



FORO & EXPOSICIÓN
LATINVE&P
2012

11 al 13 de julio de 2012
Cartagena, Colombia

INFORME



ÍNDICE

PÁG. **5** **LATINVE&P 2012.**
Foro y Exposición.

PÁG. **6** **Ofertas de gobiernos:**
Rondas, prospectos y
condiciones de inversión.

PÁG. **11** **Desarrollo de negocios en upstream:**
Oportunidades y estrategias, desafíos y
soluciones.

PÁG. **14** **Colombia UPSTREAM:**
Contexto de negocios, oportunidades
de inversión y desafíos de desarrollo.

PÁG. **16** **Resultados** de Encuesta
Interactiva.



LATINVE&P 2012

Foro y Exposición

Durante los días 11 al 13 de julio del 2012 se llevó a cabo en el Centro de Convenciones de Cartagena de Indias, Colombia, la **primera edición** del Foro y Exposición de Promoción de Oportunidades de Inversión en Exploración y Producción en Latinoamérica y el Caribe, **LATINVE&P 2012**.

El evento fue coorganizado por la **Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL)** y la **Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia**

(**ANH**), con el apoyo de la **Asociación Colombiana de Petróleo (ACP)**.

El mismo contó con la participación de un importante número de altos ejecutivos de empresas petroleras regionales e internacionales así como de funcionarios de los gobiernos de la región.

Los temas tratados y la forma en que fueron expuestos, así como la dinámica de interacción entre participantes, cubrieron ampliamente la expectativa creada por esta primera edición de **LATINVE&P**, la que se repetirá cada

dos años en distintas ciudades de Latinoamérica y el Caribe en este formato de dos días y medio de conferencias y exhibición.

El primer día fue dedicado a las Agencias de Hidrocarburos de la región que presentaron las oportunidades y condiciones de inversión en sus respectivos países; el segundo incluyó a todos los actores del *upstream* para un diálogo alrededor de temas clave y de actualidad del sector, y el tercer día se abocó a temáticas del país anfitrión.



OFERTAS DE GOBIERNOS

Rondas, prospectos y
condiciones de inversión



Renato Bertani
WPC



Luis C. Sánchez
YPFB



Silvio Jablonski
ANP Brasil



José A. Ruiz
Ministerio de Energía de Chile

Durante la conferencia “Panorama y tendencia de la industria de petróleo y gas en el mundo”, **Renato Bertani**, Presidente del Consejo Mundial del Petróleo (WPC), hizo referencia a los retos que tendrá el sector durante los próximos 20 años: “para el año 2030, la industria petrolera tendrá que desarrollar cerca de 70 millones de barriles por día de nuevas fuentes, una tarea de enormes proporciones, pero a la vez, una gran oportunidad para las compañías que invierten en las personas y en tecnología”. Estas metas se lograrían, según el experto, desde la perspectiva de los entes gubernamentales: “con un marco legal y fiscal estable, con el cumplimiento de los requerimientos ambientales y de seguridad de manera estricta así como de los compromisos pactados; con sostener una oferta estable de oportunidades para la inversión en E&P, gravando con impuestos los resultados de las compañías y no a la inversión, brindando incentivos para el desarrollo de bienes y servicios locales en lugar de promover el proteccionismo”.

Yendo a las oportunidades específicas de los países en la región, encontramos que en **Bolivia**, según señaló **Luis Carlos Sánchez**, Gerente de Evaluación de Recursos Hidrocarburos de YPFB, la empresa tiene un plan de exploración que desarrolla desde el 2011 e irá hasta el año 2020, gracias al cual se han definido 104 áreas, 13 de las cuales son exploradas por la empresa a través de sus corporaciones y 30 más que han sido suscritas a través de contratos de servicios petroleros y convenios de estudio, por lo que existen aun 61 áreas disponibles para ser exploradas.

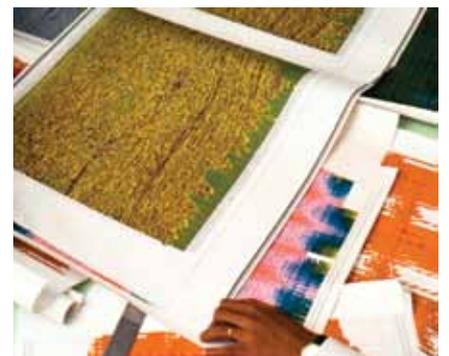
Por su parte, Brasil reconoce el momento especial por el que atraviesa su sector petrolero e intenta aprovecharlo para impulsar su desarrollo y el de su gente. “Se estima que las inversiones en E&P en el período comprendido entre 2010 y 2020 aumentarán de US\$97 a US\$113 billones”, comentó **Silvio Jablonski** Jefe de Gabinete de la Agencia Nacional de Petróleo de **Brasil**. Este próspero escenario brasilero se basa en los cambios que se han planteado a todo nivel dentro del sector para fortalecerlo.

Brasil alcanzó en 2011 reservas probadas de petróleo de 15 billones bbl y 459 billones de m³ de gas natural; en el país operan 39 compañías nacionales y 39 compañías extranjeras; exporta 272.7 mil bbl/día de petróleo e importa 28.7 millones de m³/día de gas; la producción de petróleo y GNL ascendió a 2.2 millones bbl/día y la de gas a 65.9 millones de m³/día. Las perspectivas en el futuro próximo apuntan a que las reservas petroleras se dupliquen, meta que se lograría gracias al desarrollo del campo Presal, de donde proviene la mayor producción petrolera del país, un área pequeña de 149.000 km², donde el 26% de la misma está bajo concesión, el 3% es contratada y el restante 71% está disponible.

En lo que respecta a **Chile**, **José A Ruiz**, Jefe de la División de Seguridad y Mercadeo de Hidrocarburos del Ministerio de Energía de ese país, mostró preocupación por el descenso en la producción de gas en la Argentina -país proveedor del 80% de este combustible demandado por Chile -, y por el considerable incremento en su consumo interno, lo cual condujo a que este país tomara la decisión de construir las dos terminales gasíferas

“...para el año 2030, la industria petrolera tendrá que desarrollar cerca de 70 millones de barriles por día de nuevas fuentes, una tarea de enormes proporciones, pero a su vez, una gran oportunidad para las compañías que invierten en las personas y en tecnología.”

Renato Bertani, Presidente del Consejo Mundial del Petróleo (WPC).



OFERTAS DE GOBIERNOS:

Rondas, prospectos y condiciones de inversión



Ramiro Cazar Ayala
Ministerio de Hidrocarburos de Ecuador

de Mejillones y Quintero. **Ecuador** tiene el gran desafío de eliminar la brecha en la importación de combustibles -en 2011 se importó el 49% del consumo nacional de combustibles, esto es 41 millones de un total de 83 millones de barriles-, así como de focalizar y disminuir el monto del subsidio, según indicó **Ramiro Cazar Ayala**, Viceministro de Hidrocarburos de Ecuador.

Desde hace 40 años, Ecuador tiene una producción petrolera en el nororiente del país y sus reservas alcanzan hoy los 3.500 millones de barriles. Los cálculos efectuados sobre dicho monto hacen pensar que el país cuenta con reservas para más de 20 años; sin embargo, y según lo comentó el viceministro, están interesados en realizar una Ronda en el suroriente, zona en la que consideran hay cerca de 20 bloques.



Gavin Gunter
Petroleum Corporation of Jamaica

Por su parte, **Gavin Gunter**, Geólogo Senior de Petroleum Corporation of **Jamaica**, presentó las oportunidades en la exploración *onshore* y *offshore* existentes en su país, el cual cuenta actualmente con 4 bloques *onshore* y 31 *offshore*, de los cuales 8 de estos últimos ya se encuentran bajo licencia de exploración; existiendo aun 23 bloques *offshore* y 4 bloques *onshore* disponibles para su exploración.

Asimismo, aseguró que gracias a una geología y condiciones contractuales muy atractivas, las empresas internacionales que actualmente operan en su país así como también aquellas que en el futuro inviertan en el mismo serán exitosas en sus desarrollos.



Gaspar Franco
CNH de México

Gaspar Franco, Director General de Explotación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de **México**, afirmó

que “El Plan Nacional de Desarrollo de México vigente del 2007-2012 deberá actualizarse de acuerdo con los nuevos lineamientos del gobierno entrante, en cuanto a economía competitiva y generación de empleo, en las que se incluirá el desarrollo del sector de los hidrocarburos. Asimismo, se deberán fortalecer las atribuciones del Estado sobre reservas, exploración y producción de crudo y gas, así como efectuar una revisión del marco jurídico para mejorar el desarrollo del sector.”

