

# Mejorando la competitividad del sector de hidrocarburos en Colombia



**Análisis del Entorno Global**

Bogotá D.C., abril de 2015

CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY

Any use of this material without specific permission of McKinsey & Company is strictly prohibited

## Primer entregable – Tabla de referencia

Contenido	Páginas
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Cronograma, estructura del estudio y análisis preliminar de medidas actuales que se están tomando en la industria<ul style="list-style-type: none"><li>– <b>Cronograma</b> que describa desarrollo de las actividades del proyecto 143</li><li>– <b>Estructura prevista para el desarrollo del estudio</b> hasta la entrega final del plan de acción, que debe incluir tabla de contenido con la temática a tratar en cada fase de la ejecución del contrato 145 – 149</li></ul></li></ul>	
<hr/>	
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ <b>Análisis del Entorno Global:</b> Análisis de las principales amenazas y problemas que enfrenta la industria de hidrocarburos nacional, el cual debe incluir las respectivas recomendaciones para poder enfrentarlas de la mejor manera. Para este entregable se deberán considerar, entre otras variables internacionales, las siguientes:<ul style="list-style-type: none"><li>– Reforma y apertura de México 68 – 89</li><li>– Desarrollo de no convencionales en USA 90 – 130</li><li>– Caída del precio internacional del petróleo y otras variables que puedan afectar el sector de hidrocarburos 131 – 141</li></ul></li></ul>	

## Contenido



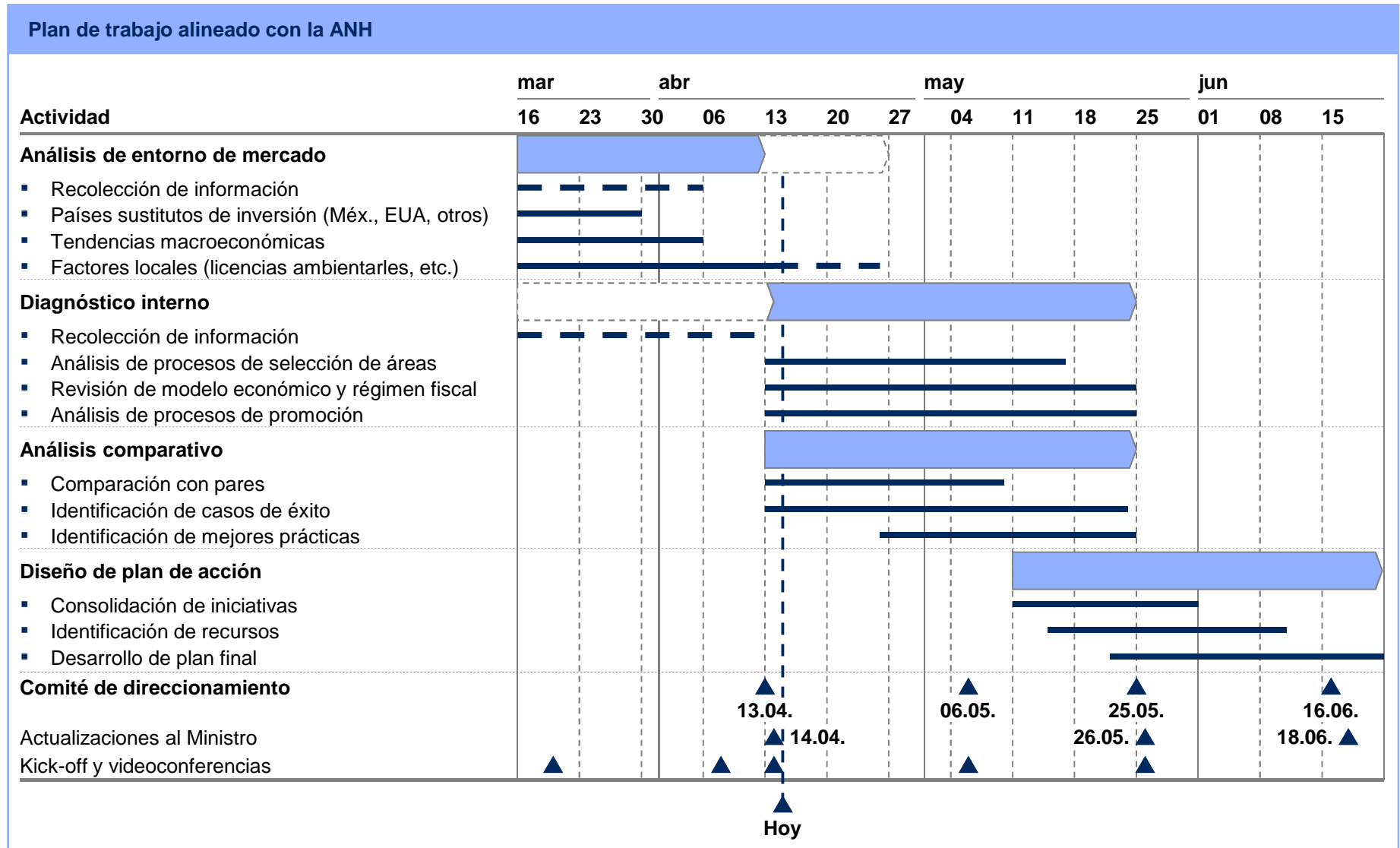
- 
- **Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)**
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

## Objetivos de esta reunión



- **Compartir perspectiva del mercado incluyendo inversiones históricas y proyectadas en E&D en Colombia, así como factores críticos inhibidores de inversión a futuro**
- **Definir las áreas foco, los países competidores por recursos de inversión y una primera perspectiva de empresas objetivo para priorizar de cara al futuro**
- **Hacer una profundización en un competidor (México) para alinear la siguiente fase de trabajo**

# El enfoque de la primera fase de trabajo ha sido el análisis de entorno de mercado tanto externo como interno



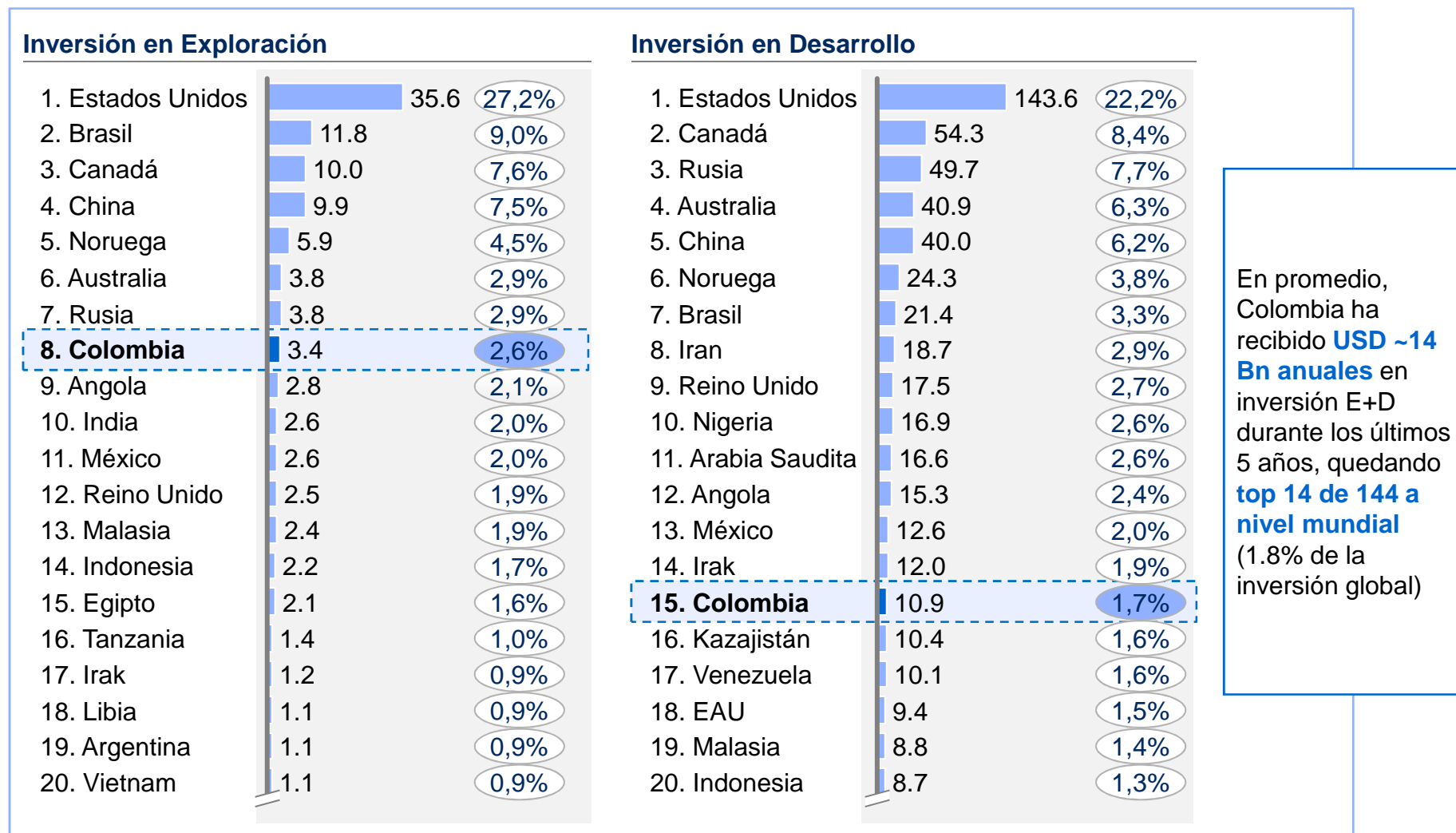
## Resumen ejecutivo de contenido del documento

- **Perspectiva de inversiones histórica, proyección a futuro y desafíos principales:**
  - Colombia ha sido un destino importante en inversiones en exploración y desarrollo (E&D) - USD14Bn de inversión promedio anual sitúa a Colombia en lugar 14 de 144 (2010-14) países con actividad petrolera
  - Dicha inversión ha sido enfocada principalmente en E&D de cuencas continentales desarrolladas, mismas que representan ~19% de la superficie total de tierras en los mapas de la ANH
  - A futuro, sin embargo, Rystad proyecta que la actividad de inversión en Colombia será reducida – USD10Bn promedio posicionando a Colombia en lugar 18 (2015-24)
  - Dicha reducción en las inversiones es el resultado de 4 desafíos principales: Prospectividad poco atractiva o incierta, complicaciones sociales y comunitarias, temas de licenciamiento ambiental, y percepción negativa en infraestructura – la ANH juega un rol central en abordar/coordinar dichos desafíos e incrementar atractividad de Colombia
- **Foco de las áreas futuras y perspectiva preliminar de jugadores a atraer:**
  - Existen tres tipos de áreas según clasificación de cuencas que concentran el 87% del área disponible en zonas aún no desarrolladas
  - Para las tres áreas foco en Colombia, se identificaron 158 empresas con potencial interés en las mismas
  - Colombia compite contra países en todo el mundo por atraer la inversión de las empresas identificadas
  - Las 158 empresas identificadas y potencialmente interesadas en Colombia se pueden clasificar en 3 segmentos de acuerdo a su foco geográfico, capacidad de participar en múltiples áreas y aversión/propensión al riesgo
- **Profundización en un competidor importante por inversiones, México:**
  - La reforma energética mexicana trae consigo cambios estructurales importantes en toda la cadena de valor; en el segmento *upstream*, se introducen las figuras contractuales de producción/utilidad compartida y licenciamiento de bloques buscando introducir participación de privados para desarrollos de mayor complejidad
  - En dicho segmento existe alta prospectividad para jugadores privados (5.8Bn Boe en reservas 2P y 91Bn Boe en recursos prospectivos), mismos que han empezado a licitarse
  - Así, se esperan inversiones importantes en el segmento, estimadas en USD 130Bn en los siguientes 5 años, de los cuales ~USD 9Bn provendrían de jugadores privados
  - Por otra parte, existen ventajas estructurales que - en el corto plazo- representarán una ventaja competitiva; p. ej., los bloques en licitación en la primera ronda se encuentran cercanos a infraestructura establecida
  - Aun no hay información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano

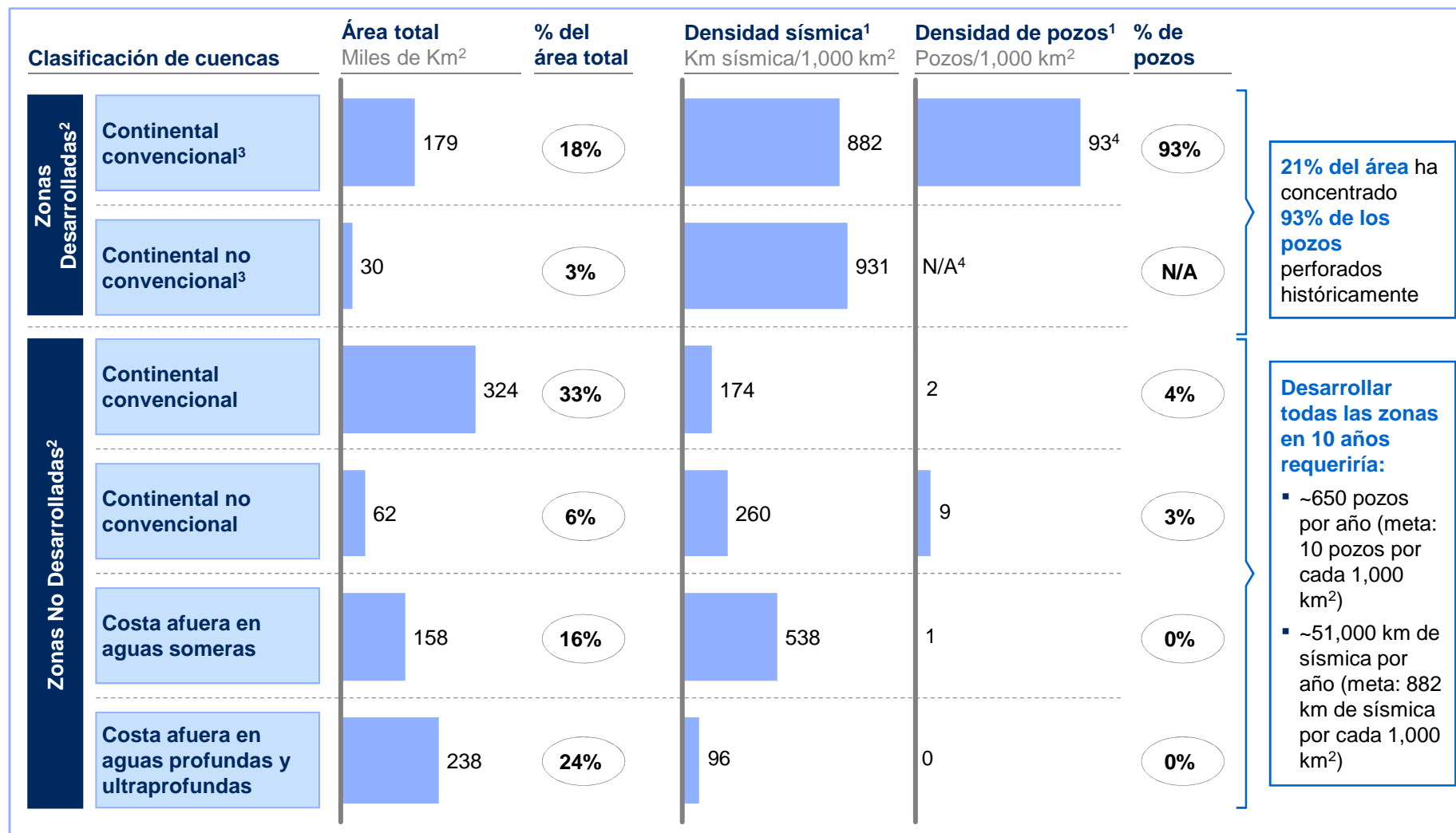
# Según Rystad, las inversiones en exploración y desarrollo en Colombia han sido importantes a nivel global

X % del total global

Promedio anual de CapEx 2010-2014; USD Bn nominales



## La inversión ha sido principalmente en E&D de cuencas continentales desarrolladas, las cuales abarcan ~21% del mapa de tierras total de la ANH



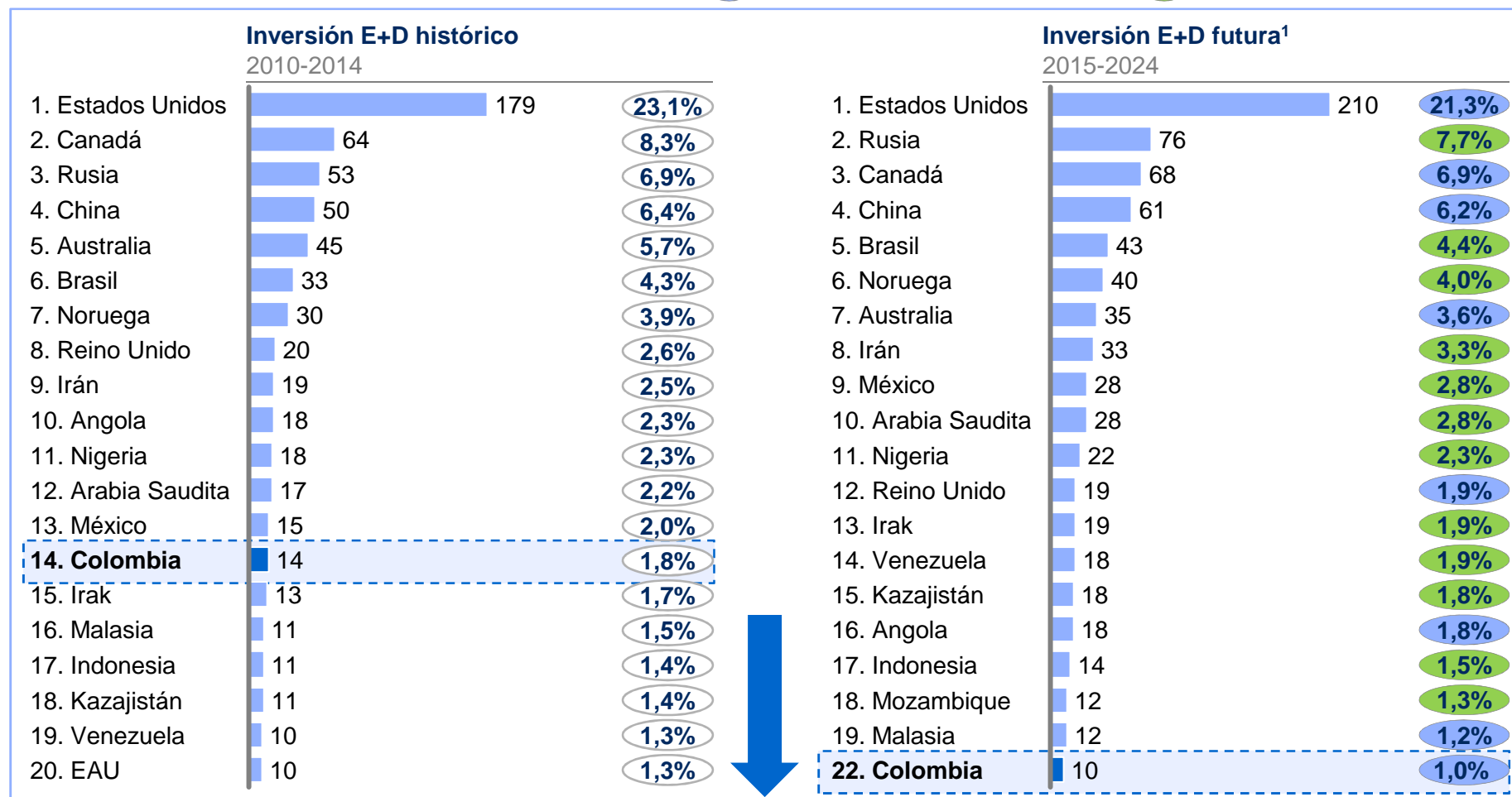
1 Base de datos geomática de la ANH; 2 Cuencas con producción histórica y >10 pozos por cada 1,000 km<sup>2</sup>; 3 Superficie del Valle Medio del Magdalena (VMM) considerada para ambas áreas (convencional y no convencional); 4 Pozos del VMM considerados convencionales



# A futuro, Rystad estima una reducción en la inversión en Colombia posicionando al país 8 lugares abajo en el ranking

Promedio anual de CapEx en Exploración y Desarrollo; USD Bn nominales

X Empeoró su % con respecto al total X Mejoró su % con respecto al total



1 El pronóstico de Rystad se elabora utilizando la información pública disponible de inversión, geología, tipo de campos, riesgos de extracción de los recursos "yet to find" de cada país (ajustan según la visión independiente de Rystad)

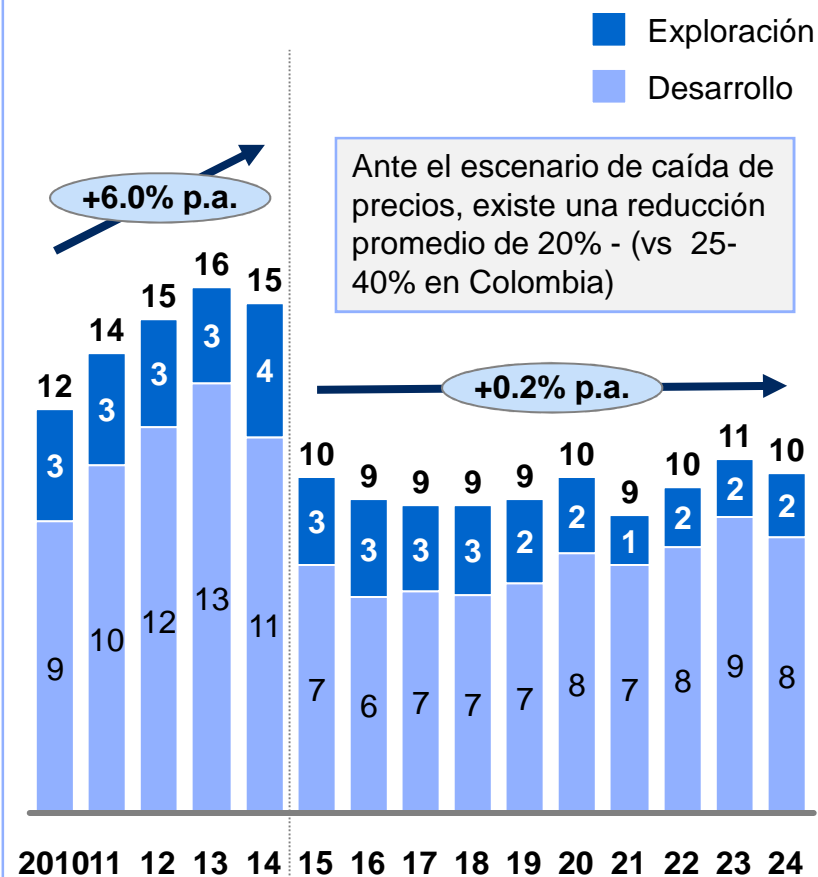
# Se han identificado cuatro desafíos principales que reducen la atractividad de Colombia como destino de inversiones en E&D

## Principales desafíos identificados en E&D<sup>1</sup> en Colombia

- 1** **Incertidumbre en prospectividad**
  - **Onshore frontera y offshore** potencialmente atractivos, pero con información de prospectiva con alta incertidumbre
  - **Onshore tradicional** ya desarrollado, no es foco de inversión futura – baja prospectividad
- 2** **Infraestructura de transporte**
  - **Infraestructura inferior a la media** OECD, **y promedio** de acuerdo a Fraser
  - **Onshore frontera** con capacidad disponible para cubrir nueva producción
- 3** **Manejo de comunidades y temas sociales**
  - **Incremento de bloqueos** que impide la actividad de exploración y desarrollo
  - **Existe falta de alineamiento** de incentivos y coordinación entre actores clave
- 4** **Consistencia y calidad de licenciamiento ambiental**
  - Licenciamiento ambiental percibido como un **inhibidor para la industria**
  - **Variabilidad y tiempos prolongados** en el otorgamiento de licencias ambientales

## Perspectiva de inversión en E&D<sup>1</sup> (Rystad)

CapEx en Exploración y Desarrollo; USD B nominal

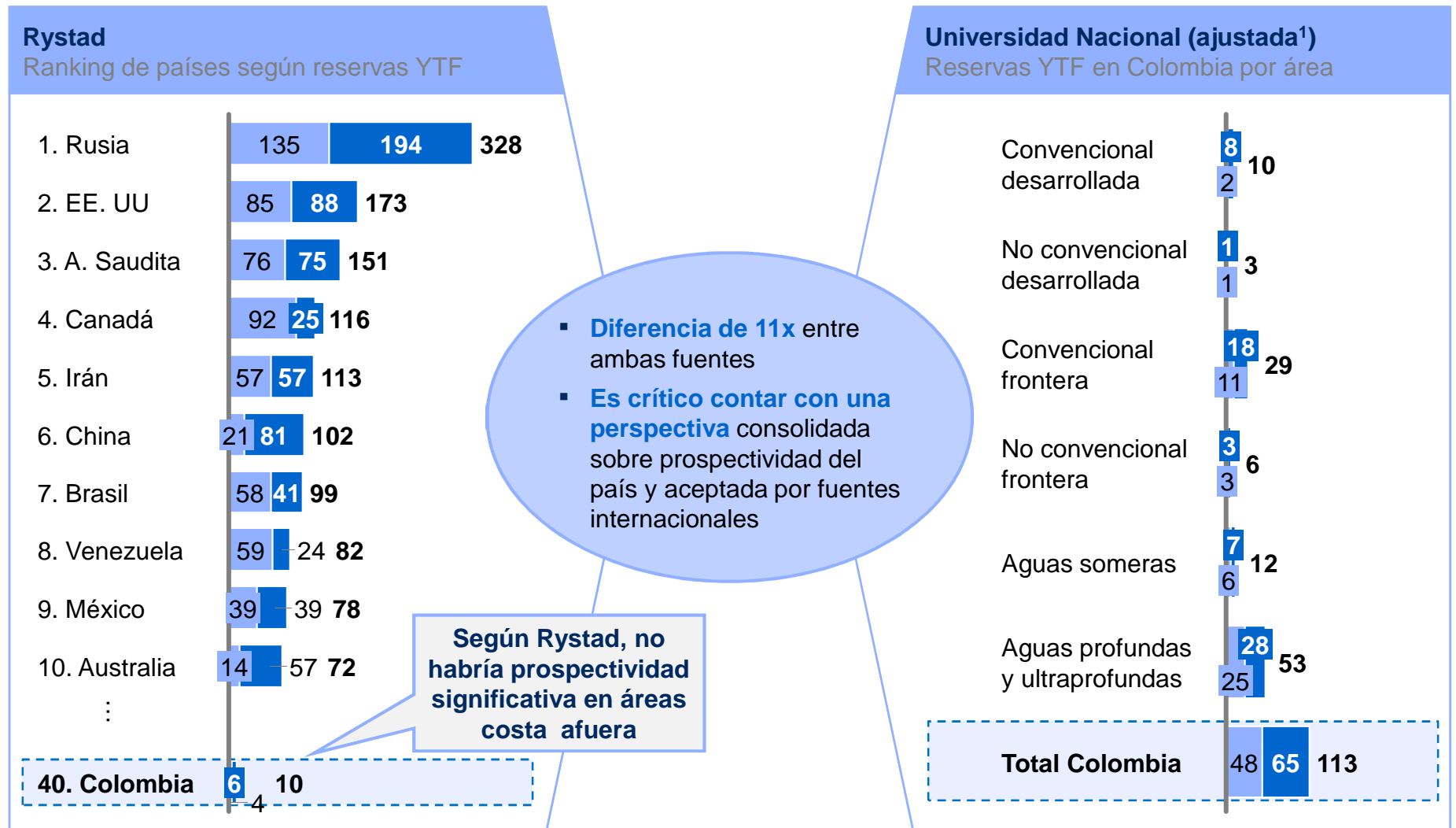


1 Exploración y Desarrollo

# 1 Existe alta incertidumbre sobre recursos prospectivos para Colombia

Recursos “yet-to-find” (YTF) P50 según distintas fuentes, B boe

■ Líquido ■ Gas



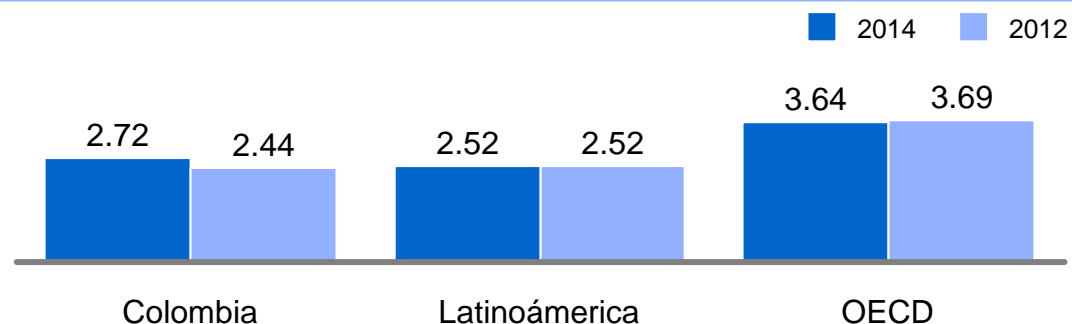
1 Valores OOIP P50 de la UNAL fueron multiplicados por 0.41 para conciliar la estimación P50 de reservas en Sinú-San Jacinto contra los 1.5 MMbbl de estimados recientemente por la Vicepresidencia Técnica de la ANH

## 2 La infraestructura en Colombia muestra competitividad inferior a la OECD, y de acuerdo a Fraser<sup>1</sup> la infraestructura de transporte en el sector de hidrocarburos es cercana al promedio

### Índice de desempeño logístico inferior al OECD

Calidad de infraestructura de comercio y transporte; puntuación (1-5)

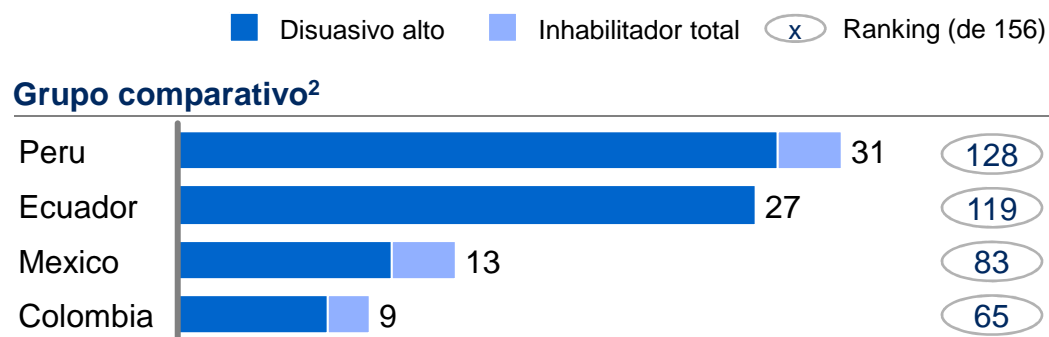
Según el índice de desempeño logístico del Banco Mundial **Colombia ocupó el puesto 118 entre 191 países**, quedando **debajo de la media latinoamericana** y **cayendo 0.32 puntos con respecto al 2012**



### Índice de la calidad de la infraestructura para la industria de hidrocarburos

Porcentaje de encuestados que ven a infraestructura como inhabilitador de inversión; 2014

Una encuesta del **instituto Fraser** muestra que la calidad de la infraestructura de hidrocarburos es **segundo cuartil** – superior al grupo comparativo



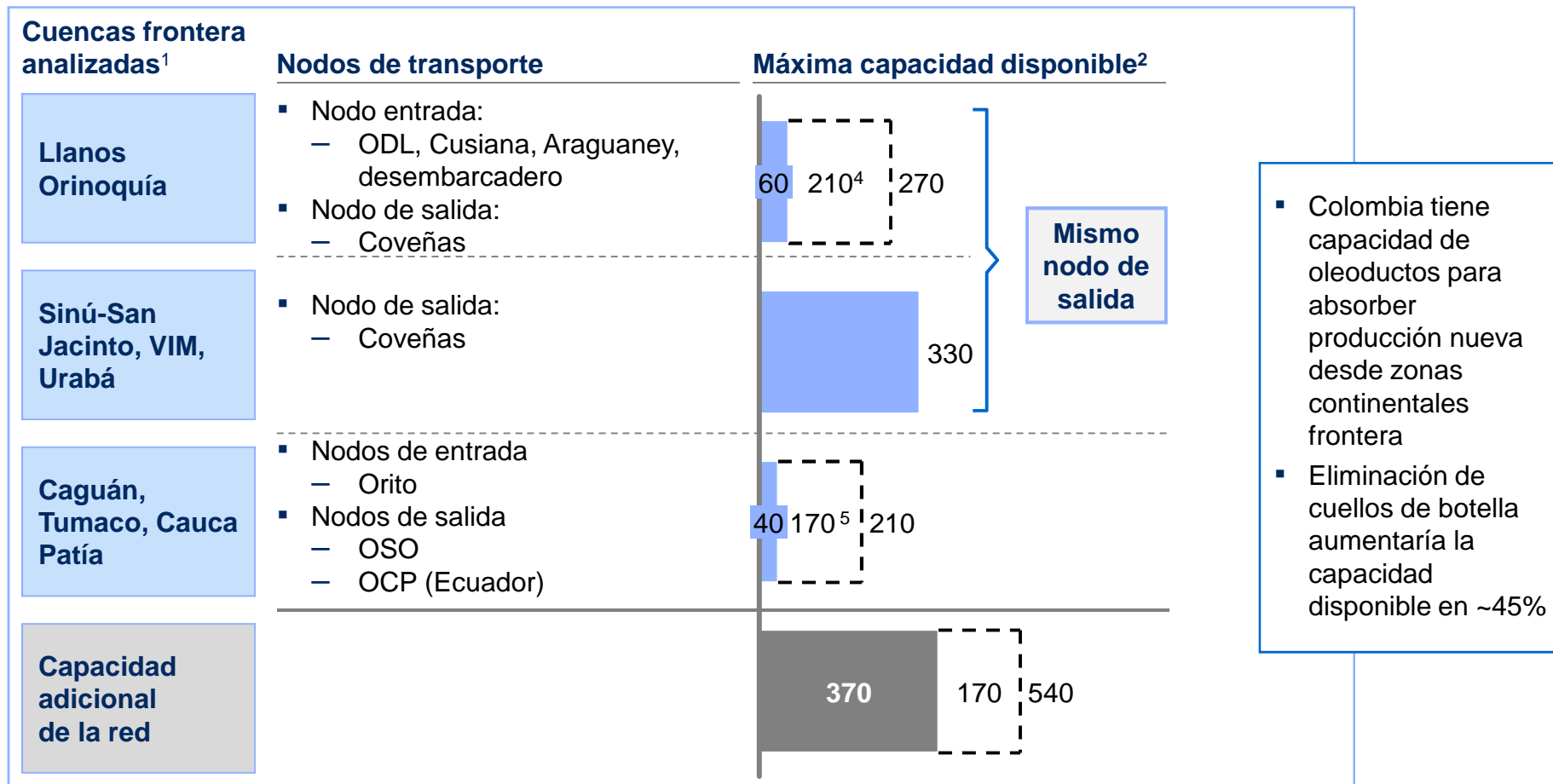
1 El instituto Fraser es una organización Canadiense de investigación sobre temas económicos y de política pública

2 Mid tier incluye países en los 2 cuartiles centrales. La lista provista en una muestra comparativa

## 2 La capacidad disponible en oleoductos podría soportar ~370Kbd adicionales desde cuencas convencionales frontera

Kbd; 2014

■ Actual  
 [ ] Potencial<sup>3</sup>



<sup>1</sup> Cuencas frontera que están próximas a desarrollar y se deben conectar a la red existente (excluye Guajira, Vaupés-Amazonas y Chocó)

<sup>2</sup> Considerando el 100% de la capacidad disponible entre los nodos de entrada y salida

<sup>3</sup> Capacidad disponible de la red que se podría aprovechar eliminando cuellos de botella

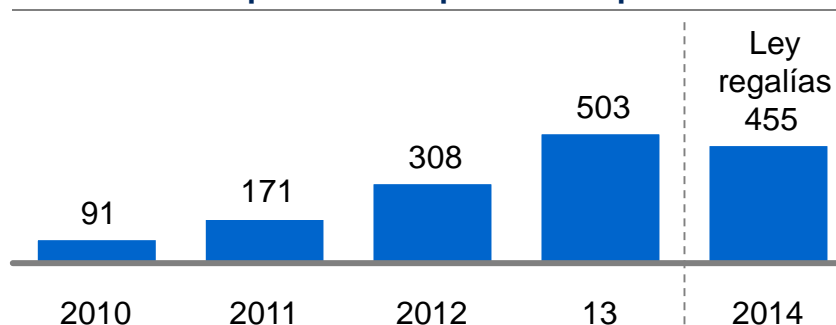
<sup>4</sup> Expandiendo las líneas Monterrey-Araguaney a Bicentenario y ODL se pueden exportar 210kbd adicionales vía Coveñas

<sup>5</sup> Expandiendo OSO se pueden exportar 170kbd adicionales vía OCP (Ecuador)

## 2 El aumento de bloqueos a operaciones petroleras, en momentos de entrega record de regalías, evidencia una desalineación entre los actores

El número de bloqueos a operaciones petroleras ha incrementado significativamente...

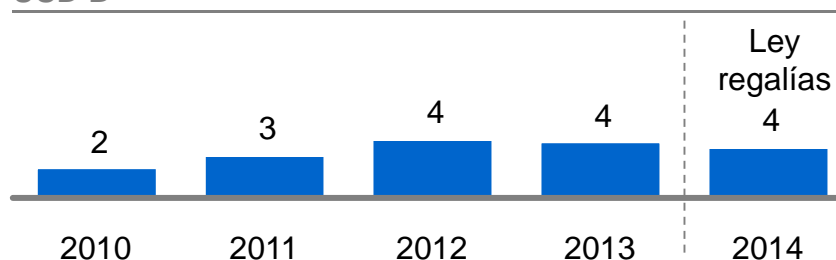
Número de bloqueos a las operaciones petroleras



... a pesar del incremento de la contribución de la industria petrolera al país

Evolución de regalías giradas de la industria de hidrocarburos *upstream*

USD B



... esto puede ser resultado de la desalineación de expectativas sobre los recursos generados entre distintos actores

- Las **comunidades, empresas, gobierno local y nacional** cuentan con **incentivos y expectativas diferentes** sobre el uso de recursos
  - **Comunidades y empresas** buscan conjuntamente suplir las necesidades de la comunidad
  - **Gobierno local y nacional** buscan cumplir con sus metas de desarrollo y planes de gobierno propios
- **Acciones enfocadas en 2 necesidades** específicas de las comunidades pudieron haber **evitado el 50% de los conflictos con comunidades<sup>1</sup>** entre el 2010-12, por ejemplo:
  - **Inversión de recursos en vías locales** para la comunidad
  - **Contratación laboral y de servicios** con comunidades

Se debe generar un marco metodológico que permita alinear eficazmente los recursos a las necesidades específicas de cada comunidad

1 No relacionadas con problemas laborales

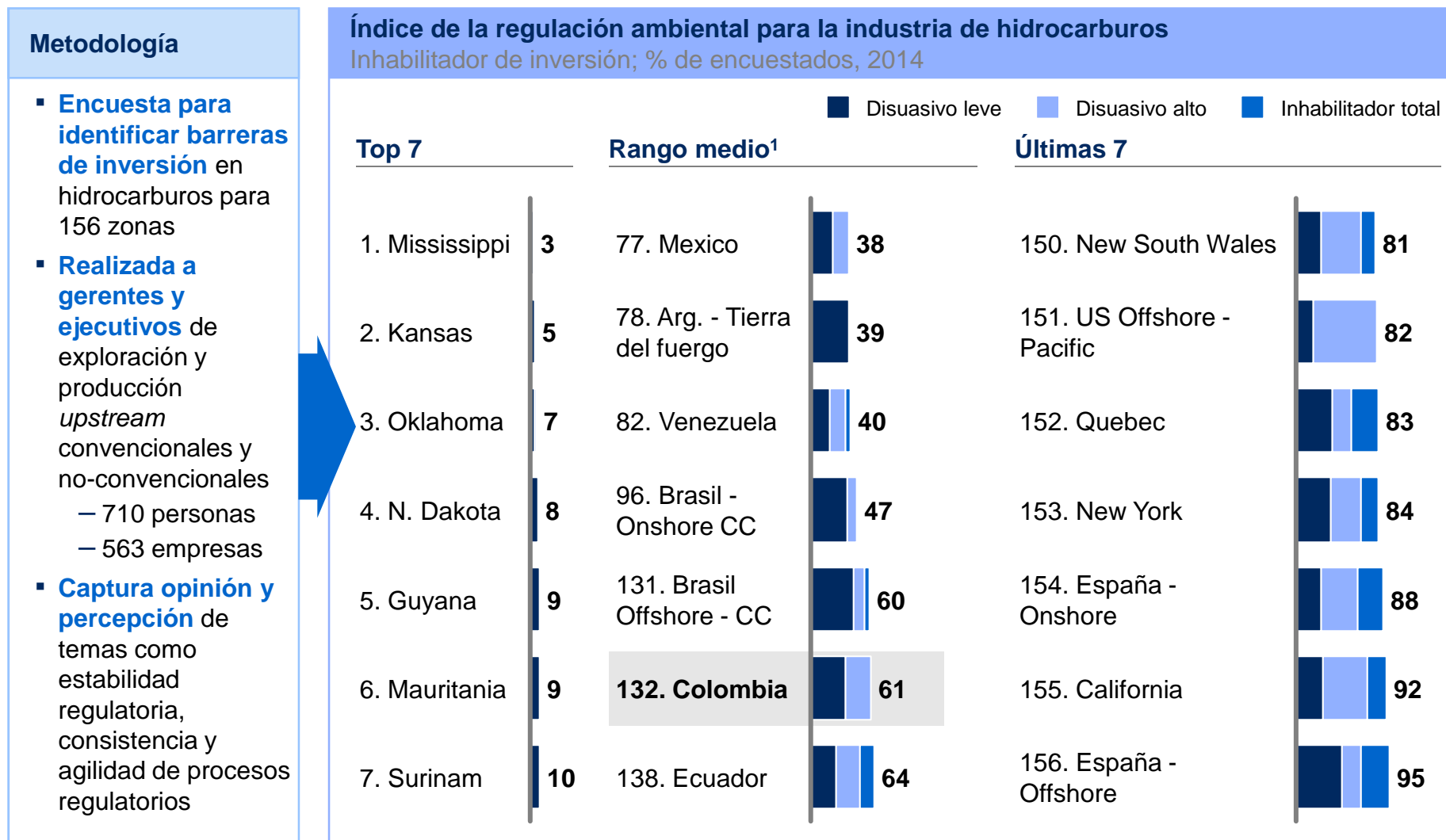
### 3 La problemática de las comunidades es compleja y requiere mayor coordinación entre entidades gubernamentales y la empresa privada

