte del Ministerio de Hacienda. Estamos avanzando a la velocidad a la cual estas, estos trámites se llevan a cabo. Esperamos en el tercer trimestre publicar el decreto y, pues en la medida en que podamos hacer, cumplir, de ser posible, la primera etapa en el cuarto trimestre de 2016 y cerrar la venta durante 2017.

Juan Dauder – Bancolombia: Muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta en la línea de Andrés Cardona con BTG Pactual. Su línea está abierta.

Andrés Cardona – BTG Pactual: Buenos días. Muchas gracias. Es Andrés Cardona. Yo tengo una pregunta respecto al campo Rubiales, ahora que volvió a ustedes y son el operador, 100% de los intereses en el campo. ¿Planean acelerar la inversión en el campo? O, dadas las condiciones, ¿van a permitir que se estabilicen esos niveles o decline un poco más? Y la segunda pregunta viene del lado de confirmar ¿la devolución de los impuestos fue en el mes de julio o en el mes de junio?

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol: Gracias Andrés. Con respecto al campo Rubiales, y en general con respecto a la producción, hay un mensaje muy importante que es el siguiente: Hay un triángulo en el que nos hemos movido, no solo Ecopetrol, sino, probablemente, todas las compañías que estamos en este sector. En un vértice está proteger la caja, en otro vértice está la disciplina de capital y en otro vértice está promover y mantener, y pues ojalá aumentar producción y reservas. Entonces es entendible que nosotros, en un año tan volátil, con un precio tan fluctuante como el que hemos tenido, incluso en las últimas semanas; pero pues a lo largo de los últimos 12 meses, le hemos dado prioridad a proteger la caja y a la disciplina de capital. Digamos, ese lado del triángulo ha sido el lado fundamental para nosotros hasta el presente.

En este momento, los números lo muestran, hemos sido muy exitosos en proteger la caja y en promover la disciplina de capital. Tenemos caja, de manera que podemos, el siguiente vértice, que es promover producción y reservas, enfatizarlo en lo que queda del año. Vuelvo entonces a su pregunta particular, que es Rubiales, Rubiales, usted entenderá que nuestro socio, más o menos desde octubre del año pasado hasta el momento de la transición, básicamente disminuyó la inversión de manera drástica, Nuestra meta en este momento es, por supuesto, reiniciar la perforación. Vamos a perforar 35 campos, en 35 pozos, excúseme, en el campo Rubiales de aquí a final de año. Así mismo, vamos a perforar en otros campos, tanto en La Cira como en Castilla, como en Chichimene; vamos a llegar a un total de 105 campos para Ecopetrol este año.

Obviamente, si hubiéramos tenido toda la caja disponible, habríamos perforado 280 campos aproximadamente, 280 pozos, excúseme que sigo incurriendo en este lapsus. Pero para responder, entonces, a su pregunta, Rubiales tendrá reinicio de campaña de 35 pozos, en lo que queda del año, y buscaremos estabilizar la producción hacia adelante.

Con respecto a la segunda pregunta, María Fernanda le responderá.

María Fernanda Suarez: Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas: Andrés buenos días. Gracias por la pregunta. Con respecto a impuestos, vale la pena hacer dos anotaciones. La primera es que durante los meses de mayo y junio llevamos a cabo todo el tema de trámite de devolución de impuestos con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. Eso lleva a que, en el trimestre que estamos presentando, registramos COL\$200 mil millones y, como ustedes pueden ver, la tasa efectiva del impuesto de renta fue más alta. La razón de eso es que en el proceso de devolución de impuestos, la DIAN nos rechazó COL\$200 mil millones del proceso de devolución que habíamos solicitado y, por ende, tuvimos que registrarlo como un mayor impuesto a cargo durante el año 2016. Pero la buena noticia, como hicimos la presentación en el resultado, es que nos dio devoluciones por COL\$2.7 billones de pesos. Esas devoluciones, como mencionamos, cruzamos COL\$350 mil millones de pesos contra retenciones en la fuente y el resto de TIDIS nos los expidieron en el mes de julio. Así que esos TIDIS son una caja disponible que utilizaremos entre el 2016 y el 2017.

Andrés Cardona – BTG Pactual: Muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta en la línea de Andrés Duarte con Corficolombiana. Su línea está abierta.