Pedro Silva, Subdirector de Gestión de Recursos Técnicos de Pemex, comentó que “El gran reto es estabilizar la producción para a partir de ahí lograr el crecimiento. Atenuar la declinación de producción, aumentar el factor de recuperación, incorporar y extraer eficientemente las reservas, producir crudos extra-pesados, maximizar el aprovechamiento de gas y respetar el medio ambiente”. Igualmente aseveró que la apertura a nuevos inversionistas en el sector de hidrocarburos evoluciona muy lentamente, a través de contratos de servicio y de contratos integrales de servicio E&P.

En **Panamá**, no se refina y se importa el 100% del combustible que se consume. Entre 1919 y 1989 se perforaron 36 pozos; a partir de 2010 se han identificado 9 cuencas sedimentarias en las que se han estudiado 8 bloques. “Al delimitar los bloques exploratorios, se dejan por fuera todas las áreas protegidas, como las habitadas por indígenas y colonos”, indicó **Renza Samudio**, Directora de Hidrocarburos de la Secretaría Nacional de Energía de ese país.

En particular, en la cuenca Bayano-Chucunaque-Atrato, ubicada en tierra,

“Al delimitar los bloques exploratorios, se dejan por fuera todas las áreas protegidas, como las habitadas por indígenas y colonos.”

Renza Samudio, Directora de Hidrocarburos de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá.





Renza Samudio
Secretaría Nacional de Energía de Panamá



Aurelio Ochoa
Perupetro



Marny Daal-Vogelland
Staatsolie



Wilson Lalla
Ministerio de Energía y Asuntos Energéticos de
Trinidad & Tobago

aún no se ha adquirido sísmica, mientras que en la cuenca Garachiné-Sambú, ubicada en el Golfo de Panamá, ya se han perforado 7 pozos. En ambas cuencas se demuestra un sistema petrolero activo.

Por su parte, **Aurelio Ochoa**, Presidente de Perupetro, comentó que de acuerdo a la información geológica realizada sobre territorio peruano, falta más actividad exploratoria ya que se han descubierto 400 estructuras que esperan ser perforadas. **Perú** tiene gran potencial hidrocarburífero, ya que de las 18 cuencas que tiene -básicamente en el zócalo continental, tales como Marañón y Ucayali-, sólo la mitad ha tenido algún desarrollo exploratorio y la otra mitad está por explorar. “Cuando se intensifique la exploración en Perú, se tendrán grandes sorpresas tanto en producción como en reservas”, enfatizó el Sr. Ochoa.

Marny Daal-Vogelland, Gerente de Contratos Petroleros de Staatsolie, afirmó que el “Demerara Plateau” -lugar localizado al noroccidente de **Surinam**- se convertirá en el foco de atención de la industria petrolera durante la Ronda que el país hará a mediados del año 2013. Los bloques que se ofrecerán en la misma están en estudio, y se aspira a que sean unos 10 bloques, dependiendo de los resultados de la sísmica que deberá estar lista para fines de julio de 2012. Actualmente, Staatsolie cuenta con 3 campos que producen onshore, todos operados únicamente por ésta. En el *offshore* -que está prácticamente sin explorar-, tiene operación compartida con Chevron, Kosmos y otras compañías privadas.

Trinidad y Tobago también realizará

una Ronda en octubre de 2012 para ofrecer dos bloques *onshore*, señaló **Wilson Lalla**, Asesor del Ministerio de Energía y Asuntos Energéticos de ese país. La zona ofrecida, ubicada en la cuenca sur de esta nación caribeña, tiene varios pozos productores. “Se conoce la estructura de esta área, hay sísmica que soporta este modelo que puede conducir a muchas oportunidades para compañías medianas y pequeñas”, agregó el Sr. Lalla. De igual forma, en abril de 2012, el gobierno de la República de Trinidad y Tobago invitó a participar en una ronda de licitación de seis bloques *offshore* ubicados en la costa Este de áreas marinas y en el área profunda del Atlántico para el otorgamiento de contratos de producción compartida. Esta ronda tuvo como novedad la revisión de los términos contractuales, un proceso evaluativo más transparente e incentivos fiscales diseñados para atraer a potenciales inversionistas así como la optimización de los ingresos para el Estado.

Uruguay anunció la inversión de US\$1.562 millones de dólares y 19 ofertas para la exploración y explotación de hidrocarburos en tres cuencas marinas uruguayas: Oriental del Plata, Punta del Este y Pelotas, en 8 de los 15 bloques ofertados, como principal resultado de la Ronda Uruguay II que cerró en marzo de 2012, según lo expresó **Santiago Ferro**, Jefe de Administración y Contratos de E&P de ANCAP. Más del 50% del área ofrecida contará con trabajo de exploración a cargo de 4 nuevas empresas que se suman a Petrobras, YPF y GALP en la exploración de la plataforma marítima; estas son: BG y BP, con tres áreas cada una; y Total y Tullow Oil, cada una con un área.

“Cuando se intensifique la exploración en Perú, se tendrán grandes sorpresas tanto en producción como en reservas”

Aurelio Ochoa, Presidente de Perupetro



OFERTAS DE GOBIERNOS:

Rondas, prospectos y condiciones de inversión



Santiago Ferro
ANCAP



Bob Fryklund
IHS Cera

Acerca del panorama e impulsores para la inversión en E&P en Latinoamérica y el Caribe, **Bob Fryklund**, Director Gerente para Latinoamérica de IHS Cera, comentó la existencia de varios factores que hay que tener en cuenta a la hora de efectuar un análisis sobre este tema:

I) Conocer cuál es la visión global de la inversión en el *upstream*; cómo se invierte el gasto operativo (Opex) y el gasto de capital (Capex) en cada región. Se estima que en el 2016 la inversión en América Latina será de US\$ 1.600 billones;

II) Observar el crecimiento económico de los países, destacándose en la región el crecimiento previsto en 2012 del Perú al 5.3% y de Colombia al 4.9%;

III) Considerar el análisis de la situación actual y las perspectivas del petróleo y el gas, para conocer la situación de la producción de estos hidrocarburos en los distintos países de la región;

IV) Saber cuáles son los jugadores más importantes -quién o quiénes se han movido a través de la región es otro factor a considerar-. Petrobras está en muchos lugares y PDVSA conserva una presencia interesante en la zona;

V) La valoración que tienen las distintas empresas estatales;

VI) La fusión y adquisición de empresas, es otra manera de generar valor. En este sentido, es interesante analizar los movimientos que se han dado en América Latina, donde en 2011 estos negocios tuvieron un auge muy importante.

A graphic featuring a world map composed of small blue dots. A circular inset in the center-left highlights the continent of South America in a lighter blue color.

“Se estima que en 2016 la inversión en América Latina será de US\$ 1.600 billones”

Bob Fryklund, Director Gerente para Latinoamérica de IHS Cera



DESARROLLO DE NEGOCIOS EN UPSTREAM

Oportunidades y estrategias,
desafíos y soluciones

DESARROLLO DE NEGOCIOS EN UPSTREAM:

Oportunidades y estrategias, desafíos y soluciones



Edgar Kyle Chapman
Weatherford International



Richard Chuchla
ExxonMobil



Andrew Derman
Thompson & Knight



Raymundo Sánchez
A.T. Kearney

Gas y petróleo de esquisto: oportunidades regionales, desafíos de acceso, soluciones tecnológicas y análisis económico de su explotación

Existe tecnología altamente especializada y apropiada en el mercado para emprender la exploración y explotación de recursos no convencionales, los cuales constituyen una buena alternativa para cubrir las necesidades energéticas a nivel mundial. A medida que el encontrar recursos convencionales se vuelve más difícil, la necesidad de acudir a los reservorios de los recursos no convencionales es cada día mayor y las empresas que los explotan necesitan tener resultados positivos, destacó **Edgar Kyle Chapman**, Vicepresidente para América Latina de Weatherford International.

En tal sentido, **Richard Chuchla**, Vicepresidente de Exploración en América Latina de ExxonMobil, hizo hincapié en lo favorecido que se ha visto los

Estados Unidos por el desarrollo de esta industria, en donde la inversión en el desarrollo de recursos no convencionales suma US\$200.000 millones. Como resultado, la base de recursos de gas en ese país ha aumentado considerablemente, los cuales “se destinarán al abastecimiento interno en los próximos 100 años”, agregó el Sr. Chuchla, quien concluyó que “El comportamiento de algunos yacimientos con recursos no convencionales en los Estados Unidos ha cambiado el modo de valorarlos en cuanto a E&P: el play Bakken-Three Forks, ubicado en Montana y Dakota del Norte, es el más antiguo y cuya producción en lutitas petrolíferas se ha disparado de forma impresionante, lo que lo ha convertido en muy atractivo y generador de empleo”.