NO EXHAUSTIVO

Temas principales	Comentarios durante entrevistas de profundidad	
<p><b>Falta de marco legal claro que guíe a las empresas para solucionar conflictos</b></p>	<p>“En las relaciones comunitarias existen guías de buenas prácticas sociales y protocolos, pero no hay una legislación al respecto” Ejecutivo de gobierno</p>	<p>“Esta metodología [Consulta previa] es de buenas prácticas. No existe una norma de procedimiento cerrada y eso trae incertidumbre a las empresas” Ejecutivo de gobierno</p>
<p><b>Falta de información sobre la situación social de los bloques</b></p>	<p>“El Ministerio del interior dice que no hay comunidades indígenas, pero aparecen” Ejecutivo de Industria</p>	<p>“¡Falta coordinación! La ANH debería ser el órgano integrador. Hoy te dan el contrato y chau” Ejecutivo de Industria</p>
<p><b>Falta de entendimiento de las necesidades de las comunidades</b></p>	<p>“[Las comunidades indígenas] Piensan, actúan y viven diferente que nosotros. ... Ellos son los dueños del territorio. Nosotros somos los invitados...y nos tenemos que adaptar” Ejecutivo de Industria</p>	<p>“Las comunidades son complejas, están los indígenas, los negros y los campesinos y todos tienen exigencias diferentes” Ejecutivo de gobierno</p>
<p><b>Baja coordinación entre entes estatales, centrales, regionales y gobiernos locales para resolver temas sociales</b></p>	<p>“Es necesaria una normativa holística para el sector” Ejecutivo de gobierno</p>	<p>“A pesar de la apertura del gobierno central y sus buenas intenciones, sólo hemos podido realizar un pozo exploratorio. Eso es inaceptable” Ejecutivo de Industria</p>
<p><b>Baja coordinación entre agencias estatales y la empresa privada para resolver temas sociales</b></p>	<p>“En el interior nos paran las operaciones porque no reconocen nuestras licencias” Ejecutivo de Industria</p>	<p>“Un factor clave de éxito fue la articulación de esfuerzos entre el Gobierno Central, la empresa y cooperación internacional” Ejecutivo de Industria</p>

- ANH ha llevado a cabo acciones específicas para mejorar el manejo de las comunidades (p. ej., caso Repsol en La Guajira)
- Hacia futuro el esfuerzo deberá enfocarse en definir un modelo que permita replicar dichas acciones de forma sistemática

## 4 Según una encuesta del instituto Fraser, el proceso de licenciamiento ambiental es visto negativamente por el 61% de los encuestados



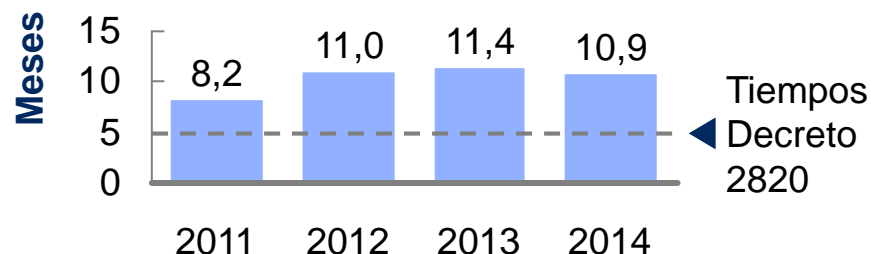
1 Países donde la infraestructura puede llegar a disuadir entre el 35% y 65% de los gerentes y ejecutivos. La lista provista en una muestra comparativa



## 4 Esta percepción es generada por los tiempos prolongados para el otorgamiento de las licencias y las restricciones resultantes de estas

### Tiempos prolongados de otorgamiento de licencias

- El tiempo promedio de otorgamiento de licencias de hidrocarburos aumentó entre 2011 y 2014
- Las licencias ambientales requieren de un estudio individual para definir las restricciones de operación de cada bloque
- Los tiempos sobrepasan significativamente los límites establecidos por la ley



### Licencias ambientales restringen la capacidad de explotar bloques (calidad de licencias)

- Entrevistas a clientes de la ANH revelan falta de alineación entre objetivos exploratorios y restricciones ambientales a bloques otorgados
- Las licencias tienen una alta variabilidad entre ellas sobre las restricciones de operación
- El área que puede ser explorada por operadoras se reduce significativamente tras proceso de licenciamiento

“Las últimas licencias han limitado fuertemente nuestra capacidad de explorar los bloques asignados”  
Ejecutivo de Industria

“Las licencias sólo nos permiten usar entre un 2 y 5% del bloque”  
Ejecutivo de Industria

### Temas identificados para esfuerzos futuros de mejora

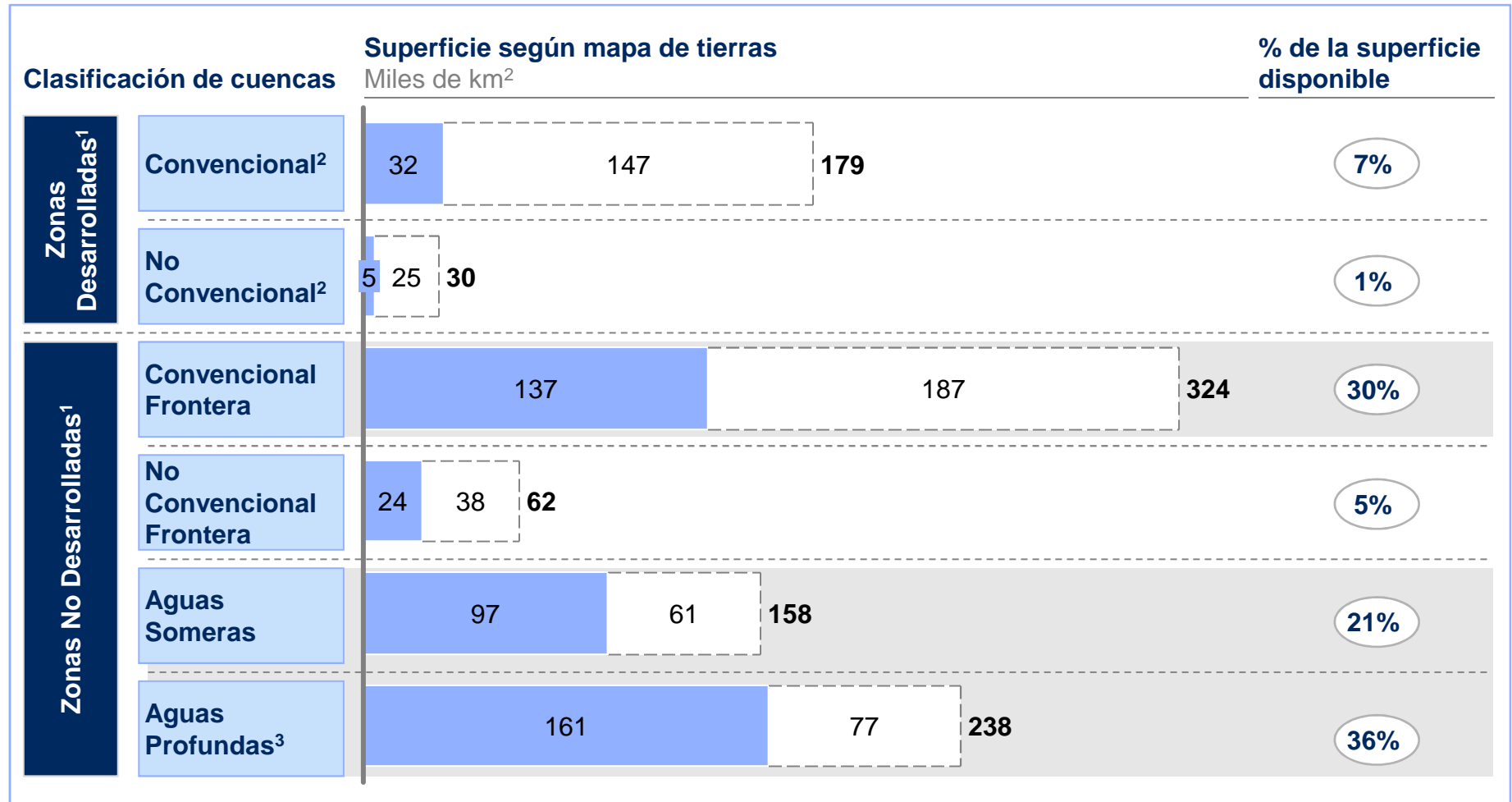
- **Estandarización:** Tanto en el proceso como en las restricciones específicas de las licencias
- **Alineamiento de expectativas:** Identificación de restricciones, búsqueda de soluciones y comunicación a priori a las empresas sobre las posibles restricciones en operación de los bloques
- **Acompañamiento:** Seguimiento a la empresas a través de todo el proceso de licenciamiento

## Resumen ejecutivo de contenido del documento

- **Perspectiva de inversiones histórica, proyección a futuro y desafíos principales:**
  - Colombia ha sido un destino importante en inversiones en exploración y desarrollo (E&D) - USD14Bn de inversión promedio anual sitúa a Colombia en lugar 14 de 144 (2010-14) países con actividad petrolera
  - Dicha inversión ha sido enfocada principalmente en E&D de cuencas continentales desarrolladas, mismas que representan ~19% de la superficie total de tierras en los mapas de la ANH
  - A futuro, sin embargo, Rystad proyecta que la actividad de inversión en Colombia será reducida – USD10Bn promedio posicionando a Colombia en lugar 18 (2015-24)
  - Dicha reducción en las inversiones es el resultado de 4 desafíos principales: Prospectividad poco atractiva o incierta, complicaciones sociales y comunitarias, temas de licenciamiento ambiental, y percepción negativa en infraestructura – la ANH juega un rol central en abordar/coordinar dichos desafíos e incrementar atractividad de Colombia
- **Foco de las áreas futuras y perspectiva preliminar de jugadores a atraer:**
  - Existen tres tipos de áreas según clasificación de cuencas que concentran el 87% del área disponible en zonas aún no desarrolladas
  - Para las tres áreas foco en Colombia, se identificaron 158 empresas con potencial interés en las mismas
  - Colombia compite contra países en todo el mundo por atraer la inversión de las empresas identificadas
  - Las 158 empresas identificadas y potencialmente interesadas en Colombia se pueden clasificar en 3 segmentos de acuerdo a su foco geográfico, capacidad de participar en múltiples áreas y aversión/propensión al riesgo
- **Profundización en un competidor importante por inversiones, México:**
  - La reforma energética mexicana trae consigo cambios estructurales importantes en toda la cadena de valor; en el segmento *upstream*, se introducen las figuras contractuales de producción/utilidad compartida y licenciamiento de bloques buscando introducir participación de privados para desarrollos de mayor complejidad
  - En dicho segmento existe alta prospectividad para jugadores privados (5.8Bn Boe en reservas 2P y 91Bn Boe en recursos prospectivos), mismos que han empezado a licitarse
  - Así, se esperan inversiones importantes en el segmento, estimadas en USD 130Bn en los siguientes 5 años, de los cuales ~USD 9Bn provendrían de jugadores privados
  - Por otra parte, existen ventajas estructurales que - en el corto plazo- representarán una ventaja competitiva; p. ej., los bloques en licitación en la primera ronda se encuentran cercanos a infraestructura establecida
  - Aun no hay información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano

# Mirando al futuro, el 87% del área disponible para promoción se concentra en 3 tipos de áreas que están en zonas aún no desarrolladas

■ Área disponible para licenciamiento □ Área no disponible (con contrato TEA o E&P vigente) ■ Áreas foco a futuro



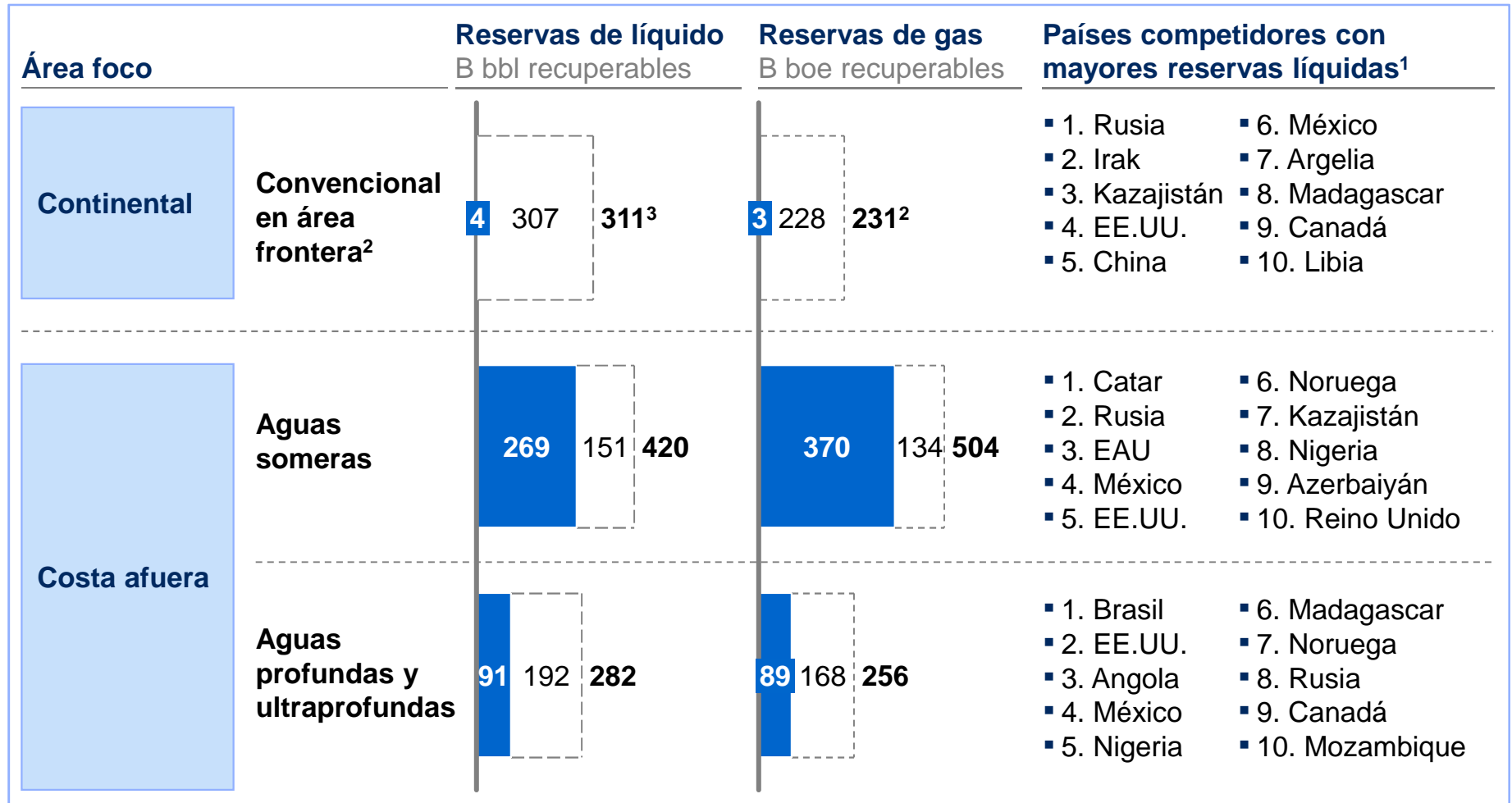
1 Desarrolladas = Cuencas donde se ha producido hidrocarburos y con densidad de pozos >10 por cada 1,000 km<sup>2</sup>

2 Superficie del Valle Medio del Magdalena (VMM) considerada para ambas áreas (convencional y no convencional)

3 Cuenca Pacífico Profunda no incluida en las cifras, por no contar con información de superficie en mapa de tierras

# Para cada área foco en Colombia, existen reservas y competidores significativos a nivel global

■ 2P □ Prospectivas



1 Se definieron como competidores los países abiertos a inversión extranjera en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos

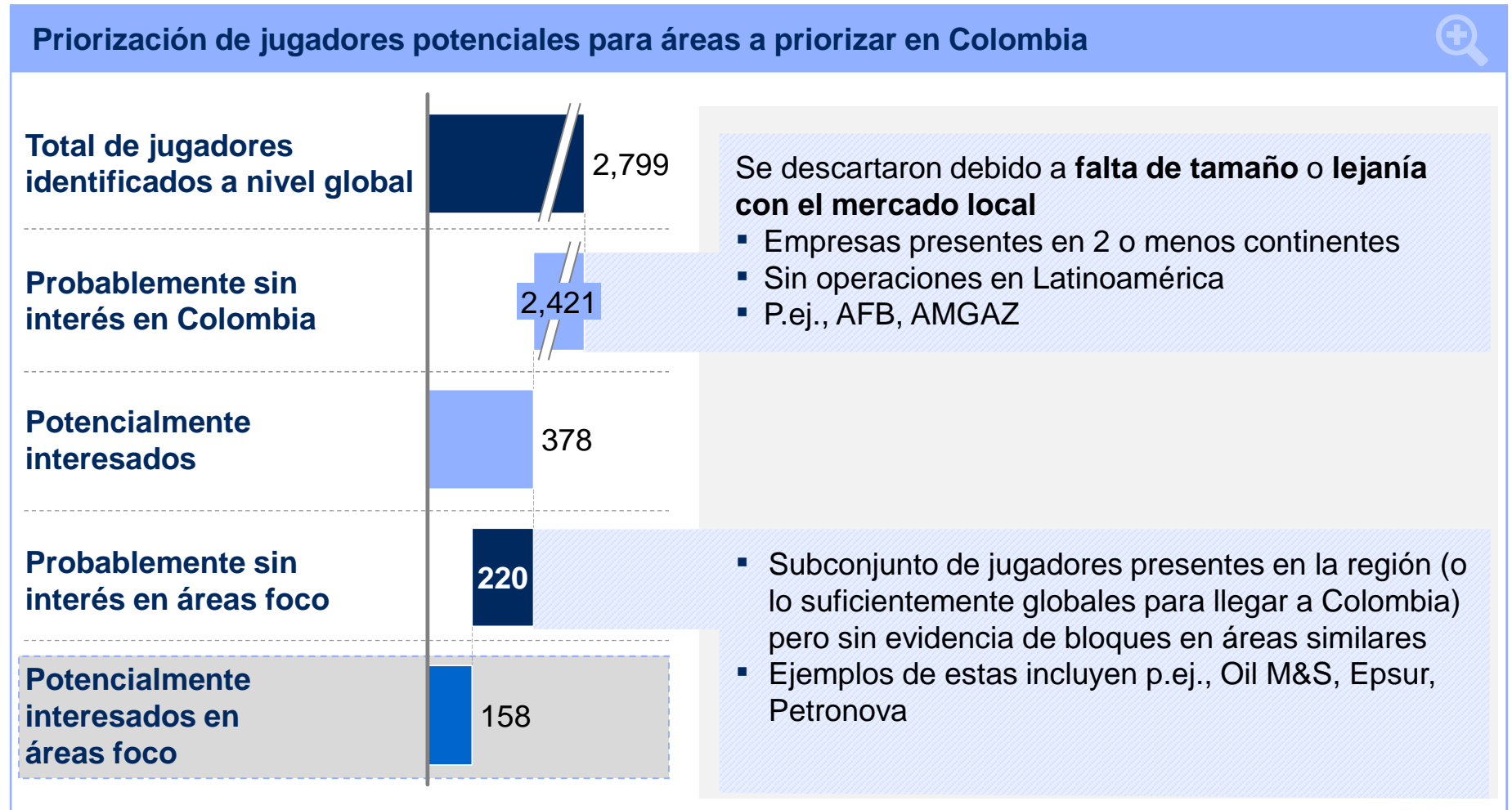
2 Se definió áreas frontera como cuencas sin producción (actual o anterior)

3 Asume que el 100% de prospectividad de recursos continentales convencionales de un país está en áreas frontera

# Para las tres áreas foco en Colombia, se identificaron 158 empresas con potencial interés en las mismas

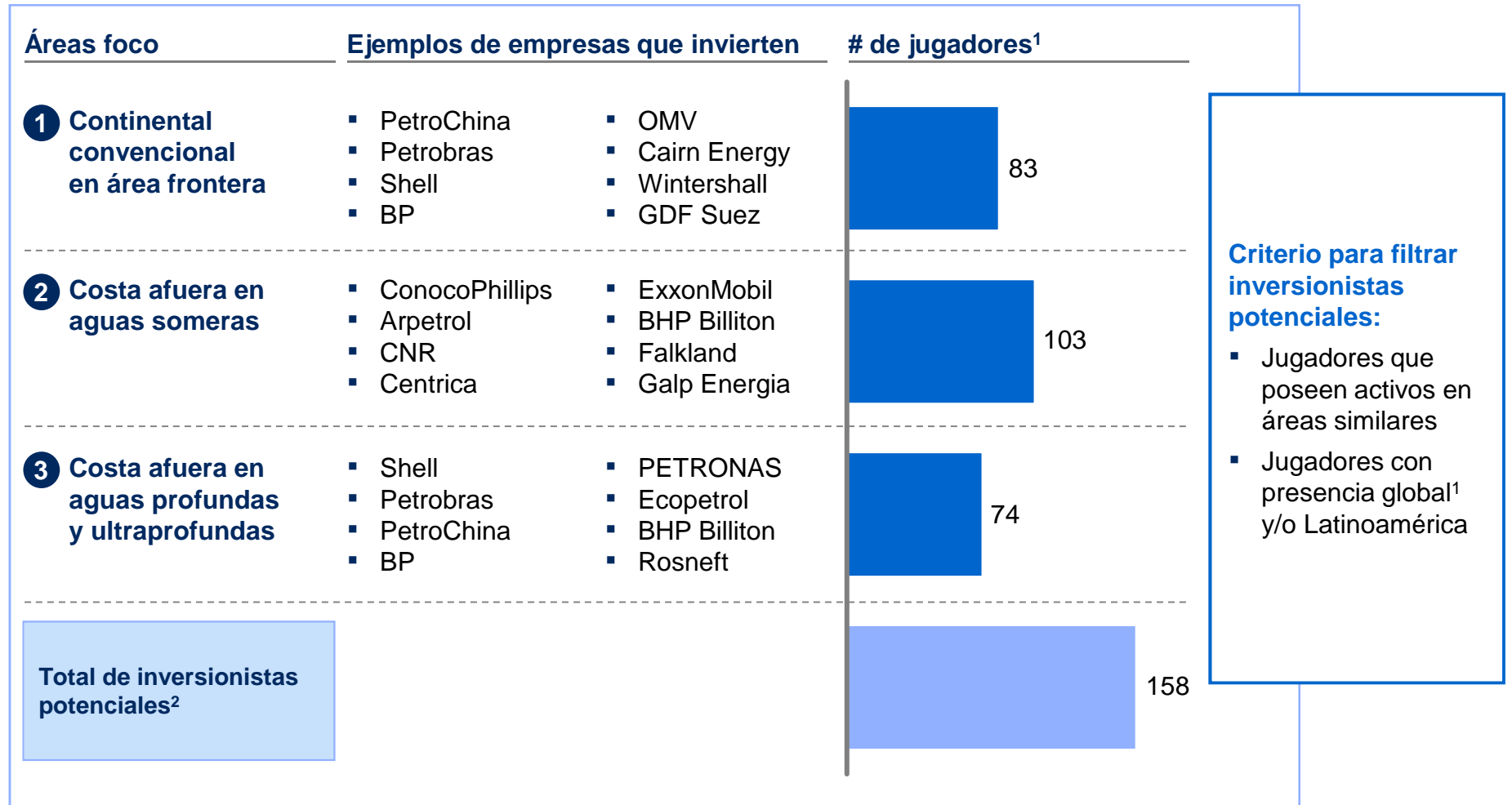
Número de empresas petroleras

■ Jugadores prioritarios para la ANH a detallar



1 Zonas fronteras = Cuencas sin bloques en producción ni en desarrollo

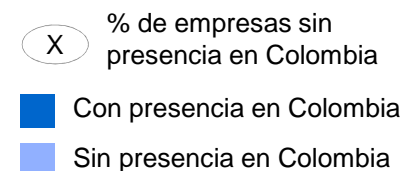
# Colombia compite contra países en todo el mundo por atraer la inversión de 158 empresas hacia sus áreas foco



1 Las empresas pueden hacer varias áreas por lo que pueden aparecer en más de un área

2 Jugadores que se repiten en más de un área sólo están contados una vez

# Las 158 empresas se pueden clasificar en tres segmentos con maneras diferentes de hacer negocios



1 Empresas con bloques en 3 o más continentes se consideran “globales”. De lo contrario se consideran “regionales”.

2 Empresas con 40% o más de sus bloques en cuencas frontera se consideran “pioneras”. De lo contrario se consideran “conservadoras”.

## Resumen ejecutivo de contenido del documento

- **Perspectiva de inversiones histórica, proyección a futuro y desafíos principales:**
  - Colombia ha sido un destino importante en inversiones en exploración y desarrollo (E&D) - USD14Bn de inversión promedio anual sitúa a Colombia en lugar 14 de 144 (2010-14) países con actividad petrolera
  - Dicha inversión ha sido enfocada principalmente en E&D de cuencas continentales desarrolladas, mismas que representan ~19% de la superficie total de tierras en los mapas de la ANH
  - A futuro, sin embargo, Rystad proyecta que la actividad de inversión en Colombia será reducida – USD10Bn promedio posicionando a Colombia en lugar 18 (2015-24)
  - Dicha reducción en las inversiones es el resultado de 4 desafíos principales: Prospectividad poco atractiva o incierta, complicaciones sociales y comunitarias, temas de licenciamiento ambiental, y percepción negativa en infraestructura – la ANH juega un rol central en abordar/coordinar dichos desafíos e incrementar atractividad de Colombia
- **Foco de las áreas futuras y perspectiva preliminar de jugadores a atraer:**
  - Existen tres tipos de áreas según clasificación de cuencas que concentran el 87% del área disponible en zonas aún no desarrolladas
  - Para las tres áreas foco en Colombia, se identificaron 158 empresas con potencial interés en las mismas
  - Colombia compite contra países en todo el mundo por atraer la inversión de las empresas identificadas
  - Las 158 empresas identificadas y potencialmente interesadas en Colombia se pueden clasificar en 3 segmentos de acuerdo a su foco geográfico, capacidad de participar en múltiples áreas y aversión/propensión al riesgo
- **Profundización en un competidor importante por inversiones, México:**
  - La reforma energética mexicana trae consigo cambios estructurales importantes en toda la cadena de valor; en el segmento *upstream*, se introducen las figuras contractuales de producción/utilidad compartida y licenciamiento de bloques buscando introducir participación de privados para desarrollos de mayor complejidad
  - En dicho segmento existe alta prospectividad para jugadores privados (5.8Bn Boe en reservas 2P y 91Bn Boe en recursos prospectivos), mismos que han empezado a licitarse
  - Así, se esperan inversiones importantes en el segmento, estimadas en USD 130Bn en los siguientes 5 años, de los cuales ~USD 9Bn provendrían de jugadores privados
  - Por otra parte, existen ventajas estructurales que - en el corto plazo- representarán una ventaja competitiva; p. ej., los bloques en licitación en la primera ronda se encuentran cercanos a infraestructura establecida
  - Aun no hay información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano



# La reforma energética mexicana trae consigo cambios estructurales importantes en toda la cadena de valor

Detalle a continuación

## Principales cambios introducidos por la reforma

### Exploración y Producción (*Upstream*)

- La reforma permite licenciar bloques y establecer contratos de utilidades y producción compartida a operadores externos



### Almacenamiento y reparto (*Midstream*)

- Incentivos para la construcción de ductos y operadores existentes para proveer servicios a precio regulado por CRE<sup>1</sup>



### Aguas abajo (*Downstream*)

- Se permitirá a jugadores privados entrar a procesos de refinamiento y procesamiento de petroquímicos



<sup>1</sup> CRE: Comisión Reguladora de Energía

# Los cambios regulatorios ofrecen oportunidades de inversión a lo largo de la cadena de valor, especialmente en operación *upstream*

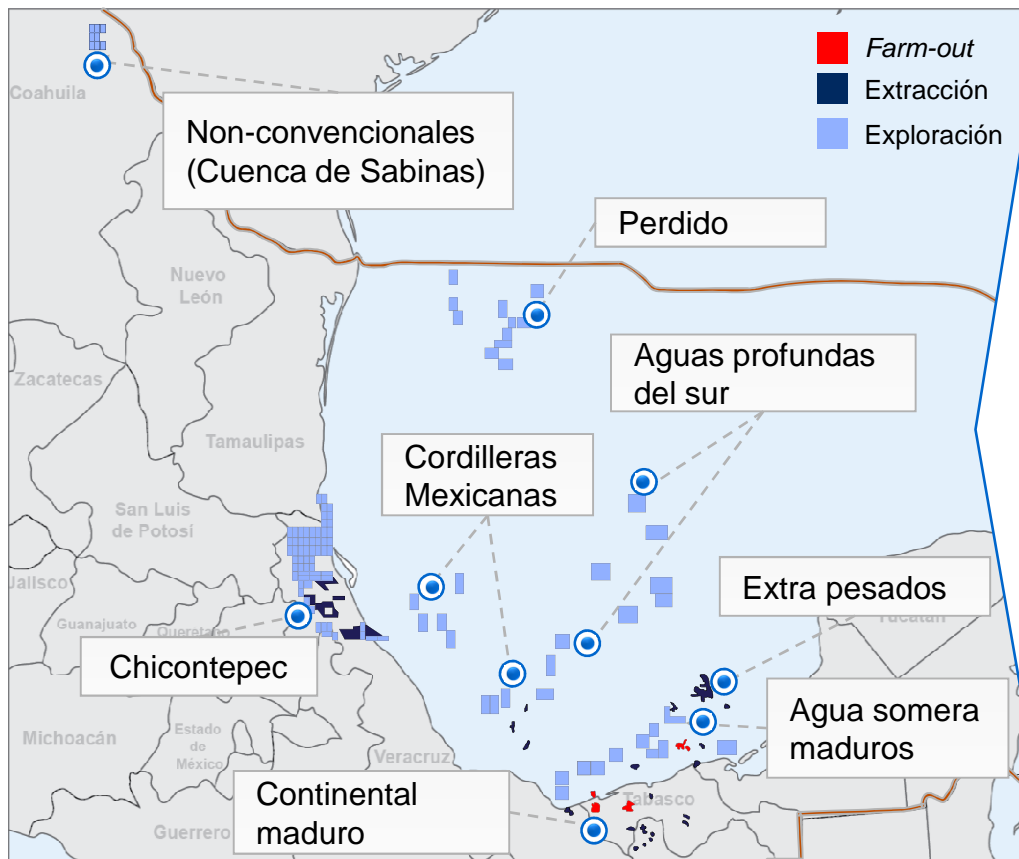
	Cambios importantes en la regulación	Oportunidades
Gas & Petróleo	<p><b>Upstream (Operador)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los privados ahora pueden participar en E&amp;P como operadores de campo                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Se introducen nuevos modelos de contrato (ej.: distribución de utilidades, distribución de producción, licencias)</li> <li>Los contratos de servicios actuales (contratos de servicios múltiples y servicios integrados) migrarán a nuevos modelos</li> </ul> </li> <li>Los reguladores y Pemex han definido la Ronda 0 y la Ronda 1, estableciendo cuáles campos serán                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Mantenidos por Pemex (asignaciones de la Ronda 0)</li> <li>Desarrollados por Pemex a través de JVs con empresas privadas (Ronda 0 <i>farm-outs</i>)</li> <li>Licitados a empresas privadas o Pemex (Ronda 1 y futuras rondas)</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Oportunidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nuevas y amplias oportunidades (~130Bn USD)</b> debido a la posibilidad de ingreso de privados:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Participación en ronda 0 <i>farm-outs</i> y Ronda 1</li> <li>Rondas futuras de bloques de exploración por reguladores</li> <li>Potenciales <i>farm-outs</i> futuros por Pemex (mayormente <i>onshore</i> maduro y aguas pocos profundas)</li> </ul> </li> <li><b>Oportunidades medibles (~35Bn):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Potencial expansión del mercado</li> <li>Financiación / adquisición de compañías en dificultades financieras bajo los escenarios actuales de precio del petróleo</li> </ul> </li> <li>Bajo las regulaciones actuales, las oportunidades son muy específicas y varían significativamente</li> <li>En el futuro las oportunidades son poco claras, ya que dependerán de nuevas regulaciones aún no publicadas</li> <li>No existen oportunidades en refinerías y procesamiento de gas debido a capacidad ociosa de EE.UU.</li> <li>Potencial oportunidad en comercialización de gasolina/diesel</li> </ul>
	<p><b>Upstream (OFSE)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>No existen cambios regulatorios relevantes, aunque al autonomía de gestión de Pemex podría expedir procesos de contratación</li> <li>El panorama OFSE se mantendrá determinado por Pemex para los próximos 2-4 años, pero nuevos operadores muy probablemente profundicen el mercado</li> <li>A medida que nuevos operadores ingresen al mercado, aumentará la competencia, ajustando los niveles de rentabilidad de las compañías de servicio a los niveles internacionales</li> </ul>	
	<p><b>Midstream</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CENAGAS ha sido creada para gestionar una red de tuberías de acceso abierto e incentivar su expansión</li> <li>CRE mantiene la autoridad regulatoria                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Precio de venta regulado por CRE hasta que “existan condiciones competitivas”</li> <li>Todos los propietarios de tuberías y los operadores están obligados a ofrecer acceso abierto a sus servicios e instalaciones</li> <li>Cualquiera puede importar gas natural con el consentimiento previo de CRE</li> </ul> </li> </ul>	
	<p><b>Downstream &amp; Comerc.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los privados pueden involucrarse en:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Actividades de refinería, petroquímicas y de procesamiento de gas</li> <li>Comercialización de gasolina a través de marcas que no sean Pemex</li> </ul> </li> </ul>	

1 Pemex puede elegir migrar cualquier campo asignado a un tipo de contrato farm-out

# Los recursos 2P a ser licitados con participación de privados suman 5.8B boe, mientras los recursos prospectivos ascienden a ~91 Bn boe

Licitados en 2015

## Campos a licitar durante Ronda 0 (farm-out) y Ronda 1



## Reservas 2P

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	Pemex	Farm-out & Ronda 1	Rondas Futuras
Aguas profundas	0.4	0.2	-
Aguas someras	11.4	2.2	-
Continental	5.3	0.3	0.4
Non-conv. <sup>1</sup>	3.6	2.7	-
<b>Total</b>	<b>20.6</b>	<b>5.4</b>	<b>0.4</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>78%</b>	<b>21%</b>	<b>2%</b>

## Recursos Prospectivos

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

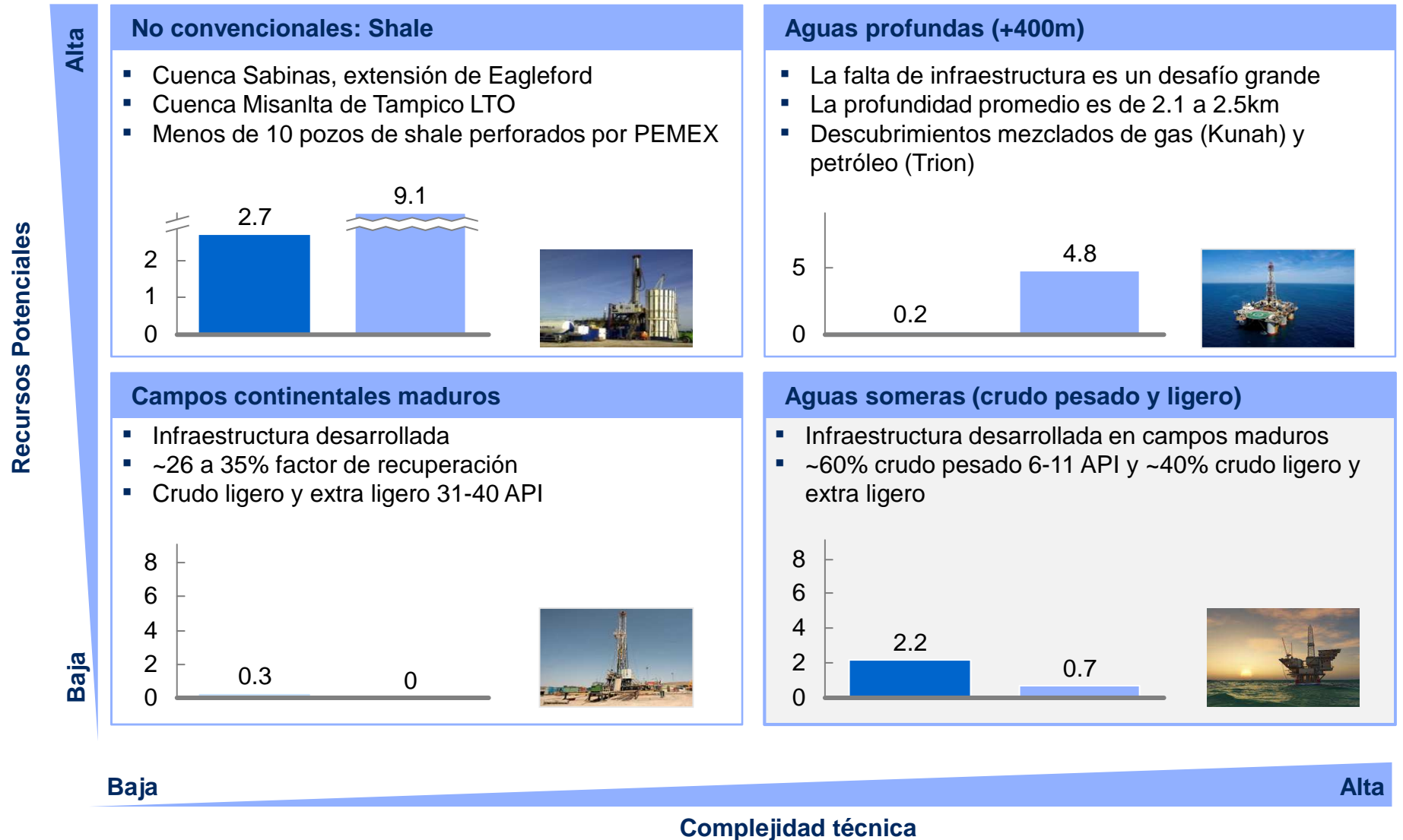
	Pemex	Farm-out & Ronda 1	Rondas Futuras
Aguas profundas	4.8	4.8	18.2
Aguas someras	7.5	0.7	1.6
Continental	5.9	-	9.2
Non-conv. <sup>1</sup>	3.9	9.1	47.2
<b>Total</b>	<b>22.1</b>	<b>14.6</b>	<b>76.1</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>20%</b>	<b>13%</b>	<b>67%</b>

<sup>1</sup> Incluye Chicontepec como no convencional, en vez de como continental convencional como lo reporta SENER

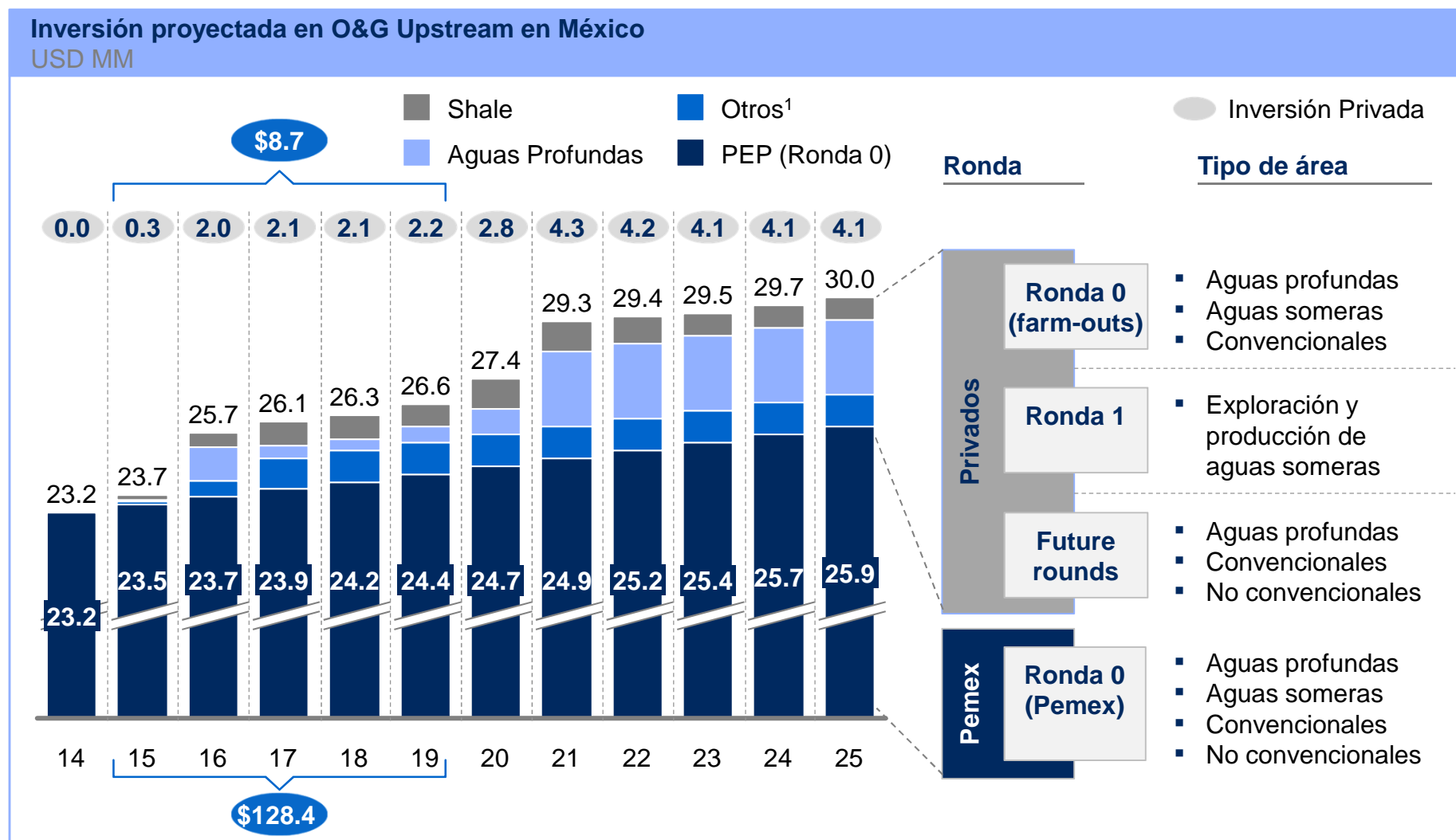
# Los recursos a ser licitados en Ronda 1 son de complejidades diversas

Reservas de Petróleo y Gas Bn BOE

■ 2P ■ Recursos prospectivos □ Licitación 1 Ronda 1

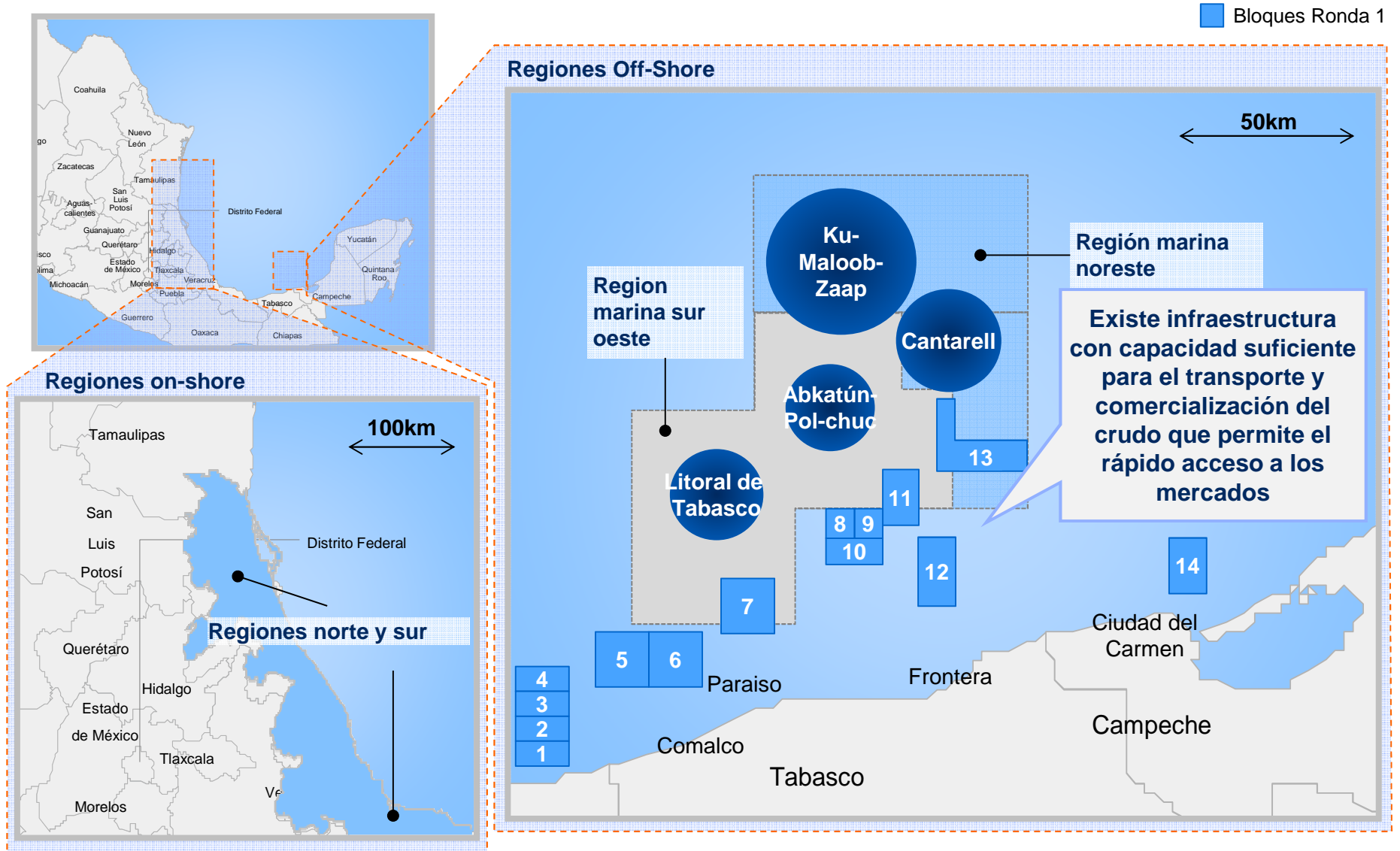


# En los siguientes 5 años, se espera una inversión total de ~USD130Bn en *upstream*, de los cuales ~USD9Bn vendrán de inversión privada