Andrés Duarte – Corficolombiana: Gracias. Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo dos preguntas. La primera tiene que ver con Reficar. Quisiera saber ¿qué porcentaje de los costos de venta son fijos? O ¿desde qué nivel de ventas podríamos esperar márgenes operacionales positivos? Si tienen algún pronóstico de EBITDA para este año, sobreentendiendo que eso está sujeto a un nivel de precios, pues un rango de precios esperado. La otra pregunta tiene que ver con campo Rubiales también, hay un aporte de aproximadamente 53 mil barriles diarios que comienza este trimestre o comenzó este trimestre, yo quería saber cómo estaba el tema del corte de agua en ese campo; si finalmente el proyecto Agrocascada estaba funcionando o no. Y de paso saber si el proyecto de Petroeléctrica de los llanos estaba conectando a ese campo con Chivor o no, para tener una idea de cómo va a ser el tema de los costos y como están haciendo el manejo del exceso de agua del campo.

Y, si es posible, un seguimiento a algo que les había preguntado la vez pasada; y era saber si teníamos o tenían fechas de actualización de las tarifas de transporte por oleoducto. Muchísimas gracias.

Tomás Hernández – Vicepresidente de Refinación: Bueno, Andrés buenos días. Tomás Hernández, Refinación. Con respecto a Reficar, quería explicar un

poco de donde estamos ahorita en Reficar. Estamos en un proceso de estabilización, ya hemos alcanzado un hito bien importante con los arranques de 34 plantas, de 34. El proceso de estabilización es un proceso de aprendizaje de crudos, o sea estamos subiendo cargas en las unidades, aprendiendo el enlace entre unidades, diferentes unidades; hemos arrancado las tres unidades de conversión más importantes en el segundo trimestre y ahorita estamos estabilizando. Lo que quiere decir esto es que, hasta ahorita, no es representativo, la dieta de crudo que tenemos ahorita no es representativa de lo que va a ser en el año y después de estabilización y optimización.

Con respecto a la pregunta, el 10% del costo de ventas, el costo fijo de ventas, es el 10% representado. Pero eso no es representativo de lo que va a ser después de la estabilización, que hemos hablado, en el segundo semestre.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico: Sí, respecto a la siguiente pregunta sobre el campo Rubiales, lo primero que me gustaría resaltar es que nosotros llevamos operando este campo, ya por más de un mes y medio y hemos logrado, pues, mantener la producción y la operación, tal como la llevaba el anterior operador. Esto en cuanto a la producción de crudo, también el tratamiento y manejo del agua, electricidad y todo. Ya específicamente la pregunta, el corte de agua de este campo es bastante alta, cerca al 95% y obviamente el manejo de esta agua es la clave del campo. Ahí tenemos varias oportunidades: reducciones de corte de agua en los pozos, perforación de nuevos pozos que traen un corte de agua menor y, también, varias opciones de como disponer de esta agua, tanto para lograr la producción, como poder bajar sus costos.

Thomas Rueda - Presidente de CENIT: Andrés, respecto al seguimiento de fechas de actualización de tarifas le puedo comentar que el 30 de junio ya se llegó, digamos, a la fecha final que teníamos del Ministerio de Minas para la discusión entre transportadores y productores. Se llegó a un acuerdo en 8 sistemas, de los 25 que tenemos en el país. Esos son los 8 sistemas más representativos, desde el punto de vista de volúmenes, entonces es una buena noticia. Esos acuerdos, a los que se llegaron, no tienen ningún impacto para el Grupo Empresarial Ecopetrol; y respecto a las demás tarifas, estamos esperando y, digamos, ya estamos en manos del Ministerio de Minas para que ellos saquen una resolución; creemos que entre los próximos 45 a 60 días, expidiendo las nuevas tarifas restantes.

Andrés Duarte – Corficolombiana: Ok, pero lo que ya tienen implica, más o menos, qué variaciones en el costo de transporte?

Thomas Rueda - Presidente de CENIT: Lo que ya tenemos tiene unas variaciones menores en el costo de transporte, debido a que los sistemas más importantes sufrieron cambios muy bajos, digamos en los sistemas donde más transportamos volúmenes, tienen un impacto muy bajo, unos cambios muy bajos. Digamos, el sistema de Ocesa, que se acordó desde el año pasado no tuvo cambios, ODL Bicentenario tuvo cambios menores. En ese orden de ideas, el impacto que vemos en este momento es menor.