Licenciamiento socioambiental: diálogo sobre los aspectos normativos, desafíos clave y búsqueda de soluciones para la agilización de licencias

En los últimos años se ha multiplicado la demanda ya creciente por el tema del licenciamiento socio-ambiental, razón por la cual se torna necesario implementar la capacitación del Estado para atenderla, de forma tal de lograr responder a las necesidades de la industria, cumpliendo con los requerimientos ambientales del país. Los expertos del panel llegaron a la conclusión de que para ello se necesita:

- I) Establecer estándares a la hora de evaluar proyectos, previa definición de términos de referencia;
- II) Realizar una zonificación del país, que permita conocer de antemano cuáles son las áreas aptas para adelantar

procesos de E&P;

- III) Desarrollar proyectos con un compromiso responsable de la operación, con el fin de contribuir a la viabilidad y sostenibilidad del mismo y no simplemente a obtener la autorización para desarrollarlo;
- IV) Mayor supervisión estatal para el desarrollo de los proyectos de E&P;
- V) Mayor comunicación entre inversionistas y reguladores para entender mejor las necesidades de todos los actores de estos procesos; y
- VI) Los inversionistas deben asumir compromisos reales en sus proyectos y no sólo hacer recomendaciones para preservar los recursos de los estados.

Acceso a mercados y capital: contexto económico y regulatorio, dinámica de licenciamiento, fuentes y mecanismos de acceso al financiamiento, servicios de asesoría de negocios críticos

Según **Andrew Derman**, Socio de Thompson & Knight, en el 2020 habrá sobreoferta de petróleo en más de 49 millones de barriles por día (mbd),

cantidad equivalente a más de la mitad de la capacidad actual de producción mundial 93 mbd - la que podría incrementarse a 110.6 mbd una vez realizados los ajustes a la cifra de crecimiento sustancial-, teniendo en cuenta factores de riesgo que afectan el desempeño actual de los proyectos en una base de país por país, tasas de agotamiento de los yacimientos productivos y crecimiento de sus reservas.

Este incremento de la producción vendrá primordialmente de Iraq, Estados Unidos, Canadá y Brasil. Para dicha fecha, sólo cuatro de los grandes proveedores de petróleo de hoy enfrentarán una reducción en su capacidad productiva: Noruega, el Reino Unido, México e Irán, concluyó el Sr. Derman.

En referencia a los contratos de servicio con financiamiento, **Guillermo**

Jalfin, Vicepresidente de Gestión de Producción para América Latina de Schlumberger, habló sobre un nuevo esquema de riesgo y recompensa. En tal sentido, mencionó un contrato de servicios exitoso que se implementó en el Ecuador para el desarrollo del campo petrolero más grande de ese país: Shushufindi. Dicho contrato consta de una duración de quince años, gastos de capital (Capex) financiados al 100% por el contratista, gastos operativos (Opex) asumidos en su totalidad por Petroecuador y una remuneración para las partes

establecida en una tarifa fija de un dólar por barril sobre producción incremental. Adicionalmente para el país, la transferencia de tecnología de punta y entrenamiento del personal durante el período de la exploración y producción, se convirtió en un importante valor agregado de la ejecución de este nuevo esquema de contrato.

Por su parte, **Raymundo Sánchez**, Principal de la empresa consultora A.T. Kearney, se refirió a los momentos críticos por los que puede atravesar

una empresa y como las consultoras pueden orientar para identificarlos y prevenirlos o eventualmente mitigarlos con rapidez: “En los negocios que requieren grandes inversiones de capital, hay riesgos operativos y financieros, pero se dan también los llamados riesgos catastróficos, que se originan por el desconocimiento o no aplicación de procesos que blinden al negocio de tales accidentes”, manifestó el Sr. Sánchez. En estos casos “Se trata de efectuar un seguimiento estricto y un aseguramiento en los grandes proyectos de capital”, añadió.



José Carlos Vilar Amigo
Petrobras



Steven Crowell
Pluspetrol



Evandro Correa
Repsol

Expansión regional de negocios: impulsores y estrategias, experiencias y lecciones aprendidas por empresas en el desarrollo de un portafolio regional de inversiones sustentable

El descubrimiento del Presal hizo que Brasil cambiara el rumbo de su plan de negocios a nivel mundial. “Petrobras en el corto plazo, invertirá US\$10.7 mil millones a nivel mundial, de los cuales le corresponderán a la región US\$5.4 mil millones. Este nuevo posicionamiento traerá modificaciones también en las actividades de E&P.

Habrán menores recursos para inversión en el exterior, los proyectos que se acometan deberán ser autofinanciados y complementarios con los negocios desarrollados en el Brasil”, explicó **José Carlos Vilar Amigo**, Gerente Ejecutivo para América Latina, Área Internacional de Petrobras.

A raíz del hallazgo de Presal, según lo indicó el representante de Petrobras, realizarán desinversiones por valor de US\$14.8 mil millones sobre sus activos en el extranjero. La compañía también ha adoptado decisiones para que los derivados respondan al precio paridad de importación y para mante-

ner el grado de calificación de la misma. Para Pluspetrol, compañía independiente de E&P que centra su actividad en países en desarrollo, “el trabajar en estas naciones más que una búsqueda de oportunidades, significa crear un verdadero negocio. Para nosotros es importante que el país donde operamos reciba algo de cada proyecto; no se trata solamente de aceptar retos, tenemos el compromiso de crear un negocio, no solo un proyecto. Entendemos el éxito en los países donde operamos cuando construimos relaciones basadas en un diálogo continuo y significativo, es más que tan sólo tolerar diversidad. El éxito significa una verdadera colaboración, un compromiso inquebrantable y una visión de confianza en el crecimiento”, comentó enfáticamente **Steven Crowell**, Presidente de Pluspetrol.

“Ser el propietario o administrador de los recursos de la mina, no garantiza que haya sostenibilidad de la sociedad donde ésta se desempeña. Se debe propender por la colaboración productiva entre el gobierno, la compañía y las comunidades, en lugar de estimular una confrontación estéril.

El diálogo es sólo el primer paso y hay que esforzarse por obtener una licencia

social para operar, grupos de interés y compañías deben reunirse alrededor de objetivos comunes y obtener beneficios recíprocos”, fue la conclusión planteada por **Luis Pacheco**, Vicepresidente de Pacific Rubiales.

Evandro Correa, Director Ejecutivo de la región Pacífico de la empresa Repsol, señaló que la demanda global de gas aumentará de forma constante y que el gas natural jugará un rol vital en la matriz energética a futuro. Comentó que en América Latina se encuentra el 4% de las reservas de gas a nivel mundial; se produce el 5% y se consume el 5%.

El representante de Repsol compartió su visión en cuanto a los desafíos que estos países deberán enfrentar; en tal sentido, mencionó que Bolivia tendrá que desarrollar nuevos proyectos en el mediano plazo reactivando las inversiones exploratorias; Argentina tendrá que resolver la distorsión interna del precio del gas; Brasil desarrollar los proyectos de gran potencial y descubrimientos realizados en los últimos años; Chile aumentar su producción; y Perú aumentar su capacidad de transporte a la par de la creciente demanda, entre otros.



COLOMBIA UPSTREAM

Contexto de negocios,
oportunidades de inversión y
desafíos de desarrollo

Colombia: desafíos clave de infraestructura y operaciones en E&P, estrategias y soluciones.

Las empresas de E&P en Colombia saben que el transporte de hidrocarburos no es su negocio, pero reconocen que estarían interesadas en participar en proyectos de infraestructura vial, pues lo consideran atractivo y porque ello reduciría los costos de sus operaciones.

Su ingreso al negocio del transporte de hidrocarburos dependería de que se

cumplieran los términos económicos, legales y técnicos para su viabilidad.

A su vez, los representantes del sector estatal, afirman que se trabaja en el mejoramiento de la infraestructura portuaria, vial y de oleoductos, para mejorar el transporte de hidrocarburos y en particular, en la construcción de zonas de descargue que faciliten la conexión con los ductos de la

producción petrolera ubicada en campos de difícil acceso. Cenit, la empresa de reciente constitución, que se desprendió de Ecopetrol, tendrá a su cargo esta responsabilidad.

Estas aseveraciones son el resumen de las conclusiones más importantes a que llegaron los panelistas, representantes de Ecopetrol, Perenco Colombia, Parex Resources y Campetrol.

En su alocución, **Juan Quintero**, Gerente del Programa Evaluación de Cruces de Ecopetrol, se refirió a la infraestructura portuaria que, a pesar de seguir siendo deficitaria, en los últimos años Ecopetrol se ha esforzado en mejorar. En el puerto de Coveñas, donde termina el oleoducto Caño Limón-Coveñas, se ha trabajado para que éste tenga una mayor capacidad de exportación y de esta manera se puedan cargar barcos de mayor tamaño.