1 On-shore, aguas someras y crudos pesados entre otros

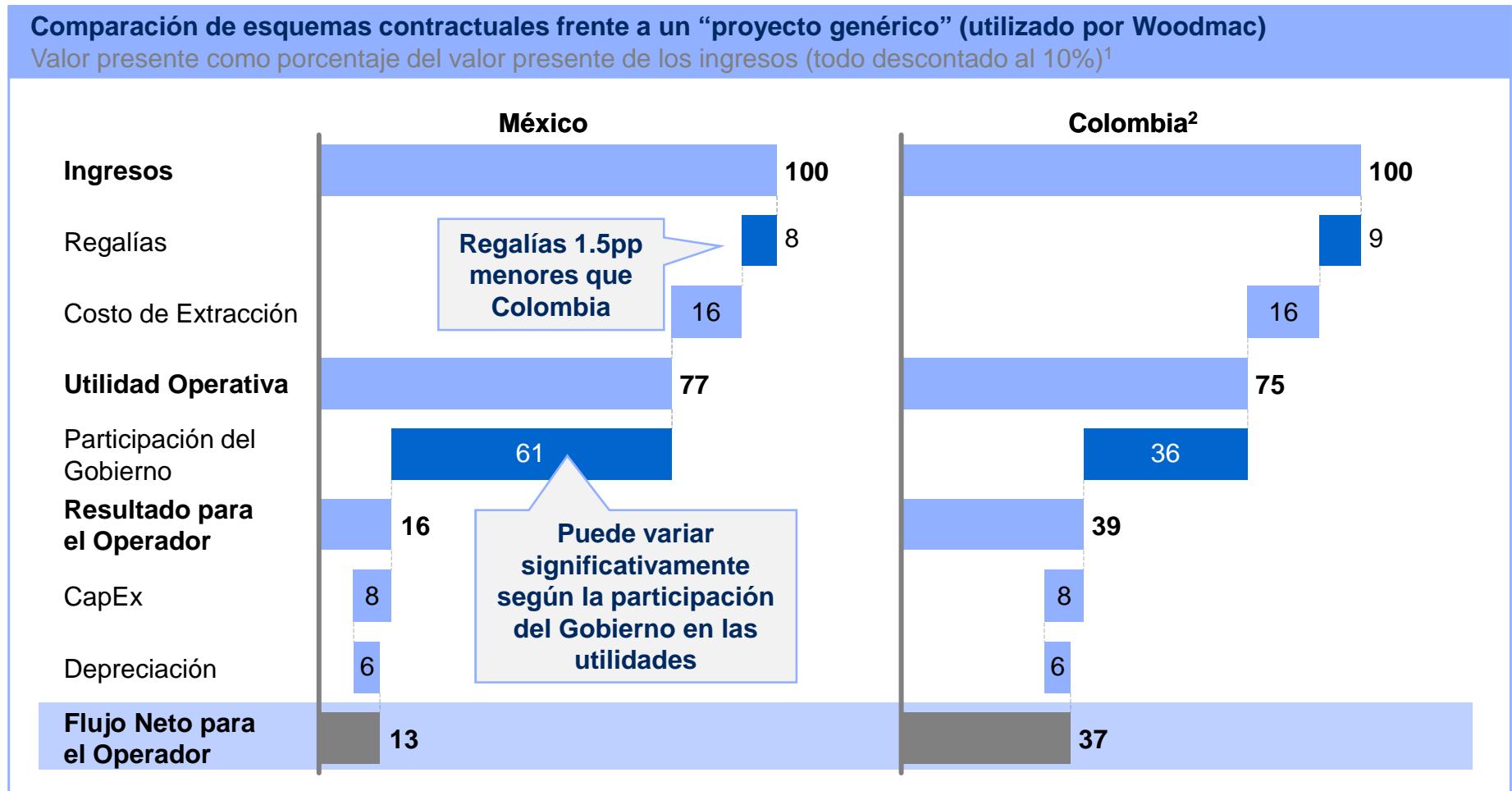
# Los bloques a licitar en la Ronda 1 se encuentran en proximidad a campos maduros y a infraestructura instalada



# Aun no hay la información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano

ILUSTRATIVO


■ Gobierno ■ Operador



1 Proyectos con igual curva de producción, OpEx, CapEx y depreciación. WTI = 48 USD. Valores ilustrativos, no representan a un campo en específico

2 Asume crudo con gravedad API >29, precios P0 para 2015 publicados el 18 Dic de 2014, factor X = 10.3% (promedio Ronda 2014)

## Próximos pasos

- 
- Finalizar el análisis del entorno local
  - Incorporar los comentarios capturados hoy en la segmentación de clientes potenciales
  - Iniciar el diagnóstico interno
  - Iniciar el referenciamiento de mejores prácticas contra agencias internacionales



## Contenido

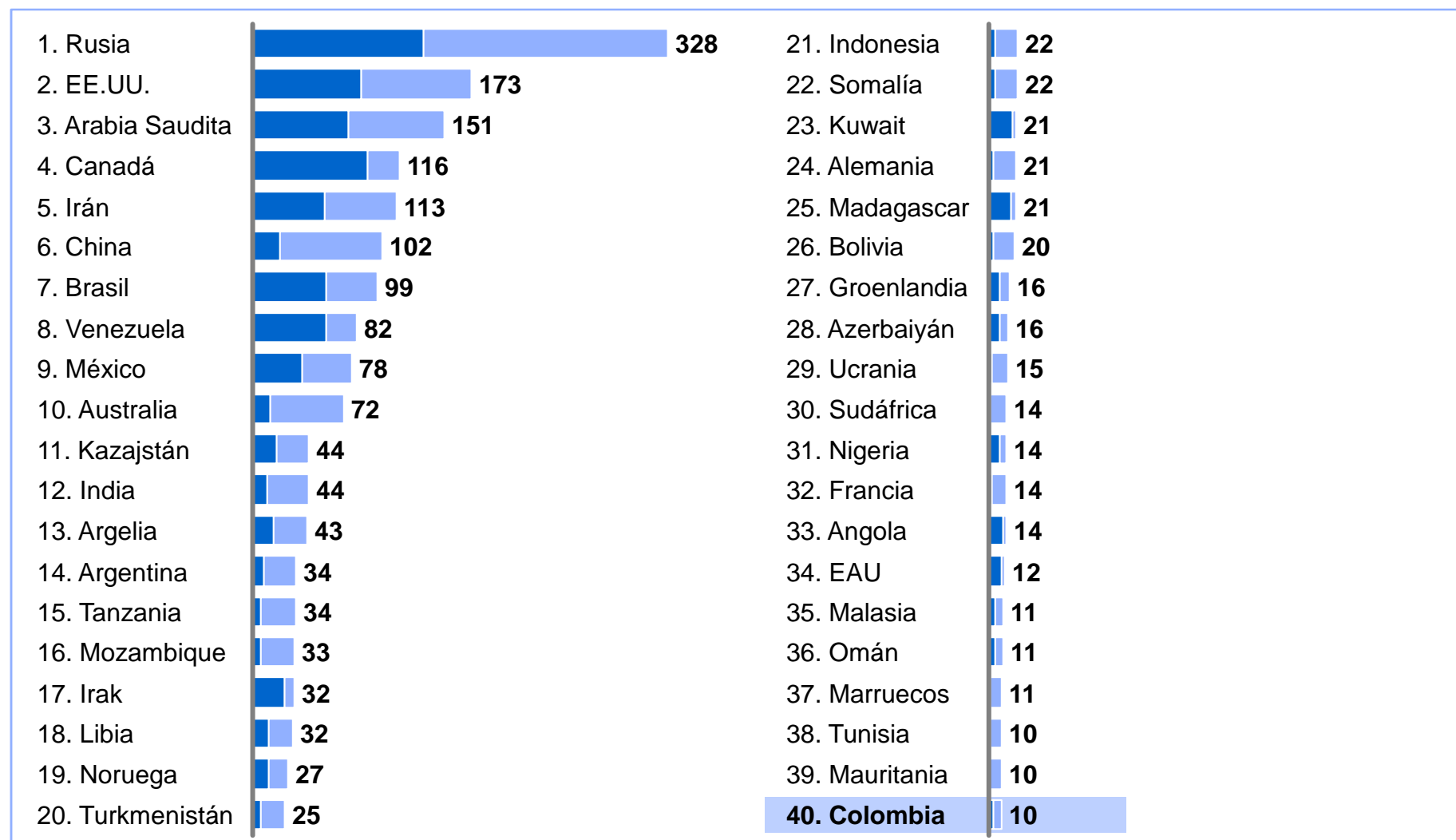


- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - **Información adicional del análisis del entorno global**
    - **Posicionamiento de Colombia en mercado**
    - Segmentación de empresas
    - Lista de empresas identificadas
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

## Según la base de datos de Rystad, Colombia ocupa el puesto 40 entre 173 países en magnitud estimada de reservas por descubrir

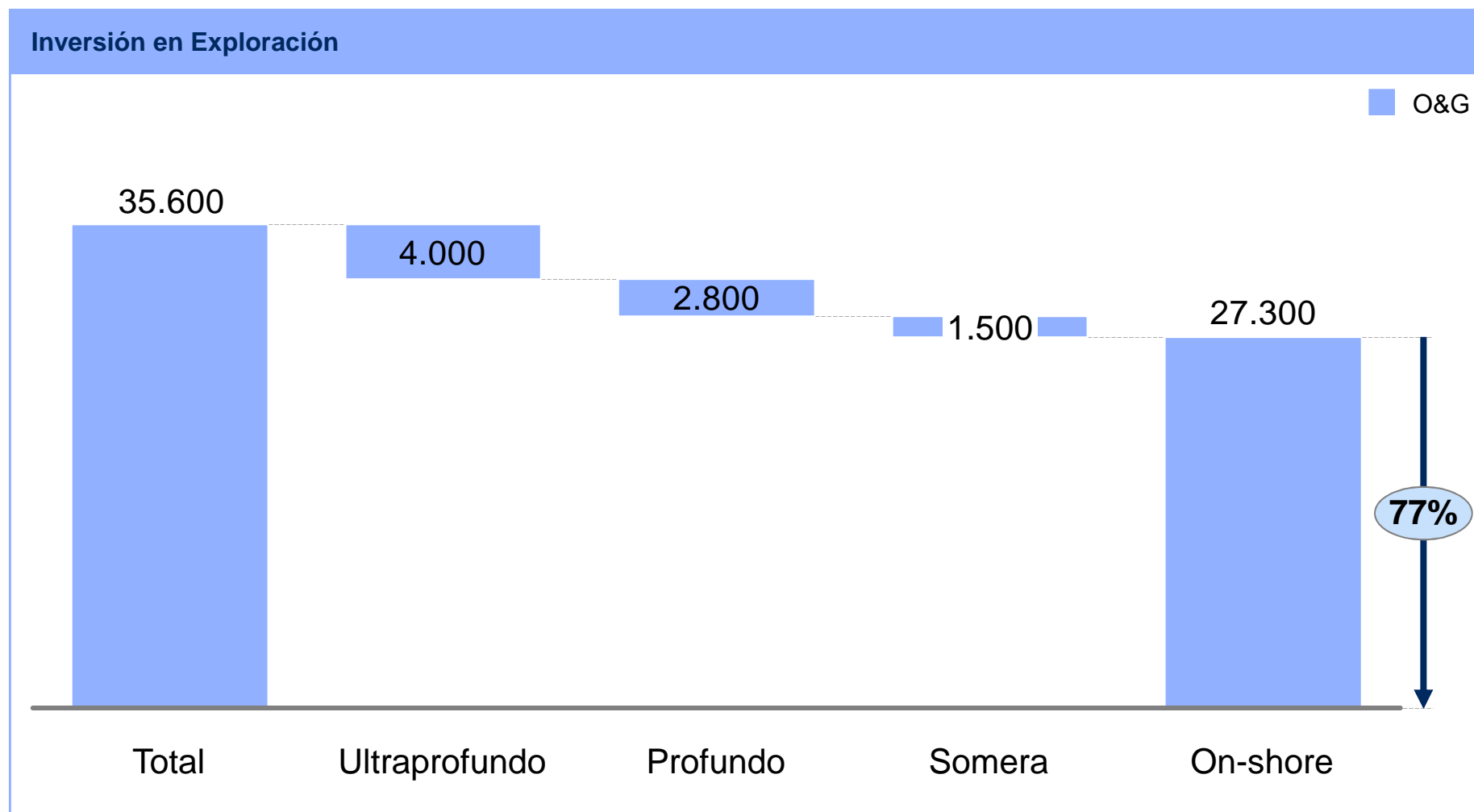
Bn bboe yet-to-find por país

■ Líquido ■ Gas



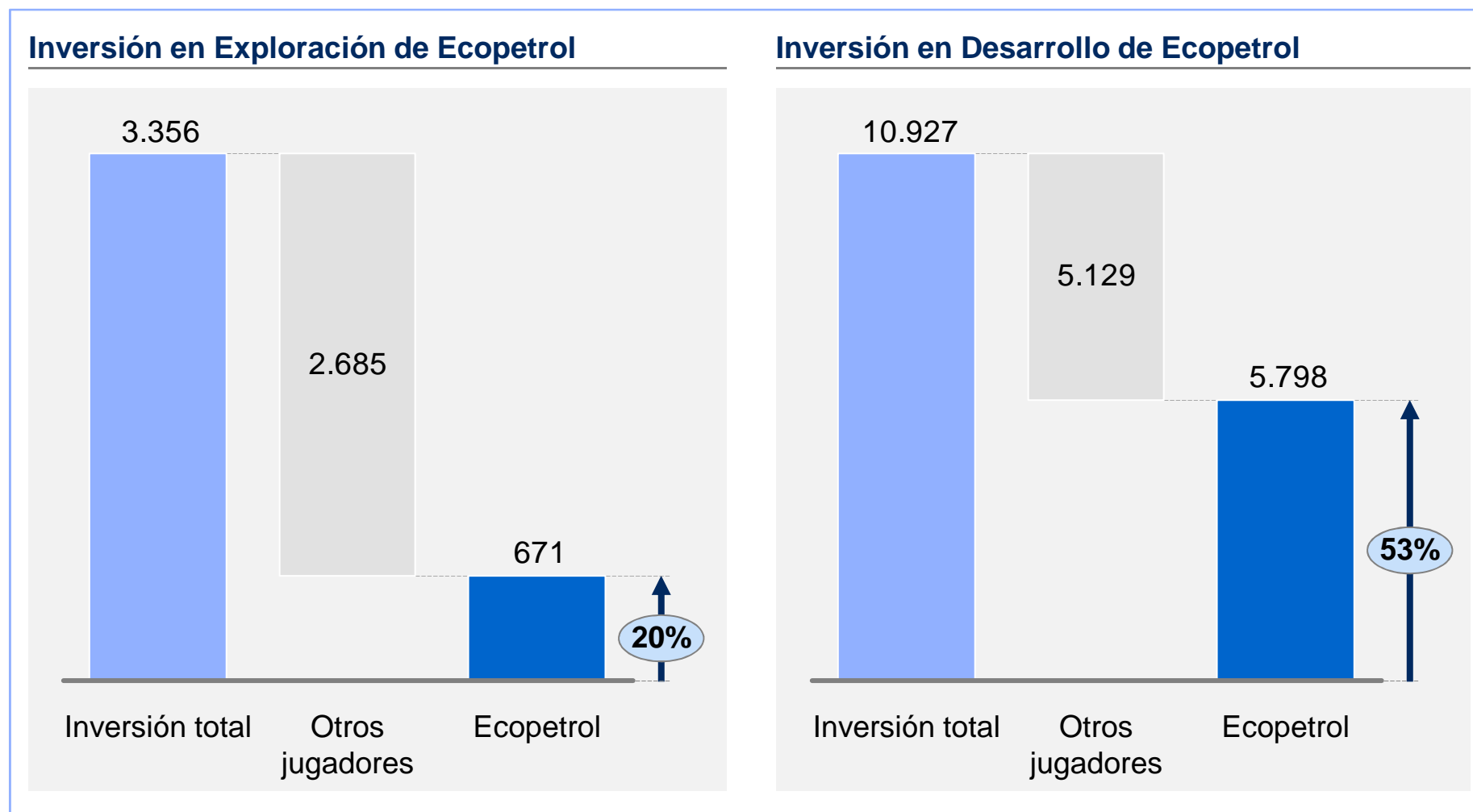
## Las inversiones en exploración de Estados Unidos se ha enfocado en un 77% en explorar sus reservas on-shore

Promedio anual de CapEx 2010-2014; USD M nominales



# En Colombia, Ecopetrol representa el 45% de la inversión total en Exploración y Desarrollo

Promedio anual de CapEx 2010-2014; USD M nominales



# En las entrevistas con los diferentes actores del sector surgieron temas recurrentes sobre cómo mejorar la competitividad de Colombia

## Comentarios durante entrevistas

### Prospectividad de Colombia

“**Offshore** tiene un **potencial** grande, **pero no existen** todavía **las palancas para desarrollarlo**: (...) Talento, conocimiento, infraestructura, servicios, etc.”

Ejecutivo de Industria

“Interesante en Heavy Oil, aunque **difícil de estudiar con sísmica**. áreas **offshore demasiado cargadas hacia el gas**”

Ejecutivo Global

“Potencialmente una de las reservas más **interesantes, aunque inciertas**”

Ejecutivo Extranjero

“Anteriormente interesante, pero **falta de éxito** en exploración **ha ido mermando el interés**”

Ejecutivo Global

### Rol de ANH

“**La ANH** puede: i) aflojar condiciones o ii) **apostar por plays específicos** en segmentos específicos. Lo más recomendable es lo segundo. **Cada cliente tiene su play favorito**”

Ejecutivo de Industria

“Necesario una **sinergia entre regulador y empresa**. Una discusión técnica acordada”

Ejecutivo de Industria

“**La ANH** no está para otorgar contratos. Debería **acompañar a la empresa en cada uno de los procesos** de la cadena de valor”

Ejecutivo de Industria

### Ejecución en la industria

“A pesar de la apertura del gobierno central y sus buenas intenciones, sólo hemos podido realizar **un pozo exploratorio**. Eso es **INACEPTABLE**”

Ejecutivo de Industria

“Existe una falta de capacidad del Estado. **No sólo se trata de reducir tiempos por decretos**. Se tienen que **crear las condiciones para ejecutar**”

Ejecutivo del Gobierno

“**La carne ya la licitaron, es momento de ejecutar** los compromisos”

Ejecutivo de Industria

### Articulación de esfuerzos gubernamentales

“**Para incrementar la competitividad** se tiene que **trabajar** más allá del scope de la ANH, principalmente **en la institucionalidad del país**”

Ejecutivo del Gobierno

“Es **necesaria una normativa holística para el sector**”

Ejecutivo del Gobierno

“Un **factor clave de éxito** fue la articulación de esfuerzos entre el Gobierno Central, la empresa y cooperación internacional”

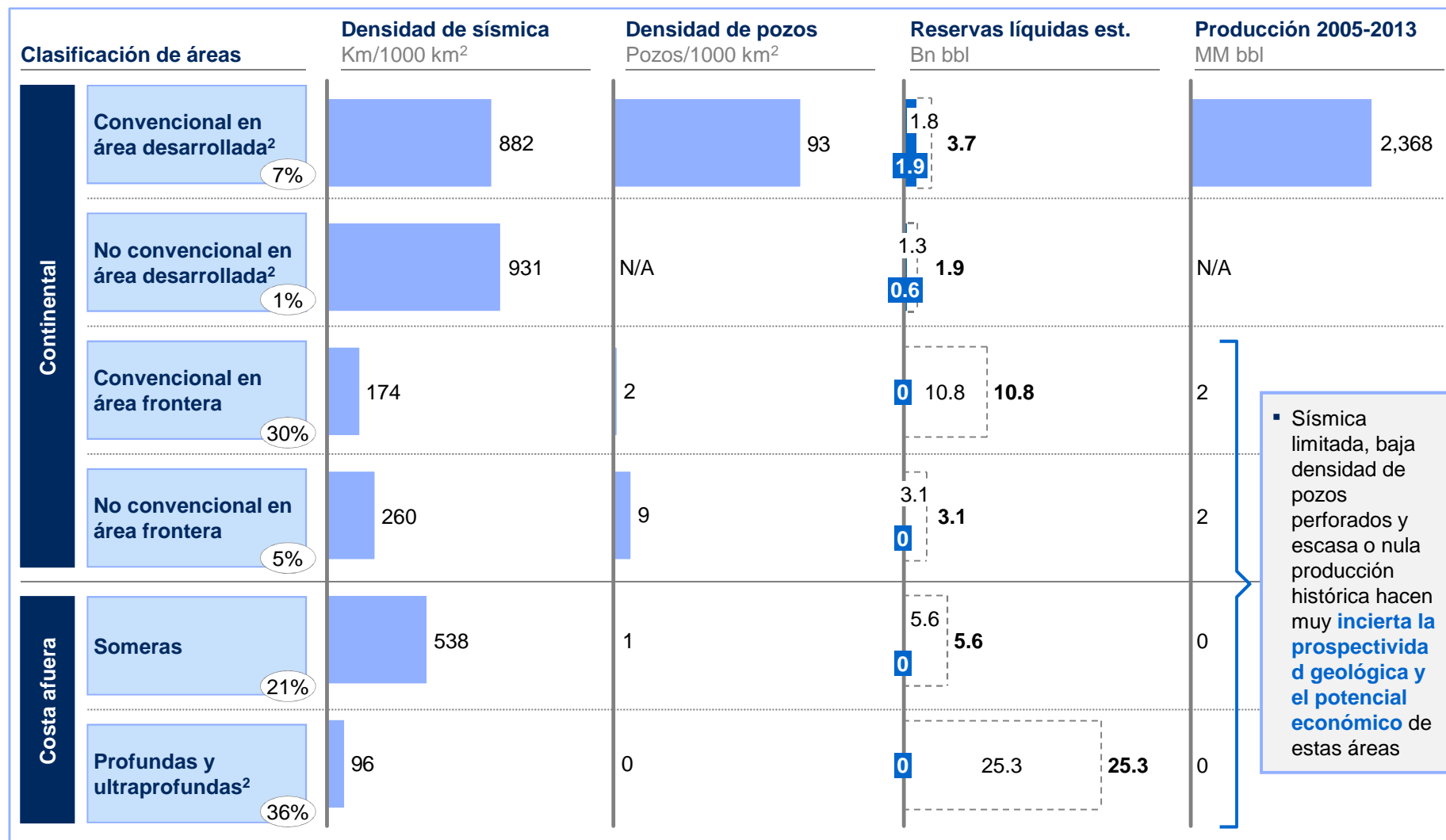
Ejecutivo de Industria

# De los 6 tipos de áreas disponibles en Colombia, 4 cuentan con alta incertidumbre prospectiva y económica

■ 1P

□ Prospectivas<sup>1</sup>

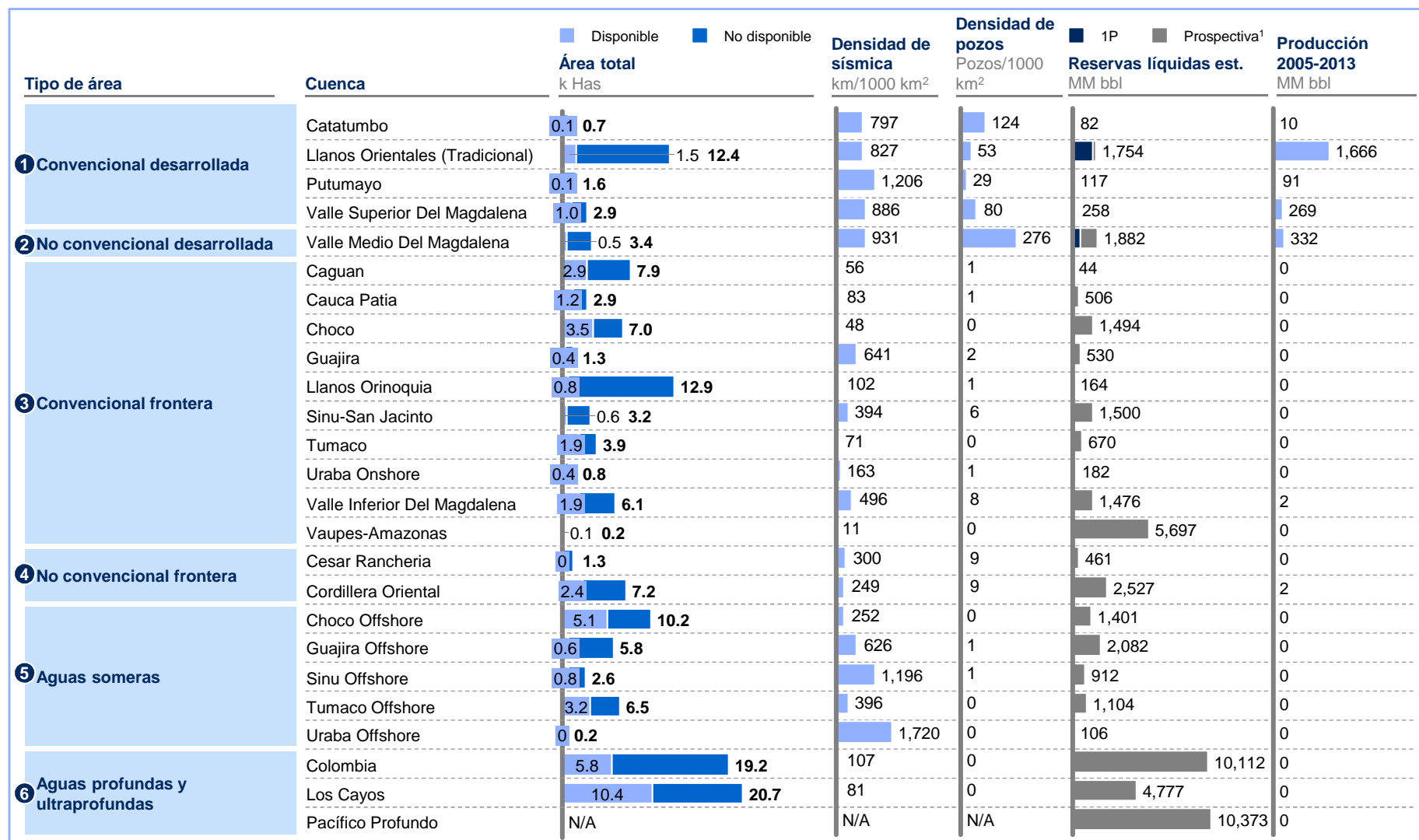
(X%) % del área disponible



<sup>1</sup> Valores OOIP P50 de la UNAL fueron multiplicados por 0.41 para conciliar la estimación P50 de reservas en Sinú-San Jacinto contra los 1.5 MMbbl de estimados recientemente por la Vicepresidencia Técnica de la ANH; <sup>2</sup> Cuenca Pacífico Profunda no incluida en las cifras de sísmica y pozos

<sup>2</sup> Superficie del Valle Medio del Magdalena (VMM) considerada para ambas áreas (convencional y no convencional), pero producción sólo considerada en convencional desarrollada

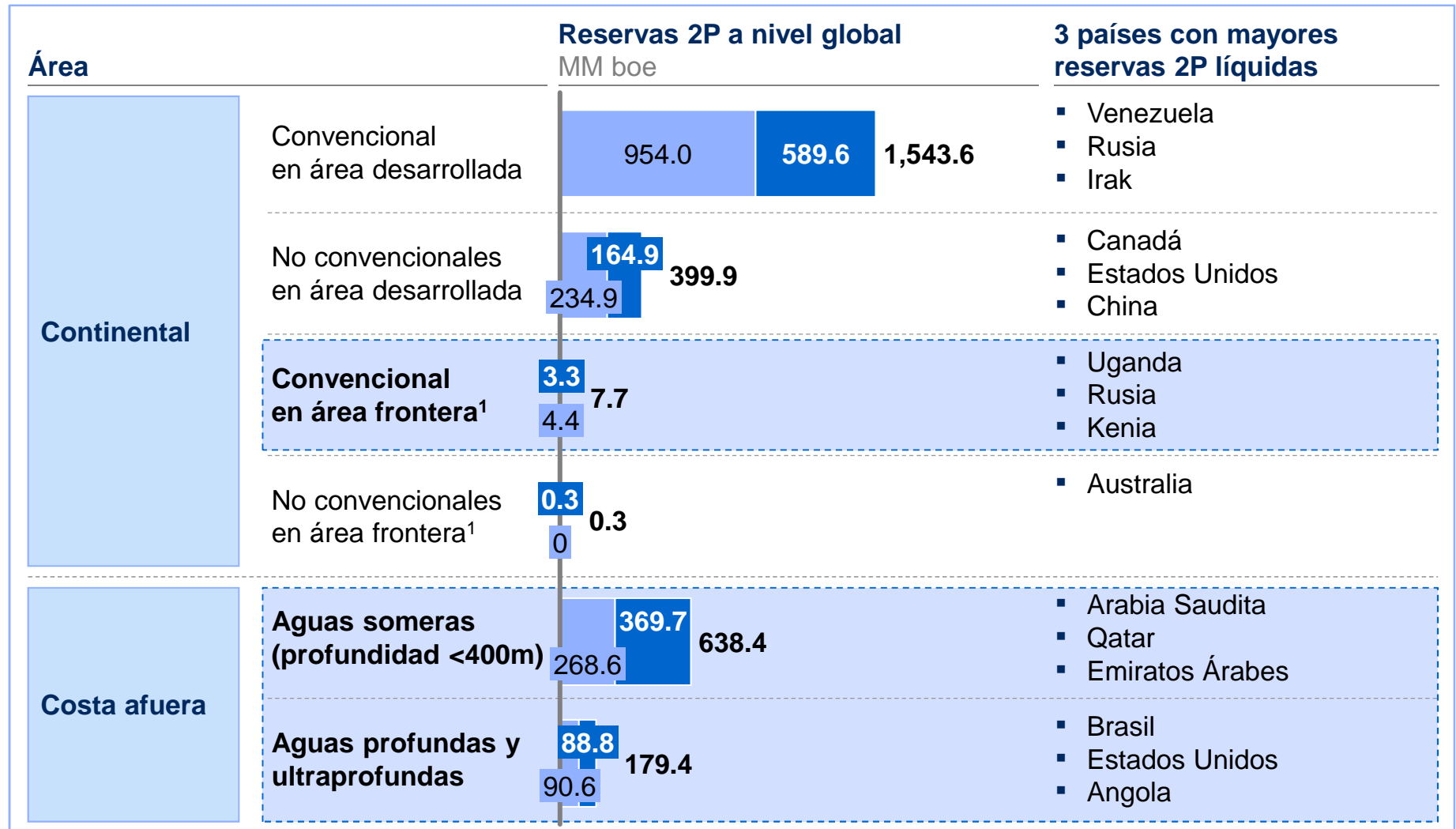
## De las 25 cuencas con área disponible, 20 tienen alta incertidumbre sobre prospectividad y atractivo económico de potencial producción



1 Valores OOIP P50 de la UNAL fueron multiplicados por 0.41 para conciliar la estimación P50 de reservas en Sinú-San Jacinto contra los 1.5 MMbbl de estimados recientemente por la Vicepresidencia Técnica de la ANH; 2 Cuenca Pacífico Profunda no incluida en las cifras de sísmica y pozos

# Para cada área identificada en Colombia, existen volúmenes y competidores significativos a nivel global

■ Líquido ■ Gas ■ Áreas foco para Colombia



<sup>1</sup> Se definió áreas frontera como cuencas sin producción (actual o anterior)



## Según información pública, las áreas foco para Colombia se ven menos prospectivas que áreas similares en otros países

Área foco	Prospectividad en bases de datos públicas		
	Colombia	Competidores	Desafíos en países competidores
Continental convencional en zonas no desarrolladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Ubicado en el lugar 24 del mundo</b>, con sólo 2 Bn de barriles de aceite recuperables por ser encontrados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rusia, Irak, Kazajstán, EE.UU., China y México lideran la lista</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Perforación en suelos congelados, emisiones de metano</li> <li>▪ Aceites pesados con alto contenido de azufre</li> <li>▪ Falta de infraestructura de recolección</li> </ul>
Costa afuera en aguas someras	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Sin prospectividad en líquidos</b>, sólo prospectividad limitada de 2 Bn de bboe recuperables en gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Arabia Saudita, Catar, Rusia, EAU, México, EE.UU. y Noruega lideran la lista</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Altas restricciones medio ambientales</li> <li>▪ Yacimientos cada vez más complejos geológicamente</li> <li>▪ Icebergs / temperaturas extremas</li> <li>▪ Brechas en habilidades técnicas</li> </ul>
Costa afuera en aguas profundas y ultraprofundas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Sin prospectividad en líquidos ni en gas</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Brasil, EE.UU., Angola, México, Nigeria, Madagascar y Noruega lideran la lista</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Presencia de sal y carbonatos complejos</li> <li>▪ Procesamiento de sísmica complejo</li> <li>▪ Presiones y temperaturas elevadas</li> </ul>

- **Colombia debe posicionarse en bases de datos públicas** como un país con prospectividad interesante en sus áreas foco
- Al igual que Colombia, **sus principales competidores presentan desafíos importantes** para el desarrollo de proyectos de hidrocarburos

CONVENCIONAL EN ÁREA FRONTERA

# Según bases de datos públicas, Colombia está #24 en reservas líquidas para áreas continentales convencionales en zonas frontera<sup>1</sup>

■ Prospectivas<sup>2</sup>

Reservas prospectivas, Bn boe recuperables

	Líquido	Gas	Competidor?	Lógica
1. Arabia Saudita	57	49	No	98% bloques controlados por ARAMCO
2. Irán	32	4	No	Cerrado a producción por extranjeros
3. Rusia	29	26	Si	Abierto a co-inversión con nacionales
4. Irak	25	7	Sí	Actualmente ofreciendo bloques
5. Kuwait	18	2	No	Cerrado a producción por extranjeros
6. Venezuela	16	5	No	Cerrado a inversión/dificultad política
7. Kazajistán	13	3	Sí	Abierto a inversión extranjera
8. EEUU	10	16	Sí	Abierto a inversión extranjera
9. China	10	11	Sí	Abierto a inversión en áreas difíciles
10. México	9	9	Sí	Actualmente ofreciendo bloques
11. Argelia	8	6	Sí	Ofrece rondas de licenciamiento
12. Madagascar	6	0	Sí	Abierto a inversión extranjera
13. Canadá	6	9	Sí	Abierto a inversión extranjera
14. Libia	5	2	Sí	Abierto a inversión extranjera
15. EAU	5	1	Sí	Abierto a inversión extranjera
16. India	4	2	Sí	Abierto a inversión extranjera
17. Brasil	4	1	Sí	Abierto a inversión extranjera
18. Tailandia	4	0	Sí	Planea licenciar nuevos bloques
...				
<b>24. Colombia</b>	2	2		

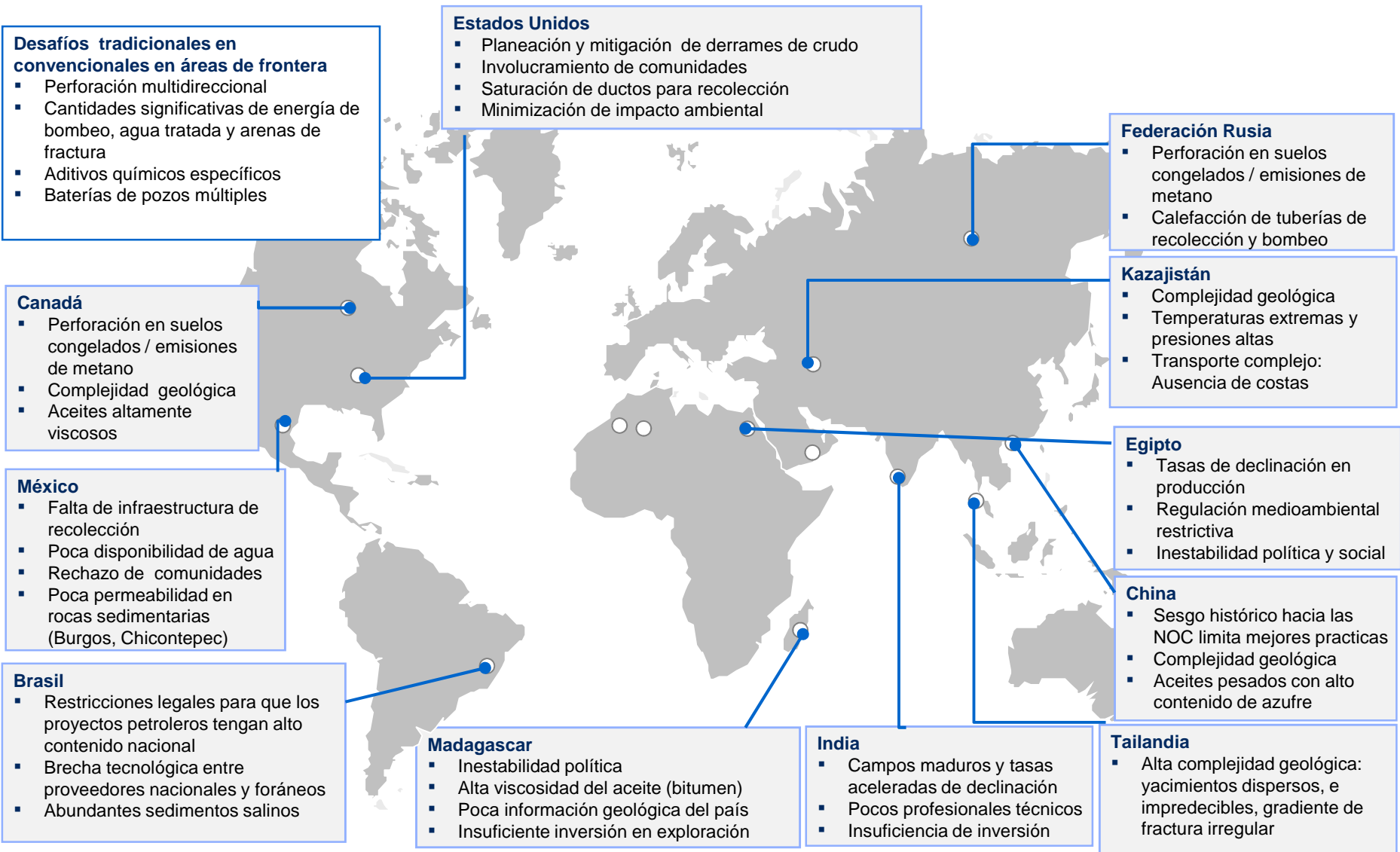
- ANH no tiene perspectiva sobre prospectividad de Colombia
- Se debe definir cómo adquirir información

<sup>1</sup> Se definió áreas frontera como cuencas sin producción (actual o anterior)

<sup>2</sup> Asume que el 100% de prospectividad de recursos continentales convencionales de un país está en áreas frontera

FUENTE: Woodmac, Rystad, EIA, Análisis del Equipo de Trabajo

# Cada una de estas regiones presenta desafíos operacionales particulares



1 PDC = compuesto policarbonato-diamante

# Según bases de datos públicas, Colombia es #71 en reservas líquidas para áreas costa afuera en aguas someras

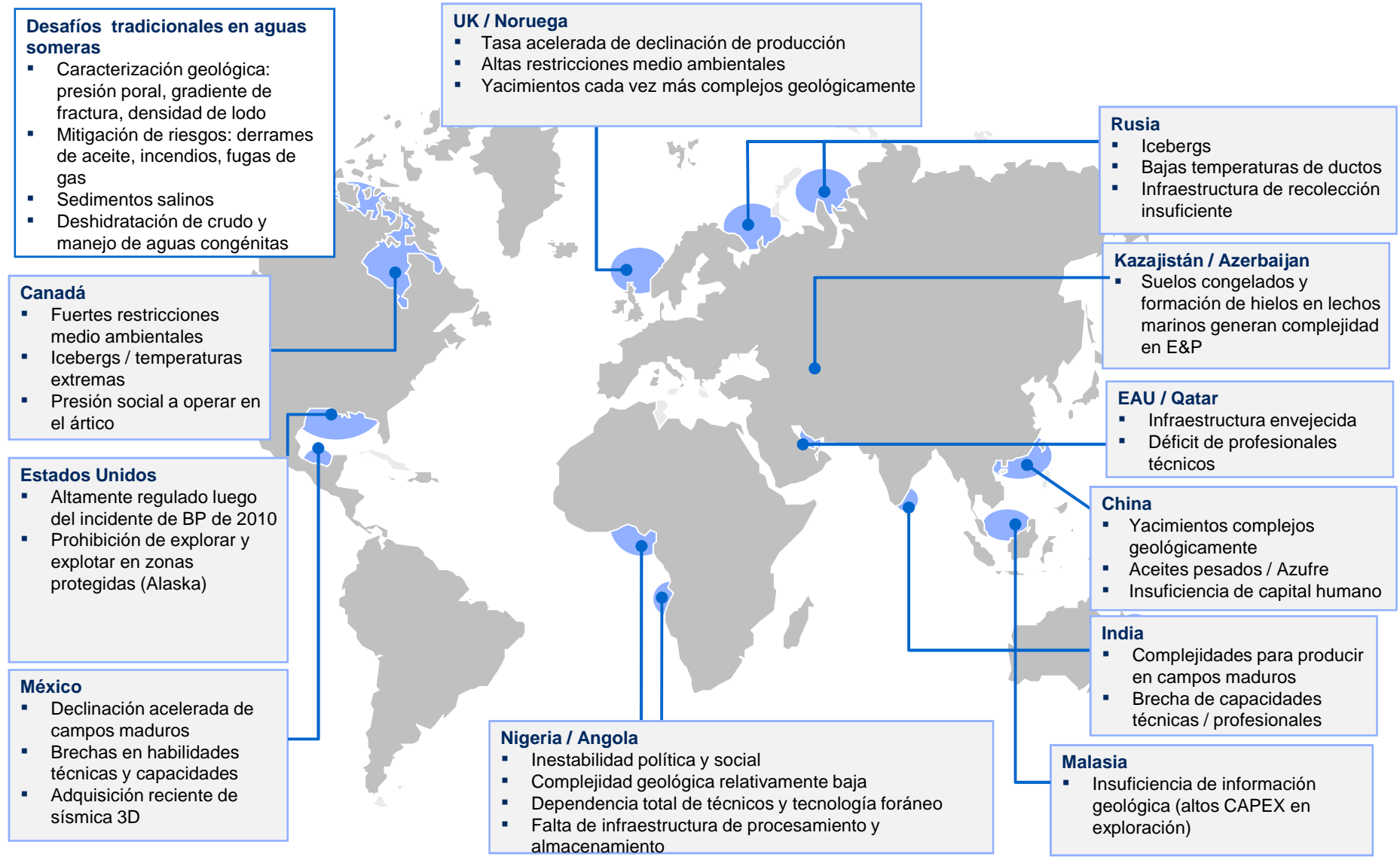
Reservas 2P, Bn boe recuperables

■ 2P  
□ Prospectivas

	Líquido	Gas	Competidor?	Lógica
1. Arabia Saudita	90	11	No	98% bloques controlados por ARAMCO
2. Catar	52	146	Sí	Abierto a inversión extranjera
3. Rusia	46	106	Si	Abierto a co-inversión con nacionales
4. Irán	36	66	No	Cerrado a la inversión en producción
5. EAU	28	6	Sí	Abierto a inversión extranjera
6. México	21	3	Sí	Actualmente ofreciendo bloques
7. EEUU	18	15	Sí	Abierto a inversión extranjera
8. Noruega	16	16	Sí	Abierto a inversión extranjera
9. Kazajistán	14	1	Sí	Abierto a inversión extranjera
10. Nigeria	9	9	Sí	Abierto a inversión extranjera
11. Azerbaiyán	9	8	Sí	Abierto a inversión extranjera
12. Reino Unido	9	5	Sí	Abierto a inversión extranjera
13. Venezuela	8	9	No	Cerrado a inversión/dificultad política
14. China	8	2	Sí	Abierto a inversión en áreas difíciles
15. Canada	7	5	Sí	Abierto a inversión extranjera
16. Malasia	5	13	Sí	Abierto a inversión extranjera
17. Angola	3	1	Sí	Actualmente ofreciendo bloques
18. India	3	3	Sí	Abierto a inversión extranjera
...				...
<b>71. Colombia</b>	0	2		