Andrés Duarte – Corficolombiana: Ok. Muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta de la línea de Luisa Arce con Davivienda. Su línea está abierta.

Luisa Arce – Davivienda: Buenos días. Pues muchas gracias por la llamada y quería preguntar: uno, ¿cómo esperan que sea el Capex para producción en lo que resta del año?, puesto que en el segundo trimestre fue de solo US\$100 millones de dólares, y ¿en qué estará enfocado? Por otro lado, quisiera preguntar ¿cómo esperan la producción para Castilla y Chichimene?, puesto que vimos caídas en el segundo trimestre. Y por otro lado quería preguntar, ¿la estabilización de la producción de Rubiales es en qué niveles? Muchas gracias.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas: Luisa buenos días, muchas gracias por la pregunta. Sobre el tema del Capex, importante mencionar que lo que nosotros vemos es que para el 2016 vamos a ejecutar el plan de Capex que presentamos, el cual estará entre US\$3,000 y US\$3,400 millones de dólares. Y, consecuente con eso, se ejecutará todo el Capex que estamos teniendo previsto para producción. Como lo mencionó anteriormente Rafael, vamos a tener una mayor actividad de perforación en el segundo semestre y eso hará que la ejecución del Capex durante el segundo semestre para el segmento de producción sea más intensa.

Felipe Bayón – Vicepresidente Ejecutivo: Bueno, en cuanto a la expectativa de producción de Castilla y Chichimene, vale la pena recordar que reiniciamos la campaña de perforación en Castilla, tenemos cinco taladros desde el mes de mayo; y en particular, los campos de Castilla y Chichimene son campos que tienen una declinación muy baja. En el caso de Castilla, de hecho, no hemos visto declinación en producción y este, pues, es un hito muy importante. Tenemos la intención de continuar con el programa de perforación en Castilla.

En cuanto a la estabilización de la producción de Rubiales, estamos alrededor de los 130 mil barriles. Mencionábamos hace un momento la reiniciación de la perforación en Rubiales en el segundo semestre del año; y nosotros estamos



viendo la posibilidad de incrementar la producción paulatinamente y subir por encima de los 130 mil barriles en el campo.

Luisa Arce – Davivienda: Ok, muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta en la línea de Viviana González con Positiva. Su línea está abierta.

Viviana González – Positiva: Buenos días. Gracias por la llamada. Mi pregunta tiene que ver con Reficar; puntualmente con la información publicada hoy en el diario la república, referente a la sentencia de la Corte Suprema, en la que cerró el transporte de coque allá en Reficar. Quería saber cómo el impacto de esa sentencia, y sus implicaciones para Reficar. Muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol: Gracias Viviana. La sentencia que emitió la sala penal de la Corte Suprema de Justicia hace referencia a actuaciones que deben llevar a cabo el ANLA y el Ministerio del Interior. Hemos estado en comunicación con ellos la semana pasada y esta semana. Ellos deben, cada uno, hacer una visita a Reficar y a la zona por la cual transitan nuestros camiones. Esa visita ya se surtió por parte del ANLA. El ANLA debe estar produciendo su reporte durante esta semana y, con base en eso, el Ministerio del Interior debe hacer su propia visita y definir qué afectación hay, medioambiental; y si eso implica, o no, la necesidad de una consulta previa. De manera que nosotros estamos a la espera de que se surtan esas dos instancias, hemos pedido una aclaración a la Corte Suprema porque no había una actuación específica por parte de Reficar, ni de Ecopetrol; de manera que estamos esperando la respuesta a esa aclaración.

Eso es lo que le puedo decir hasta el presente.

Viviana González – Positiva: Ok. Muchísimas gracias por la respuesta.

Operadora: Nuestra siguiente pregunta es de Federico Rico con Bancolombia. Su línea está abierta.