El oleoducto Bicentenario permitiría transportar entre 120 a 150.000 barriles diarios de crudo que necesita evacuarse de los Llanos Orientales hacia el interior, entre las estaciones de Araguaney, ubicada en Yopal-Casanare y el terminal marítimo de Coveñas.

Sobre el estado del oleoducto del Pacífico, Quintero informó que actualmente se trabaja conjuntamente con el Ecuador en este proyecto y que para finales de este año esperan tenerlo estructurado y terminada la ingeniería conceptual del mismo. De esta manera se quiere que Cenit comience a tomar decisiones sobre su construcción. Además se tiene previsto, a mediano plazo, el desarrollo del puerto en el Pacífico.

Andrés Mejía, Gerente de Exploración y Nuevas Oportunidades, de Perenco Colombia, comentó que en la actualidad tienen un cuello de botella en el trayecto de Araguaney- Bosconia para el transporte del crudo ya que deben realizarlo en carro tanques. Como alternativa, estudian la posibilidad de utilizar el cauce del río Magdalena para transportarlo en barcas, mientras se da una solución definitiva cuando los oleoductos puedan transportar los volúmenes de crudo que se producen.

“En Colombia los hidrocarburos convencionales tienen en reservas remanentes 3.2 billones BOE. Otros indicadores de

éxito muestran que mientras en el 2003 se perforaban en promedio 15 pozos, en el 2012 se perforan 74; a comienzos de la década, si acaso se firmaban 17 contratos de E&P al año, hoy se firman 50; la sísmica también ha aumentado considerablemente, lo que ha llevado a que se multiplique el nivel de producción” declaró **Alejandro Martínez**, Presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo.

El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), **Orlando Cabrales**, reveló que “la meta para mediados de 2014, al finalizar el Gobierno de Santos, es producir 1.150.000 barriles de petróleo por día y firmar 205 contratos de exploración y producción y de evaluación técnica. En la actualidad, se tiene una producción promedio de 935.000 barriles por día, el doble de la producción hace seis años. Los niveles de adquisición de sísmica también han aumentado, “hoy estamos en 11.274 km y la meta para finales de 2012 es alcanzar los 18.000 km. La meta para este año, en cuanto a la perforación de pozos exploratorios es de 150 pozos, que representa una inversión de US\$770 millones”, afirmó el Sr. Cabrales.

La novedad de la Ronda Colombia 2012 es que incluye indicios para desarrollar recursos no convencionales. Con base en la información que se tiene hoy, se calcula que de los 115 bloques ofrecidos, 30 serían interesantes para no convencionales.

Durante el período comprendido entre 2012 al 2020, la inversión estimada por Ecopetrol será de US\$80 billones (donde E&P se llevará la mayor parte), y estará conformada por 87% en el *upstream*, 8% en el *downstream* y 5% en el *midstream*, indicó durante el acto de clausura de LATINVE&P 2012, **Oscar Villadiego**, Vicepresidente de HSE y Sostenibilidad Operativa de la compañía.



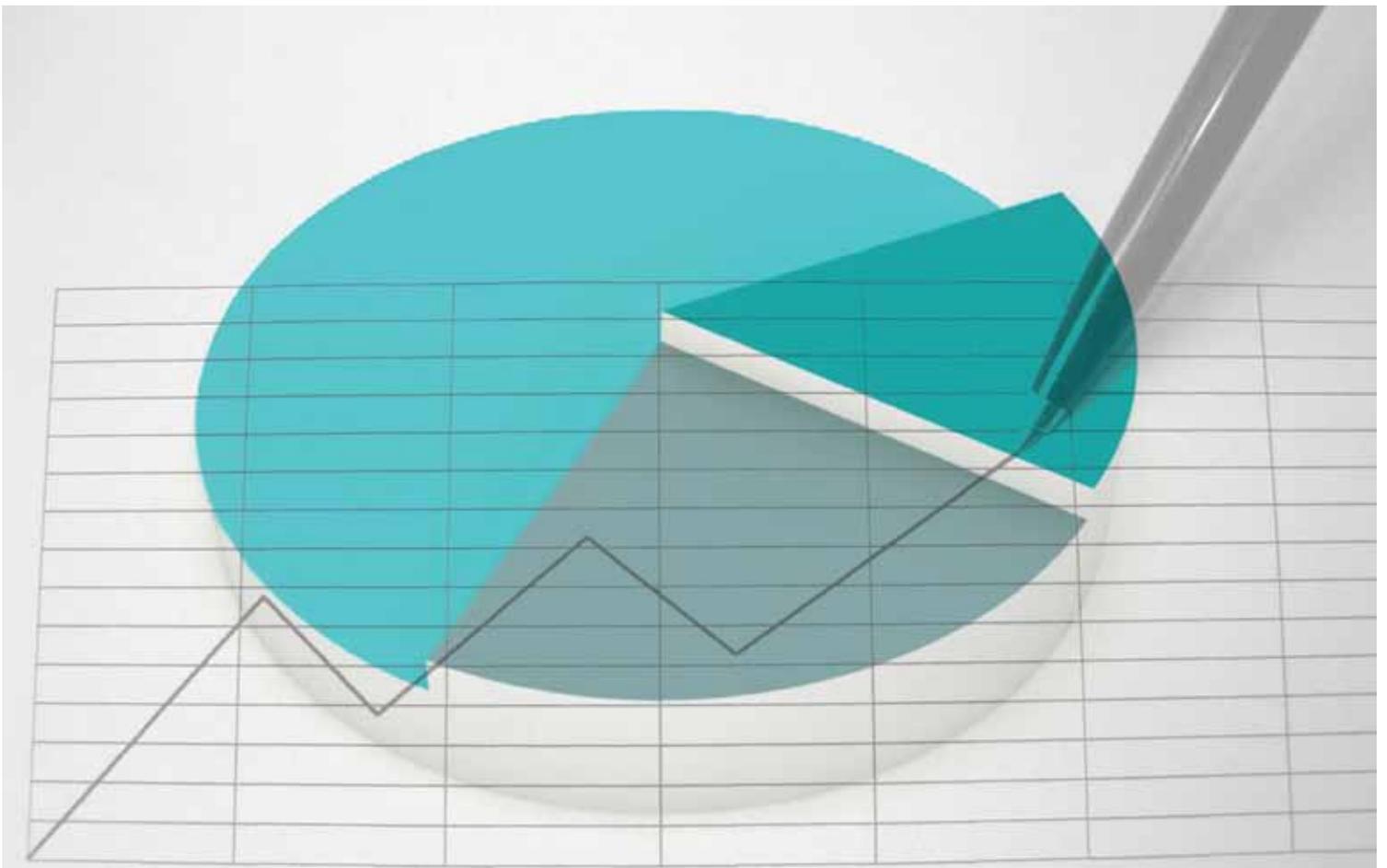
Alejandro Martínez
ACP



Orlando Cabrales
ANH



Oscar Villadiego
Ecopetrol



RESULTADOS DE ENCUESTA INTERACTIVA



FORO & EXPOSICIÓN
LATINVE&P
2012

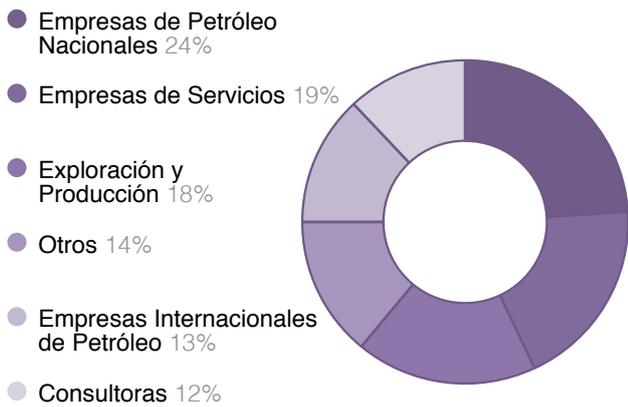
SESIÓN 1

Participantes encuestados: 150
Países/ regiones representados

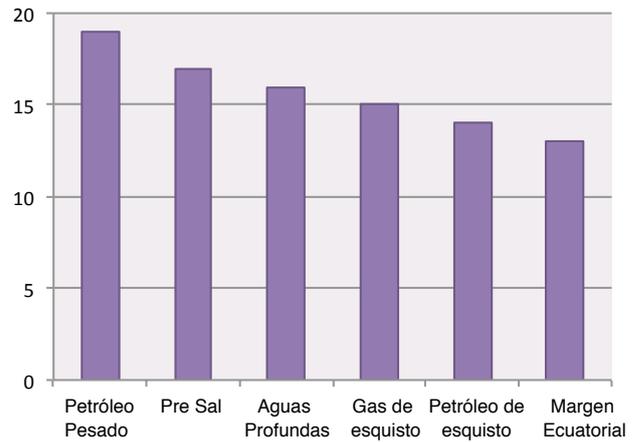
- Colombia 19%
- Cono Sur 18%
- Costa Pacífico 15%
- EEUU y Canadá 15%
- Otros 13%
- Brasil 10%
- México 10%