- ANH no tiene perspectiva sobre prospectividad de Colombia
- Se debe definir cómo adquirir información

# Cada una de estas regiones presenta desafíos operacionales particulares




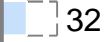


























1 PDC = compuesto policarbonato-diamante

## Según bases de datos públicas, Colombia está #73 en reservas líquidas para áreas costa afuera en aguas profundas y ultraprofundas

Reservas 2P, Bn boe recuperables

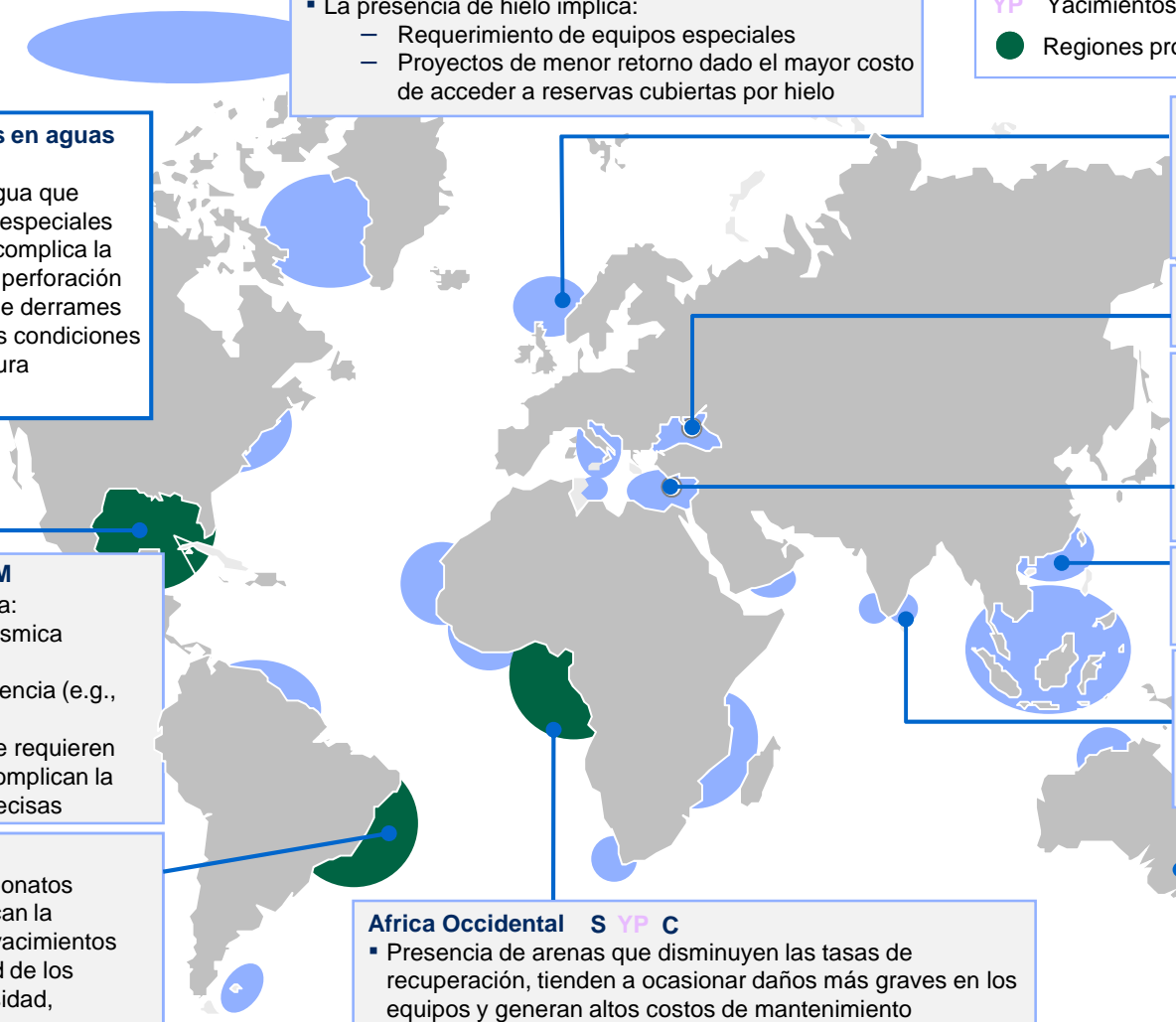
■ 2P □ Prospectivas

	Líquido	Gas	Competidor?	Lógica
1. Brasil	 89	 19	Sí	Abierto a inversión extranjera
2. Estados Unidos	 47	 32	Sí	Abierto a inversión extranjera
3. Angola	 21	 5	Sí	Abierto a inversión extranjera
4. México	 14	 18	Sí	Actualmente ofreciendo bloques
5. Nigeria	 13	 8	Sí	Abierto a inversión extranjera
6. Madagascar	 12	 5	Sí	Abierto a inversión extranjera
7. Noruega	 11	 25	Sí	Abierto a inversión extranjera
8. Rusia	 11	 62	Si	Abierto a co-inversión con nacionales
9. Canadá	 11	 19	Sí	Abierto a inversión extranjera
10. Mozambique	 6	 53	Sí	Abierto a inversión extranjera
11. Australia	 6	 43	Sí	Abierto a inversión extranjera
12. Malasia	 4	 9	Sí	Abierto a inversión extranjera
13. Reino unido	 4	 2	Sí	Abierto a inversión extranjera
14. Congo	 3	 1	Sí	Abierto a inversión extranjera
15. Tanzania	 3	 38	Sí	Abierto a inversión extranjera
16. Ghana	 3	 2	Sí	Abierto a inversión extranjera
17. India	 2	 7	Sí	Abierto a inversión extranjera
18. Costa de Marfil	 2	 1	Sí	Abierto a inversión extranjera
...				...
<b>73. Colombia</b>	0	0		

- ANH no tiene perspectiva sobre prospectividad de Colombia
- Se debe definir cómo adquirir información

# Cada una de estas regiones presenta desafíos operacionales particulares

<b>PA</b>	Presión alta	<b>C</b>	Terminación en carbonatos
<b>TA</b>	Temp. alta	<b>M</b>	Campos maduros
<b>G</b>	Propenso a gas	<b>●</b>	Regiones emergentes
<b>S</b>	Presal	<b>●</b>	Regiones prolíficas
<b>YP</b>	Yacimientos pequeños		



**Ártico / Groenlandia**

- La presencia de hielo implica:
  - Requerimiento de equipos especiales
  - Proyectos de menor retorno dado el mayor costo de acceder a reservas cubiertas por hielo

**Desafíos tradicionales en aguas profundas**

- Grandes tirantes de agua que requieren tecnologías especiales
- Presencia de sal que complica la etapa de sísmica y de perforación
- Contención y control de derrames más complejo dada las condiciones de presión y temperatura

**U.K./Noruega** **G M**

- Capas extensas de basalto complican la etapa sísmica, específicamente la imagenología

**Caspio** **PA G YP**

- Tiebacks* muy largos

**Egipto** **PA TA G YP**

- Presiones y temperaturas elevadas que requieren equipos especiales
- Dado los tirantes de agua, uso de *tiebacks* muy largos

**China** **G**

- Yacimientos propensos a gas que minimizan los retornos

**India** **G YP**

- Yacimientos se encuentran muy lejos de la costa requiriendo altos costos de infraestructura

**Australia** **G**

- Grandes distancias a *hubs* de demanda que implican desafíos de infraestructura

**U.S. GOM** **PA S M**

- Presencia de sal implica:
  - Procesamiento de sísmica complejo
  - Brocas de alta resistencia (e.g., PDC<sup>1</sup>)
- Presiones elevadas que requieren equipos especiales y complican la toma de mediciones precisas

**Brasil** **S C**

- Presencia de sal y carbonatos complejos que complican la caracterización de los yacimientos dado la heterogeneidad de los parámetros (e.g., porosidad, permeabilidad)

**Africa Occidental** **S YP C**

- Presencia de arenas que disminuyen las tasas de recuperación, tienden a ocasionar daños más graves en los equipos y generan altos costos de mantenimiento
- Recientes descubrimientos de carbonatos

<sup>1</sup> PDC = compuesto policarbonato-diamante

## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - **Información adicional del análisis del entorno global**
    - Posicionamiento de Colombia en mercado
    - **Segmentación de empresas**
    - Lista de empresas identificadas
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-



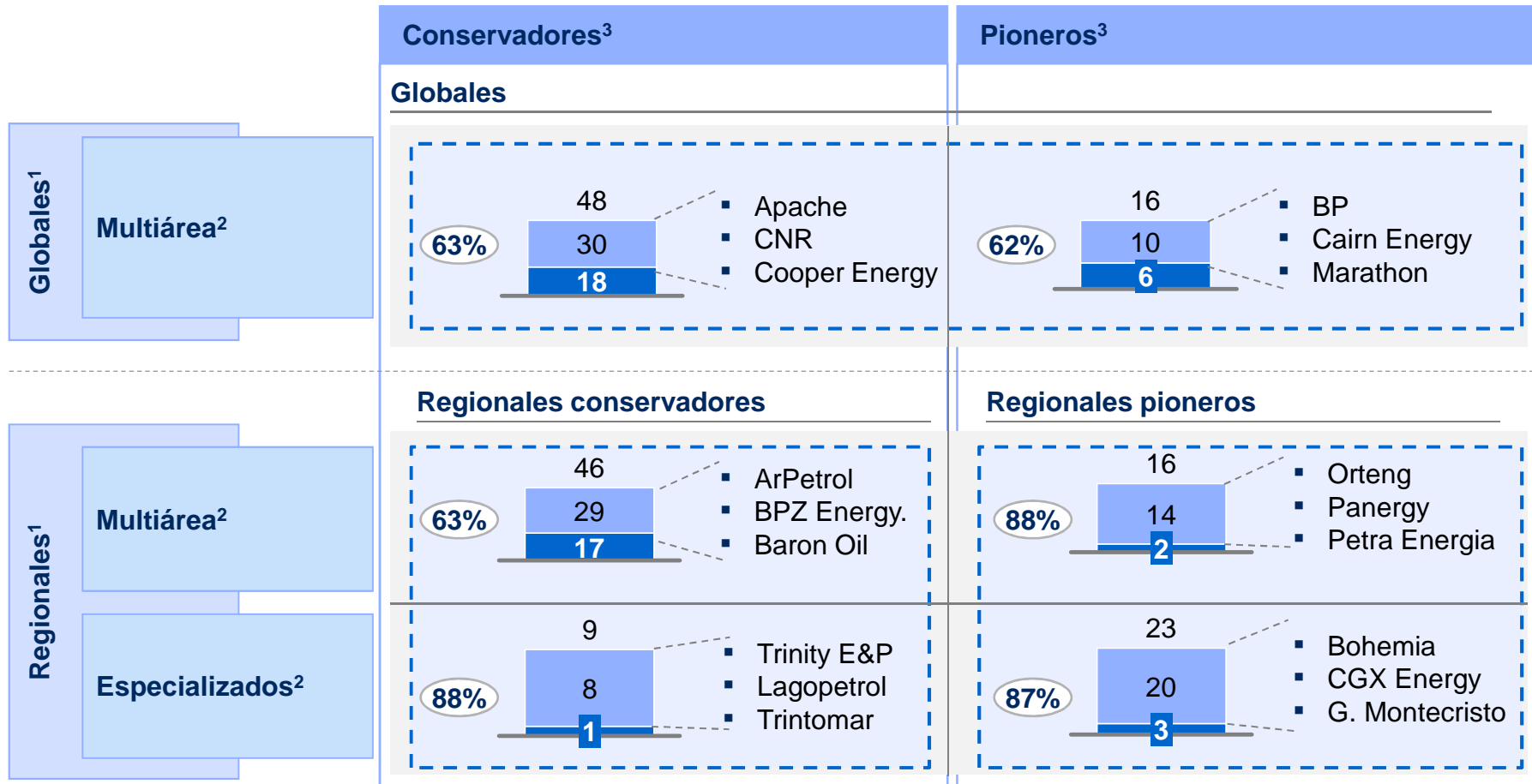
# Los 158 inversionistas se pueden segmentar usando las 3 variables principales que definen la estrategia de cada jugador

PARA DISCUSIÓN

<b>Geografía</b>	<b>Globales:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Escala y capacidad para mapear y explorar en más de 2 continentes simultáneamente</li><li>▪ Dispuestos a asumir alta incertidumbre no-técnica en países técnicamente atractivos</li></ul>	<b>Regionales:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Expertise en geología y/o ambiente de negocios para una región particular</li><li>▪ Foco en 1-2 regiones</li><li>▪ Fuertes relaciones locales</li></ul>
<b>Tipo de área</b>	<b>Multiárea:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Capacidad técnica para explorar múltiples áreas geológicas y/o tecnologías simultáneamente</li><li>▪ Foco en optimizar riesgo/retorno</li></ul>	<b>Especializados:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Expertise en condiciones geológicas y/o tecnológicas específicas enfocadas en un tipo de área</li><li>▪ Usan info. pública y asesores para decidir</li></ul>
<b>Perfil de riesgo</b>	<b>Conservadores:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Foco en cuencas “probadas”. con geología conocida y/o ecosistema petrolero ya desarrollado en el área (“áreas maduras”)</li><li>▪ Invierten más del 60% de su CapEx en bloques maduros</li></ul>	<b>Pioneros:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Apuestan por grandes y/o múltiples descubrimientos comerciales en cuencas poco exploradas (“áreas frontera”)</li><li>▪ Invierten 40% o más de su CapEx en áreas frontera</li></ul>

# Los 158 inversionistas potencialmente interesados en Colombia se pueden clasificar en 3 segmentos

(X) % de empresas sin presencia en Colombia  
 ■ Compañía tiene presencia en Colombia  
 ■ Compañía no tiene presencia en Colombia



1 Las empresas con presencia en más de 2 continentes se consideran globales y regionales en un mismo continente

2 Las empresas son multiárea si operan más de un tipo de pozo (Convencional y no convencional) o de ubicación (On-shore-off-shore)

3 Las empresas con inversiones de más del 40% del CapEx en bloques frontera son consideradas pioneras

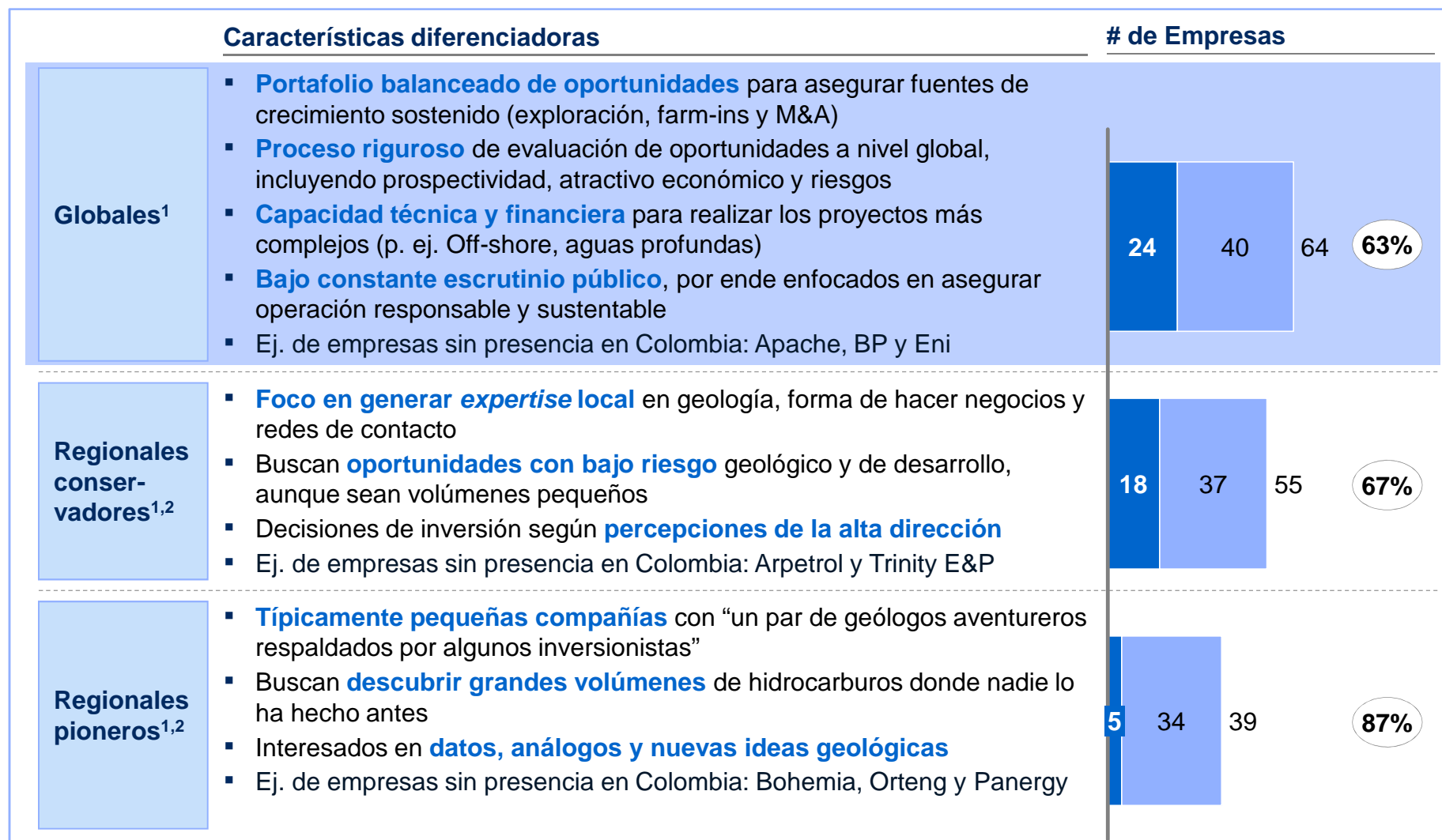
## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - **Información adicional del análisis del entorno global**
    - Posicionamiento de Colombia en mercado
    - Segmentación de empresas
    - **Lista de empresas identificadas**
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

# Segmentación de las 158 empresas priorizadas

X % de empresas sin presencia en Colombia ■ Con presencia en Colombia ■ Sin presencia en Colombia ■ A detallar



1 Empresas con bloques en 3 o más continentes se consideran “globales”. De lo contrario se consideran “regionales”.

2 Empresas con 40% o más de sus bloques en cuencas frontera se consideran “pioneras”. De lo contrario se consideran “conservadoras”.

# Ubicación geográfica de HQ's de empresas globales analizadas

Número de empresas con HQ en el país



## Empresas globales potencialmente interesadas en áreas foco (1/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Al Mirqab Capital	▪ 100	▪ Qatar	+974 4422 2111	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Anadarko	▪ 6,300	▪ EEUU	+1 832 636 1000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Apache	▪ 7,100	▪ EEUU	+1 713 296 6000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Australian Drilling Associates	▪ N/D	▪ Australia	+61 3 8610 3000	✓	✓	✗	✓	✗
▪ BHP Billiton	▪ 6,000	▪ Australia	+61 3 9609 3333	✓	✓	✗	✓	✓
▪ BP	▪ 16,800	▪ UK	+44 0 207 496 4000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Cairn Energy	▪ 500	▪ UK	+44 131 475 3000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Canadian Natural Resources	▪ 6,000	▪ Canadá	+1 403 517 6700	✗	✗	✗	✓	✓
▪ CEPSA	▪ 800	▪ España	+34 91 337 6000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Chevron	▪ 26,000	▪ EEUU	+1 925 842 1000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ CNOOC Ltd	▪ 12,400	▪ China	+86 108 452 1604	✓	✓	✗	✓	✓
▪ CNPC	▪ 2,000	▪ China	+86 106 209 4114	✓	✓	✗	✓	✓
▪ ConocoPhillips	▪ 14,300	▪ EEUU	+1 281 293 1000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Cooper Energy	▪ N/D	▪ Australia	+61 88 100 4900	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Eni	▪ 13,200	▪ Italia	+39 065 9821	✗	✓	✗	✓	✓
▪ EOG Resources	▪ 6,300	▪ EEUU	+1 713 651 7000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Etablissement Maurel & Prom	▪ 500	▪ Francia	+33 15 383 1600	✓	✓	✗	✓	✓

## Empresas globales potencialmente interesadas en áreas foco (2/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ ExxonMobil	▪ 30,900	▪ United States	+1 972 444 1000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Gazprom	▪ 16,300	▪ Rusia	+7 495 719 3001	✗	✓	✗	✓	✓
▪ GDF Suez	▪ 1400	▪ Francia	+33 0 1 53 38 79 64	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Hess Corporation	▪ 5,000	▪ EEUU	+1 212 997 8500	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Hunt Oil	▪ 300	▪ EEUU	+1 214 978 8000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ IGas Energy	▪ 100	▪ UK	+44 0 207 993 9899	✗	✓	✗	✓	✓
▪ INPEX Corporation	▪ 6,100	▪ Japón	+61 86 213 6000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ KNOC	▪ 800	▪ UK	+82 52 216 2114	✓	✗	✗	✓	✓
▪ Kosmos Energy	▪ 600	▪ Benín	+1 214 445 9600	✗	✓	✗	✓	✓
▪ LUKOIL	▪ 9,200	▪ Rusia	+7 495 627 4444	✓	✗	✗	✓	✓
▪ Maersk Oil & Gas	▪ 2,000	▪ Dinamarca	+453 363 4000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Marathon	▪ 3,900	▪ EEUU	+ 1 713 629 6600	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Medco Energi	▪ 300	▪ Indonesia	+62 21 2995 3000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ MEO Australia	▪ N/D	▪ Australia	+61 3 8625 6000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Murphy Oil	▪ 3,100	▪ EEUU	+1 870 864 6501	✗	✓	✗	✓	✓
▪ NaftoGaz	▪ 1,400	▪ Ucrania	+38044 586 35 37	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Nexen <sup>1</sup>	▪ N/D	▪ Canadá	+1 909 923 4011	✓	✗	✗	✓	✓

1 Filial de CNOJC

## Empresas globales potencialmente interesadas en áreas foco (3/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Noble Energy	▪ 3,300	▪ EEUU	+1 281 872 3100	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Occidental Petroleum	▪ 1,600	▪ Houston	+ 1 713 215 7000	✓	✗	✗	✓	✓
▪ OMV	▪ 2,700	▪ Austria	+43 140 4400	✗	✓	✗	✓	✓
▪ ONGC	▪ 6,500	▪ India	+91 0 135 275 8778	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Perenco	▪ 1,300	▪ Francia	+44 020 7368 9000	✓	✗	✗	✓	✓
▪ Petrobras	▪ 24,400	▪ Brasil	+55 213 224 1510	✓	✓	✗	✓	✓
▪ PetroChina	▪ 32,300	▪ China	+86 105 998 6223	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Petrofac	▪ 500	▪ UK	+44 20 7811 4900	✗	✗	✗	✓	✓
▪ PETRONAS	▪ 9,500	▪ Malasia	+60 3 2051 5000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Petronas Carigali <sup>1</sup>	▪ N/D	▪ Malasia	+60 3 2331 2222	✗	✓	✗	✓	✓
▪ PGNiG	▪ 700	▪ Polonia	+48 22 589 45 92	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Premier	▪ 800	▪ UK	+44 020 7730 1111	✗	✗	✗	✓	✓
▪ PTTEP	▪ 2,700	▪ Tailandia	+66 0 2537 4000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Ratio Oil Exploration	▪ N/D	▪ Israel	+972 3 566 1338	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Repsol	▪ 3,200	▪ España	+34 91 75 38 100	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Rosneft	▪ 12,900	▪ Rusia	+7 499 517 72 35	✗	✓	✗	✓	✓
▪ RWE Dea	▪ 900	▪ Alemania	+49 4534 22400	✗	✗	✗	✓	✓

<sup>1</sup> Opera de forma independiente de Petronas



## Empresas globales potencialmente interesadas en áreas foco (4/4)

USD MM, promedio 2010-14

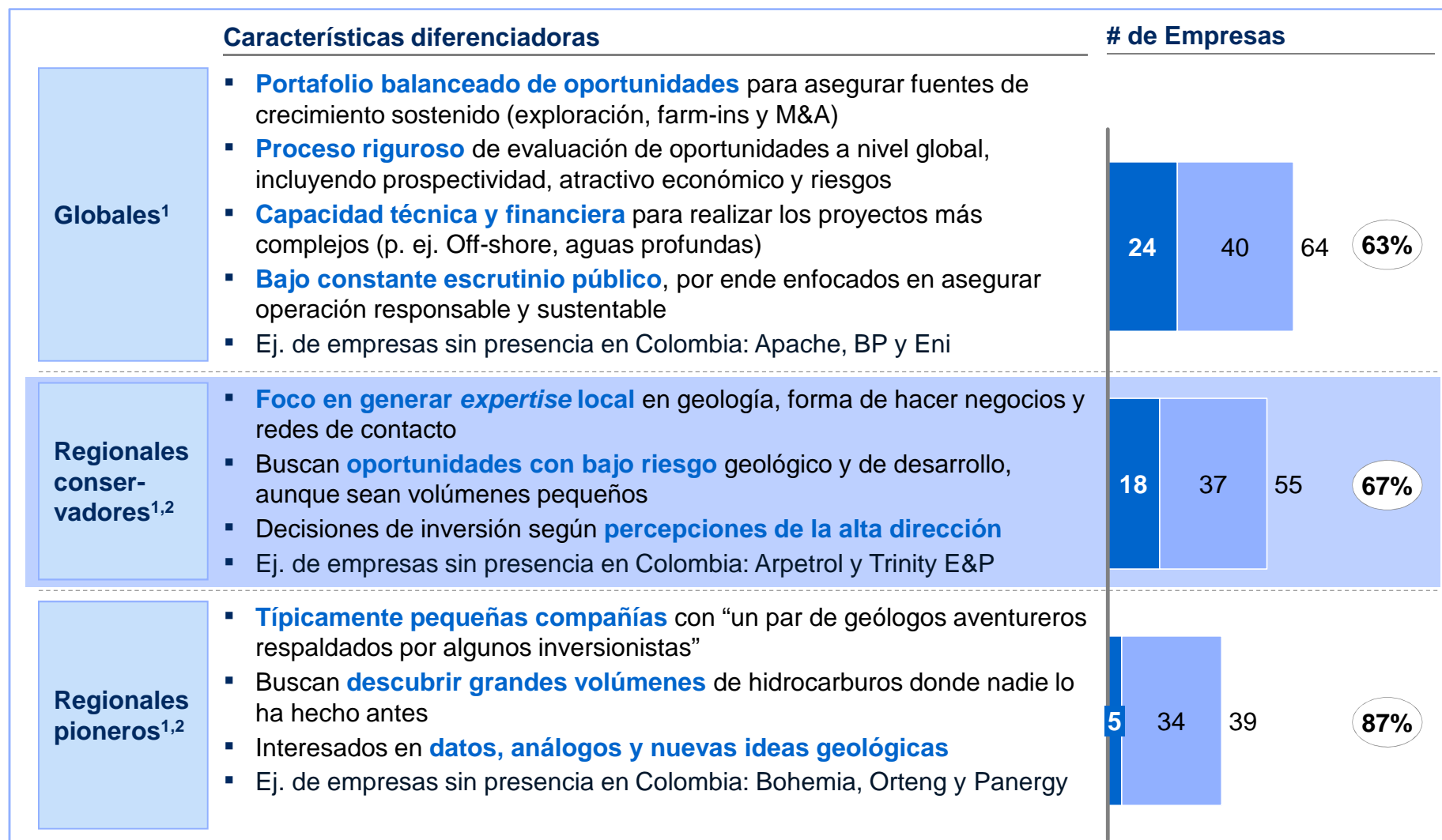
Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Serinus Energy	▪ 100	▪ Polonia	+1 403 264 8877	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Shell	▪ 26,100	▪ Países Bajos	+31 70 377 9111	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Sinopec Group	▪ 5,300	▪ China	+86 10 59960114	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Statoil	▪ 16,000	▪ Noruega	+47 51 99 00 00	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Suncor Energy	▪ 5,100	▪ Canadá	+1 403 296 8000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Talisman <sup>1</sup>	▪ 3,400	▪ Canadá	+1 403 237 1234	✓	✓	✗	✓	✓
▪ TAQA	▪ 1,100	▪ EAU	+971 2 691 4900	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Total	▪ 19,900	▪ Francia	+ 33 0 1 47 44 45 46	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Tullow Oil	▪ 1,400	▪ UK	+44 0203 249 9000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Vitol	▪ 100	▪ Suiza	+31 10 498 7200	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Wintershall	▪ 1,400	▪ Alemania	+49 561 301 0	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Woodside Petroleum	▪ 2,800	▪ Australia	+61 8 9348 4000	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Zenith Energy	▪ N/D	▪ Canadá	+44 0 1224 460 100	✗	✓	✗	✗	✗

1 Empresa subsidiaria de Repsol

FUENTE: Análisis equipo de trabajo; ANH; Rystad; Woodmac; páginas web de empresas; Hoovers; Páginas web de empresas analizadas

# Segmentación de las 158 empresas priorizadas

X % de empresas sin presencia en Colombia ■ Con presencia en Colombia ■ Sin presencia en Colombia ■ A detallar



1 Empresas con bloques en 3 o más continentes se consideran “globales”. De lo contrario se consideran “regionales”.

2 Empresas con 40% o más de sus bloques en cuencas frontera se consideran “pioneras”. De lo contrario se consideran “conservadoras”.

# Ubicación geográfica de HQ's de empresas regionales conservadoras analizadas

Número de empresas con HQ en el país



# Empresas regionales conservadoras potencialmente interesadas en áreas foco (1/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Andes Energía	▪ N/D	▪ Argentina	+44 0 207 969 1828	✓	✓	✗	✗	✗
▪ ArPetrol	▪ N/D	▪ Canadá	+1 403 263 6738	✗	✗	✗	✓	✓
▪ AustroCan Petroleum	▪ N/D	▪ Canadá	N/D <sup>2</sup>	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Baron Oil	▪ N/D	▪ UK	+51 1 444 2900	✓	✓	✗	✗	✗
▪ BCH International <sup>1</sup>	▪ N/D	▪ Belice	N/D <sup>2</sup>	✗	✗	✗	✓	✓
▪ BPZ Energy	▪ 100	▪ EEUU	+1 281 556 6200	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Brasoil	▪ N/D	▪ Brasil	+ 55 212 221 3064	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Canacol Energy	▪ 400	▪ Canadá	+1 403 561 1648	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Centrica	▪ 1,400	▪ UK	+44 0 175 349 4000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ CEREX Energy Group	▪ N/D	▪ Colombia	+57 1 212 1501	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Ecopetrol	▪ 7,300	▪ Colombia	+57 1 234 4000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ ENAP	▪ 300	▪ Chile	+56 2 2280 3000	✗	✗	✗	✓	✗
▪ ENARSA	▪ N/D	▪ Argentina	+54 114 801 9325	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Equion Energía	▪ N/D	▪ Colombia	+57 1 628 4000	✓	✓	✗	✗	✗
▪ G3 Oleo e Gas	▪ N/D	▪ Brasil	+55 213 553 3816	✗	✗	✗	✓	✗
▪ Galp Energía	▪ 700	▪ Portugal	+351 217 242 500	✗	✗	✗	✓	✗
▪ GeoPark <sup>3</sup>	▪ N/D	▪ Chile	+54 114 312 9400	✓	✗	✗	✓	✗

1 Actualmente tiene contratos de E&P en Belice; 2 No cuenta con información pública en internet; 3 Pozo de exploratorio en sociedad con Petrobras

FUENTE: Análisis equipo de trabajo; ANH; Rystad; Woodmac; páginas web de empresas; Hoovers; Páginas web de empresas analizadas

# Empresas regionales conservadoras potencialmente interesadas en áreas foco (2/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ ultraprof.
▪ Gran Tierra Energy	▪ 300	▪ Canadá	+1 403 265 3221	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Greymouth Petroleum	▪ N/D	▪ Nueva Zelandia	+ 64 9 373 4222	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Gulfsands Petroleum	▪ 100	▪ UK	+ 44 207 024 2130	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Hocol	▪ N/D	▪ Colombia	+ 571 488 4000	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Imetame Energia	▪ N/D	▪ Brasil	+55 27 3256 0070	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Infinity Energy Resources	▪ N/D	▪ EEUU	+1 913 948 9512	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Karoon Gas	▪ 100	▪ Australia	+61 035 974 1044	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Lewis Energy	▪ 500	▪ EEUU	+1 210 384 3200	✓	✓	✗	✗	✗
▪ LGO Energy	▪ N/D	▪ UK	+44 20 7440 0645	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Mansarovar Energy Colombia	▪ N/D	▪ Colombia	+571 485 1212	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Mora Oil Ventures Ltd (MOVL)	▪ N/D	▪ Trin. & Tobago	+1 868 622 0427	✗	✗	✗	✓	✓
▪ New World Oil and Gas	▪ N/D	▪ UK	+44 20 7236 1177	✗	✗	✗	✓	✗
▪ Oleo e Gas Participacoes	▪ 1,100	▪ Brasil	+ 55 212 555 5500	✓	✗	✗	✓	✓
▪ Omega Energy	▪ 100	▪ Colombia	+571 742 3338	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Ouro Preto Oleo e Gas	▪ N/D	▪ Brasil	+55 212 145 5555	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Pacific Rubiales Energy	▪ 2.500	▪ Canadá	+1 416 362 7735	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Pan American Energy <sup>1</sup>	▪ N/D	▪ Argentina	+54 11 4310 4100	✗	✓	✗	✓	✓

<sup>1</sup> 40% de sus áreas son no convencionales desarrolladas y 30% son offshore

FUENTE: Análisis equipo de trabajo; ANH; Rystad; Woodmac; páginas web de empresas; Hoovers; Páginas web de empresas analizadas

# Empresas regionales conservadoras potencialmente interesadas en áreas foco (3/4)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ PDVSA	▪ 8,400	▪ Venezuela	+58 212 330 6111	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Pemex	▪ 14,500	▪ México	+52 55 1944 2500	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Petro Vista Energy	▪ N/D	▪ Canadá	+1 877 427 3876	✗	✗	✗	✓	✗
▪ Petroamazonas	▪ 1.300	▪ Ecuador	+5932 246 7500	✗	✓	✗	✓	✗
▪ PetroSynergy	▪ N/D	▪ Brasil	+55 82 3332 2051	✗	✓	✗	✗	✗
▪ PetroToro	▪ N/D	▪ Canadá	+1 403 930 1444	✗	✗	✓	✗	✗
▪ Petrotrin	▪ 500	▪ Trin. & Tobago	+1 868 658 4210	✗	✗	✗	✓	✓
▪ PetroVietnam	▪ 1,900	▪ Vietnam	+84 4 382 52526	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Roch	▪ N/D	▪ Argentina	+5411 4315 7624	✗	✓	✗	✓	✗
▪ SINOCHEN	▪ N/D	▪ China	+86 10 5956 8888	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Sonangol E&P	▪ 1,000	▪ Angola	+244 226 643343	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Staatsolie	▪ 3,400	▪ Surinam	+597 499 649	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Telpico	▪ N/D	▪ EEUU	+1 320 394 3385	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Touchstone Exploration	▪ N/D	▪ Canadá	+1 403 750 4400	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Trinity E&P	▪ 300	▪ Trin. & Tobago	+1 868 653 7651	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Trintomar	▪ 100	▪ Trin. & Tobago	+1 868 658 4230	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Turkish Petroleum International	▪ N/D	▪ Turquía	+90 312 285 4455	✓	✗	✗	✓	✓

FUENTE: Análisis equipo de trabajo; ANH; Rystad; Woodmac; páginas web de empresas; Hoovers; Páginas web de empresas analizadas

# Empresas regionales conservadoras potencialmente interesadas en áreas foco (4/4)

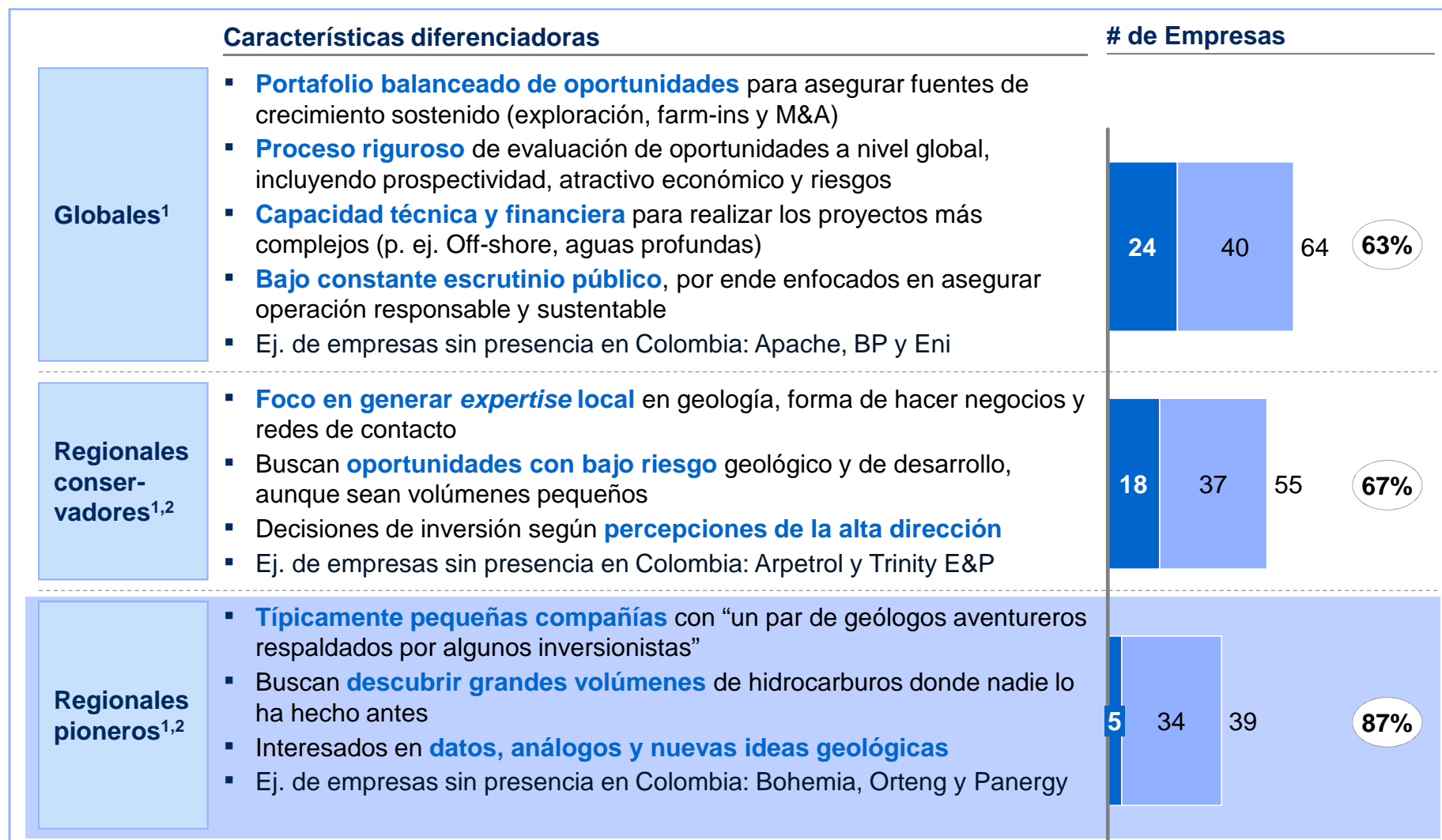
USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ UBX Enterprises	▪ N/D	▪ Brasil	+55 21 2262 4444	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Unitec Energy	▪ N/D	▪ Argentina	+54 11 4899 6450	✗	✓	✗	✗	✗
▪ YPF	▪ 3,000	▪ Argentina	+54 11 5441 0000	✓	✓	✗	✓	✓
▪ Zarubezhneft	▪ N/D	▪ Rusia	+7 495 748 65 00	✗	✗	✗	✓	✓

1 Subsidiaria de EOG Resources; 2 UBX Enterprises no cuenta con información pública en internet

# Segmentación de las 158 empresas priorizadas

X % de empresas sin presencia en Colombia ■ Con presencia en Colombia ■ Sin presencia en Colombia ■ A detallar



1 Empresas con bloques en 3 o más continentes se consideran “globales”. De lo contrario se consideran “regionales”.

2 Empresas con 40% o más de sus bloques en cuencas frontera se consideran “pioneras”. De lo contrario se consideran “conservadoras”.