Federico Rico – Bancolombia: Buenos días. Gracias por la pregunta. Yo tengo dos preguntas: la primera es ¿las ventas de las participaciones en ISA y en EEB les generó alguna ganancia por venta de activos que registraron en el trimestre? Y ¿de qué monto fue? Y la segunda, quedé con una duda sobre una pregunta que hicieron de campo Rubiales y es, particularmente, los proyectos de la línea eléctrica PEL y Agrocascada, ¿Ustedes las están utilizando? O ¿esperan negociar esto con Pacific? Como para de pronto ustedes quedar también como operadores de estos proyectos. Gracias.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas: Federico buenos días, gracias por tu pregunta. Sobre las ventas de ISA y EEB lo que es importante es mencionar que tenemos todavía dos subastas en cada una de las inversiones, en donde podremos vender todas las acciones que nos quedan en las dos inversiones.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico: Bueno Federico, sí. Respecto a la pregunta de Rubiales, obviamente nuestra prioridad es garantizar la continuidad de la operación del campo, tal como ha venido sucediendo desde que estamos operando en él. Hemos tenido conversaciones también con PEL y con Agrocascada pues, para lograr esta continuidad. Actualmente seguimos utilizando la línea, hemos tenido negociaciones y continuaremos utilizando esta vía de energía. Para Agrocascada, también tenemos continuas comunicaciones con ellos y esperamos poder entrar a utilizar Agrocascada hacia el final de este año.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas: Federico y sobre el tema de las ganancias en ISA y en EEB, en neto, entre las dos, registramos una pérdida de COL\$13 mil millones, dado que teníamos parte de estas inversiones por un mayor valor en los libros.

Federico Rico – Bancolombia: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta de la línea de Jairo Lastra con Lastra Capital. Su línea está abierta.

Jairo Lastra – Lastra Capital: Buenos días y muchas gracias por la participación. Quería hacer una pregunta en torno al campo Rubiales. Hace un año atrás, un año y medio atrás, el Ministerio de Hacienda presentaba el presupuesto de largo plazo y mencionaba que el declive de campo Rubiales podría llegar a 2018, 2019, con una producción de cerca de 45 mil barriles. ¿Ustedes ya tienen estimaciones de cuánto puede llegar a ser la producción en el largo plazo de ese campo? Muchas gracias.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico: Jairo sí, buenas. Muchas gracias por la pregunta. Tal como lo mencionó Felipe anteriormente, nosotros reiniciamos inversiones en el campo en este semestre del año. Para darle más detalle, nosotros tenemos ya todos los contratos de perforación, todos los contratos de servicios y estamos, actualmente, trabajando en obras civiles de líneas y de locaciones de pozos, para perforar, al menos, los 35 pozos que tenemos planeado para este año, y continuar esta perforación.

Nosotros tenemos visualizados más de mil pozos para la perforación de Rubiales y esto nos permitirá mantener un nivel de producción cercano a 135 mil barriles

por día, a mediano plazo. Unos cinco o seis años. Este es nuestro plan para Rubiales.

Jairo Lastra – Lastra Capital: Ok, muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta de la línea de Miguel Ospina con Compass Group. Su línea está abierta.

Miguel Ospina – Compass Group: Bueno, muchas gracias por la presentación. Tengo dos preguntas: la primera es sobre el descuento que están vendiendo el petróleo de ustedes sobre el BRENT viene mejorando sistemáticamente. Quisiera entender qué han hecho específicamente y qué tanto más puede mejorar en los próximos trimestres; y la otra pregunta es: el *lifting cost* ha estado entre US\$4.5 y US\$5.5 dólares entre primer trimestre y segundo trimestre. No sé si ahora que van a reiniciar el programa de perforación en la segunda mitad del año, eso tenga algún impacto sobre ese *lifting cost*, si tiende a subir, o si tiende a bajar, ¿qué esperan ustedes?; ¿qué más pueden hacer en este *lifting cost* para bajarlo? O si creen que va a subir un poco más. Gracias.