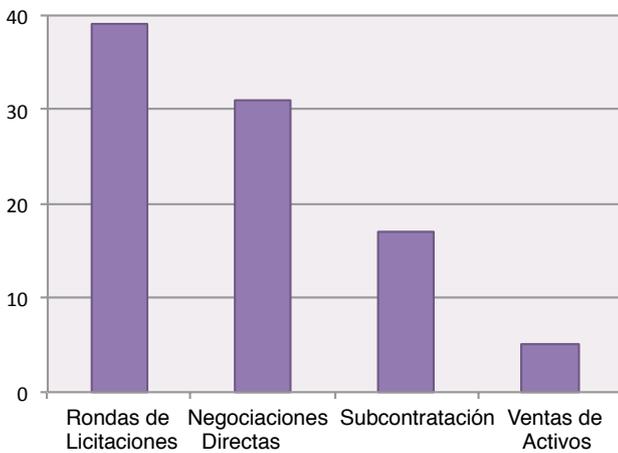
Participantes encuestados: 150
Grupo de empresas representadas.



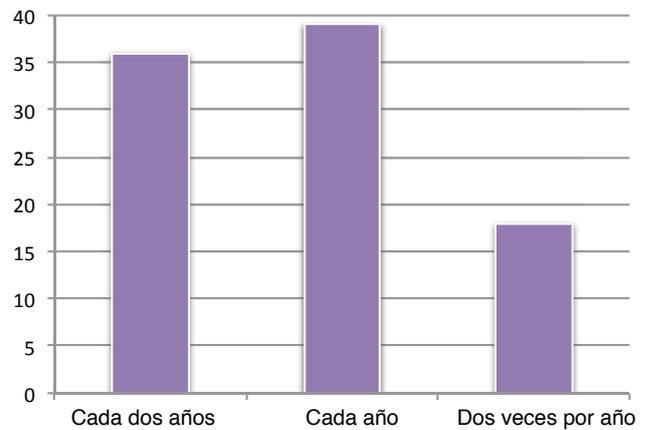
Clasifique de mayor a menor su potencial para recursos adicionales en la región



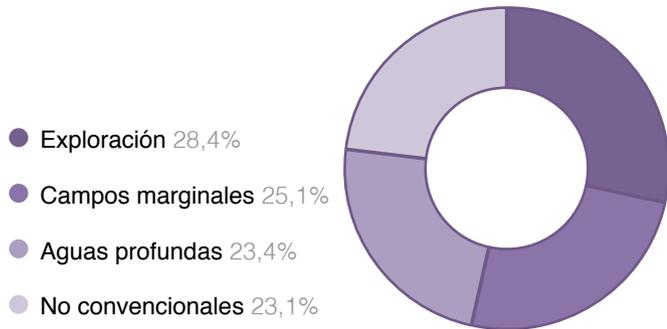
¿Cuál es su método de acceso preferido a las oportunidades comerciales?



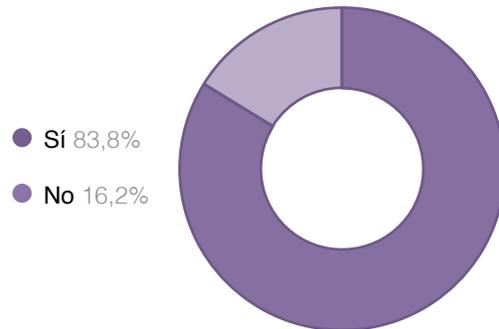
¿Cuál es la frecuencia correcta para realizar Rondas de Licitaciones?



Clasifique de mayor a menor su interés en los siguientes tipos de rondas de licitaciones



¿Considera que los no-convencionales merecen un régimen fiscal especial?



SESIÓN 2

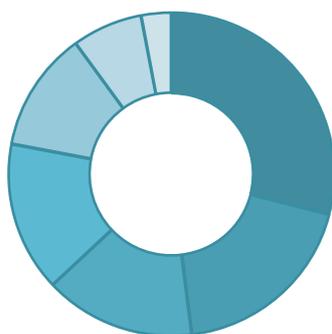
Participantes encuestados: 150
Países/ regiones representados

- Colombia 18%
- EEUU y Canadá 16%
- Cono Sur 14%
- México 12%
- Otros 12%
- Costa Pacífico 11%
- Brasil 10%
- Norte de Sudamérica 7%

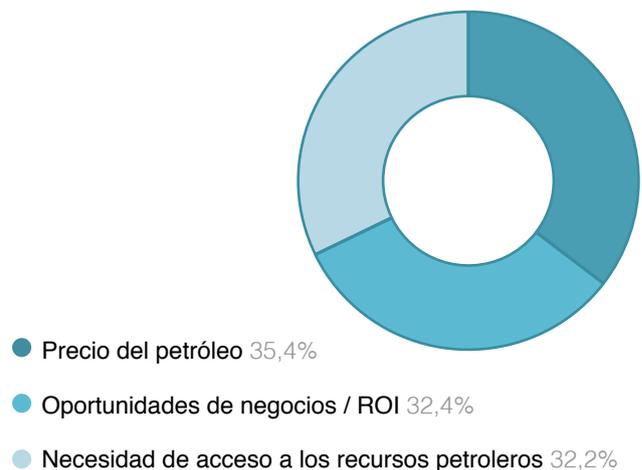


Participantes encuestados: 150
Grupo de empresas representadas.

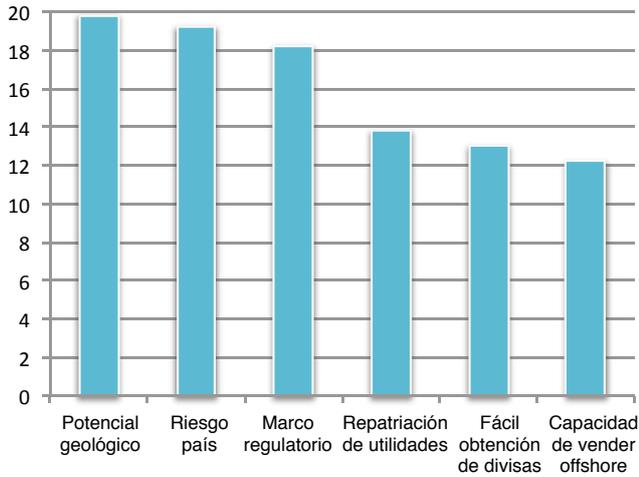
- Empresas de Petróleo Nacionales 29%
- Empresas de Servicios 19%
- Exploración y Producción 15%
- Consultoras 15%
- Empresas Internacionales de Petróleo 12%
- Otros 7%
- Bancos 3%



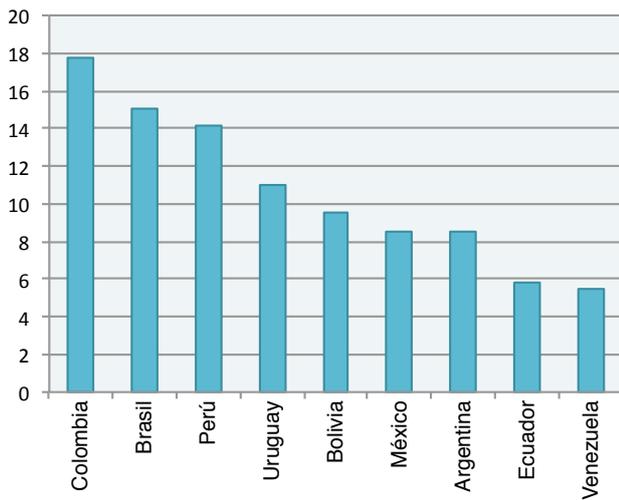
Clasifique de más a menos importante el peso de cada factor como determinante de la inversión.



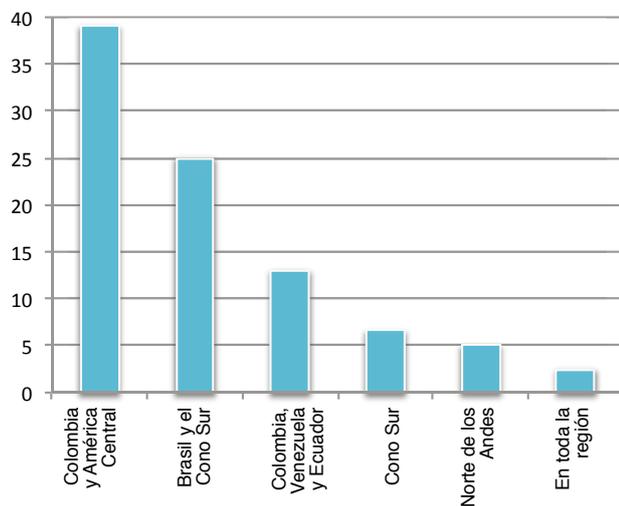
Clasifique de más a menos importante el peso de cada factor como determinante de la inversión.