# Ubicación geográfica de HQ's de empresas regionales pioneras analizadas

Número de empresas con HQ en el país



# Empresas regionales pioneras potencialmente interesadas en áreas foco (1/3)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Argent Energy Trust	▪ N/D	▪ EEUU	+1 403 770 4809	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Amerisur Resources	▪ N/D	▪ UK	+57 1 757 6589	✓	✓	✗	✗	✗
▪ ANCAP	▪ N/D	▪ Uruguay	+598 21931	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Andean Exploration	▪ N/D	▪ Perú	N/D <sup>2</sup>	✓	✓	✗	✗	✗
▪ Argos Resources	▪ N/D	▪ Islas Malvinas	+500 22685	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Bahamas Petroleum Company	▪ N/D	▪ Bahamas	+44 0 1624 647883	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Bohemia - Georadar	▪ N/D	▪ Brasil	+55 31 2104 7171	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Borders & Southern Petroleum	▪ N/D	▪ UK	+44 020 7920 3150	✗	✗	✗	✓	✓
▪ BOTAS	▪ N/D	▪ Turquía	+ 90 312 297 2000	✓	✓	✗	✗	✗
▪ CGX Energy	▪ N/D	▪ Canadá	+1 416 364 5569	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Chariot Oil & Gas	▪ 100	▪ UK	+44 0 207 520 9268	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Heavy Earth Resources	▪ N/D	▪ USA	+1 415 813 5079	✓	✓	✗	✗	✗
▪ ENGEPET	▪ N/D	▪ Brasil	+55 793 246 3964	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Falkland Oil & Gas	▪ 100	▪ UK	+44 207 563 1260	✗	✗	✗	✓	✓
▪ HRT - PetroRio	▪ 400	▪ Brasil	+55 21 3721 3800	✗	✗	✗	✓	✓

1 País donde está operando actualmente; 2 No cuenta con información pública en internet

# Empresas regionales pioneras potencialmente interesadas en áreas foco (2/3)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Land Oil	▪ N/D	▪ EEUU	+1 580 795 3397	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Nabi Oil and Gas	▪ N/D	▪ Guyana <sup>1</sup>	N/D <sup>2</sup>	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Norwood resources	▪ N/D	▪ Canadá	N/D <sup>2</sup>	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Niko Resources	▪ 200	▪ Canadá	+ 1 403 262 1020	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Orteng	▪ N/D	▪ Brasil	+55 313 399 6600	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Pampetrol	▪ N/D	▪ Argentina	+54 0 295 445 0055	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Panergy	▪ N/D	▪ Brasil	+55 71 3263 1790	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Petra Energia	▪ 100	▪ Brasil	+55 21 3626 8888	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Petrina	▪ N/D	▪ Uruguay	N/D <sup>2</sup>	✗	✓	✗	✗	✗
▪ PETROPAR	▪ N/D	▪ Paraguay	+595 021 448503	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Pitkin Petroleum	▪ N/D	▪ UK	+44 0 203 178 2955	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Pogeco	▪ N/D	▪ Paraguay	N/D <sup>2</sup>	✗	✓	✗	✗	✗
▪ President Energy	▪ N/D	▪ UK	+44 0 20 7016 7950	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Princess Petroleum	▪ N/D	▪ Belice	N/D <sup>2</sup>	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Providence Energy Group	▪ N/D	▪ Irlanda	+469 718 9693	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Queiroz Galvao	▪ 100	▪ Brasil	+55 21 2131 7100	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Quincy Energy	▪ N/D	▪ Canadá	+1 906 370 4695	✗	✓	✗	✗	✗

1 País donde está operando actualmente; 2 No cuenta con información pública en internet

## Empresas regionales pioneras potencialmente interesadas en áreas foco (3/3)

USD MM, promedio 2010-14

Empresa	Tamaño inversión en E&D	País	Contacto	Opera en Colombia	áreas			
					Conv. frontera	No Conv. frontera	Someras	Profundas/ultraprof.
▪ Repsol Sinopec Brasil	▪ N/D	▪ Brasil	+ 55 21 2559 7000	✗	✗	✗	✓	✓
▪ Schuepbach Energy	▪ N/D	▪ EEUU	+1 214 880 9035	✗	✓	✗	✗	✗
▪ Sherritt Int. Oil & Gas	▪ 100	▪ Canadá	N/D <sup>1</sup>	✗	✓	✗	✓	✓
▪ Siboil	▪ N/D	▪ Perú	+7 383 299-38-32	✗	✓	✗	✗	✗
▪ SK Innovation	▪ 200	▪ Corea	+82 2 2121 5114	✓	✗	✗	✓	✓
▪ Treaty Energy	▪ N/D	▪ EEUU	+1 504 524 6987	✗	✓	✗	✗	✗
▪ US Capital Energy	▪ N/D	▪ EEUU	+1 978 221 2000	✗	✓	✗	✗	✗

1 No cuenta con información pública en internet

## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - **Profundización de Competidor: México**
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

## La reforma en México ha permitido el lanzamiento de la Ronda 1 que resulta atractiva a inversionistas extranjeros

### 1 Entorno económico atractivo para operar en México – alta inversión esperada

1. La economía mexicana es atractiva dentro de países en desarrollo, con crecimiento superior al promedio de Latinoamérica y estabilidad macroeconómica
2. La reforma energética de 2013 introdujo cambios estructurales, creando oportunidades atractivas para invertir a lo largo de toda la cadena de valor de O&G, especialmente en *upstream*
3. Para los siguientes 5 años se espera una inversión total de ~USD130B en *upstream*, de los cuales ~USD9B provendrán de inversión privada

### 2 Primera ronda de licitación incluye bloques con prospectividad conocida y atractiva

1. Los recursos 2P a ser licitados con participación de privados suman 5.8 B boe, mientras los recursos prospectivos ascienden a ~91 B boe
2. México cuenta con información clara de prospectividad sobre los bloques que serán ofertados en la ronda 1, la cuál ha sido activamente promocionada por el gobierno
3. Como resultado, México compite directamente con Colombia por inversión – 10 de las 114 empresas con licencias petroleras en Colombia han iniciado el proceso de precalificación R1 en México

### 3 Ecosistema favorable para desarrollar proyectos en O&G *upstream*

1. Los bloques de la Ronda 1 de licitación están próximos a campos maduros y a infraestructura ya instalada
2. México cuenta con 23 universidades que ofrecen programas en exploración y producción en México

### 4 Condiciones contractuales de México con ventajas y desventajas comparadas con Colombia

1. Los términos de referencia y modelo económico de la Ronda 1 de México presentan condiciones distintas a las utilizadas por Colombia en la ronda 2014
2. El esquema de regalías en México está en función del precio mundial del petróleo y en Colombia varía acorde con el volumen de producción
3. Aun no hay la información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano

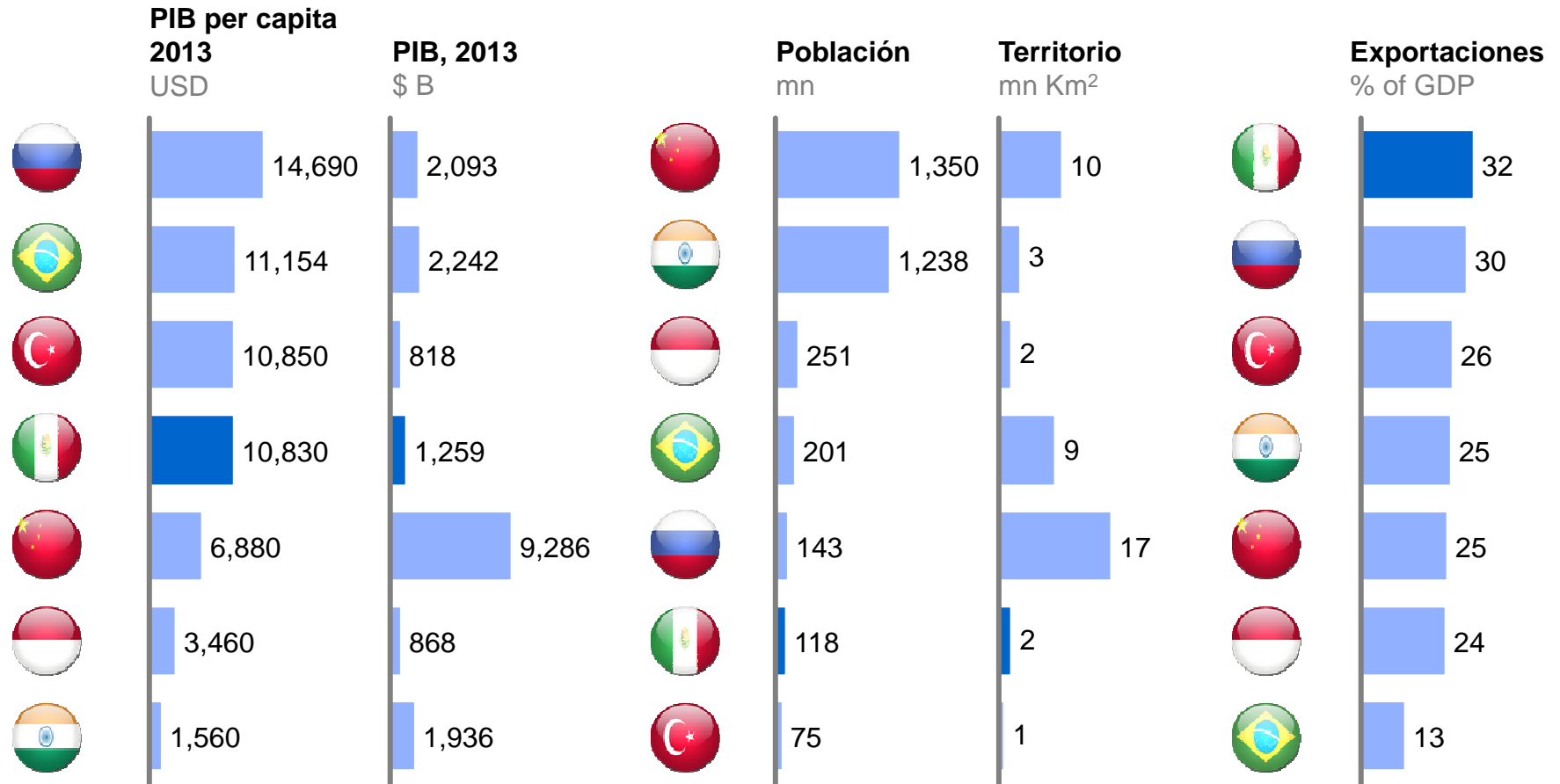
# 1.1 México es una economía atractiva entre países en vías de desarrollo...

Mexico es..

... uno de los países con el mayor PIB en Latinoamérica

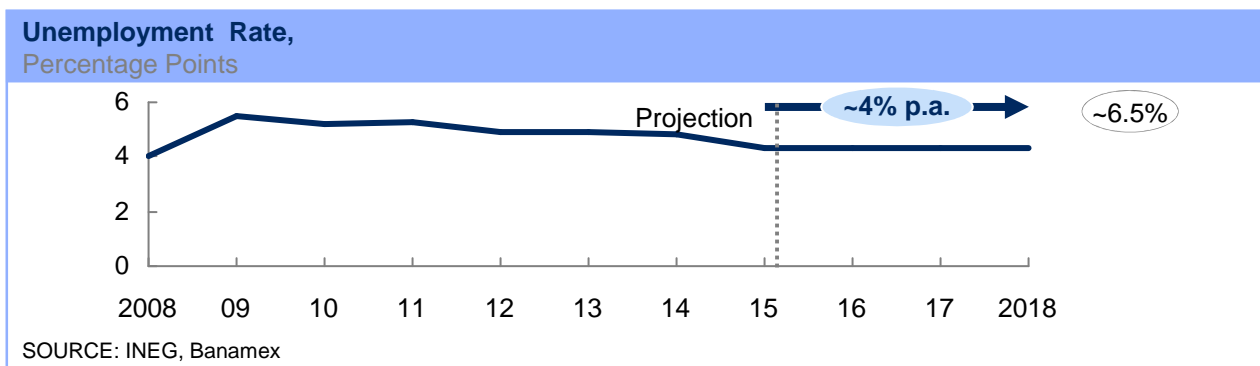
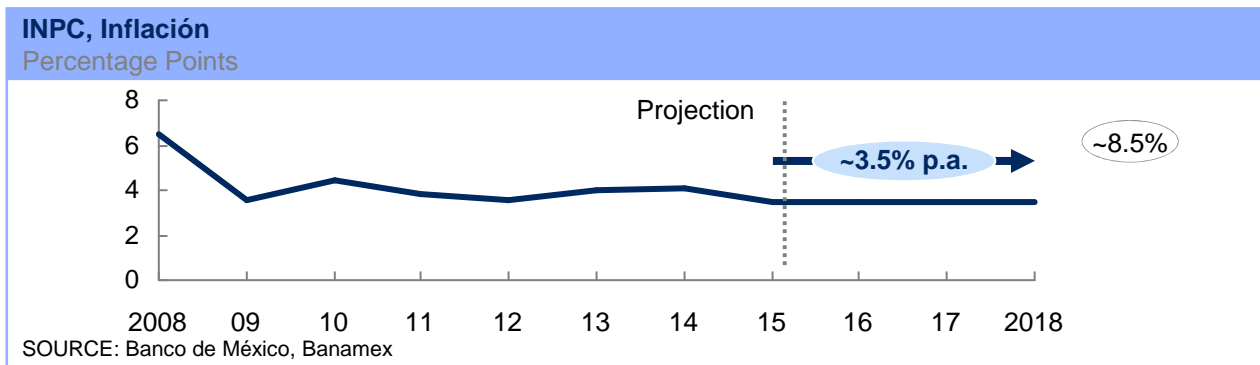
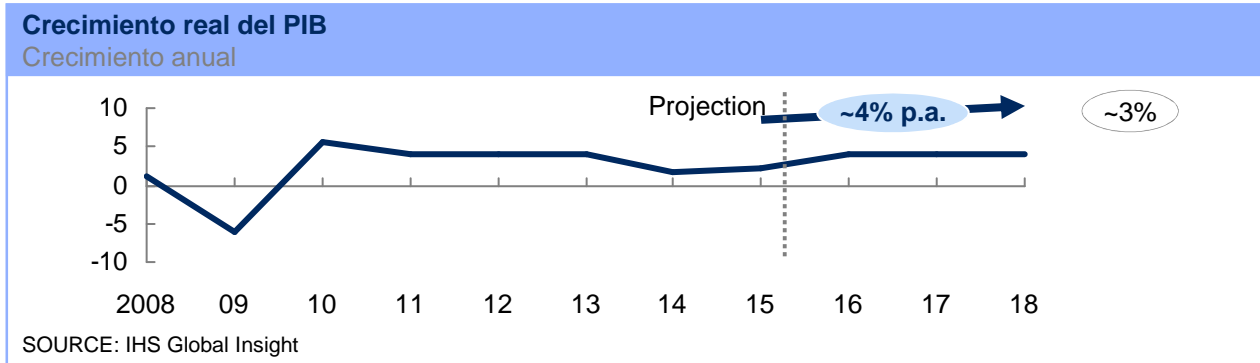
... el país número 11 en términos de población en el mundo

... una de las economías más abiertas del mundo



# 1.1 ... y muestra indicadores de crecimiento y estabilidad económica ventajosos en relación a Latinoamérica

○ Latam

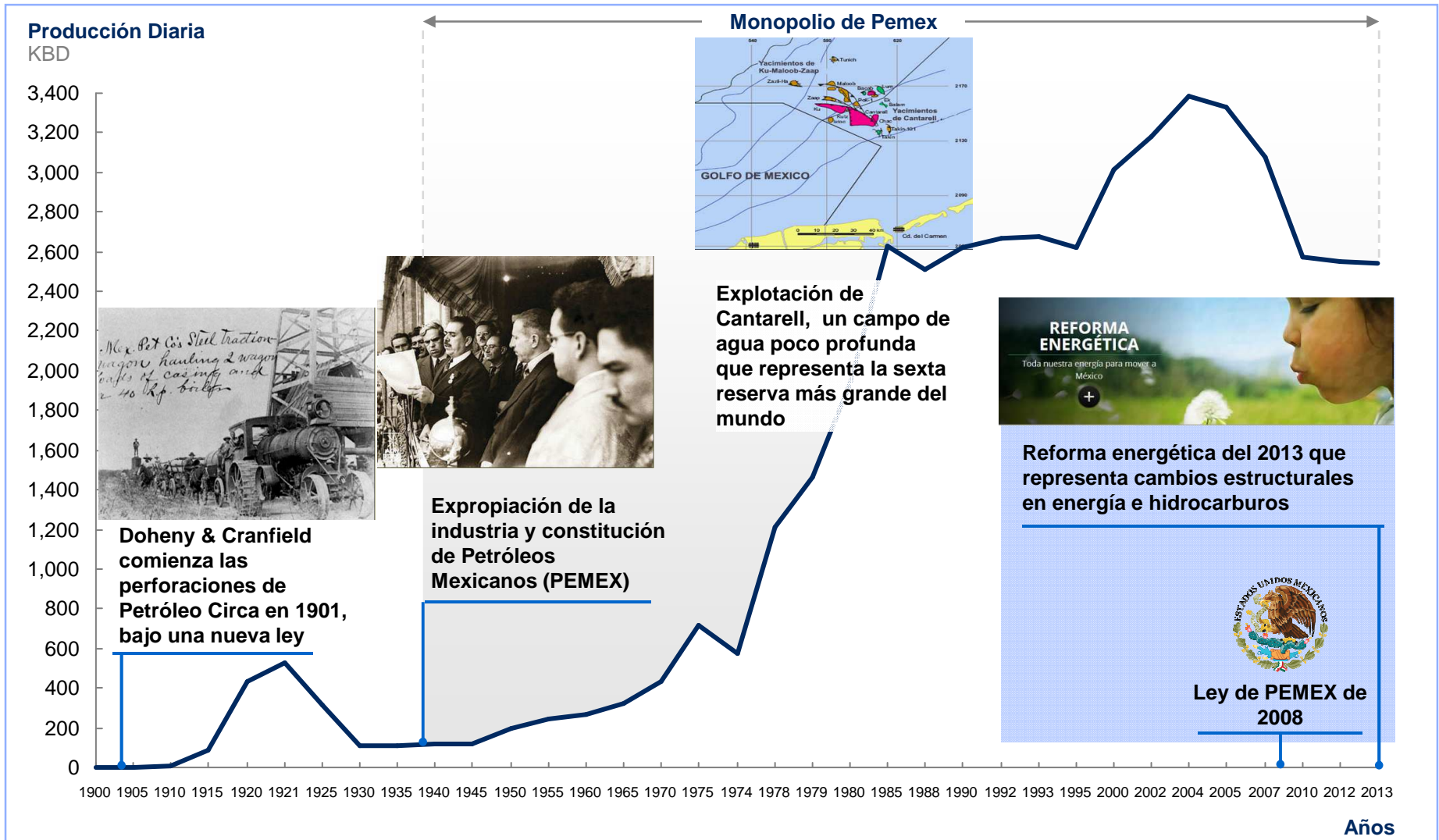


- **Crecimiento de 4% anual del PIB** esperado por los próximos 4 años, por encima del ~3% para LATAM
- **Inflación controlada** en los últimos 10 años y **~3.5% anual esperada** por los próximos 4 años, inferior que el ~8.5% esperado para LATAM
- **Desempleo controlado del 4% anual** por los próximos 4 años, inferior al ~6.5% esperado para LATAM



# 1.2 En 2013 se llevó a cabo una reforma energética importante que plantea cambios estructurales en O&G luego de más de 50 años de monopolio de PEMEX

■ Detallado adelante



## 1.2 La reforma energética mexicana trae consigo cambios estructurales importantes en toda la cadena de valor

Detalle a continuación

### Principales cambios introducidos por la reforma

#### Exploración y Producción (*Upstream*)

- La reforma permite licenciar bloques y establecer contratos de utilidades y producción compartida a operadores externos



#### Almacenamiento y reparto (*Midstream*)

- Incentivos para la construcción de ductos y operadores existentes para proveer servicios a precio regulado por CRE<sup>1</sup>



#### Aguas abajo (*Downstream*)

- Se permitirá a jugadores privados entrar a procesos de refinamiento y procesamiento de petroquímicos



<sup>1</sup> CRE: Comisión Reguladora de Energía

## 1.2 Tras los cambios orientados hacia la apertura en el tiempo, se han consolidado cambios enfocados a captar mayores fuentes de capital

NO EXHAUSTIVO

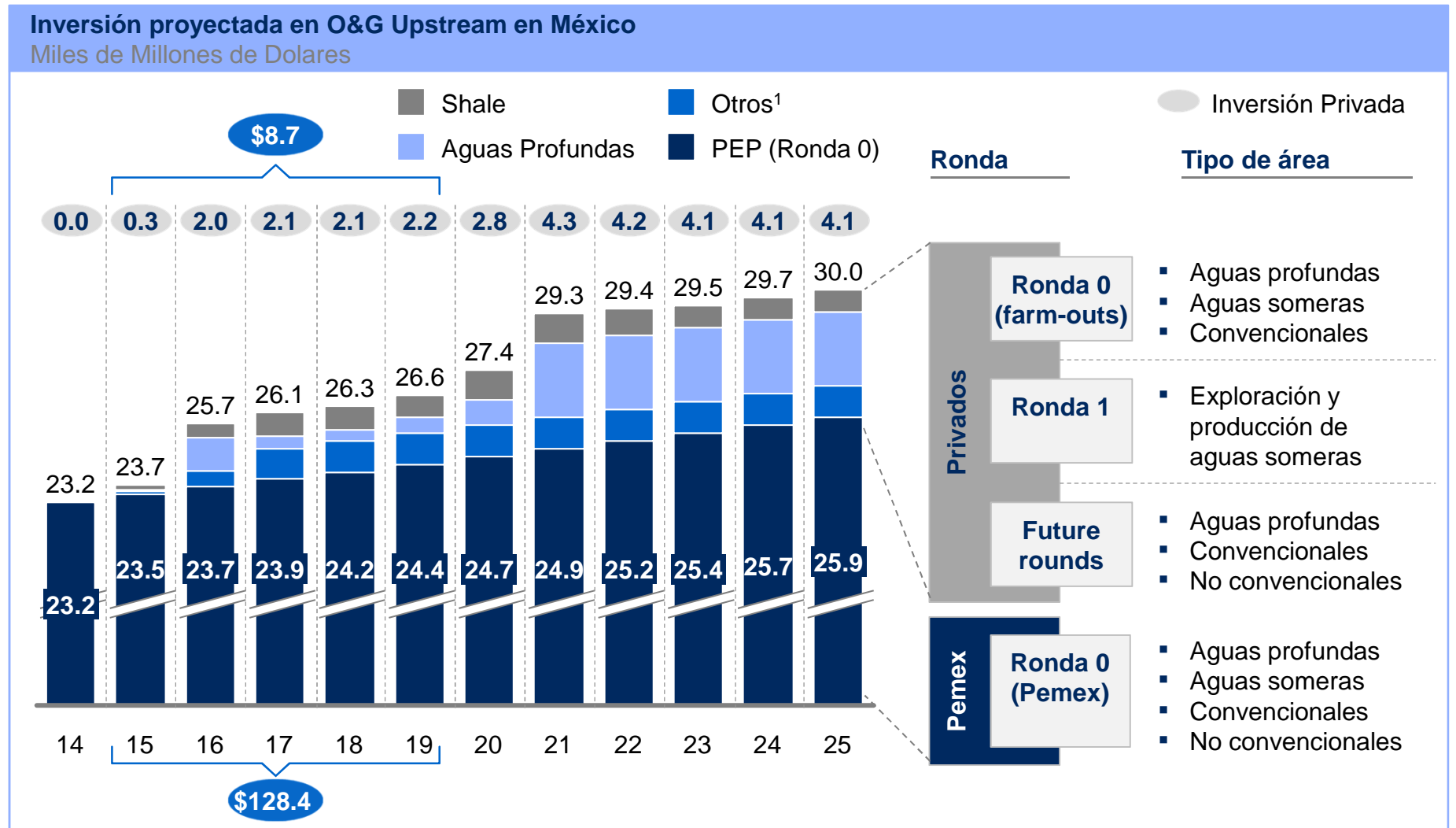
Cambios regulatorios	<b>Cambio regulatorio 2003</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Decreto presidencial para promover la inversión en gas natural</li> </ul>	<b>2008 Reforma – ley de Pemex</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>PEMEX podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios</li> </ul>	<b>2013 Reforma constitucional</b> <p>La nación llevara a cabo las actividades de E&amp;P de hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del estado o particulares</p>
Figuras contractuales	<b>Contratos de Obra Pública Financiada (COPF)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contratos de servicios puros donde:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Existe un catálogo exhaustivo de obras</li> <li>Pemex y contratistas acuerdan las obras a realizar</li> <li>Los contratistas realizan obras y cobran los precios unitarios considerados en el catálogo</li> </ul> </li> </ul>	<b>Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPS)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contratos de servicios integrados donde:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Contratista realiza todas las obras y servicios para la extracción</li> <li>Pemex paga dichos servicios integrados con una combinación de reembolso de gastos (75%) y una tarifa fija por barril (0-15 USD/lb)</li> </ul> </li> </ul>	<b>Contratos de producción compartida, de utilidad compartida y licencias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Existen diferentes modelos contractuales para E&amp;P, incluidos de producción compartida, utilidad compartida y licenciamiento</li> <li>El gobierno permitirá a Pemex y otros participantes privados tener propiedad y operar instalaciones de mid y downstream</li> </ul>
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Objetivo principal era promover la inversión y el desarrollo de obras, transfiriendo el riesgo de ejecución y crediticio a los privados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Externalizar la inversión en activos menos rentables (campos maduros) atrayendo jugadores especializados y eficientes para explotar activos de mayor dificultad y menores retornos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promover la inversión privada y atraer compañías con la experiencia necesaria para desarrollar campos de mayor complejidad y aumentar la producción de hidrocarburos</li> </ul>

## 1.2 Los cambios regulatorios ofrecen oportunidades de inversión a lo largo de la cadena de valor, especialmente en operación upstream

	Cambios importantes en la regulación	Oportunidades	
Gas & Petróleo	Upstream (Operador)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los privados ahora pueden participar en EyP como operadores de campo               <ul style="list-style-type: none"> <li>Se introducen nuevos modelos de contrato (ej.: distribución de utilidades, distribución de producción, licencias)</li> <li>Los contratos de servicios actuales (contratos de servicios múltiples y servicios integrados) migrarán a nuevos modelos</li> </ul> </li> <li>Los reguladores y Pemex han definido la Ronda 0 y la Ronda 1, estableciendo cuáles campos serán               <ul style="list-style-type: none"> <li>Mantenidos por Pemex (asignaciones de la Ronda 0)</li> <li>Desarrollados por Pemex a través de JVs con empresas privadas (Ronda 0 <i>farm-outs</i>)</li> <li>Licitados a empresas privadas o Pemex (Ronda 1 y futuras rondas)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nuevas y amplias oportunidades (~130B USD)</b> debido a la posibilidad de ingreso de privados:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Participación en ronda 0 <i>farm-outs</i> y Ronda 1</li> <li>Rondas futuras de bloques de exploración por reguladores</li> <li>Potenciales <i>farm-outs</i> futuros por Pemex (mayormente <i>onshore</i> maduro y aguas pocos profundas)</li> </ul> </li> <li><b>Oportunidades medibles (~35B):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Potencial expansión del mercado</li> <li>Financiación / adquisición de compañías en dificultades financieras bajo los escenarios actuales de precio del petróleo</li> </ul> </li> <li>Bajo las regulaciones actuales, las oportunidades son muy específicas y varían significativamente</li> <li>En el futuro las oportunidades son poco claras, ya que dependerán de nuevas regulaciones aún no publicadas</li> <li>No existen oportunidades en refinerías y procesamiento de gas debido a capacidad ociosa de EE.UU.</li> <li>Potencial oportunidad en comercialización de gasolina/diesel</li> </ul>
	Upstream (OFSE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>No existen cambios regulatorios relevantes, aunque al autonomía de gestión de Pemex podría expedir procesos de contratación</li> <li>El panorama OFSE se mantendrá determinado por Pemex para los próximos 2-4 años, pero nuevos operadores muy probablemente profundicen el mercado</li> <li>A medida que nuevos operadores ingresen al mercado, aumentará la competencia, ajustando los niveles de rentabilidad de las compañías de servicio a los niveles internacionales</li> </ul>	
	Midstream	<ul style="list-style-type: none"> <li>CENAGAS ha sido creada para gestionar una red de tuberías de acceso abierto e incentivar su expansión</li> <li>CRE mantiene la autoridad regulatoria               <ul style="list-style-type: none"> <li>Precio de venta regulado por CRE hasta que “existan condiciones competitivas”</li> <li>Todos los propietarios de tuberías y los operadores están obligados a ofrecer acceso abierto a sus servicios e instalaciones</li> <li>Cualquiera puede importar gas natural con el consentimiento previo de CRE</li> </ul> </li> </ul>	
	Downstream & Comerc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los privados pueden involucrarse en:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Actividades de refinería, petroquímicas y de procesamiento de gas</li> <li>Comercialización de gasolina a través de marcas que no sean Pemex</li> </ul> </li> </ul>	

1 Pemex puede elegir migrar cualquier campo asignado a un tipo de contrato farm-out

# 1.3 En los siguientes 5 años, se espera una inversión total de ~USD130B en upstream, de los cuales ~USD9B vendrán de inversión privada

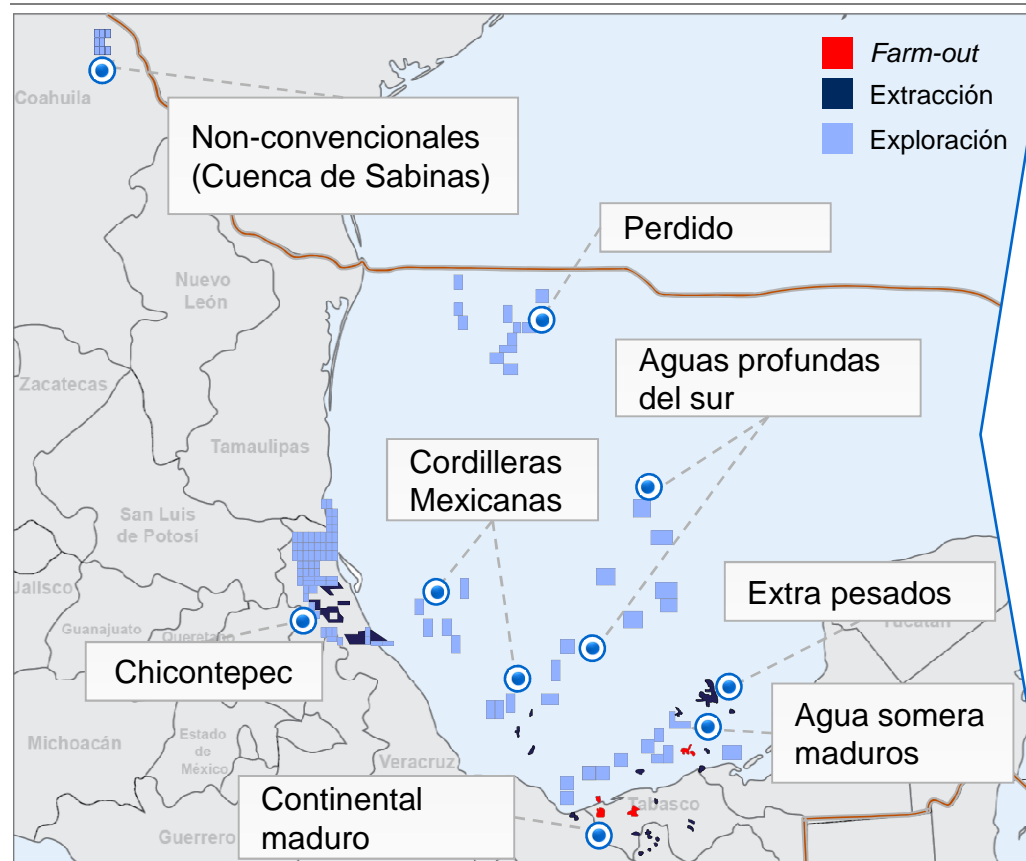


1 On-shore, aguas someras y crudos pesados entre otros

## 2.1 Los recursos 2P a ser licitados con participación de privados suman 5.8B boe, mientras los recursos prospectivos ascienden a ~91 B boe

Licitados en 2015

### Campos a licitar durante Ronda 0 (farm-out) y Ronda 1



### Reservas 2P

B boe (Billones de barriles equivalentes)

	Pemex	Farm-out & Ronda 1	Rondas Futuras
Aguas profundas	0.4	0.2	-
Aguas someras	11.4	2.2	-
Continental	5.3	0.3	0.4
Non-conv. <sup>1</sup>	3.6	2.7	-
<b>Total</b>	<b>20.6</b>	<b>5.4</b>	<b>0.4</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>78%</b>	<b>21%</b>	<b>2%</b>

### Recursos Prospectivos

B boe (Billones de barriles equivalentes)

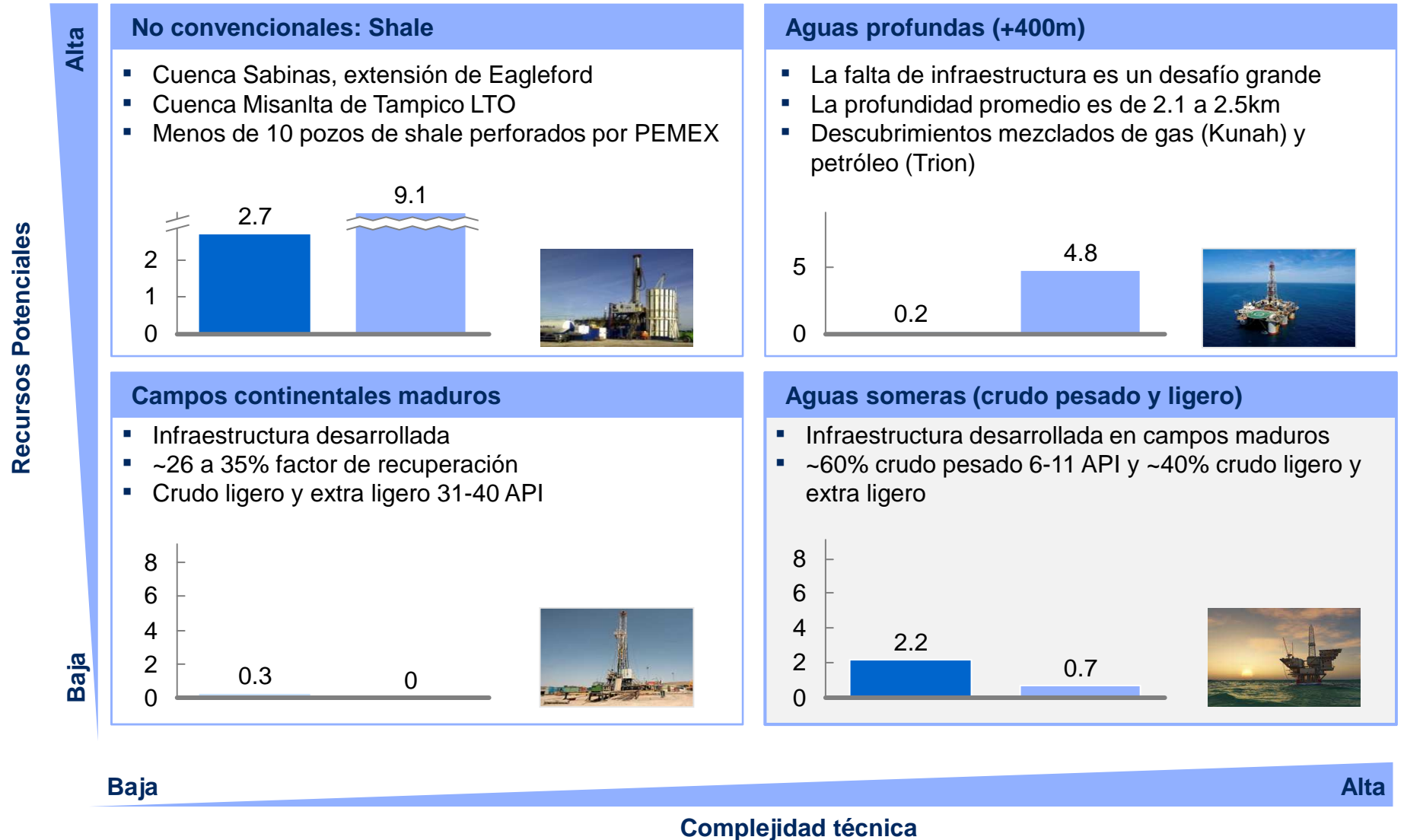
	Pemex	Farm-out & Ronda 1	Rondas Futuras
Aguas profundas	4.8	4.8	18.2
Aguas someras	7.5	0.7	1.6
Continental	5.9	-	9.2
Non-conv. <sup>1</sup>	3.9	9.1	47.2
<b>Total</b>	<b>22.1</b>	<b>14.6</b>	<b>76.1</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>20%</b>	<b>13%</b>	<b>67%</b>

<sup>1</sup> Incluye Chicontepec como no convencional, en vez de como continental convencional como lo reporta SENER

## 2.1 Los recursos a ser licitados en Ronda 1 son de complejidades diversas

Reservas de Petróleo y Gas B BOE

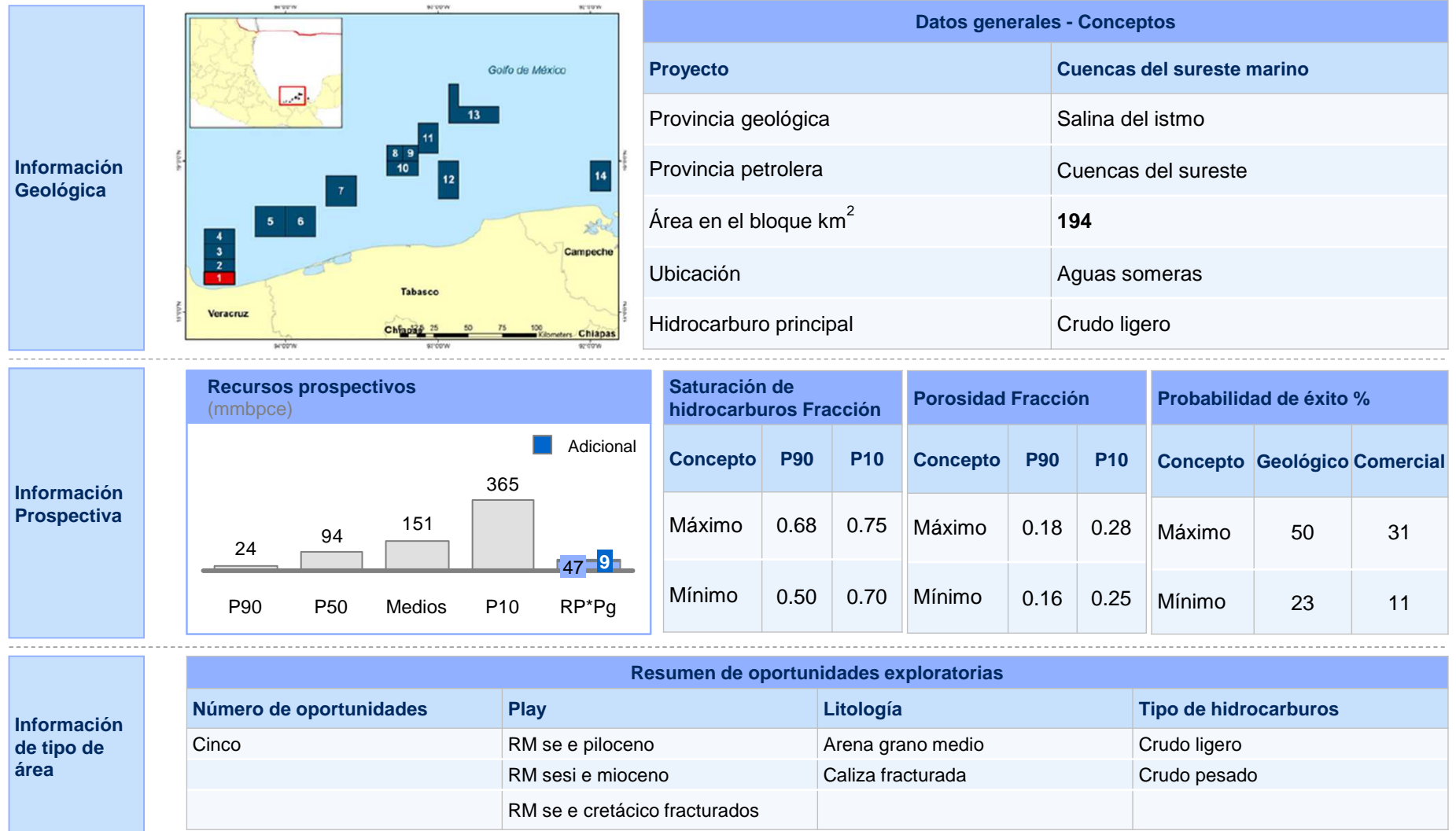
■ 2P ■ Recursos prospectivos □ Licitación 1 Ronda 1