Juan Pablo Ospina – Vicepresidente Comercial y Mercadeo: Miguel, buenos días. Juan Pablo Ospina. Gracias por su pregunta. Respecto al descuento o los diferenciales que manejamos versus BRENT, pues hemos venido haciendo varias acciones y todas ellas enmarcadas dentro del programa de transformación que viene, se viene liderando dentro de la compañía. Pero le voy a mencionar, quizás las dos más importantes. La primera es un enfoque en el consumidor final y no tanto en el canal de *trading*, eso nos ha ayudado a que nuestro crudo sea valorado de una mejor manera. Y la segunda parte que es, también, bien importante es que nos hemos concentrado un poco más en el mercado norteamericano, en lugar del mercado asiático y esto, ayudados un poco con la liberación de exportaciones que determinó el gobierno estadounidense hacia final de diciembre del año pasado. Esto ha hecho que nuestros crudos tengan, pues, una penetración a un mercado que le gusta el crudo pesado nuestro y que además tiene su parque de refinación adaptado para este.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico: Bueno Miguel. Respecto al costo de levantamiento, pues varias cosas para decir. Primero que todo, tal como lo habíamos anunciado en el primer trimestre, el costo de levantamiento tiene algún efecto de temporalidad. Es unas actividades que se hacen más hacia final del año que hacia el inicio del año. Es por eso que ustedes han visto un incremento en el costo de levantamiento del primero al segundo trimestre. Sin embargo, para el año, nuestro *forecast* es que va a ser menor al del año anterior, podría estar en

un rango entre US\$6 a US\$6.50 dólares por barril, el costo de levantamiento para todo el año.

Particularmente ya con la pregunta suya de mayor incremento en la perforación, no. Esto no tiene relación. Es decir, en realidad, si uno aumenta la perforación, que es Capex, podría tener mayor producción y esto ayudaría a mantener un costo unitario un poco más bajo. Pero no es que se aumente, dado la perforación que vamos a tener hacia final de este año.

Miguel Ospina – Compass Group: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: Tenemos una pregunta de la línea de Edgar Romero, con BBVA. Su línea está abierta.

Edgar Romero – BBVA: Muy buenos días, gracias por la presentación. Tengo dos preguntas. La primera está relacionada con el diferencial del BRENT frente a la canasta de refinados. Digamos que este diferencial ha venido cayendo bastante, pues, en el segundo trimestre estuvo en US\$1.6 y venía de niveles por encima de US\$6, incluso cercano a US\$10 dólares. Entonces, saber un poco qué está pasando ahí, qué podemos esperar y cómo va esa cifra en el tercer trimestre, lo que llevamos. Y la segunda pregunta está relacionada con la ronda 2016, digamos que en la presentación, pues, ustedes muestran los diferentes campos y pues aproximadamente, sumando, me da 1,600 millones de barriles de petróleo de *oil in place*. Entonces me gustaría saber si, más allá de esta cifra de *oil in place*, algunos de estos campos tienen, efectivamente, reservas certificadas y a cuánto asciende ese valor de reservas certificadas de estos campos que están en venta en la ronda 2016. Muchas gracias.

Juan Pablo Ospina – Vicepresidente Comercial y Mercadeo: Edgar muchas gracias por su pregunta. Juan Pablo Ospina, Vicepresidente Comercial. Respecto a su pregunta de los diferenciales en la canasta de productos, la disminución que hemos tenido versus el segundo trimestre de 2015, va en línea con la caída de los diferenciales que se tuvieron debido a la caída del BRENT. Y ¿qué esperamos hacia el tercer trimestre? Nosotros esperamos mantenernos en el entorno internacional de precios, estamos hablando de algo así como de US\$9 dólares por barril, que es lo que pronostican algunos de quienes publican esta información. Entonces eso es lo que esperamos nosotros en el segundo, en el tercer y cuarto trimestre. Perdón.

Felipe Bayón – Vicepresidente Ejecutivo: Edgar, Felipe Bayón, muchas gracias por su pregunta sobre la ronda. Tal vez importante volver a resaltar que en el lanzamiento de la ronda tuvimos más de 130 compañías presentes, lo cual, pues, demuestra que hay interés de otras compañías que están operando en el país, o

que quieren venir a operar en el país, para efectivamente arrancar esas operaciones.

Si bien el número del *oil in place* o el aceite original es de 1,600 millones de barriles, estos campos tienen unas reservas, son reservas pequeñas comparadas con el número de reservas de Ecopetrol. Son 20 campo contratos, de los más de 300 campo contratos que tiene la compañía, 17 oportunidades de inversión y en este sentido, nosotros lo que estamos esperando es que, dado el interés que ha habido en la ronda, estos recursos que se reciban en estos campos puedan ser reinvertidos en algunas de las otras operaciones. Definitivamente aquí hay un tema de reenfocar algunas de esas inversiones, permitir que nosotros tengamos recursos adicionales para otras operaciones y permitir que terceras compañías vengan a hacer inversiones nuevas y ayuden al sector en general.