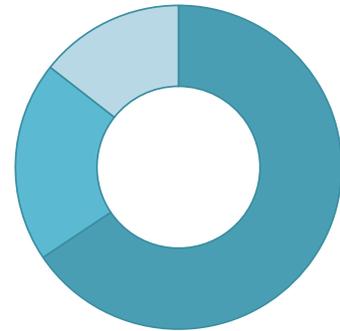
Clasifique de más a menos atractivo el clima de inversión en los siguientes países.



¿Dónde piensa que se dará primero la integración energética?

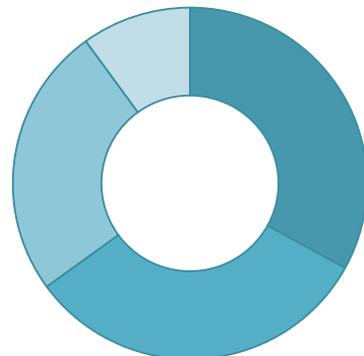


¿Son los marcos regulatorios actuales, las condiciones contractuales y los incentivos fiscales los factores más importantes para el flujo de inversiones a América Latina?



- En gran medida 65,6%
- Moderadamente 20%
- No, existen otros factores 14,4%

¿La integración energética regional evolucionará positivamente en el futuro cercano?



- Si, pero sólo bilateralmente entre países vecinos 33%
- Progresivamente, pero es necesaria una visión regional común 32%
- No, debido a la falta de voluntad política y conflictos de intereses 25%
- Definitivamente, el tema está en las agendas energéticas de los países 10%

SESIÓN 3

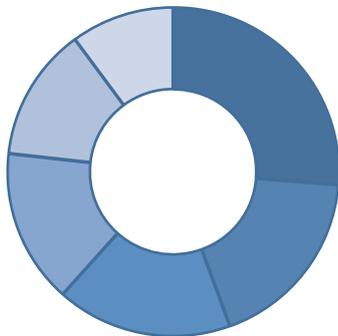
Participantes encuestados: 100
Países/ regiones representados.

- Colombia 25%
- Cono Sur 16%
- EEUU & Canadá 15%
- Otros 15%
- Costa Pacífico 12%
- México 9%
- Brasil 9%

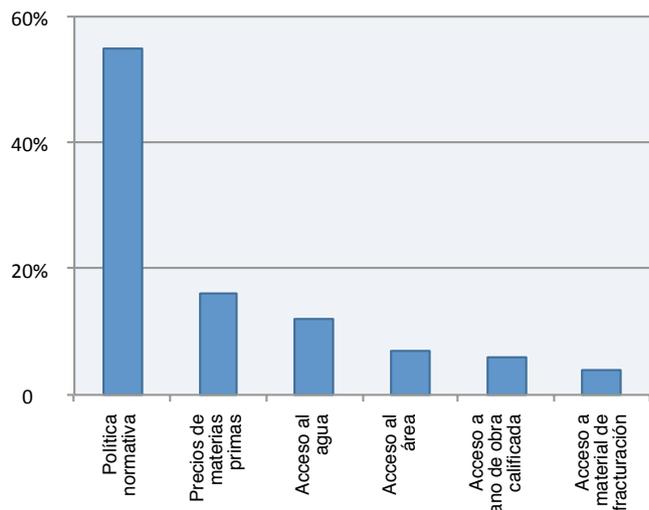


Participantes encuestados: 100
Grupo de empresas representadas.

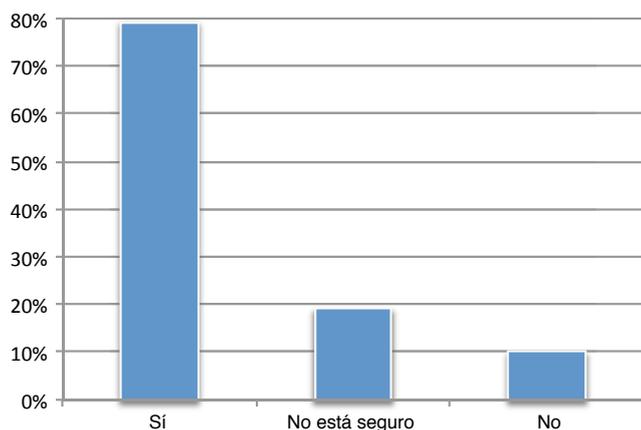
- Empresas de Petróleo Nacionales 26%
- Empresas de Servicios 18%
- Exploración y Producción 17%
- Empresas Internacionales de Petróleo 15%
- Otros 13%
- Consultoras 10%



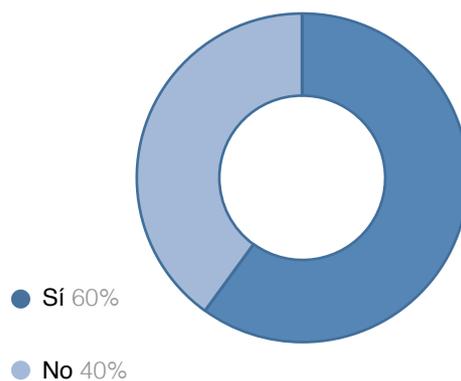
¿Qué afectará más el ritmo de desarrollo de los no-conventionales?



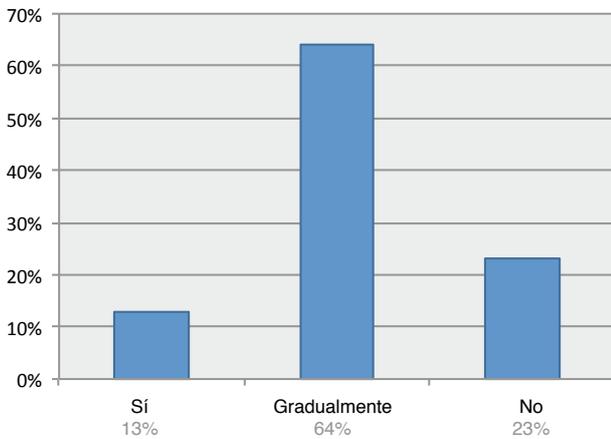
El petróleo de esquisto ha incrementado la producción de EEUU en millones de barriles diarios
¿Puede suceder esto en América Latina?



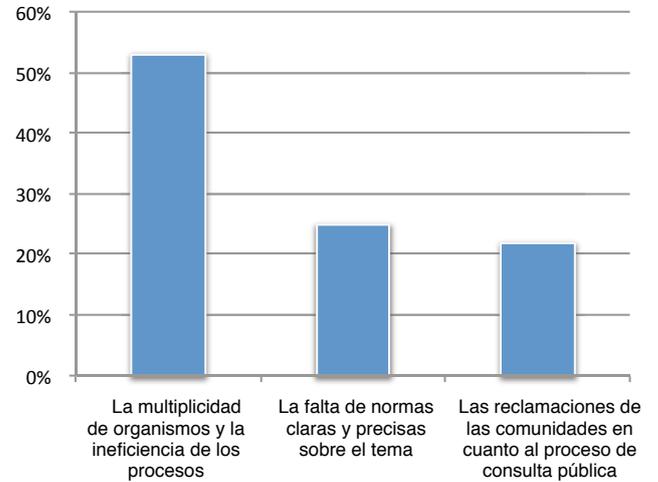
¿Piensa que el gas de esquisto cambiará el juego en América Latina al igual que en Norteamérica?



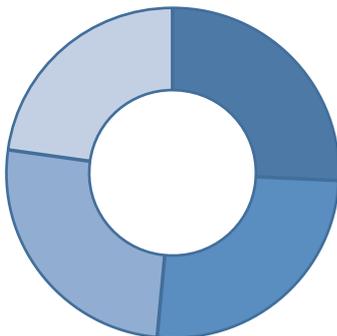
¿Competirán los no-convencionales con las reservas tradicionales en un futuro cercano?



¿Qué aspecto le preocupa más a su empresa en relación con el proceso de licenciamiento socioambiental de proyectos de E&P?



En la región hay muchas áreas ambientalmente sensibles con muchos pueblos nativos. Clasifique de más a menos efectivo lo que las empresas pueden hacer para garantizar un desarrollo equilibrado.