## 2.2 México cuenta con información clara de prospectividad sobre los bloques que serán ofertados en la ronda 1

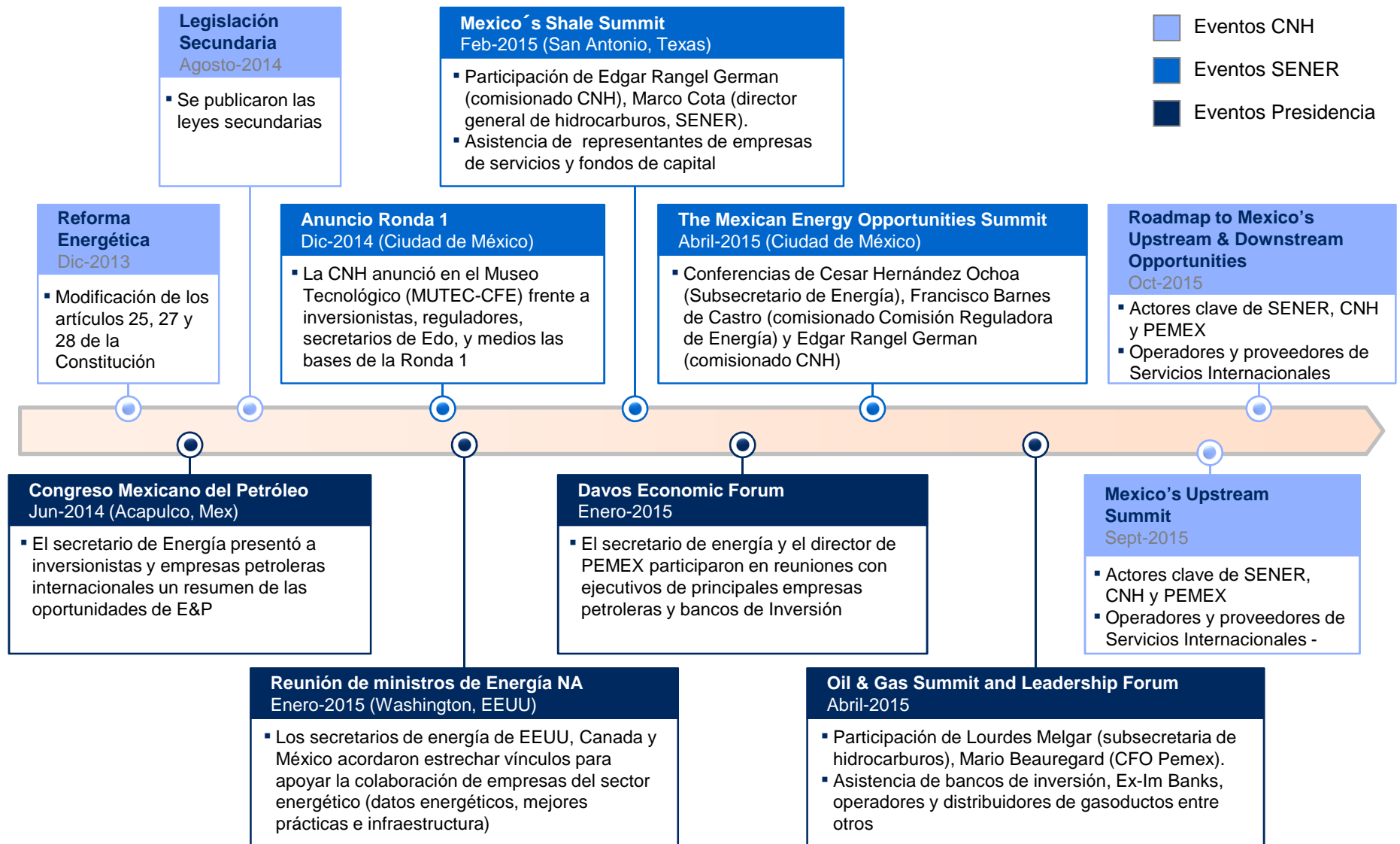
ILUSTRATIVO

### Información disponible

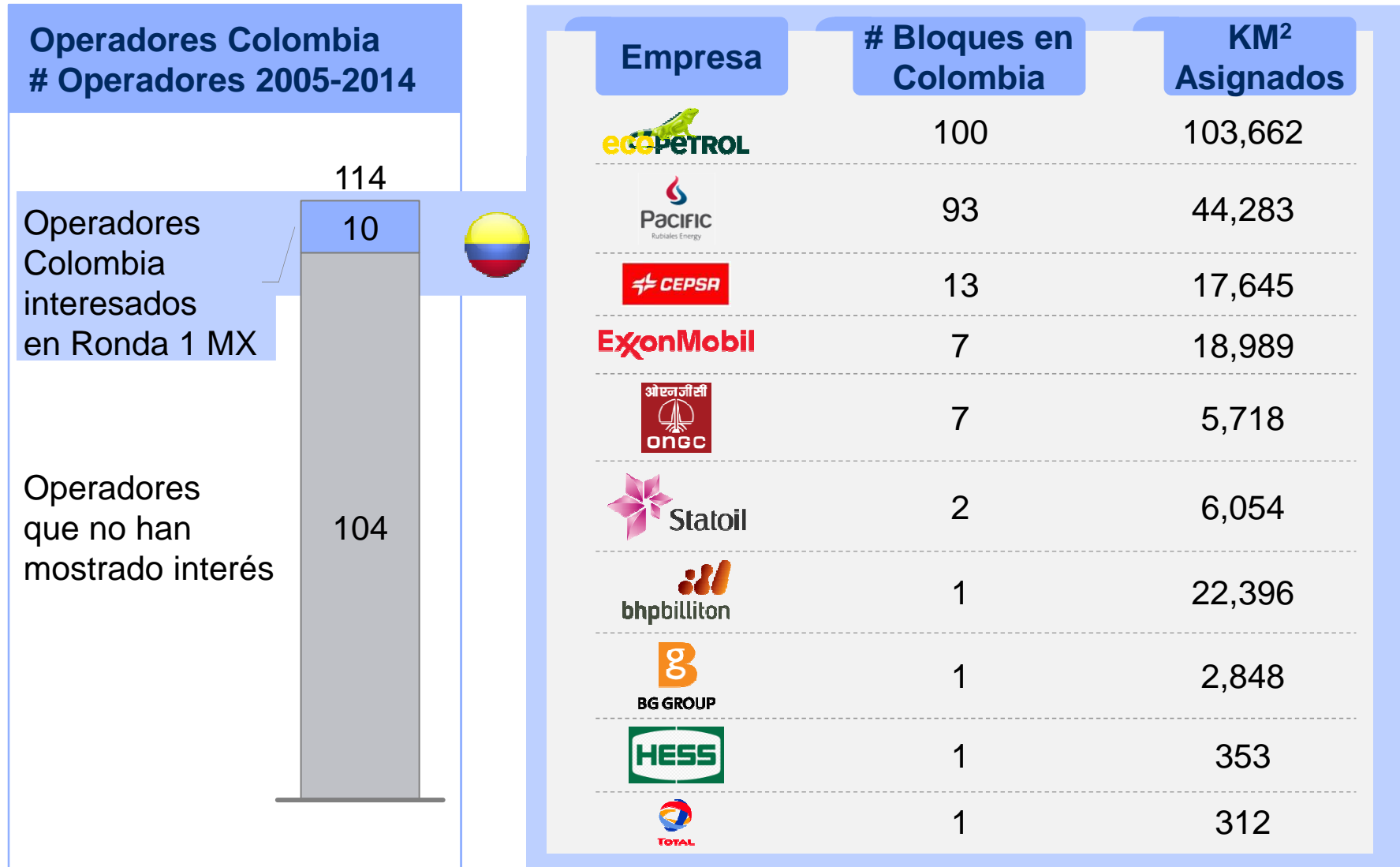




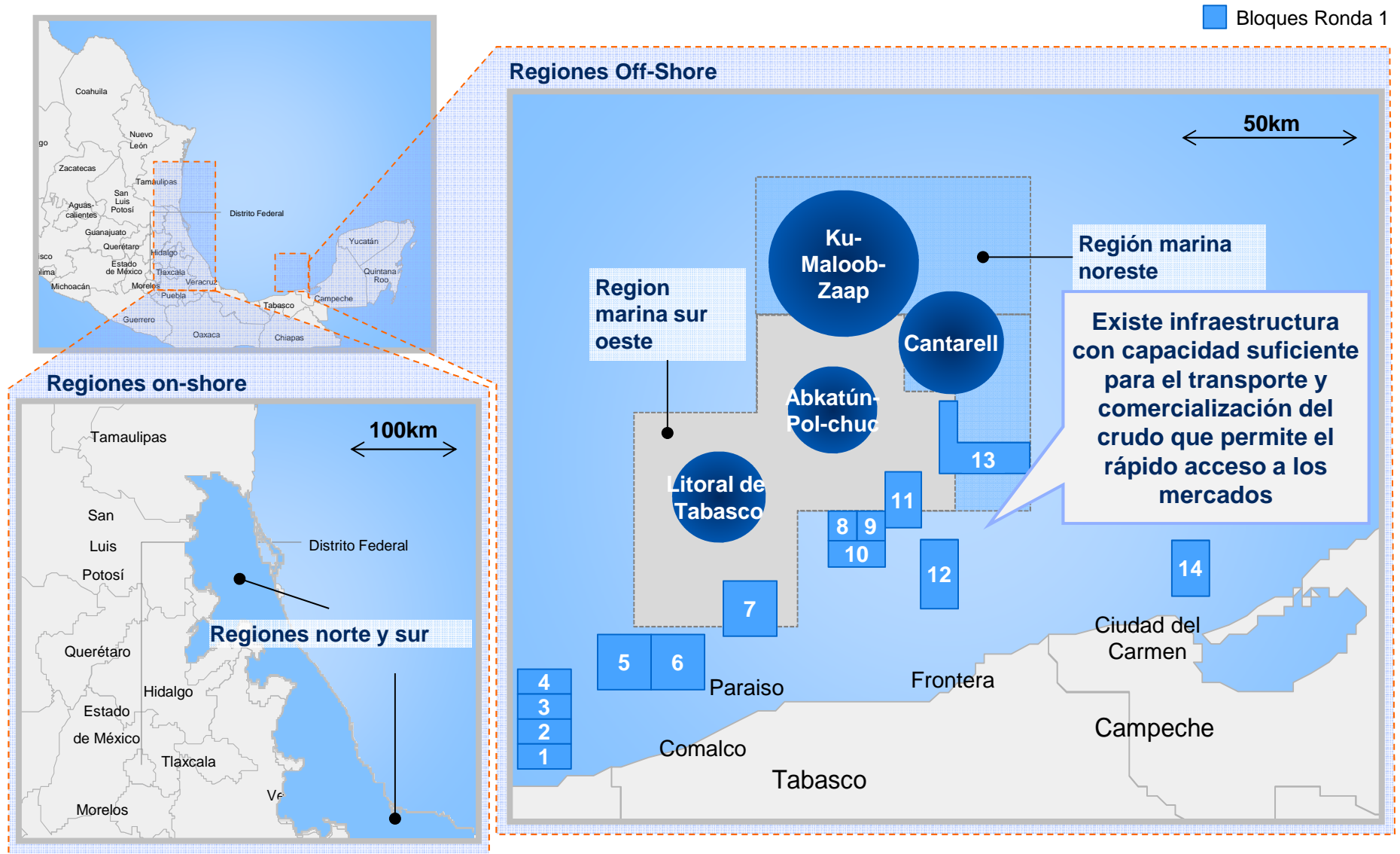
## 2.2 El gobierno mexicano ha sido muy activo en promocionar la Ronda 1



## 2.3 Diez empresas de las 114 que cuentan con licencias petroleras en Colombia han iniciado el proceso de precalificación R1 en México



### 3.1 Los bloques a licitar en la Ronda 1 se encuentran en proximidad a campos maduros y a infraestructura instalada



## 3.2 Existen 23 universidades que ofrecen programas de educación en exploración y producción en México PRELIMINAR

Universidad	Número de alumnos <sup>1</sup>	Licenciaturas		Maestrías		Doctorados	
		Expl.	Prod.	Expl.	Prod.	Expl.	Prod.
Universidad Nacional Autónoma de México	2,656	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Instituto Politécnico Nacional	2,748	✓	✓	✓	✓	✓	
Instituto Tecnológico Superior de Coatzacoalcos	732		✓				
Instituto Tecnológico Superior de Cosamaloapan	205		✓				
Instituto Tecnológico Superior de Tantoyuca	243		✓				
Universidad Popular de la Chontalpa	1103		✓				
Universidad Veracruzana	364		✓				
Instituto Tecnológico Cerro Azul	N/A		✓				
Instituto de Ciencias y Estudios Superiores de Tamaulipas	62		✓		✓		
Instituto de Estudios Superiores de Tamaulipas	N/A		✓		✓		
Universidad Autónoma de Tamaulipas	348		✓				
Universidad del Norte de Tamaulipas	N/A		✓				
Universidad Tamaulipeca	N/A		✓				
Centro Educativo y Desarrollo en Informática Personal	82		✓		✓		
Instituto Tecnológico de la Chontalpa	600	✓	✓				
UAG Campus Tabasco	243		✓				
Universidad Olmeca	230	✓	✓		✓		
Universidad Politécnica del Golfo de México	464		✓		✓		
Centro de Estudios Superiores Isla del Carmen	113		✓				
Universidad Autónoma del Carmen	378		✓		✓		
Universidad Autónoma de Nuevo León	387	✓	✓	✓		✓	
Universidad del Istmo	43		✓				

Las universidades identificadas, junto con otras universidades en el país, imparten otras carreras no enfocadas en exploración y producción pero que pueden ser afines a la industria (e.g. Ing. Química, Ing. Mecánica, etc)



<sup>1</sup> Se refiere a alumnos en programas de E&P. Se consideran programas de exploración y producción aquellos relacionados con geología y ciencias de la tierra, ingeniería petrolera, ingeniería de perforación e ingenierías afines cuando el enfoque del programa sea claramente la extracción de petróleo<sup>2</sup>

### 3.2 La oferta educativa de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) incluye programas de licenciatura y postgrado en todas las disciplinas de la cadena de valor de PEP

PRELIMINAR



Cadena de valor de PEP	Nombre de los programas ofrecidos por la UNAM		
	Licenciatura	Maestría	Doctorado
Exploración <sup>(1)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ingeniería geofísica</li> <li>Ingeniería geológica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maestría en Ingeniería con especialización en Exploración</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doctorado en Ingeniería con especialización en Ingeniería Geológica</li> </ul>
Desarrollo y optimización de campos		<ul style="list-style-type: none"> <li>Maestría en Ingeniería con especialización en Perforación</li> <li>Maestría en Ingeniería con especialización en Yacimientos</li> </ul>	
Explotación de yacimientos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ingeniería petrolera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maestría en Ingeniería con especialización en Producción</li> <li>Maestría en Ingeniería con especialización en Yacimientos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doctorado en Ingeniería con especialización en Ingeniería Petrolera</li> </ul>
Comercialización de hidrocarburos			

## 4.1 Los términos de referencia y modelo económico de la Ronda 1 de México presentan condiciones distintas a las utilizadas por Colombia en la ronda 2014 (1/2)

		
<b>Tipo de contrato</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Contrato de Producción Compartida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Concesión</li> </ul>
<b>Bonos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Cuotas mensuales</b> de exploración de <b>80 USD</b> por km cuadrado, aplica para los primeros 60 meses</li> <li>▪ Posteriormente se cobran <b>180 USD</b> por km cuadrado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Cuotas mensuales</b> de exploración de <b>229 USD</b> por km cuadrado, aplica para los primeros 18 meses</li> <li>▪ Se cobran <b>306 USD</b> en adelante</li> </ul>
<b>Regalías</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tasa base de <b>7.5 %</b> inicial con un precio de 48 USD/ BP e indexado al Índice de Precios al productor</li> <li>▪ Si el precio contractual es superior, se aplica la fórmula variable:  <math>tasa = [(Bn * Price) + 1.5\%]</math>, con <math>Bn</math> indexado a la Inflación Industrial, y <math>Bo = .125</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>8%</b> para un volumen menor a 5k BP</li> <li>▪ <b>X%</b> para un volumen entre 5k y 125k BP, donde <math>X = 8 + (producción - 5k BP) * .10</math></li> <li>▪ <b>20%</b> para un volumen entre 125k y 400k BP</li> <li>▪ <b>Y%</b> para un volumen entre 400k y 600k BP, donde <math>Y = 20 + (producción - 400k BP) * .025</math></li> <li>▪ <b>25%</b> para volúmenes mayores a 600k</li> </ul>
<b>Participación del gobierno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Es variable en función del concurso</li> <li>▪ Existe un mecanismo de ajuste que regula el porcentaje de participación del operador en el ingreso operativo en función del TIR realizado. Menor al 15% es 100% del porcentaje propuesto, entre 15% y 30% es una función lineal decreciente, y posterior al 30% es el 20% del ingreso operativo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Existe un mecanismo de participación de ingresos extra ordinarios en el ingreso petrolero. Cuando el precio contractual supera al precio base, se calcula un segundo royalty con base en la siguiente fórmula: <math>Q = [(P - P_o) / P] * S^1</math></li> </ul>

<sup>1</sup> Q es el monto de los derechos económicos del Estado, P es el precio del WTI, Po es el precio base, calculado en función de los grados API, y S es un porcentaje progresivo que va del 30% al 50% en función de la magnitud de las diferencias en precio.

## 4.1 Los términos de referencia y modelo económico de la Ronda 1 de México presentan condiciones distintas a las utilizadas por Colombia en la ronda 2014 (1/2)

		
<b>Esquema tributario</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Se cobra una tasa de <b>30%</b> de impuesto sobre la renta sobre el resultado operativo neto del operador</li><li>▪ Es posible deducir del valor contractual de los hidrocarburos el monto de costos, inversiones y gastos, así como los costos recuperables, hasta por el 60% del valor contractual de los hidrocarburos</li><li>▪ El Estado siempre garantiza un flujo operativo positivo</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ La tasa de impuesto sobre la renta es de <b>33%</b> y se cobra sobre el ingreso operativo, descontadas las regalías</li><li>▪ El impuesto al valor agregado es de <b>16%</b>, mismo que es cobrado a las ventas en general</li><li>▪ Aplican las mismas reglas de deducibilidad de costos e inversiones que en cualquier otra industria</li></ul>
<b>Restricciones de Balance</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Se pide a los distintos participantes contar con un capital social de USD 1,000 M</li><li>▪ En su caso, si se participa como consorcio, demostrar un capital social de USD 600 M</li><li>▪ Alternativamente se puede demostrar tener activos por USD 10,000 M</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Los participantes que figuran en el ranking de las top 100 empresas de petróleo: “ranking the World’s top Oil Companies” están exentas de presentar estados financieros</li><li>▪ De igual forma, quienes tengan un perfil de riesgo BBB de Standard &amp; Poors y equivalentes quedan exentos</li><li>▪ En otros casos, para yacimientos costa afuera, USD 200 M de patrimonio y yacimientos terrestres convencionales USD 20 M</li></ul>

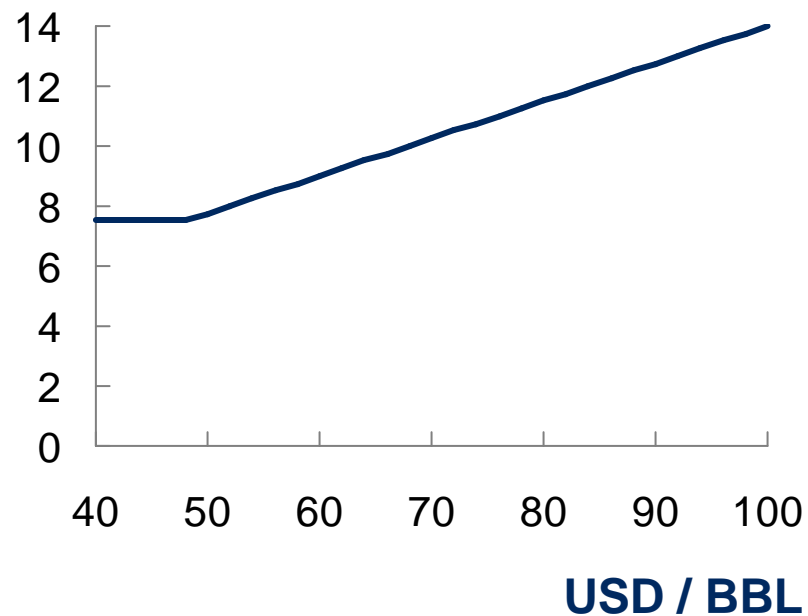
## 4.2 El esquema de regalías en México está en función del precio mundial del petróleo y en Colombia varía acorde con el volumen de producción

En México, la tasa está relacionada con el precio del petróleo



Regalías

%

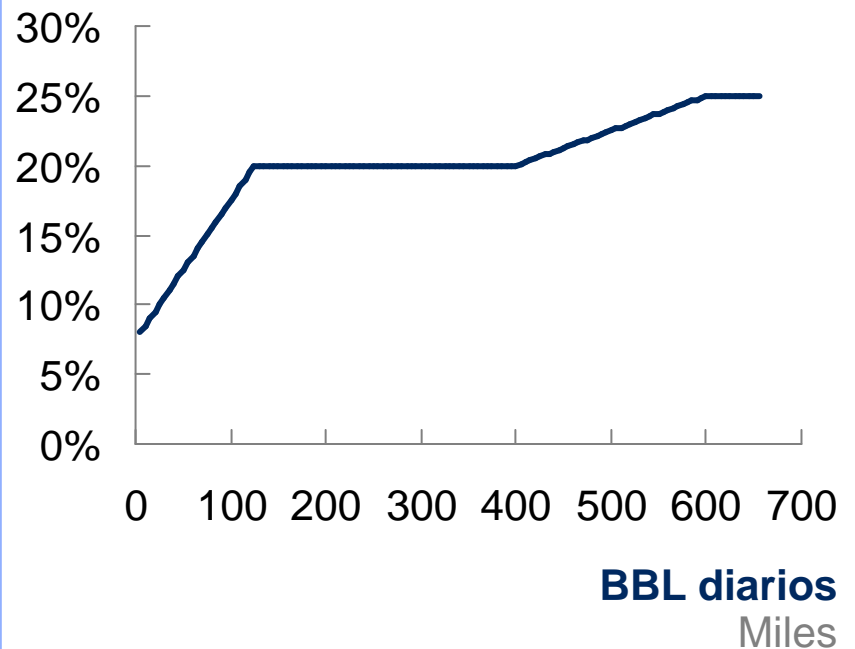


En el esquema colombiano la tasa es sensible al volumen producido



Regalías

%





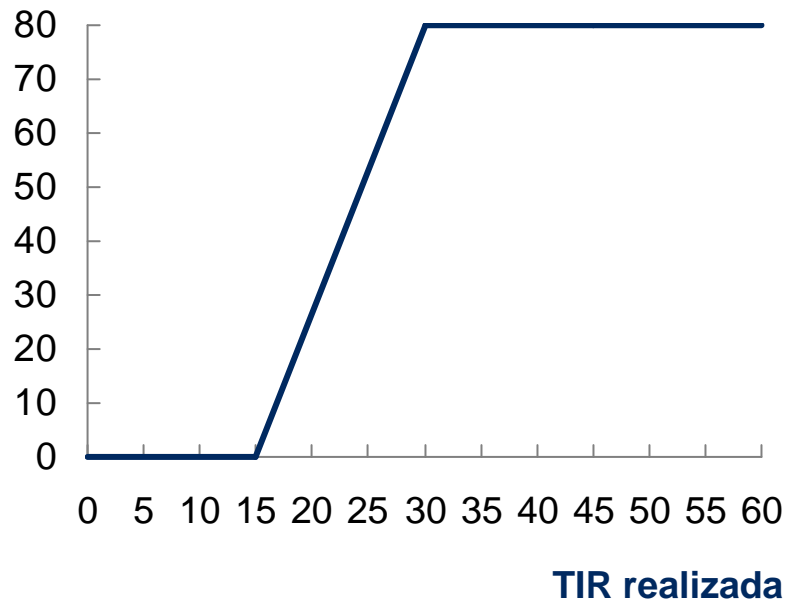
### 4.3 La participación adicional del gobierno en México depende de la TIR realizada por el proyecto y en Colombia del precio del petróleo

La participación en el ingreso operativo está acotado, en función del TIR realizado, con una estructura progresiva



Porcentaje realizado de participación del Gobierno acordada en ingreso operativo

%

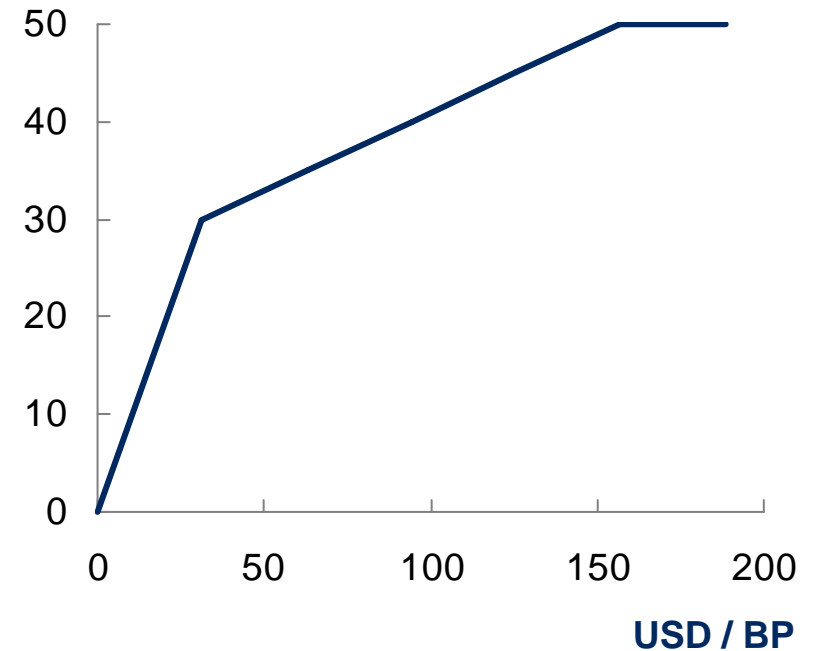


Porcentaje de participación de gobierno en resultado operativo excedente<sup>1</sup>



Mecanismo de ajuste

%



<sup>1</sup> Dicho porcentaje se utiliza como un segundo royalty pagadero en función del diferencial de precios. De acuerdo a la fórmula  $Q = [(P-P_0)/P] * S$ , donde S es el porcentaje, P el precio contractual y  $P_0$  es el precio base. Dicho precio es tomado de una mezcla de crudo con un API entre 22° y 29°

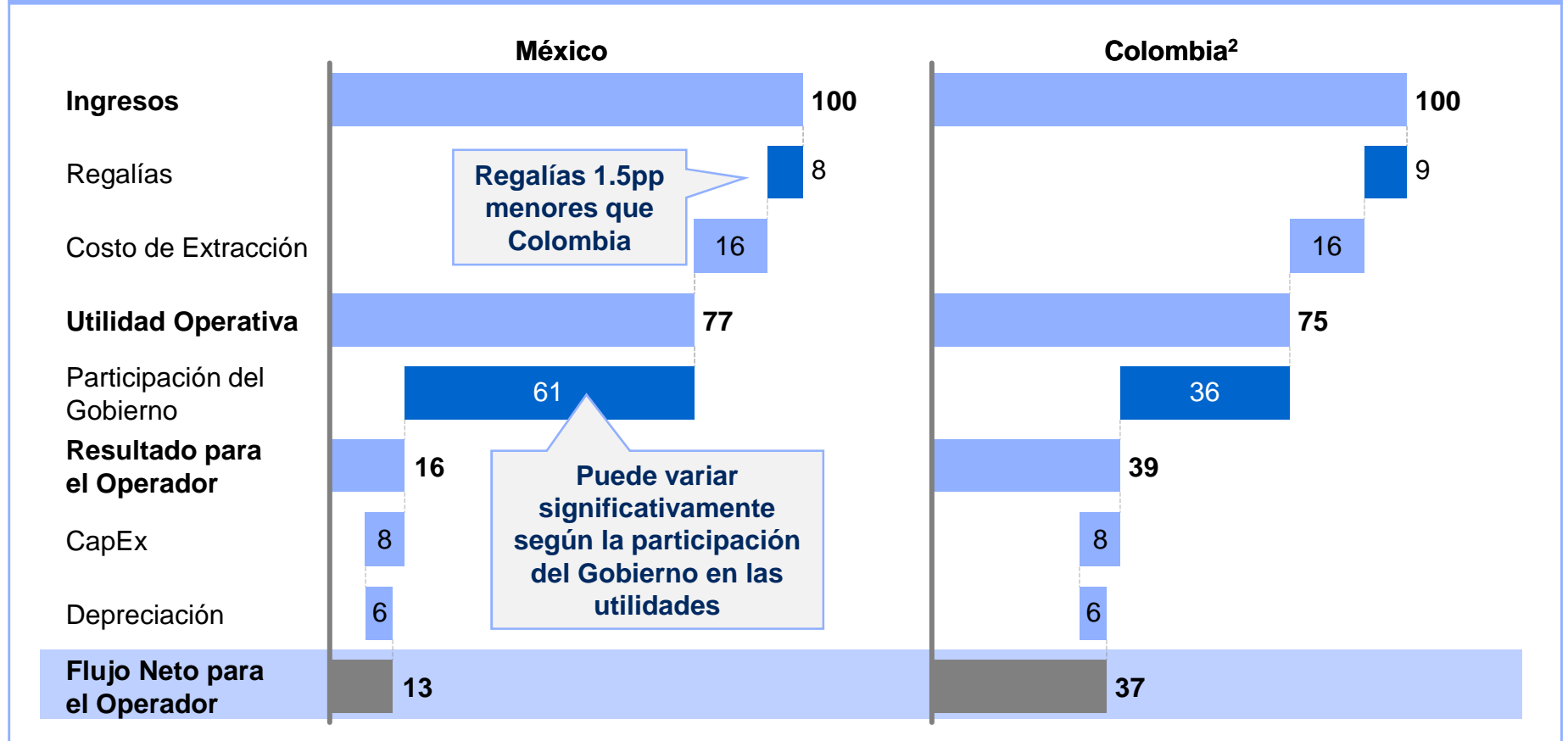
## 4.4 Aun no hay la información suficiente para determinar si el esquema contractual de México es más ventajoso que el Colombiano

ILUSTRATIVO

■ Gobierno ■ Operador

Comparación de esquemas contractuales frente a un “proyecto genérico” (utilizado por Woodmac)

Valor presente como porcentaje del valor presente de los ingresos (todo descontado al 10%)<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Proyectos con igual curva de producción, OpEx, CapEx y depreciación. WTI = 48 USD. Valores ilustrativos, no representan a un campo en específico

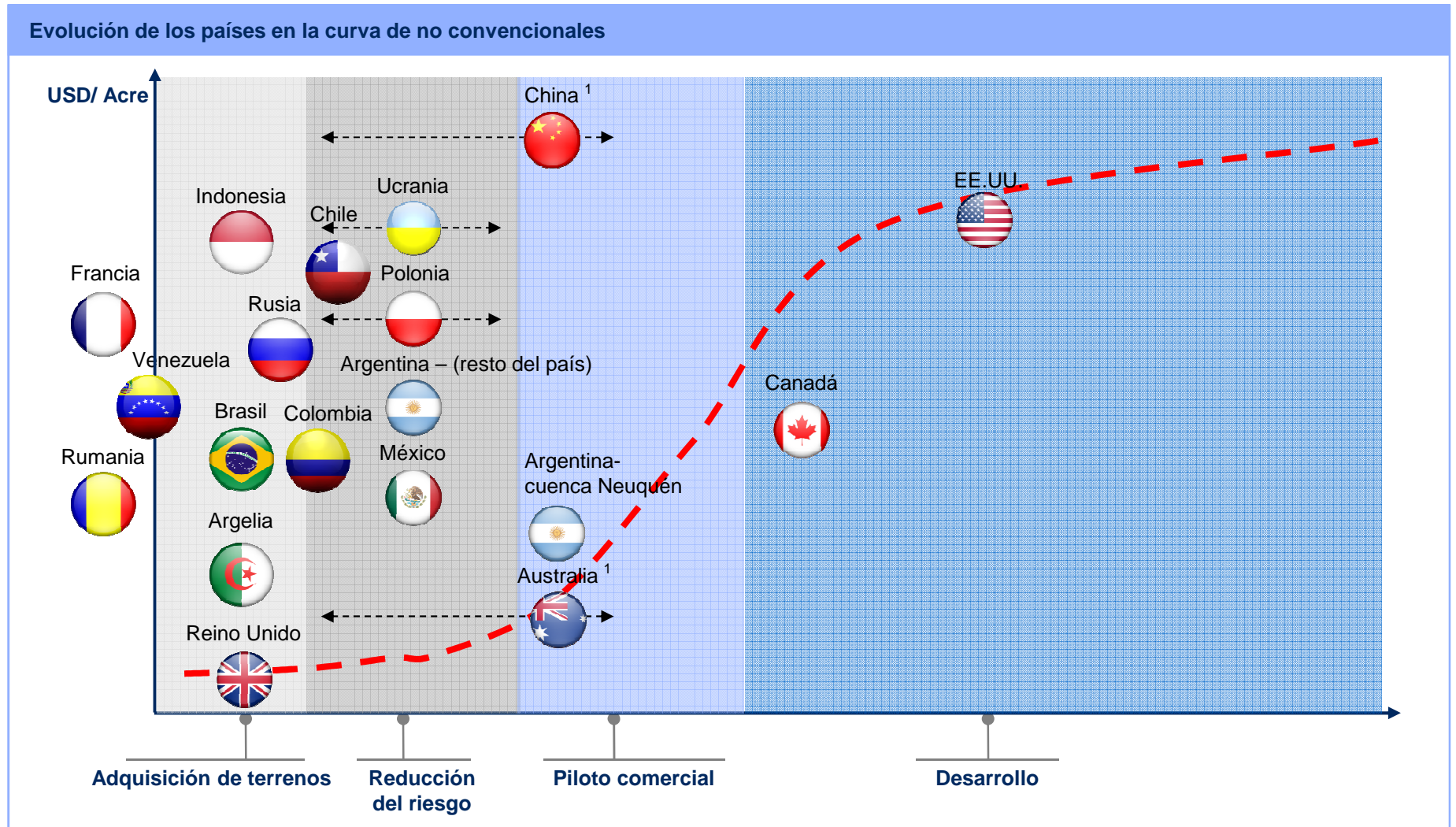
<sup>2</sup> Asume crudo con gravedad API >29, precios P0 para 2015 publicados el 18 Dic de 2014, factor X = 10.3% (promedio Ronda 2014)

## Contenido



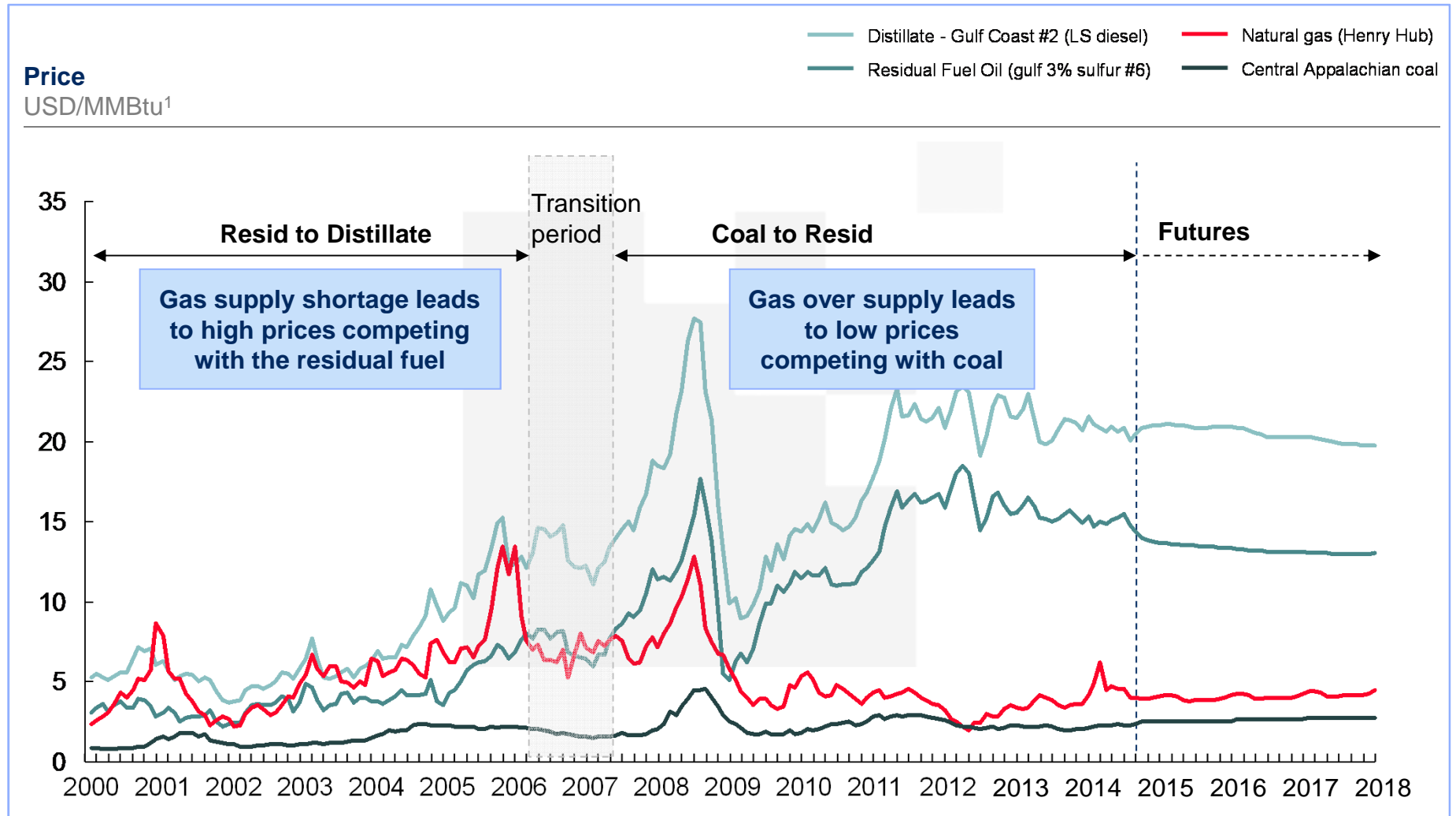
- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - **No convencionales en Estados Unidos de América**
    - **Shale gas: what has happened, uncertainties, and outlook**
    - Light tight oil: what has happened, uncertainties, and outlook
    - Implications for Colombia
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

# Estados Unidos lidera el desarrollo de exploración y producción de no convencionales a nivel mundial



<sup>1</sup> Las banderas se basan en las cuencas más avanzadas de China (cuenca Sichuan) y Australia (cuenca Cooper). Las demás cuencas están todavía en la etapa de adquisición de terrenos

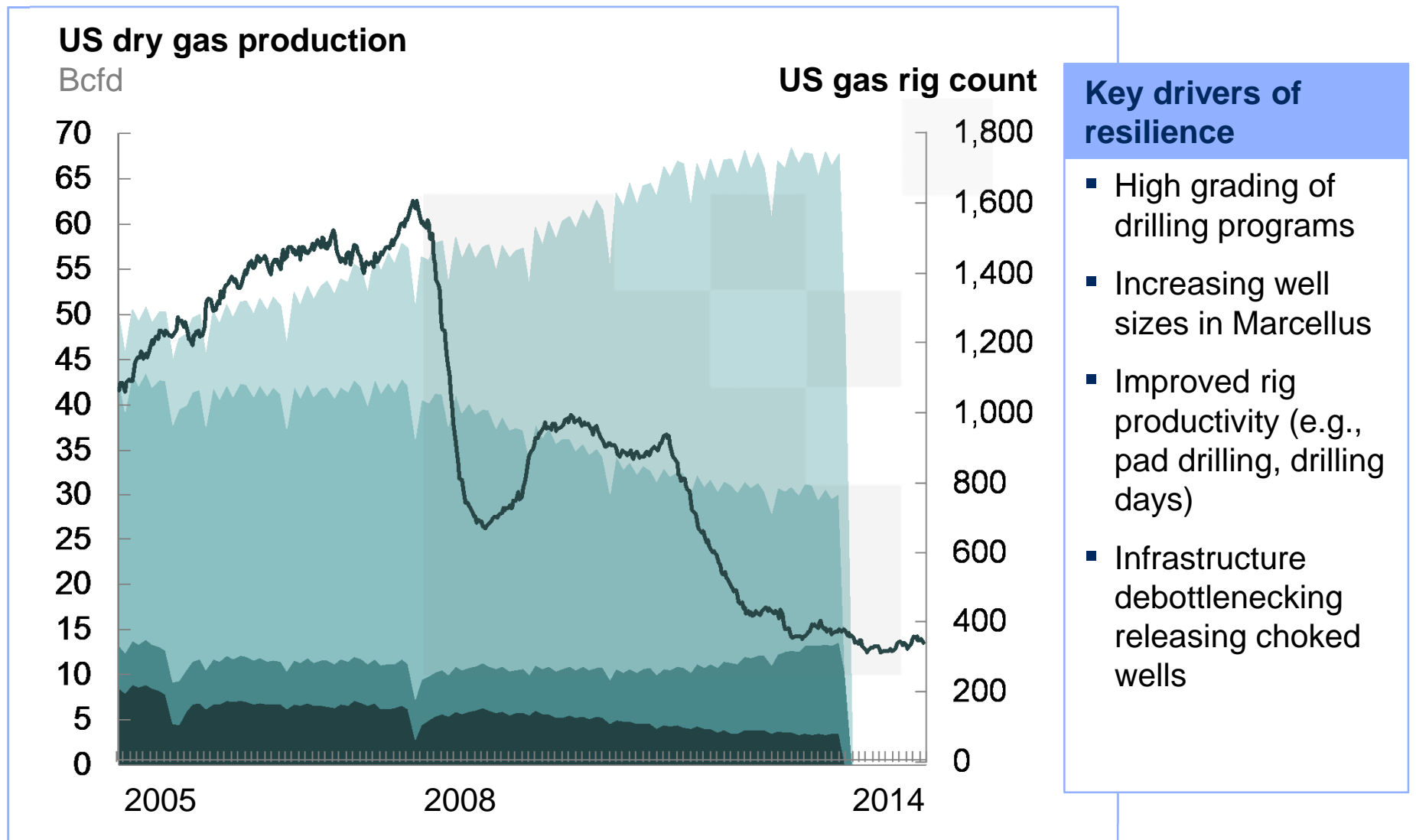
# Gas price has fallen back to competition with coal in the power sector, driven by significant increase in supply



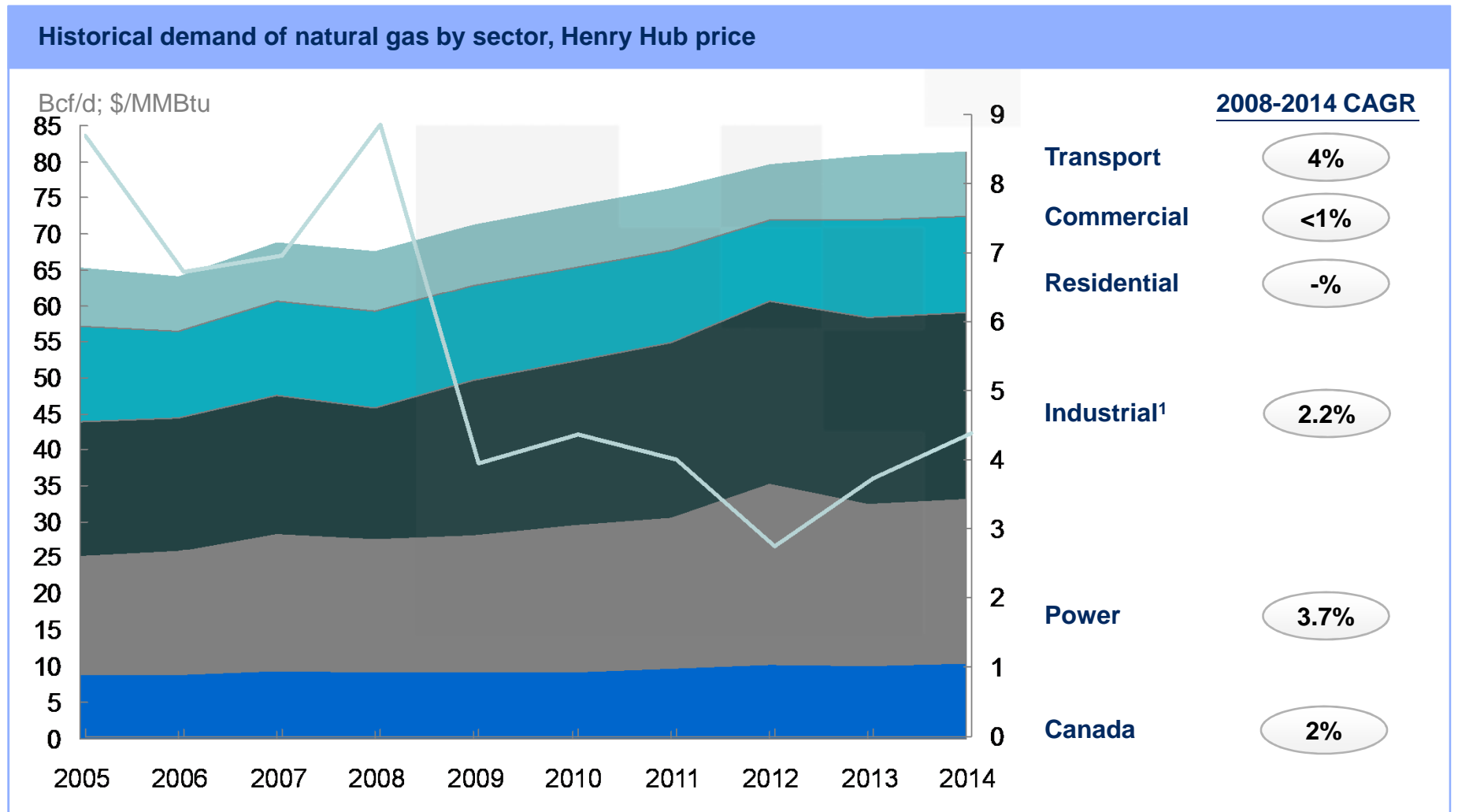
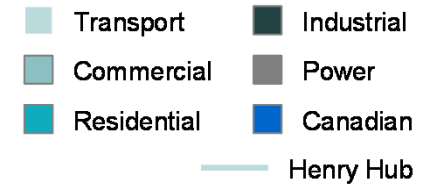
<sup>1</sup> Futures as of Nov. 2014; Converted at heat content of 6.02 for Gulf Coast RFO, 5.72 for Gulf Coast No.2, 26.45 MMBtu/ton for Central Appalachian Coal  
<sup>2</sup> SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> or CO<sub>2</sub> costs not included