Claudia Trujillo – Oficial de Relacionamento con el Inversionista: Edgar: ¿escuchaste bien la respuesta que te dio nuestro Vicepresidente Comercial?

Edgar Romero – BBVA: Sí, pero pues realmente pues no. Pues pensé que de pronto podíamos tener como algún número en cuanto a lo que son las reservas certificadas de estos campos.

Felipe Bayón – Vicepresidente Ejecutivo: Sí, Edgar. Felipe Bayón, nuevamente. Nosotros, pues, no damos el valor exacto de las reservas. Es un valor muy pequeño, como les decía ahora, inferior al 1% de las reservas totales que tenemos en la compañía; y esa información es información a la cual tienen acceso las compañías que están participando en el proceso.

Edgar Romero – BBVA: Ok, vale. Gracias.

Operadora: Y solo como recordatorio, si usted tiene una pregunta o comentario, por favor presiones la tecla 'estrella' y el número uno. Tenemos una pregunta de la línea de David Gamboa, con TPH. Su línea está abierta.

David Gamboa – TPH: Hola, buenos días. Gracias por la presentación, por tomar las preguntas. Tengo un par, por favor. El primero es con respecto al diferencial, de nuevo, en cuanto a la realización contra BRENT; pues, como bien mencionaron, es un poco incremento en las ventas hacia Estados Unidos. Durante el segundo trimestre del año, vimos que hubo un impacto en la producción de crudos pesados internacionalmente, particularmente en Canadá, gracias a los incendios forestales que afectaron allá. Quisiera saber si esto benefició a Ecopetrol y el incremento de ventas de crudo pesado hacia Estados Unidos, y si esperan que esto tenga un impacto en el diferencial en Q3 y hacia adelante.

La segunda pregunta es en el tema de exploración. Como mencionaron, se va a perforar Purple Angel, cerca de Kronos; se ha visto como un pozo que va a tratar de identificar que se está, que se ha encontrado en el área, pero quisiera saber si hay algún tipo de *target* exploratorio también para este pozo. Gracias.

Juan Pablo Ospina – Vicepresidente Comercial y Mercadeo: Muchas gracias. Juan Pablo Ospina. Respecto a su primera pregunta, efectivamente los incendios forestales que ocurrieron en Canadá tuvo un impacto que ayudó a nuestros crudos, pero de fondo está la liberación que hizo Estados Unidos de la restricción que tenían a su exportación de crudos. Esperamos además, mantenernos en el mercado, no solamente en el mercado norteamericano, sino seguir yendo hacia el refinador o usuario final y mantener unos diferenciales en línea con lo que hemos venido obteniendo en el último trimestre.

Max Torres – Vicepresidente de Exploración: Gracias David por tu pregunta. Con respecto a Purple Angel, Purple Angel, como bien dices, es un pozo *appraisal* al del descubrimiento de Kronos el año pasado; y también, al mismo tiempo, estamos iniciando la campaña de perforación del pozo Gorgon. Gorgon es un pozo típicamente exploratorio, mientras que Purple Angel es un pozo *appraisal*. Los objetivos del punto de vista geológico son los mismos. Lo que pasa es que Gorgon está en una estructura distinta, o sea que es una campaña de dos pozos que empezaríamos en noviembre de este año.

David Gamboa – TPH: Perfecto. Gracias.

Operadora: Y nuestra última pregunta llega de la línea de Diego Rosas, con Porvenir. Su línea está abierta.

Diego Rosas – Porvenir: Buenos días. Muchas gracias por la presentación de resultados. Quisiera preguntar un poco más de información sobre el incremento en la tasa efectiva de este periodo, frente al periodo del año anterior. Estamos viendo que se está incrementando de 39 puntos a 53 puntos y, pues, la diferencia de COL\$200 mil millones de pesos por el rechazo de la devolución de impuestos, aún deja un spread por explicar. Y mi segunda pregunta sería sobre cuándo esperan ver resultados más concretos sobre los proyectos de incremento de la tasa de recobro de los campos.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas: Diego buenos días. Gracias por la pregunta. Mira, respecto a la tasa efectiva, lo que te diría es que si le disminuyera ese ajuste de COL\$200 mil millones de pesos que hicimos en el segundo trimestre, la tasa efectiva nos quedaría cerca de 43%, que es una tasa, digamos, similar a la que deberíamos

estar esperando para el año completo. Así que con eso te respondería la pregunta y le paso a Rafael para la pregunta de recobro.