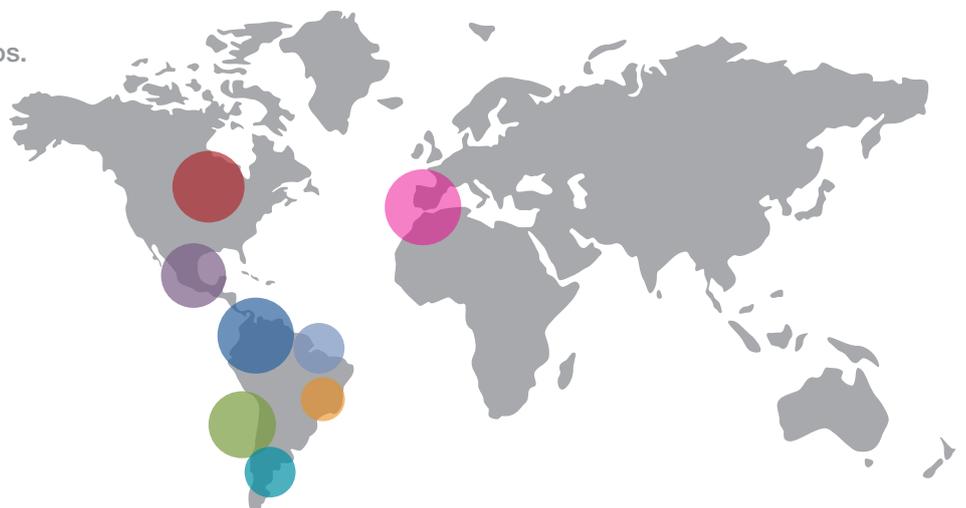


- Centrarse en la educación comunitaria 26%
- Promover proyectos comunitarios sostenibles 26%
- Promover el monitoreo socio-ambiental participativos 26%
- Mejorar el proceso de consulta previa 23%

SESIÓN 4

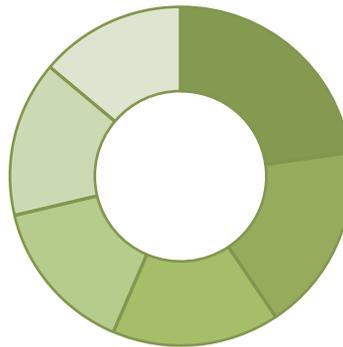
Participantes encuestados: 80
Países/ regiones representados.

- Colombia 18%
- Otros 18%
- EEUU & Canadá 16%
- Costa Pacífico 14%
- México 13%
- Norte de Sudamérica 8%
- Cono Sur 8%
- Brasil 6%

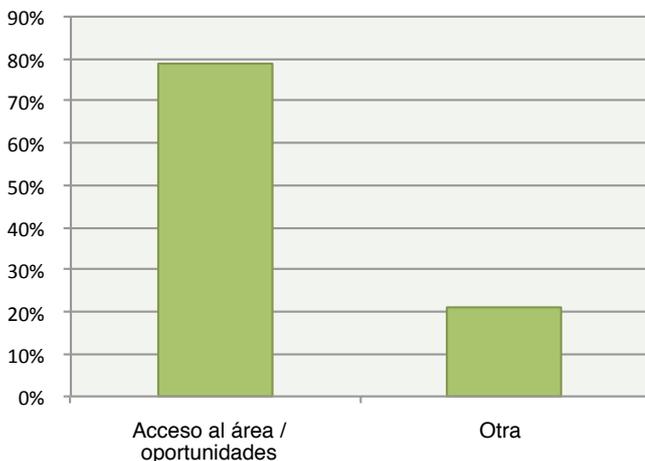


Participantes encuestados: 80
 Grupo de empresas representadas.

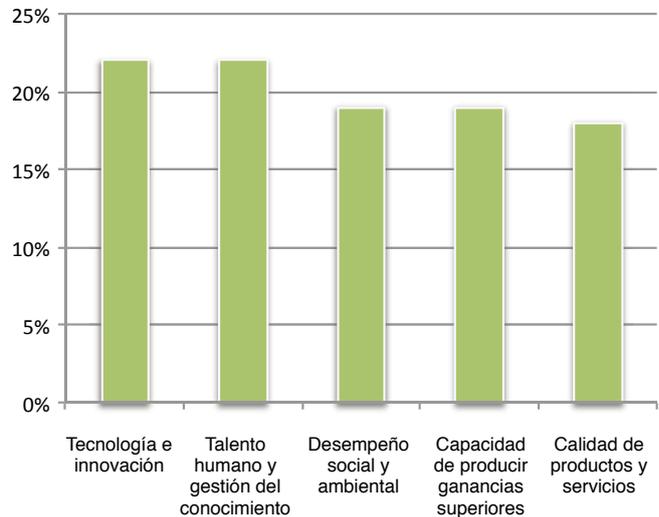
- Empresas de Petróleo Nacionales 23%
- Consultoras 18%
- Exploración y Producción 16%
- Empresas Internacionales de Petróleo 15%
- Otros 15%
- Empresas de Servicios 14%



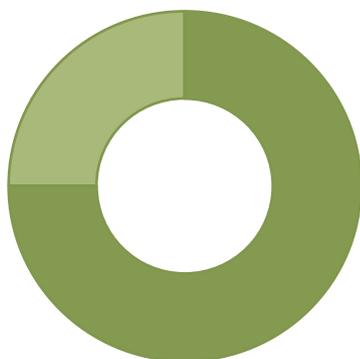
América Latina atrae muchas empresas independientes. ¿Cuál es la razón?



Clasifique de mayor a menor el impacto de los siguientes factores en el crecimiento competitivo.

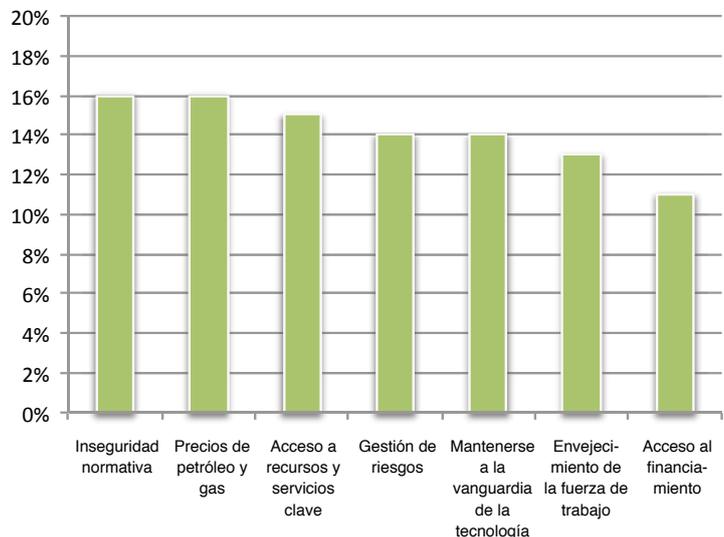


¿El reciente incremento del riesgo país y el nacionalismo hacia los recursos han modificado su estrategia y objetivos de inversión?

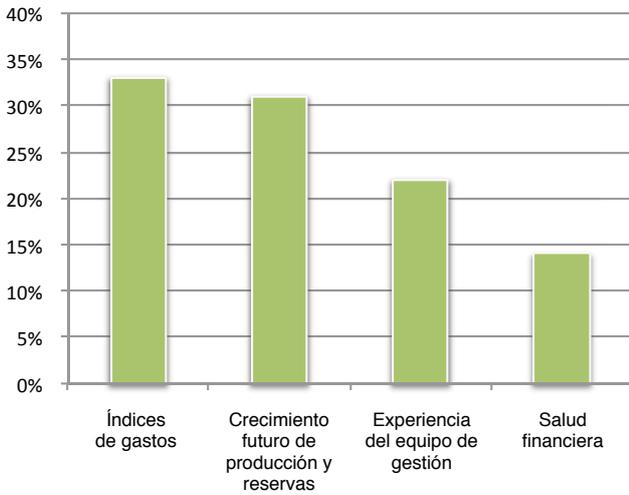


- Sí 75%
- No 25%

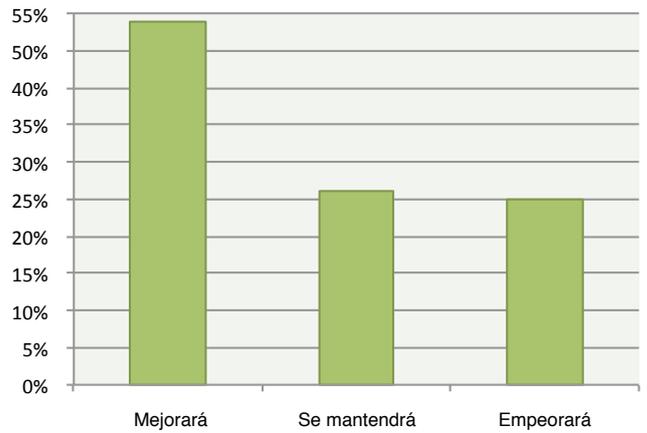
Clasifique de mayor a menor los desafíos que prevé que va a enfrentar su empresa en el desarrollo de negocios en el futuro cercano.