# Production remains strong despite declines in drilling activity

■ Shale/tight gas  
 ■ Conv gas  
 ■ Assoc gas  
 ■ Dry gas offshore



# Outside of power, demand has been slow to respond



<sup>1</sup> Industrial includes pipe loss, lease & plant fuel, pipe use

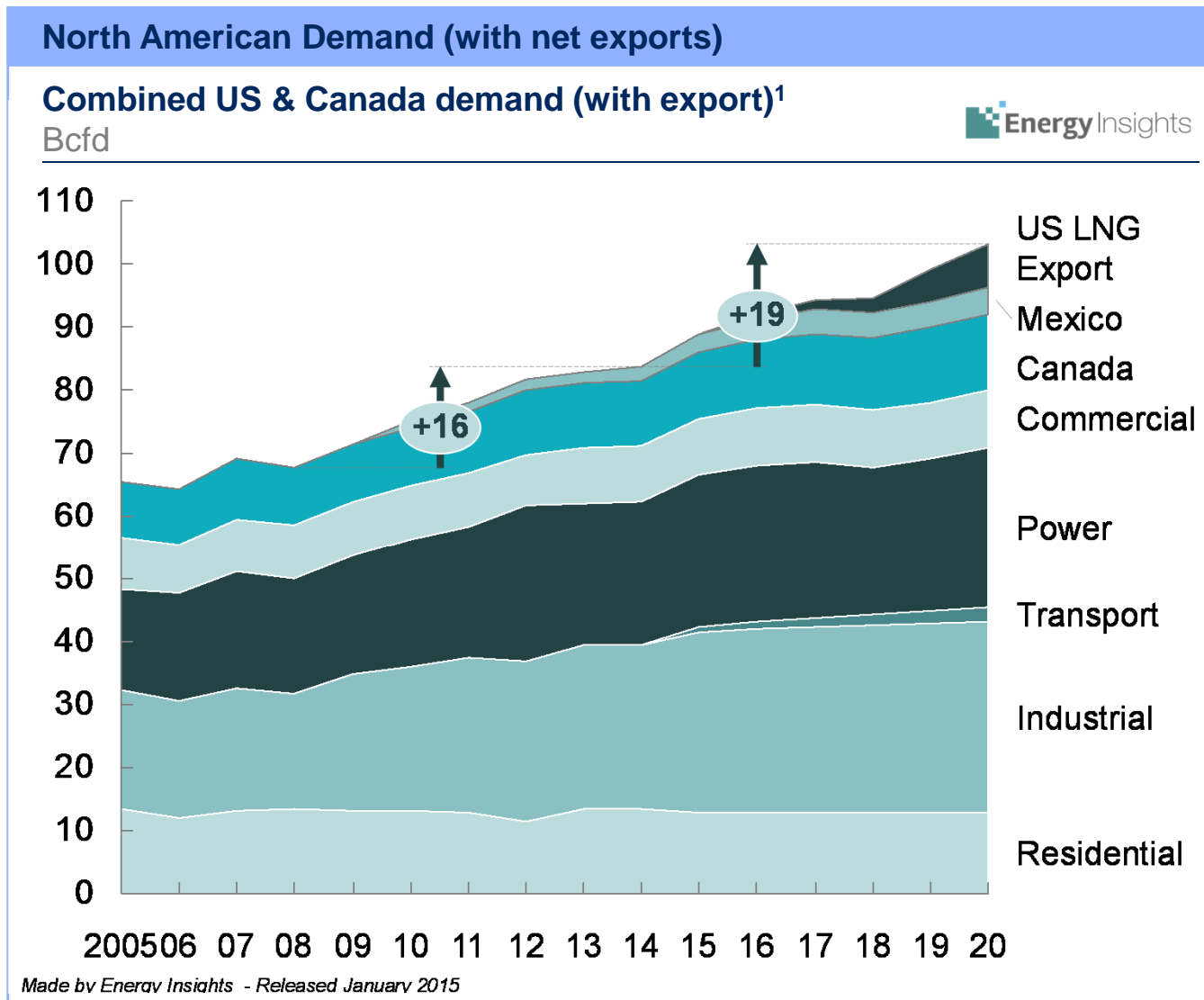
## We are monitoring a series of key supply and demand signposts for guidance on the evolution of the market

			Loosening		Tightening
Demand	<b>1 Domestic demand</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Coal retirement</li> <li>NGV</li> </ul>	50 GW (12-20)	80	100	
		<1 Bcf/d	~2 Bcf/d by 2020	~3+ Bcf/d	
Supply	<b>2 LNG exports</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Asia price</li> <li>Project development</li> </ul>	\$8/MMbtu	\$11/MMbtu	\$15/MMbtu	
		5 Bcf/d (2020)	12 Bcf/d	18 Bcf/d	
	<b>3 Resource quality</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Well spacing</li> <li>NP acreage</li> </ul>	-25%	2014	+50%	
		+20pts	2014	-5pts	
	<b>4 Learning / innovation</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>IP, CAGR</li> <li>CAPEX eff</li> </ul>	5%	1%	0	
		-30%	-2%	+20%	
	<b>5 Associated gas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>LTO production, 2020</li> </ul>	9 MMboed	7	5	
<b>6 Basis evolution</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Marcellus export capacity</li> </ul>	>20 Bcfd	>14	<14		
<b>7 Producer behavior</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ramp speeds</li> </ul>	>18 months	12	6		



## 1. Domestic Demand

# Total NA demand (with export) could grow 18 Bcfd over the next 5 years



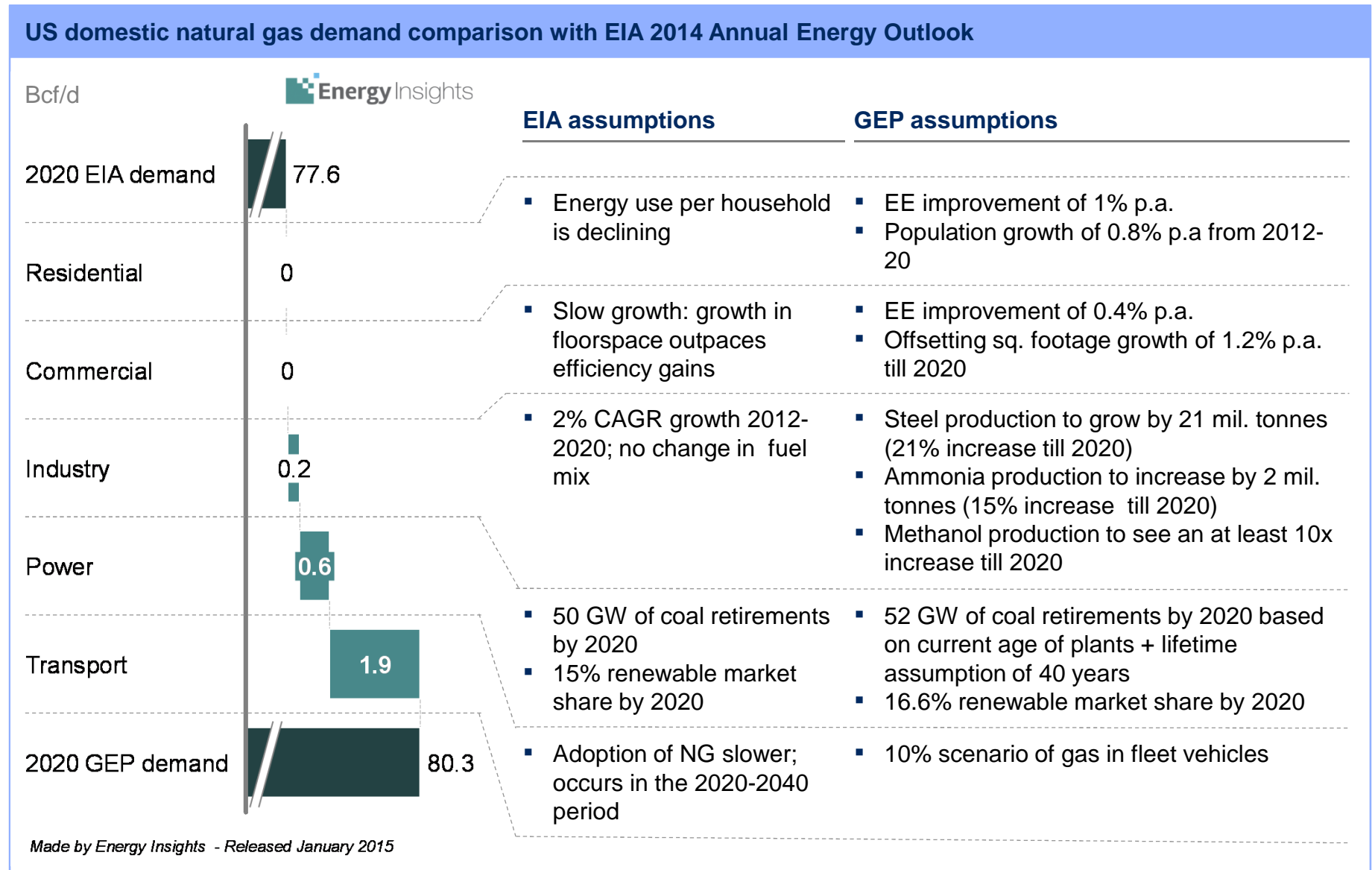
### North American Demand

- Demand growth in the industrial, power generation and export market drive toward 100 Bcf/d demand in 2020
- LNG exports carry both construction and contracting risks. Also, given today's contract structures, have economics that are subject to global oil prices

<sup>1</sup> Industrial includes pipe loss, lease & plant fuel, pipe use

# 1. Domestic Demand

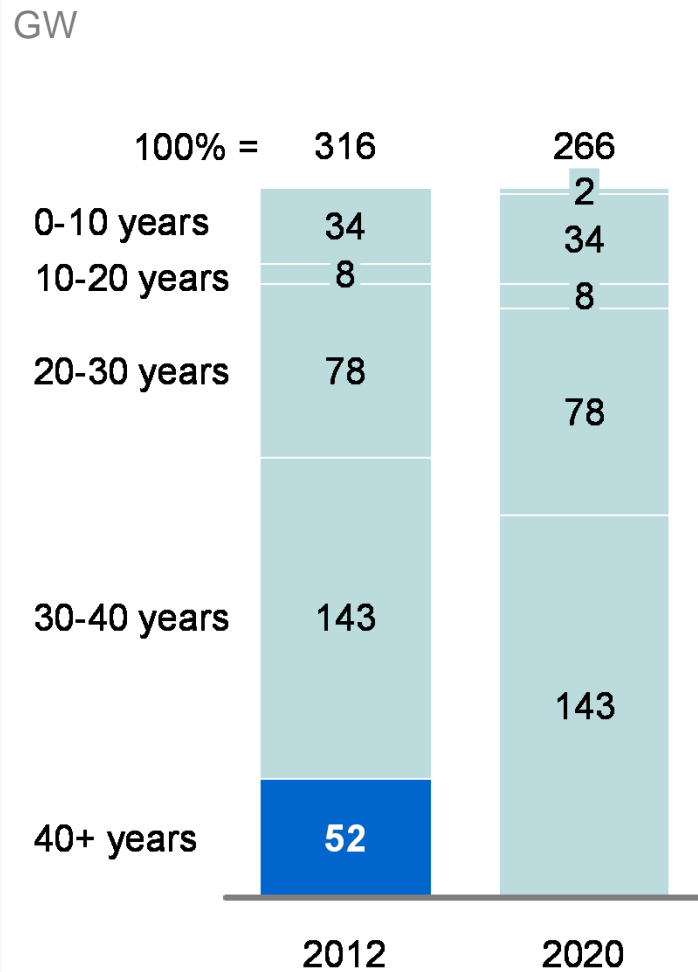
## Our outlook mostly differs from the EIA in higher transportation demand



1. Domestic Demand - Power

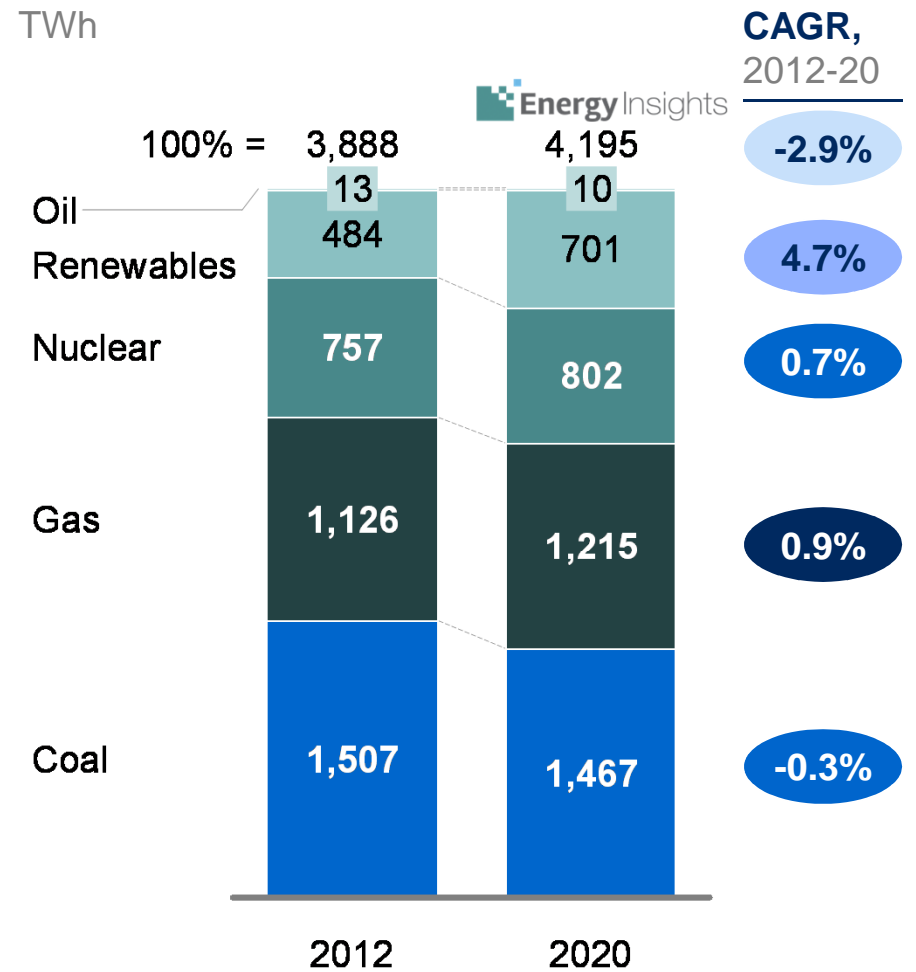
## Demand in power is expected to grow as gas along with renewables capture lost generation from coal

52 GW of capacity is expected to retire till 2020 given an average plant lifetime of 40 years...










Made by Energy Insights - Released January 2015

... which results in a considerable reduction of generation from coal



## 1. Domestic Demand – LNG in Transportation

### Seven end user segments create demand across the value chain

		Description
	<b>LNG fueled shipping</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ LNG-powered shipping. Includes both point to point applications (e.g., ferries, select transport routes) and local use (e.g., service ships in harbors)</li> <li>▪ Opportunities will include LNG related kit used on ships, as well as filling station infrastructure, liquefaction facility and transport</li> </ul>
	<b>LNG fueled rigs/heavy equipment</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ The opportunity created by heavy equipment and rigs that traditionally run on diesel moving to LNG</li> <li>▪ Opportunities will include LNG related kit used on equipment, as well as filling station infrastructure, liquefaction facility and transport</li> </ul>
	<b>LNG fueled rail</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ LNG-powered rail cars. Does not include rail cars that are used to carry LNG (minor opportunity if any in North America)</li> <li>▪ Opportunities will include LNG related kit used on locomotives, as well as filling station infrastructure, liquefaction facility</li> </ul>
	<b>CNG fueled local trucking (e.g., fleets)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ The opportunity driven by CNG fueled local trucking (medium duty fleets, primarily) and public transport</li> <li>▪ Opportunities will include CNG related kit used on vehicles, as well as filling station infrastructure, compression facility and transport</li> </ul>
	<b>LNG fueled long haul trucking</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ LNG powered trucks used for long haul trucking of goods – class 8 trucks</li> <li>▪ Opportunities will include LNG related kit used on vehicles, as well as filling station infrastructure, liquefaction facility and transport</li> </ul>
	<b>CNG fueled light vehicles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ The opportunity driven by CNG powered light vehicles (fleet and personal use)</li> <li>▪ Opportunities will include CNG related kit used on vehicles, as well as filling station infrastructure, compression facility and transport</li> </ul>
	<b>LNG fueled local trucking (e.g., fleets)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ LNG powered short-range truck fleets (inter city or inter state) – Classes 4-7</li> <li>▪ Opportunities will include LNG related kit used on vehicles, as well as filling station infrastructure, liquefaction facility and transport</li> </ul>

## 1. Domestic Demand – LNG in Transportation

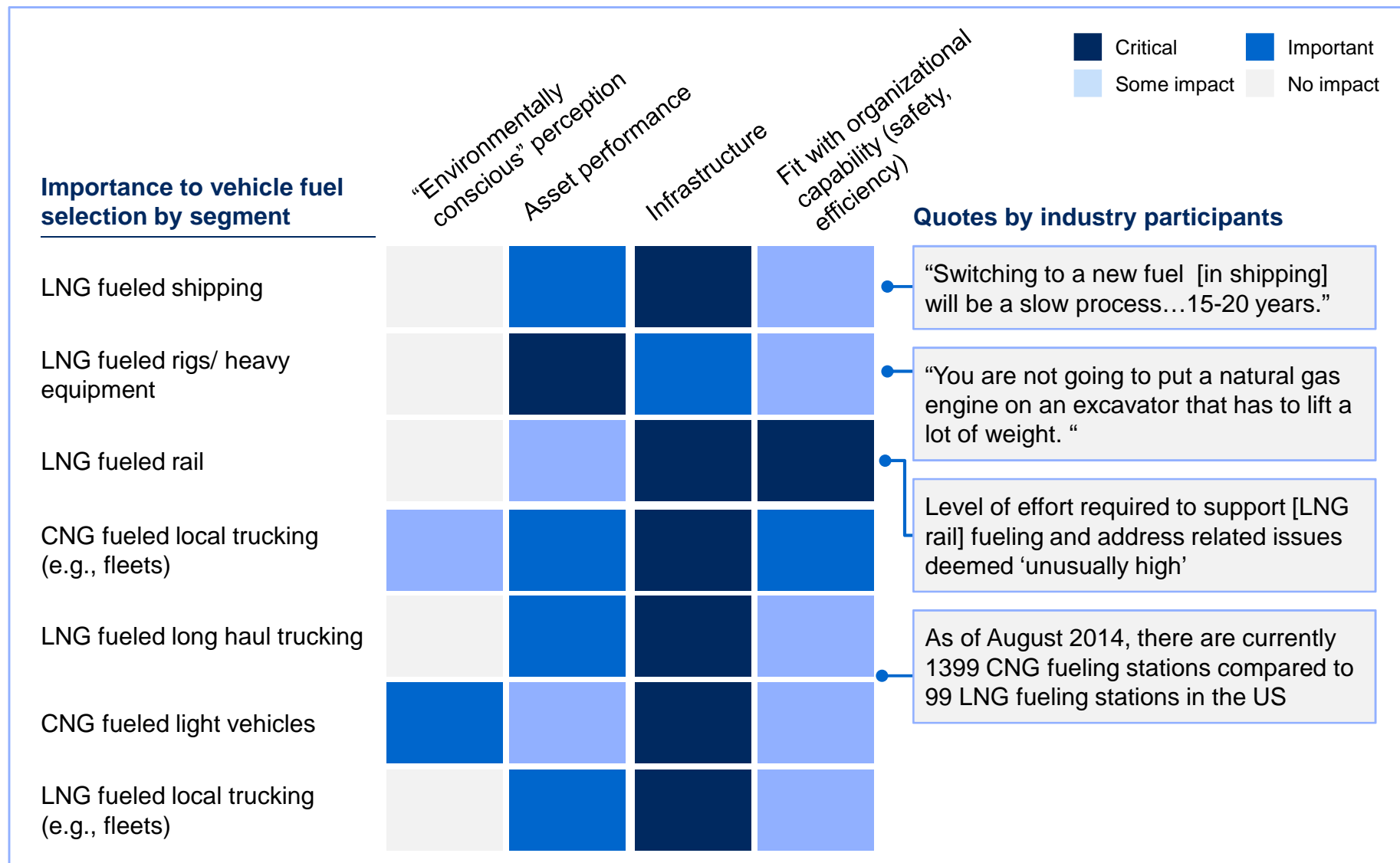
# There are 3 main drivers for end users to consider natural gas as an alternate fuel

	<b>Customer consideration</b>	<b>The NGV value proposition</b>
<b>A</b> Reduce fuel costs/lower TCO	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Consider fuel expense as a critical input to the vehicle purchase process</li><li>▪ Willing to go out of their way to save money on fuel</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ &gt;20% total cost of ownership savings</li><li>▪ Rising oil prices likely to result in &gt;50% fuel savings</li></ul>
<b>B</b> Emissions regulation	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Meet federal and/or customer requirement around emissions</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ PM regulations forcing search for alternatives to diesel and bunker fuel</li><li>▪ Meet U.S. federal alternative fuel guidelines for tax credits / incentives</li></ul>
<b>C</b> Customer preferences	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Environmentally “conscious” perception</li><li>▪ Vehicle performance</li><li>▪ Availability of infrastructure</li><li>▪ Fit with organizational capability</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ CO<sub>2</sub> emissions 25% lower LNG vs. diesel</li><li>▪ Up to ~700 miles with two CNG tanks</li><li>▪ Filling stations available near natural gas pipelines, or anywhere that LNG can be trucked</li><li>▪ Fast-fill CNG perceived as safe and efficient</li></ul>



1. Domestic Demand – LNG in Transportation

**© Infrastructure and asset performance improvement are the most critical enablers to drive uptake across end users**



## 2. LNG Export

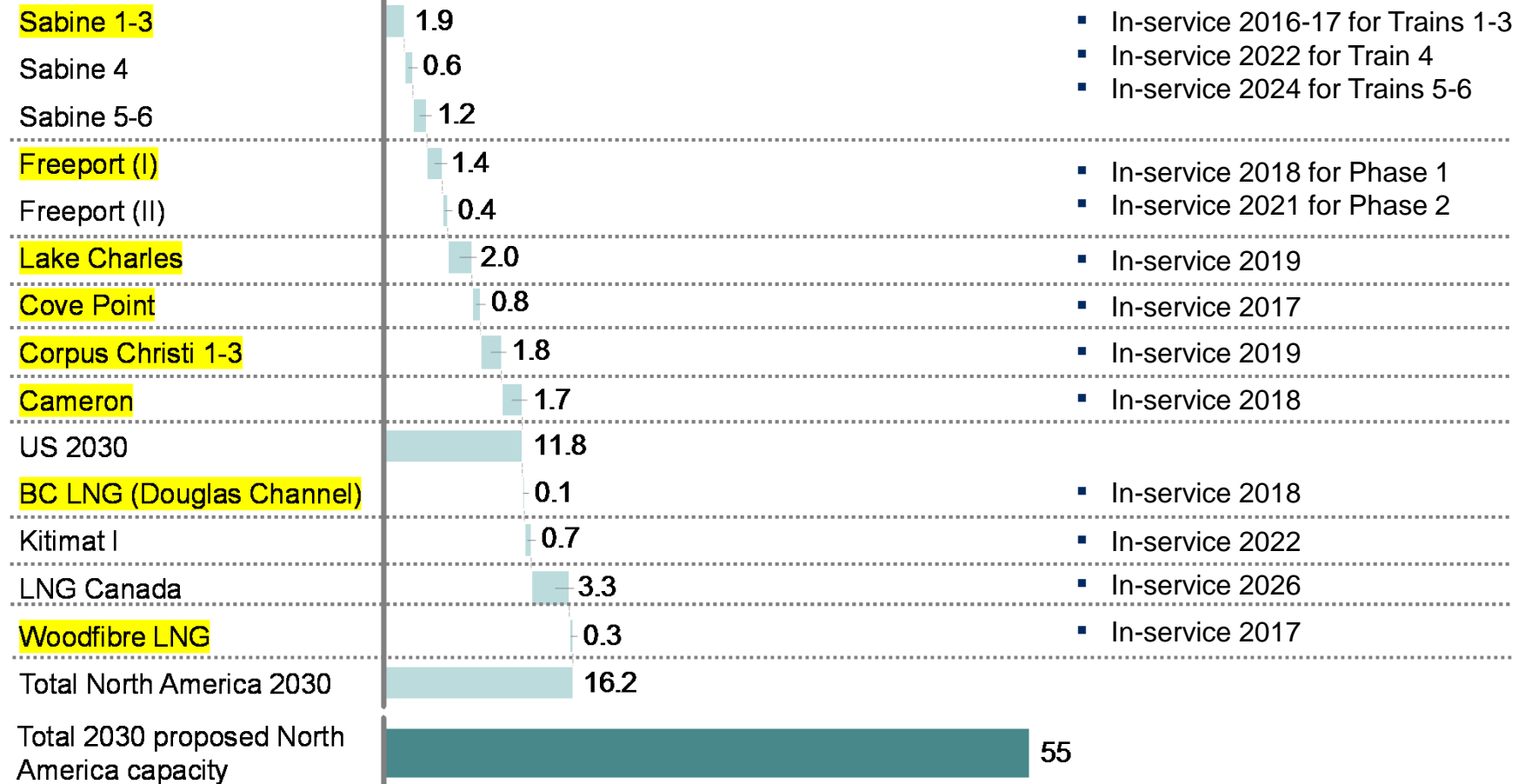
# We anticipate about ~10 Bcf/d of LNG export capacity in North America by 2020, ~16 Bcf/d by 2030

Projects expected by 2020

### LNG export terminals included in the model base case

Bcf/d of non-FTA export capacity (100% operational capacity)

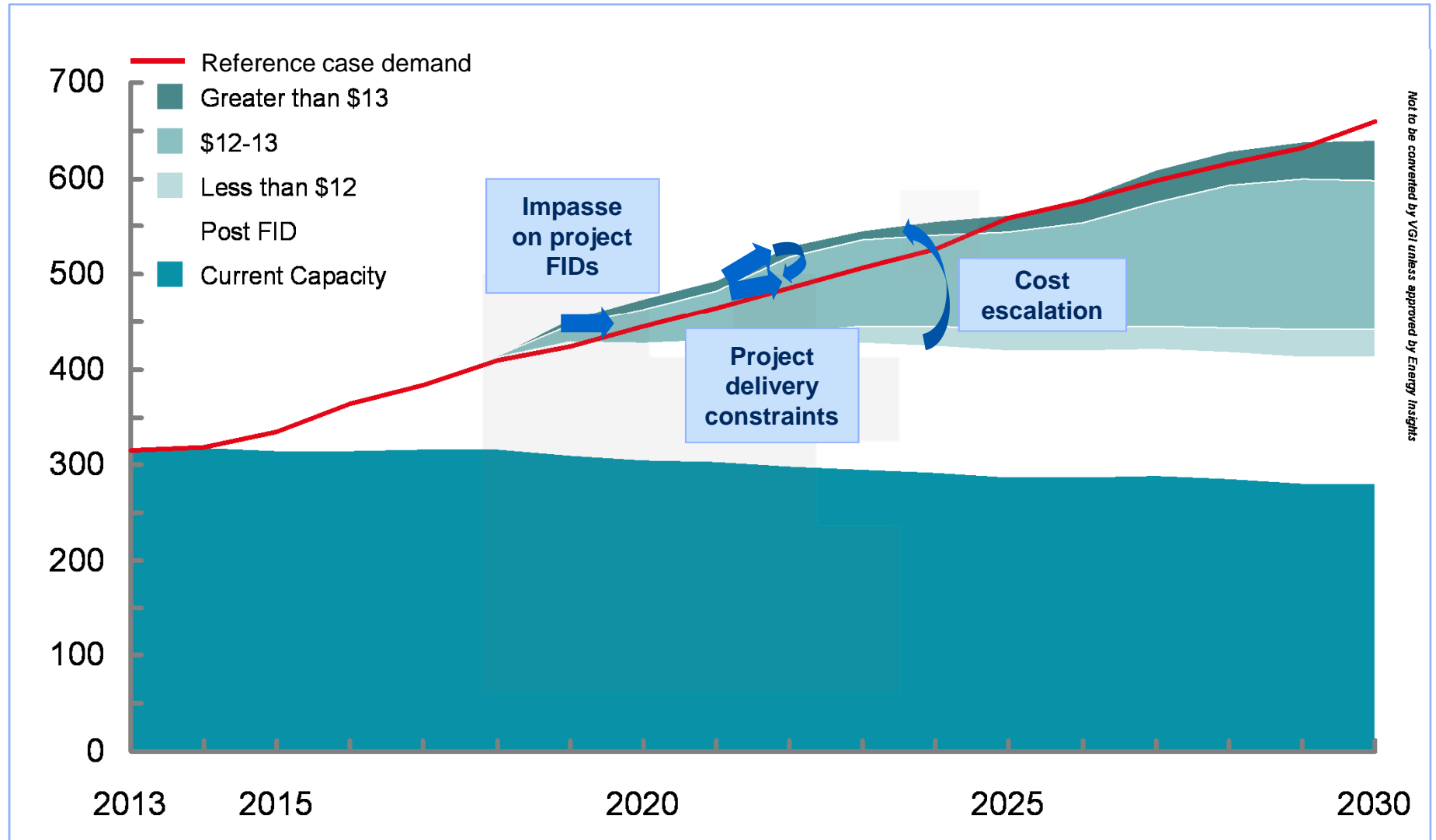
Energy Insights





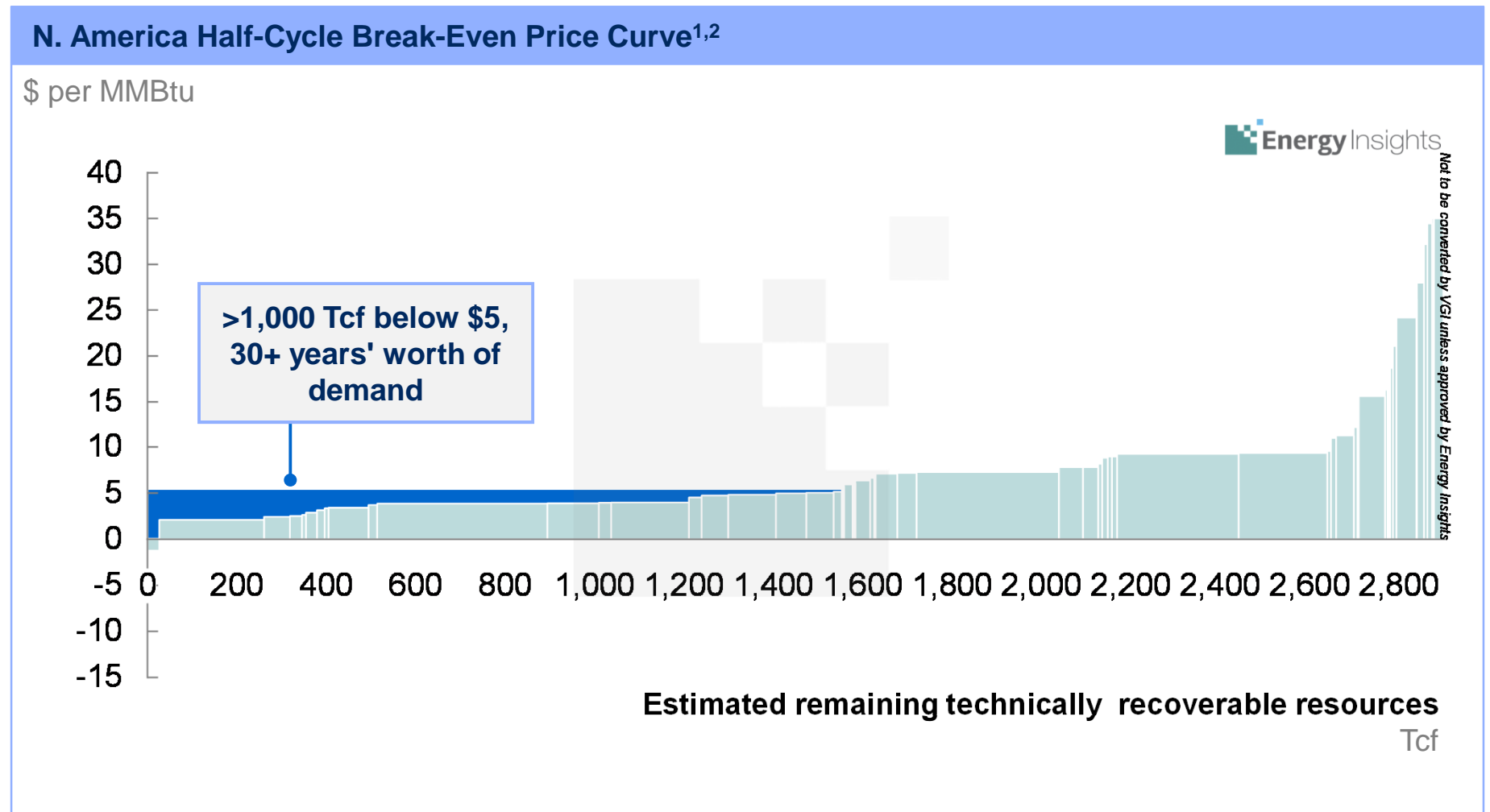
## 2. LNG Export

# LNG demand is out stretch LNG supply – putting upward pressure on LNG prices despite US exports and weaker oil prices



### 3. Resource quality

## N. America has a significant amount of gas resource economic at \$5/MMBTU gas



1 Indicates cost at Henry Hub necessary for one incremental well in a play to break even. Includes 10% IRR, and drilling, completion, field, lifting and local differential costs. Excludes finding and land costs

2 Associated gas plays and predominantly oil basins excluded from this chart

4. Learning / Innovation

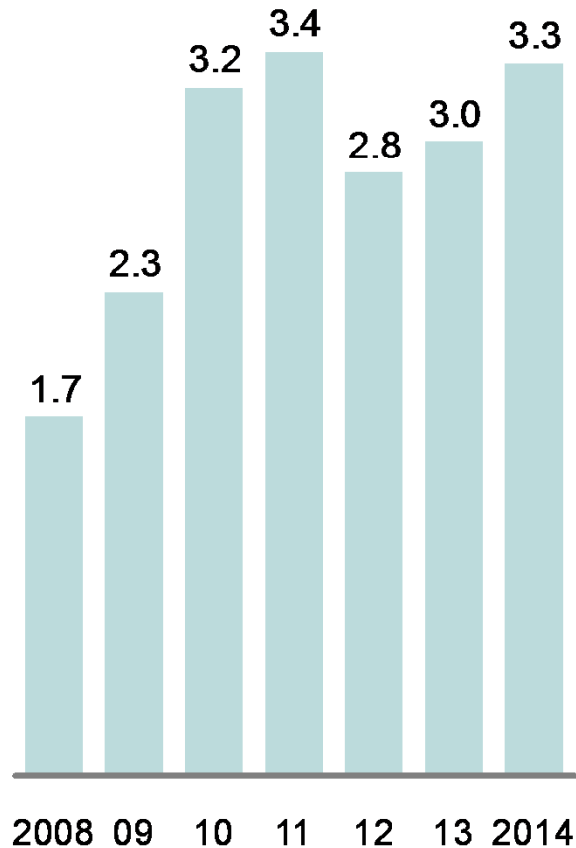
# Shale drilling continues to demonstrate improvement, with full subsurface understanding yet-to-come



2010 2011 2012 2013 2014

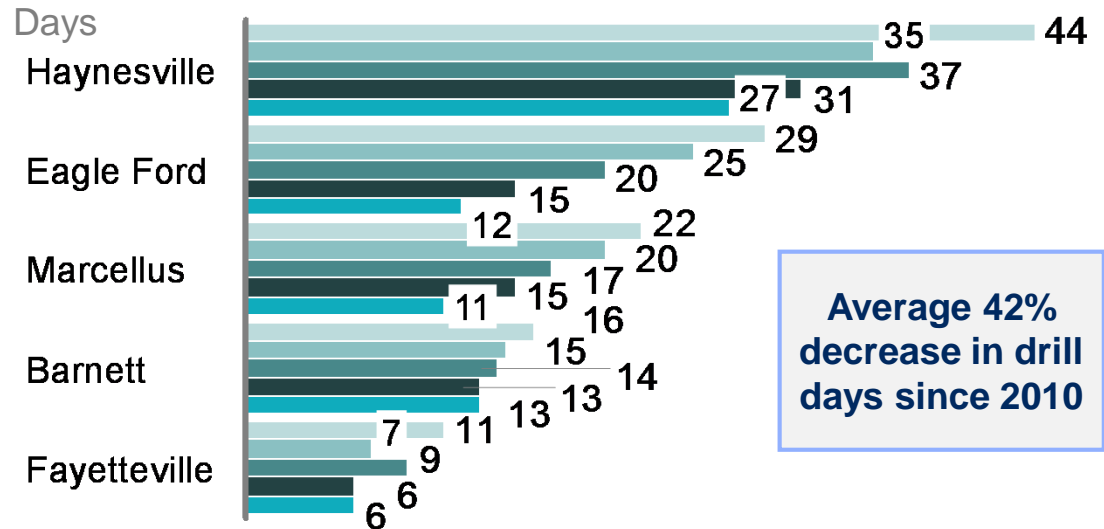
## National IP rate has stabilized

MMcfd

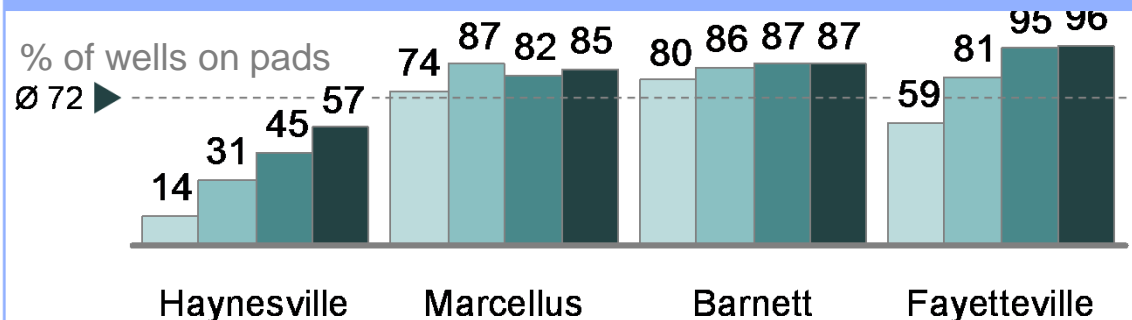


Made by Energy Insights - Released January 2015

## However, drilling days continue to decline....

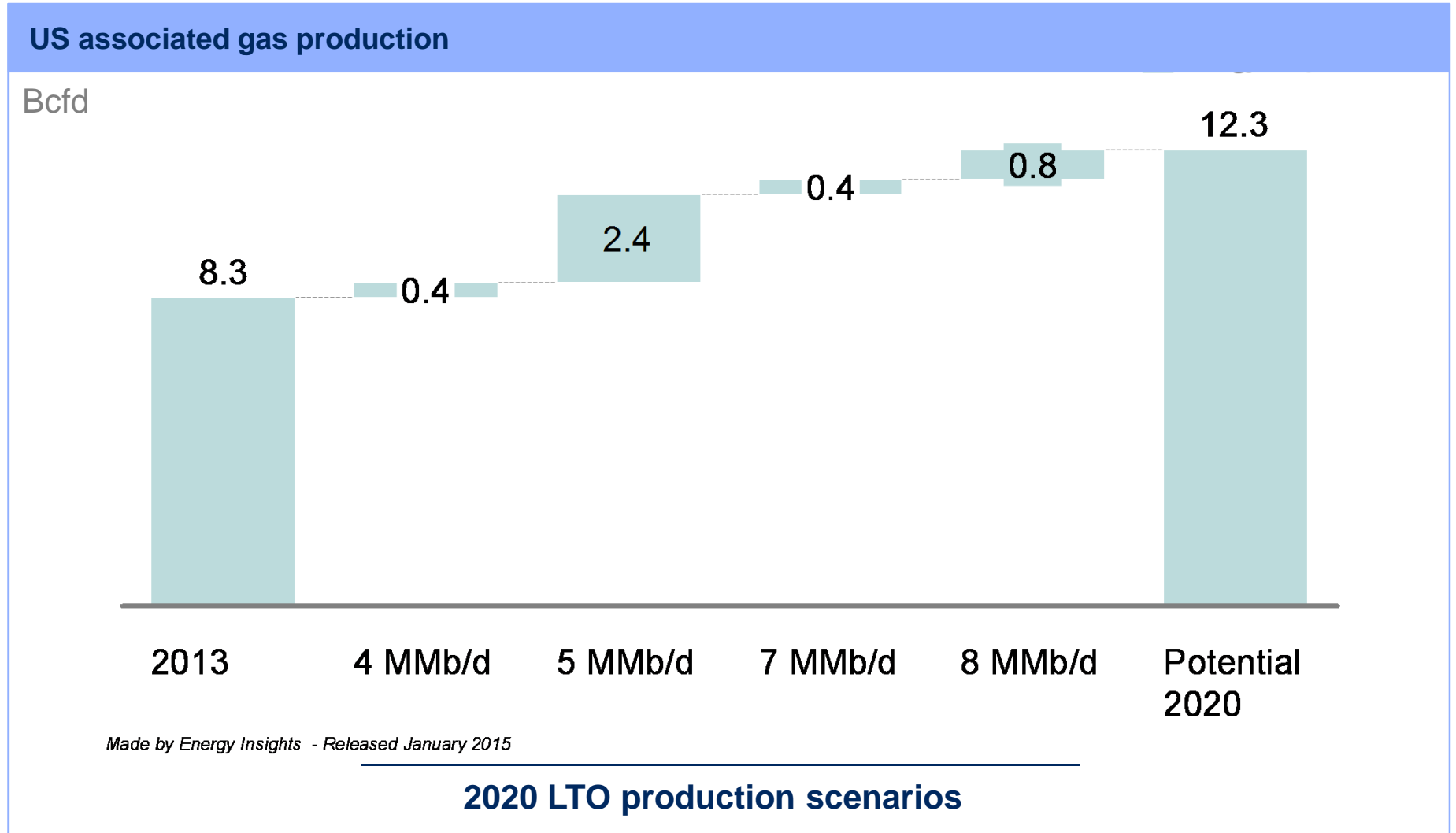


## ... operators continue their shift toward pad drilling



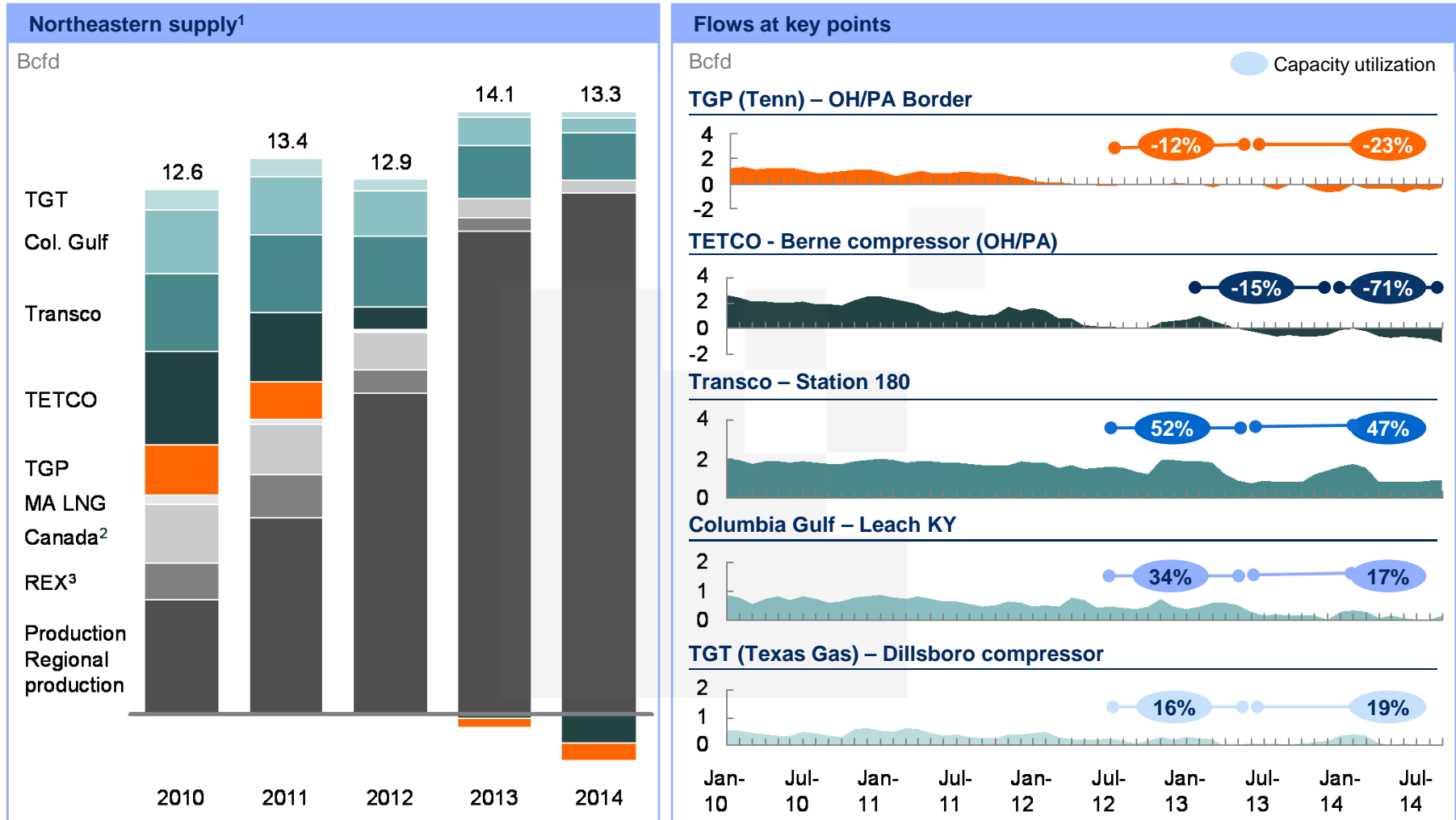
## 5. Associated Gas

# The boom in North America light tight oil could add 1-4 Bcfd of incremental associated gas by 2020



6. Basis

# Marcellus gas production is displacing imports to the Northeast – flows on pipelines to Northeastern markets are starting to reverse