Rafael Guzmán – Vicepresidente Técnico: Sí, Diego. Soy Rafael Guzmán. Bueno, en cuanto al programa de incremento del factor de recobro, como hemos venido mencionando, nosotros hemos iniciado hasta 30 pilotos de este programa, de los cuales ya 12 han terminado su fase de piloto y están en evaluación para futuros proyectos. 18 continúan aún en la fase de piloto, sin embargo los efectos ya se están dando. Nosotros tenemos proyectos ya en ejecución, tal como La Cira-Infantas, que hemos visto un gran incremento de producción. También Yariguí, en el último año hemos aumentado la producción en este campo. Son dos campos del Magdalena Medio muy importantes para nosotros. También otros efectos que tenemos en los campos de Chichimene y Castilla, los cuales tenemos ya pilotos de inyección de agua e inyección de polímeros. Chichimene, con baja inversión, ustedes han visto que la declinación no ha sido tan alta. Como lo mencionó Felipe, menor del 5%. Castilla también nos está dando buenos resultados y, ya para el siguiente año, vamos a iniciar expansiones moderadas. Obviamente seguimos estudiando en Chichimene, mayor inyección de agua, mayores pozos que serán convertidos de productores a inyectores y esperamos mantener la producción en estos campos.

Entonces el programa de incremento de recobro, si bien sus reservas y su gran producción se verá a mediano plazo, ya tenemos grandes o significativos impactos en la producción actual.

Diego Rosas – Porvenir: Muchas gracias.

Operadora: No más preguntas o comentarios en espera. Le paso la llamada a Juan Carlos Echeverry, Presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry – Presidente de Ecopetrol: Muchas gracias. Gracias a todos ustedes por haber participado en esta conferencia telefónica. Queremos hacer un énfasis en los puntos siguientes: el 2016 es un año de transición, en el cual estamos terminando importantes inversiones en Reficar y en Bioenergy, son inversiones aproximadamente de US\$1,000 millones de dólares que, ya el próximo año, se liberan y podemos reorientarlas hacia exploración y producción. Segundo, lo más importante en los últimos doce meses ha sido proteger la caja y los resultados que hemos mostrado cada trimestre indican que hemos logrado ese resultado, el margen EBITDA es bastante sólido. El segundo ha sido la disciplina de capital, invertir solo en aquello que sea rentable, en aquellos barriles y proyectos que sean rentables. Y el tercero, por supuesto, promover la producción y reservas.

En estos doce meses anteriores, por supuesto, hemos privilegiado el eje de proteger caja y disciplina de capital, pero hacia adelante, con un precio estabilizado esperamos alrededor de US\$50 dólares, con fluctuaciones que todavía esperamos que sean importantes, pero alrededor de US\$50 dólares y migrando hacia precios entre US\$50 y US\$55 en el 2017. Sentimos ya en la compañía que podemos, siguiendo con una caja muy sólida, enfatizar el hecho de promover reservas y producción. Muestra de eso es que en la segunda parte del año tendremos casi 80 pozos de desarrollo: 35 Rubiales, 35 Castilla y cerca de 20 en otros sitios, 10 o 20 en otros sitios; para un total de pozos para este año, por encima de 100, alrededor de 105.

En la medida en que hubiese más caja, podríamos aumentar la perforación. Nuestros ingenieros de producción y desarrollo habían contemplado, para un año como 2016, hasta 280 pozos de desarrollo. De esos, como les dije, vamos a ser poco más de 100. Pero en la medida en que la caja lo permitiera, podríamos migrar hacia más énfasis en producción y reservas.

Con estos mensajes queremos despedirnos, de nuevo agradecerles haber participado en esta conferencia telefónica. Que tengan todos un muy buen día.

Operadora: Gracias por su participación en nuestra conferencia de hoy. Esto concluye el programa y puede desconectarse. Que todos tengan lindo día.