Financiamiento - ¿Cuáles son los principales criterios de los bancos para invertir?



¿Cómo prevé que evolucione la financiación en E&P en la región en los próximos 5 años?



SESIÓN 5

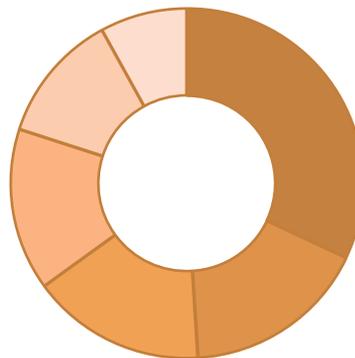
Participantes encuestados: 80
Países/ regiones representados.

- Colombia 33%
- Otros 16%
- Costa Pacífico 15%
- Cono Sur 14%
- Norteamérica, Centroamérica, y Caribe 14%
- Brasil 8%

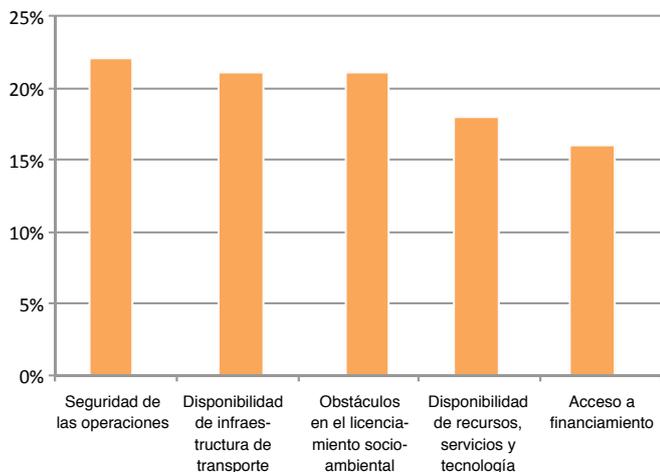


Participantes encuestados: 80
Grupo de empresas representadas.

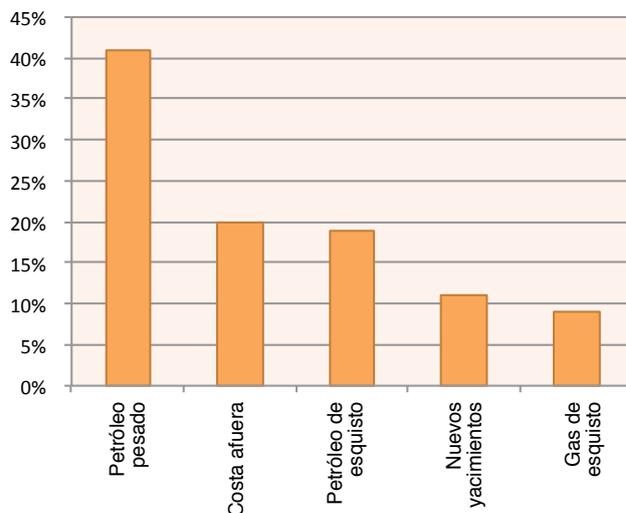
- Empresas de Petróleo Nacionales 32%
- Exploración y Producción 17%
- Empresas de Servicios 16%
- Empresas Internacionales de Petróleo 15%
- Otros 12%
- Consultoras 8%



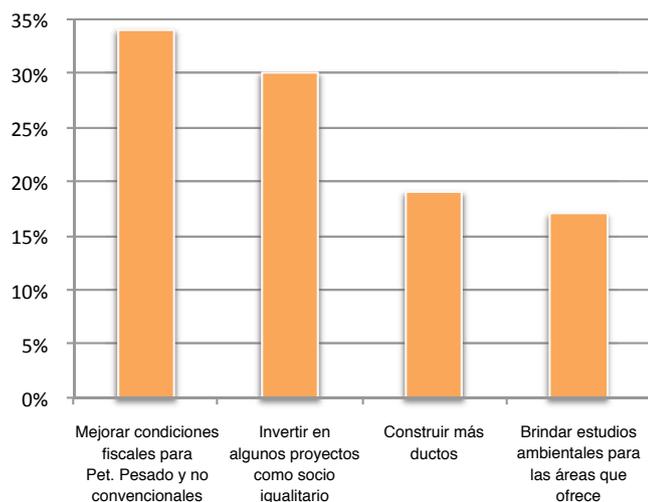
Clasifique de mayor a menor la importancia de cada desafío para el desarrollo de negocios en el sector upstream en Colombia



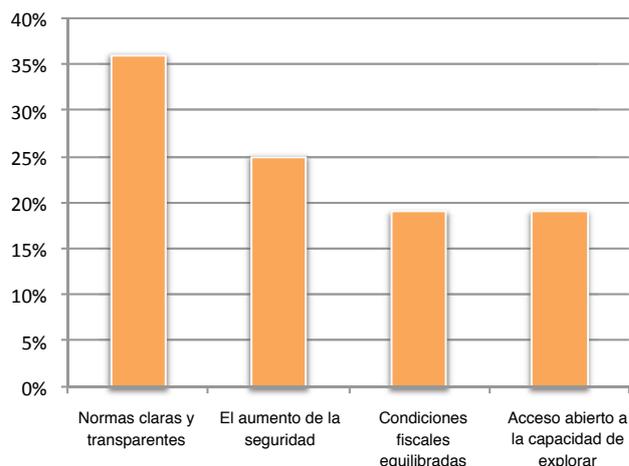
¿De dónde estima que provendrá el mayor crecimiento de Colombia?



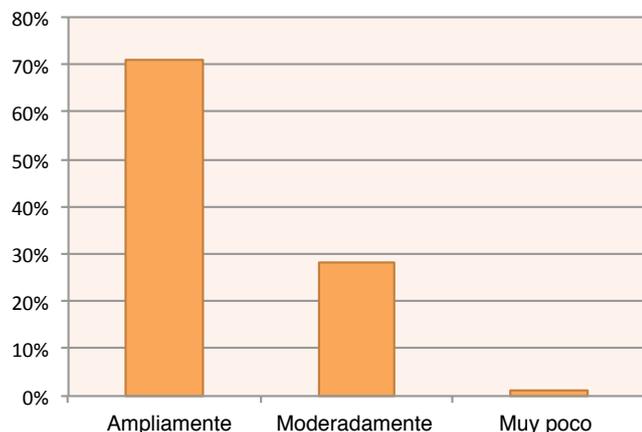
¿Qué puede mejorar Colombia para atraer más inversión en E&P?



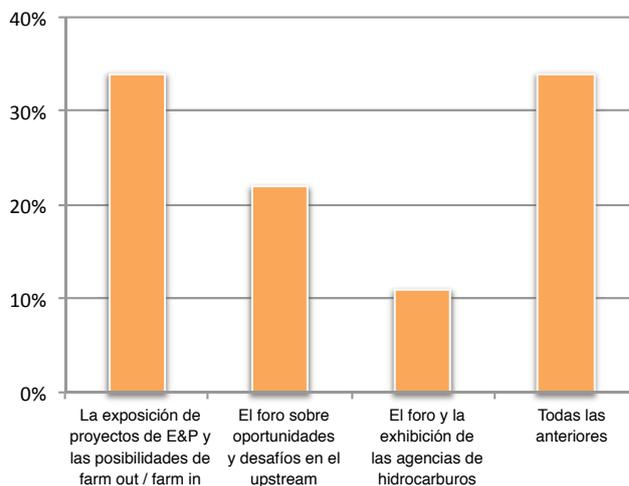
¿Qué lecciones pueden otras regiones aprender del gran éxito de Colombia en cuanto al aumento de su producción?



¿Colmó LATINVE&P sus expectativas?



¿Qué reforzaría en el próximo LATINVE&P?





ORGANIZADORES



INSTITUCION DE APOYO



PATROCINADOR NACIONAL



PATROCINADORES PLATINO



PATROCINADORES ORO



PATROCINADORES PLATA



EMPRESAS ASOCIADAS



INSTITUCIONES ASOCIADAS





Sobre el organizador

Arpel es una asociación con 48 años de historia cuyo objetivo es promover la integración, competitividad y crecimiento de la industria, garantizando al mismo tiempo que el sector maximice su contribución al desarrollo energético sostenible en América Latina y el Caribe.

Sede regional

Javier de Viana 1018.
CP 11200, Montevideo, Uruguay
Tel: + (598) 2410 6993
info@arpel.org.uy | www.arpel.org