1 Production estimated based on flows onto interstate pipelines from production and processing plants

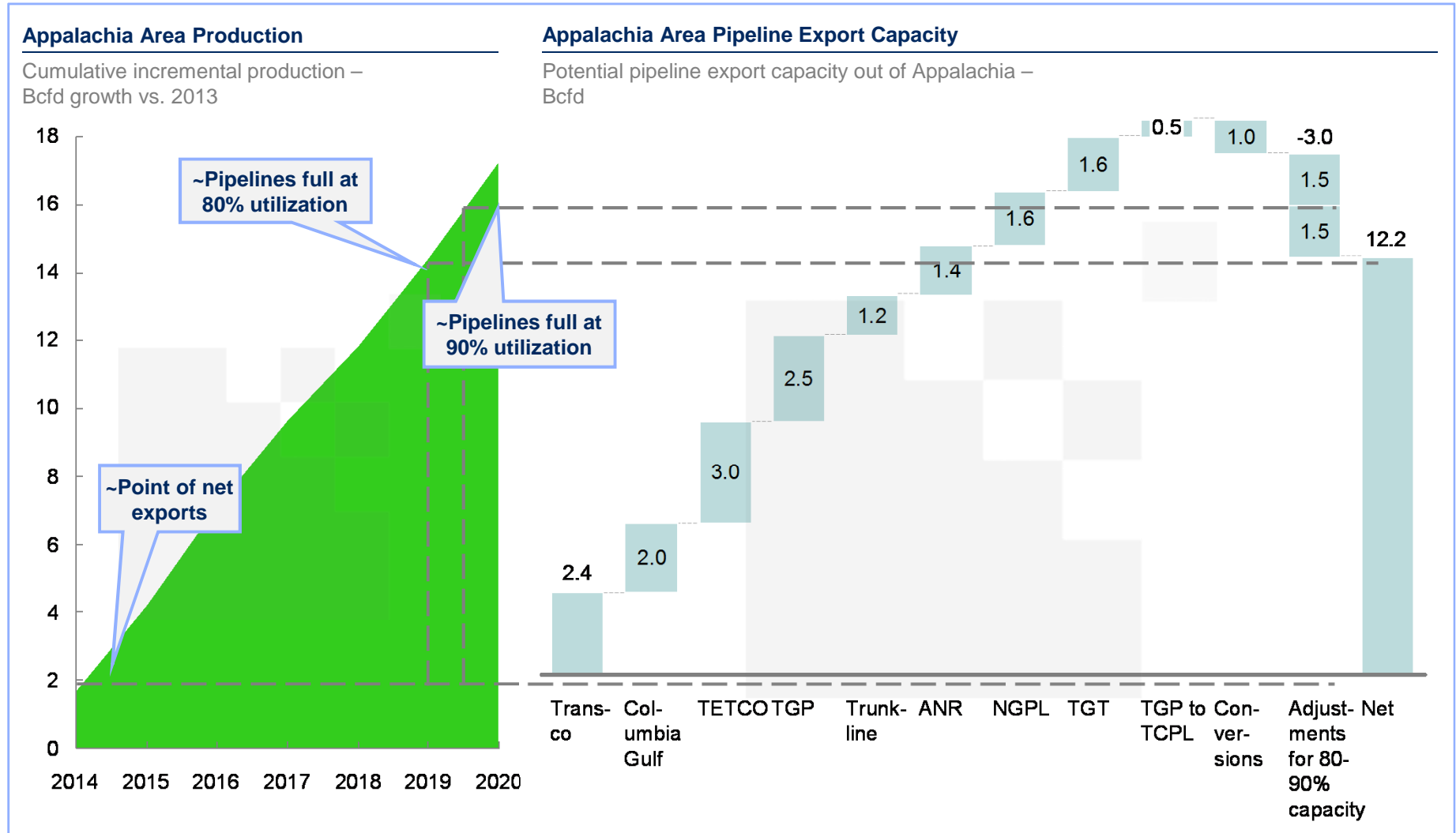
2 Canada includes net imports into NY, VT, NH and ME

3 East to West flow started on REX in July 2014 - now up to 0.25 Bcfd

6. Basis

# Marcellus export capacity expected to be full by 2019 – requiring new pipelines to the Gulf Coast, or production from other regions to meet demand

VERY PRELIMINARY ESTIMATE



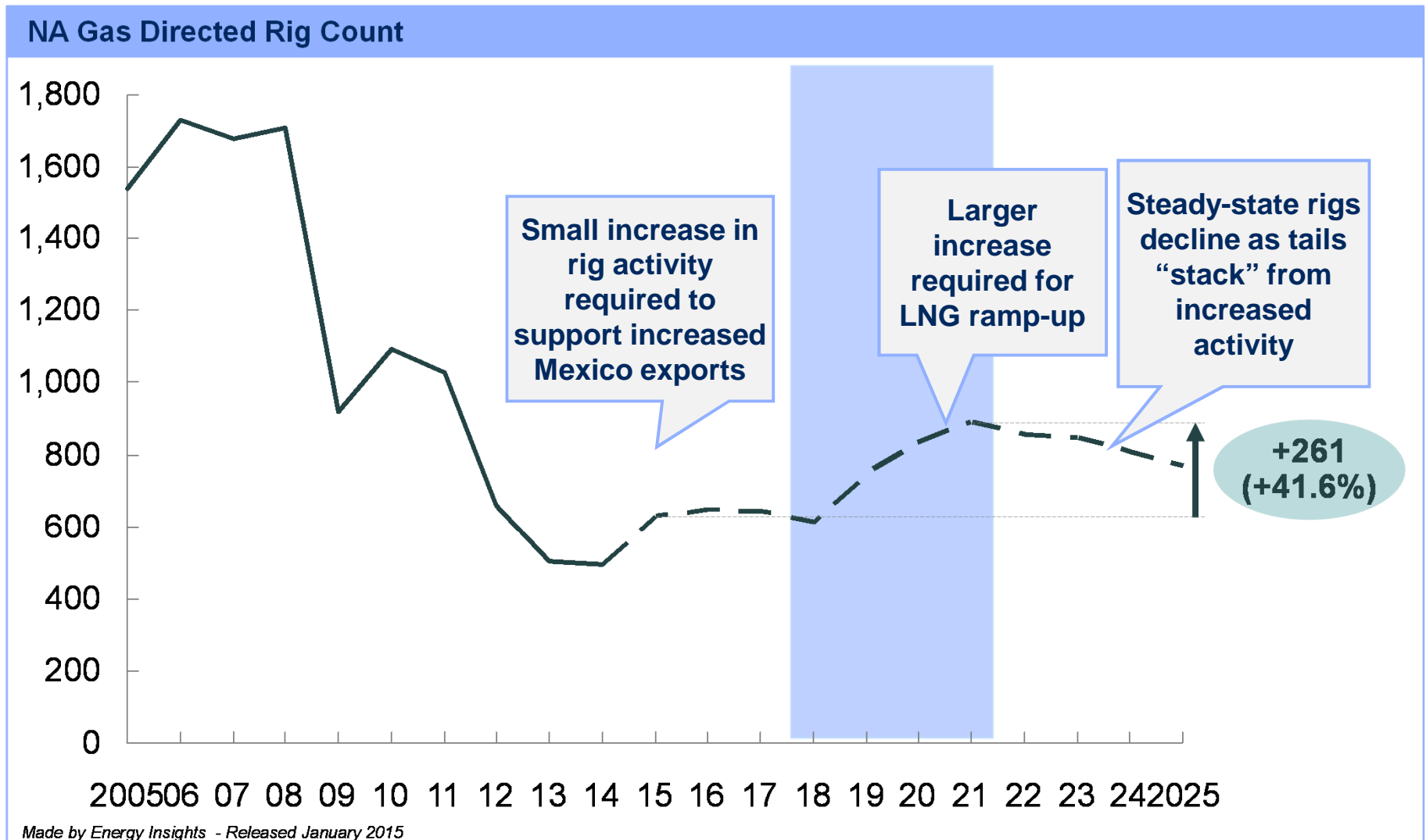
7. Producer behavior

# We believe operators will need to be incented to drill in 2018 as LNG demand come online



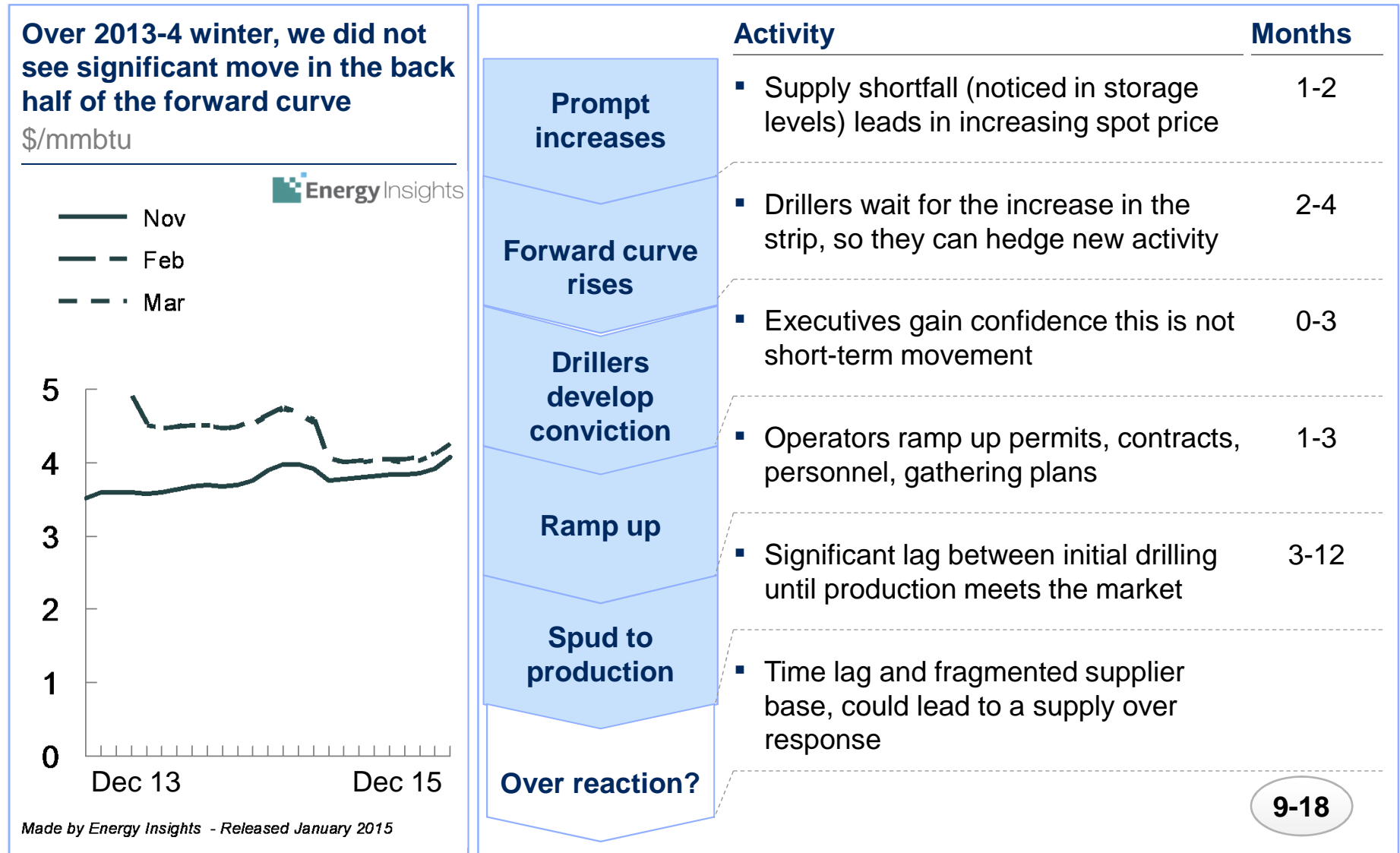
— Historical    - - Projection

PRELIMINARY – Rig response overestimated



7. Producer behaviors

# The time from marketing tightening to a supply response could easily exceed 12 months





# We are activity monitoring the market along 4 potential market scenarios

Most likely cases

## Natural gas pricing scenarios for next five years

### Further oversupply

- LTO production accelerates, increasing supply of “zero cost” associated gas
- Drilling activity continues, driven by wet basin (NGL) economics
- Significant U.S. demand increase does not materialize (e.g., limited LNG export)
- Coal floor is exhausted, driving prices down

**\$2.0-3.5/mmbtu**

Pricing: shut-in economics for higher-cost dry-gas wells

### Coal based pricing

- Increases in associated gas production are balanced by new demand (e.g., LNG exports, coal retirement)
- Improvements in gas well productivity largely offset efforts among producers to limit drilling activity
- Coal switching remains the active pricing mechanism, bounding prices

**\$3.0-4.5/mmbtu**

Pricing: coal switching, providing floor and ceiling

### Coal + Cycling

- Similar demand and supply fundamentals to coal based pricing
- Supply has difficulty responding to demand growth rapidly enough to prevent short-term price fly-ups
- Supply over-responds pushing prices back to the coal floor

**\$3.0-4.5/mmbtu with periods of ~\$6/mmbtu**

Pricing: coal switching with fly-ups

### Improved fundamentals

- Associated gas production growth moderates
- Producers focus on more sustainable economics, limiting drilling activity
- U.S. demand accelerates, (LNG, NGV, coal retirements, carbon tax, etc), more than offsetting partial reversal of coal switching

**\$4.5-6.0/mmbtu**

Pricing: dry gas half-cycle economics in average basins

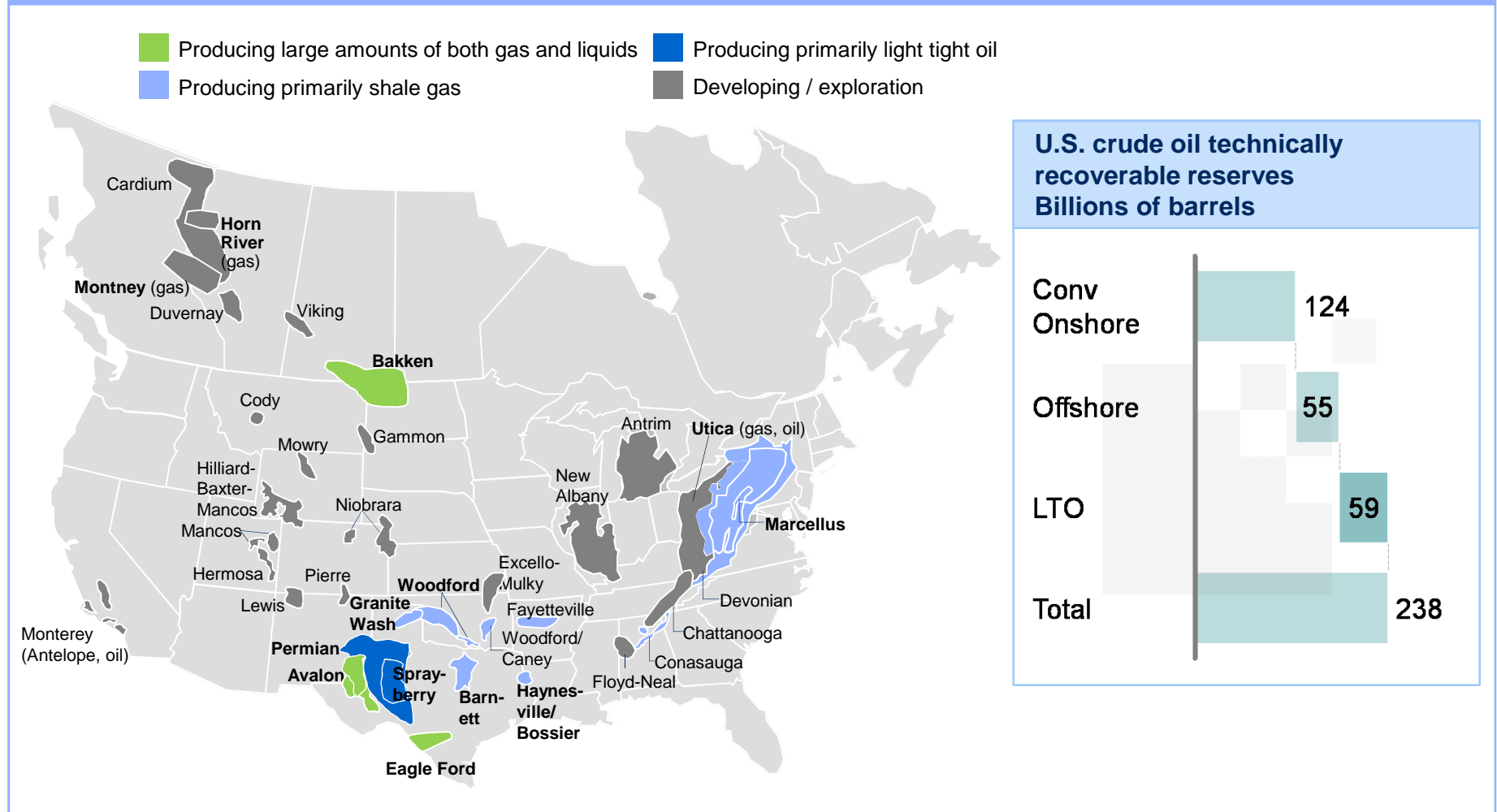
# Contents



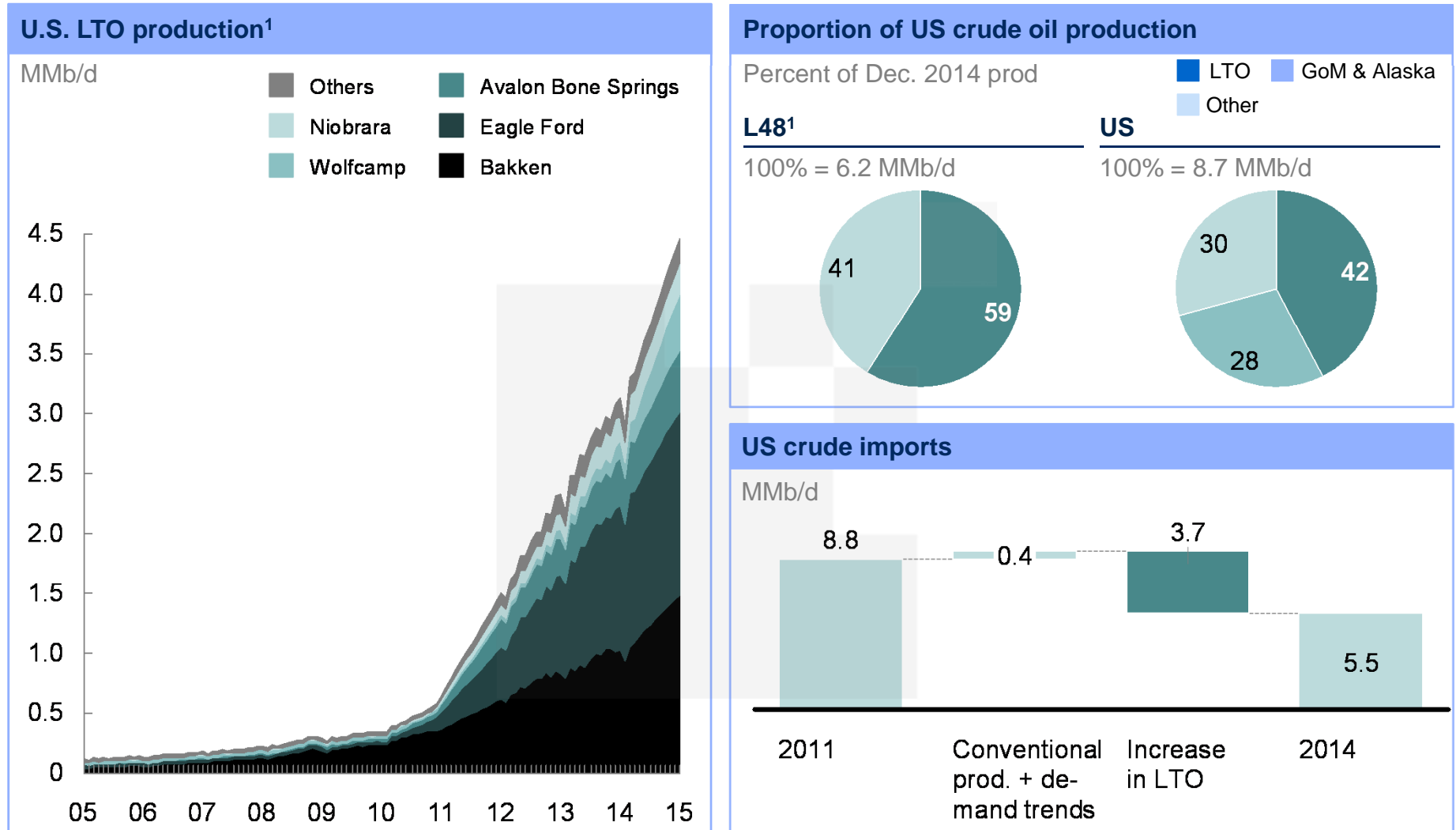
- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - **No convencionales en Estados Unidos de América**
    - Shale gas: what has happened, uncertainties, and outlook
    - **Light tight oil: what has happened, uncertainties, and outlook**
    - Implications for Colombia
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

# Light tight oil resources make up about 25% of the estimated technically recoverable reserves in the US

Major US liquids and shale gas resources (major production/prospects in bold)



# Light tight oil (LTO) has grown by more than 50% per year since 2010 and now is over 40% of US crude production

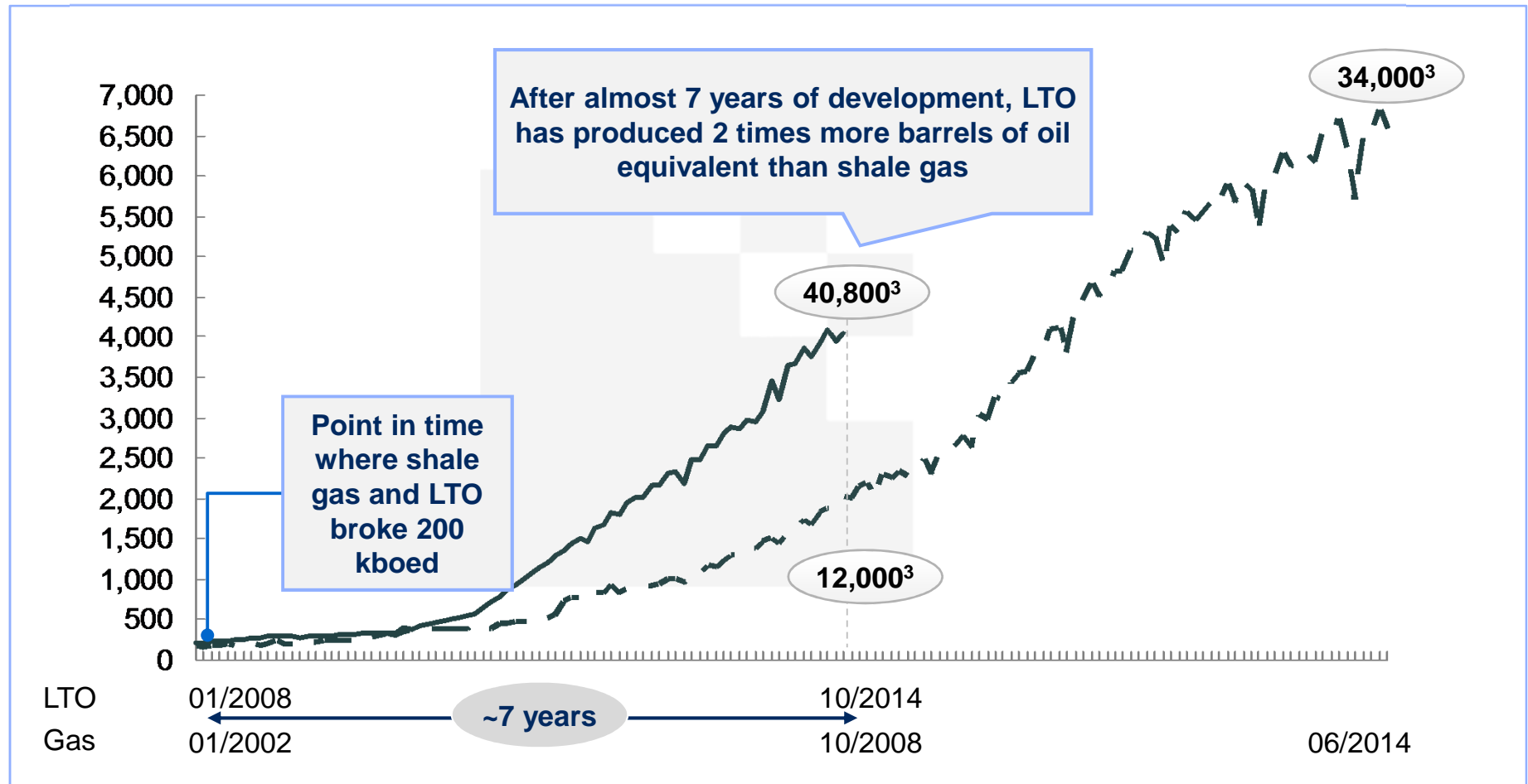


<sup>1</sup> Includes light tight oil production in the Lower 48 states. Production is from oil-bearing plays with primarily horizontal drill types (includes condensate from Eagle Ford Wet Gas region)

# LTO development in NA is happening at a faster pace than shale gas

Oil in kbod, Gas in kboed

— LTO<sup>1</sup>    - - Shale Gas<sup>2</sup>    (x) Number of wells



1 Liquids production from LTO plays. Wells that began production on or after Jan. 2005 are included

2 Gross gas production in barrels of oil equivalent from shale gas plays. Horizontal and directional wells that began production on or after Jan. 2000 are included

3 Horizontal wells drilled on or after Jan. 2005 (LTO), horizontal wells drilled on or after Jan. 2000 (shale gas)

# Similar to the start of the shale revolution, most tight oil production is from two basins – but several other plays are beginning to scale up

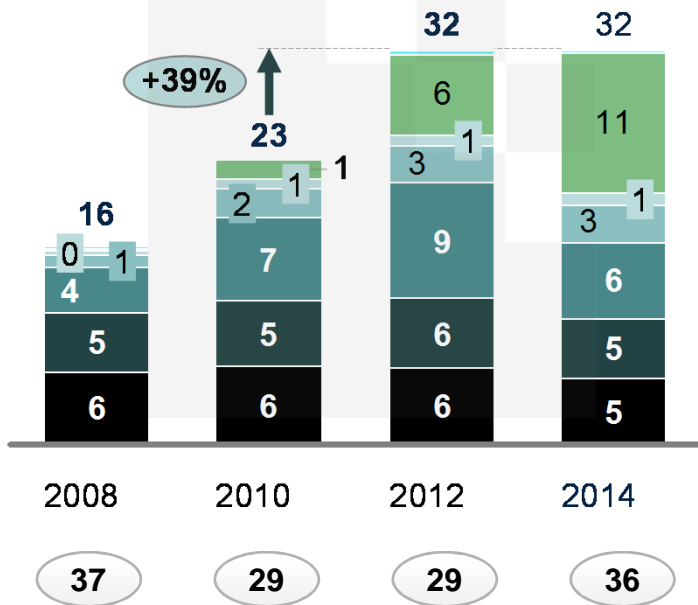
X Percentage of production from top play

Shale gas production was concentrated in 2 plays until 2008, after which production rapidly picked up

NA gross gas production from shale

Annual average, Bcfd

- East Texas
- Fayetteville
- Tuscaloosa
- Haynesville
- SCOOP
- Barnett
- Marcellus
- Rockies
- Woodford

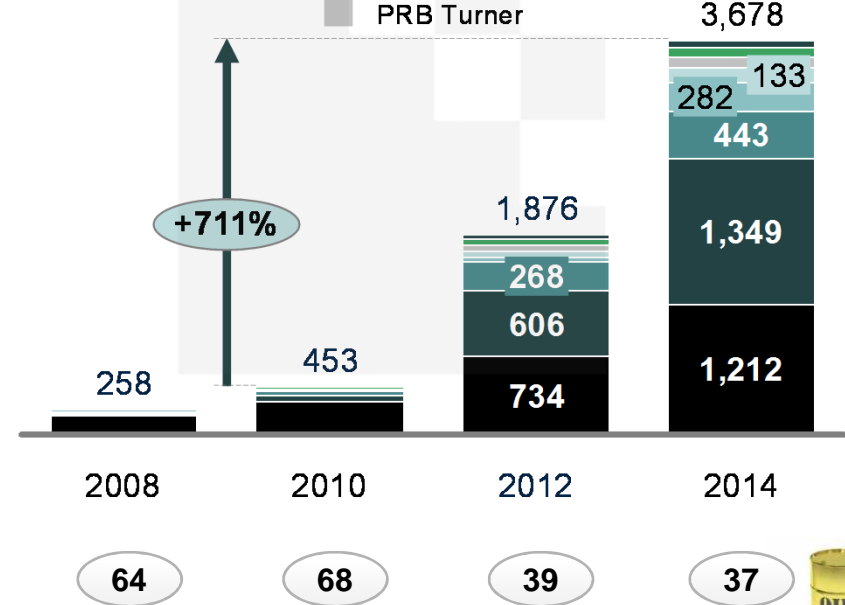


LTO production has come from 2-3 plays, but other plays are starting to emerge

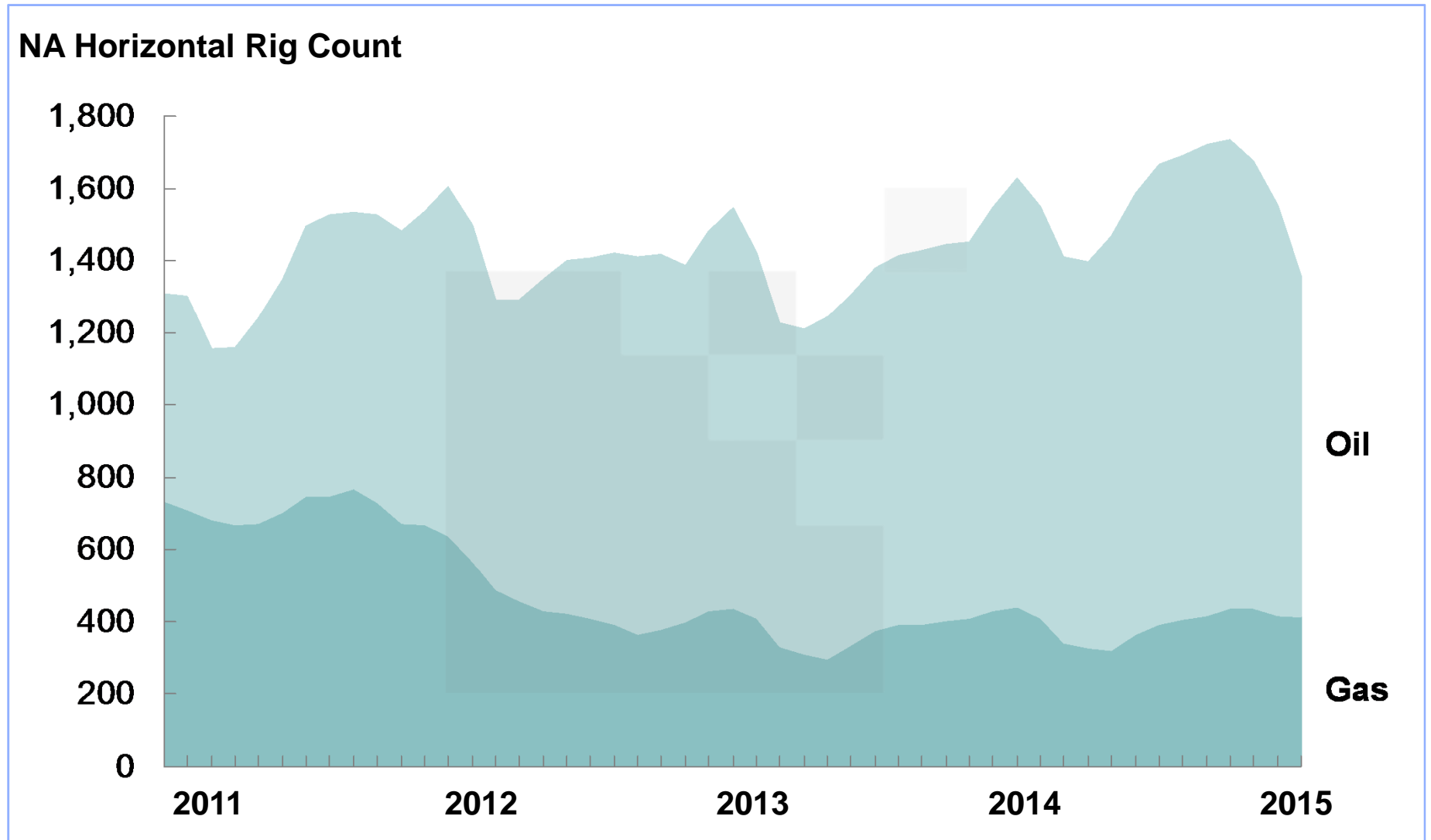
US oil production from LTO

Annual average, kbod

- Utica Oil
- Niobrara
- Tuscaloosa
- Wolfcamp
- Spraberry
- Avalon
- Permian Central
- Eagle Ford
- Mississippi Lime
- Bakken
- PRB Turner



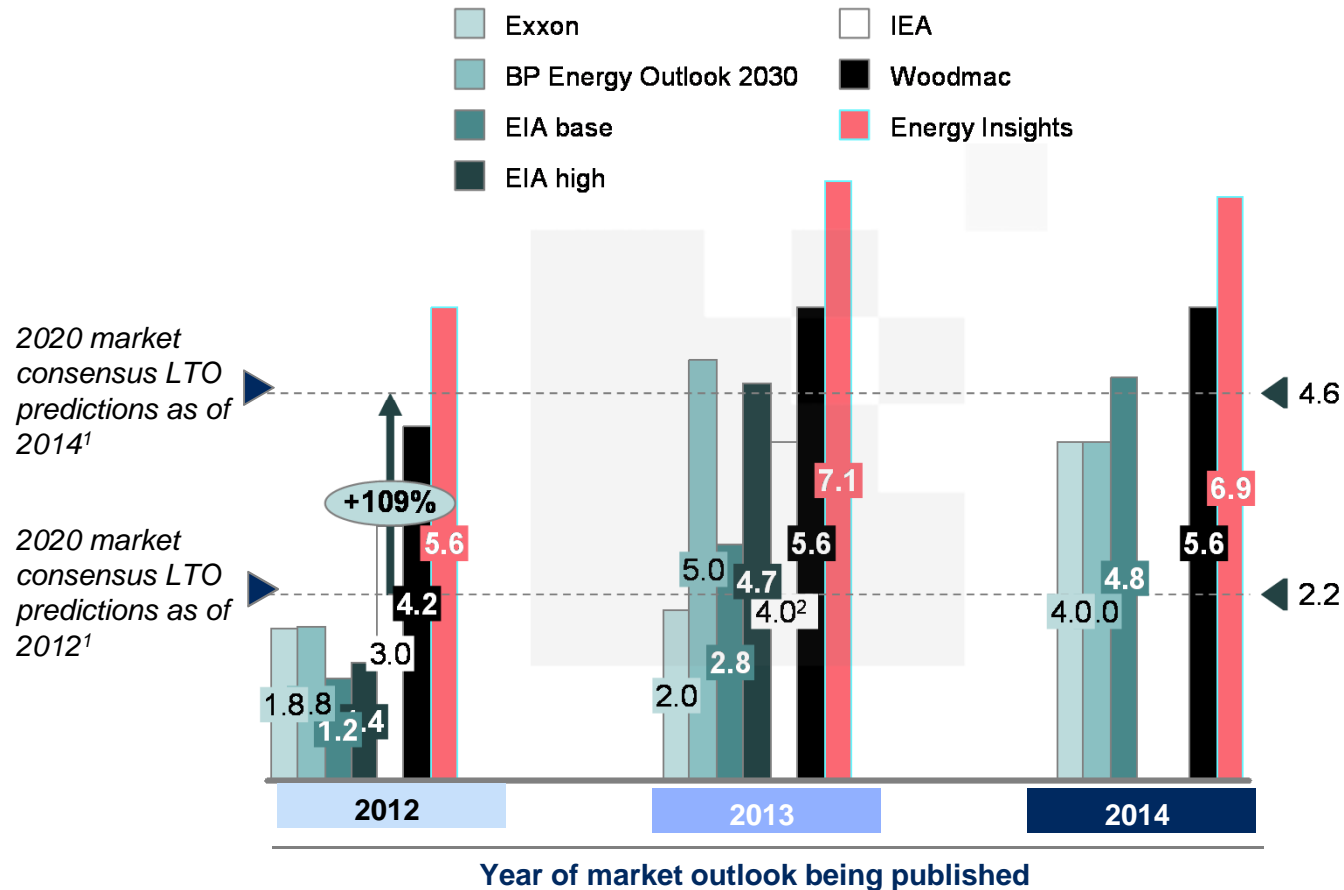
## Horizontal rig count has remained relatively constant, within the boundaries of seasonality – but activity has shifted towards oil



# Market estimates for US LTO production have increased over the past years, but still show a narrow range than our estimates

## Estimates for US Light Tight Oil supply in 2020

MMbpd, (LTO only; does not include NGLs)



- Market estimates of 2020 LTO supply have doubled over the past two years
- There are two key reasons why the market estimates have shifted radically:
  - No proven way to characterize resource size and quality accurately – activity is a better predictor of resources than subsurface driven estimates
  - Operators on the ground have multiple techniques to increase IP rates, etc. when drilling outside the core

1 Market consensus does not include Energy Insights estimates

2 IEA MTOMR 2013 estimate is ~4.0 MMbbl/d by 2018



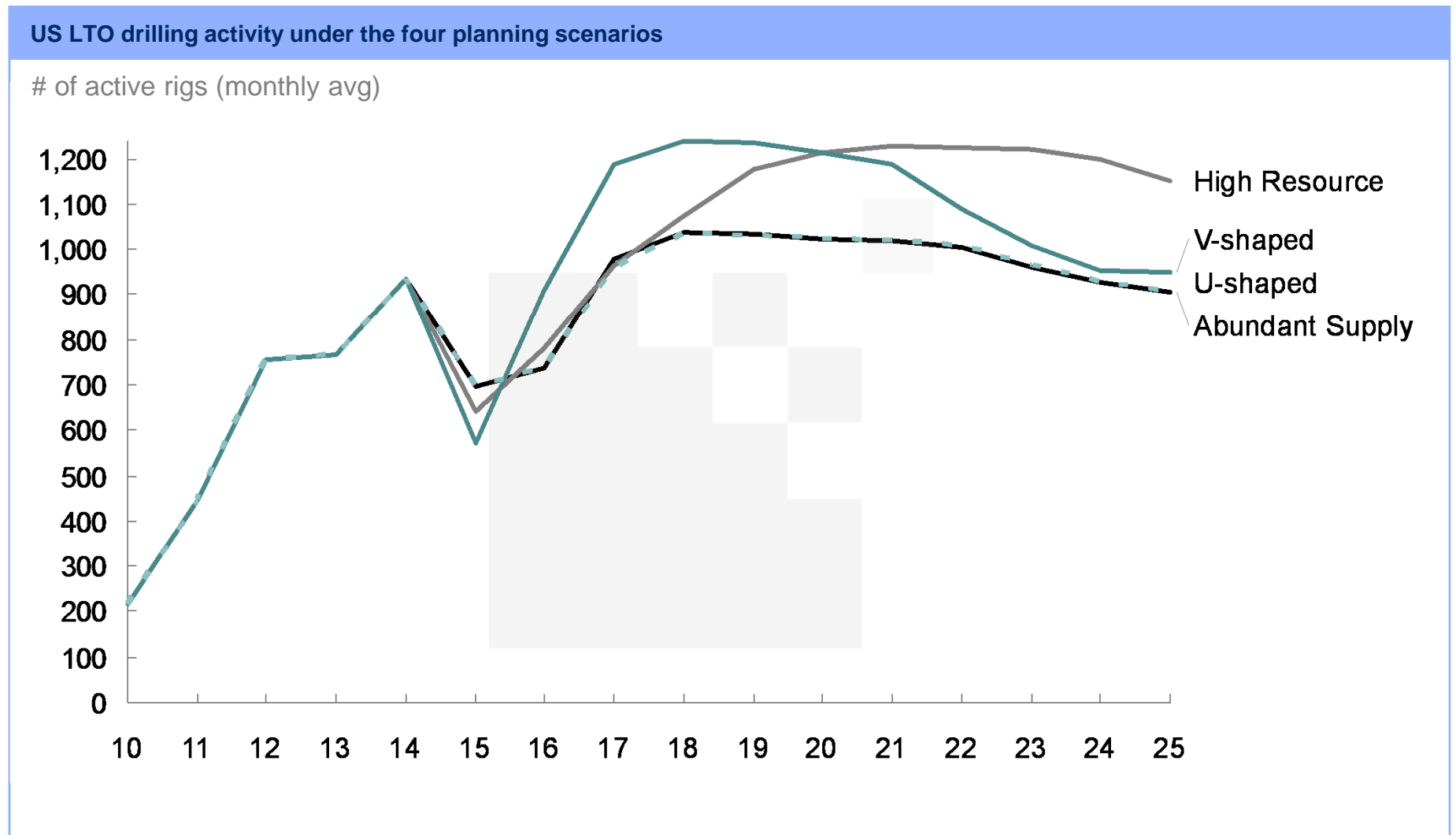
## The outlook for LTO is based on resource, development cost and oil price

Re- source	<b>1 Resource quality</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Well spacing: determines how closely wells can be drilled/drilling inventory</li> <li>Non-productive acreage: percent of play that is inaccessible for drilling</li> <li>Longevity of wells: well life</li> </ul>
	<b>2 IP learning</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Growth EUR: increase in production per well and shape of decline curve</li> </ul>
	<b>3 New play discoveries</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Number of new plays in “pipeline”: number of prospective plays in the exploration phase that could prove out in the next 5 years</li> </ul>
Develop- ment cost	<b>4 Drilling and completion costs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rig efficiency: drilling time per foot</li> <li>Input usage intensity: volume of proppant, chemicals, water used per well</li> <li>Cyclical pricing: inflation/compression of oilfield services due to oil prices</li> </ul>
Realized Price	<b>5 Global oil price</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Global oil supply/demand balance: volume of OPEC spare capacity</li> <li>Cost of marginal production: marginal cost of barrel of new supply</li> </ul>
	<b>6 Brent differentials</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>US transportation differentials: difference field and WTI / LSS</li> <li>Brent Vs. LSS differentials: based on US export policy</li> <li>Quality differentials: difference to WTI benchmark</li> </ul>
Other risks	<b>7 Access to capital</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capital constraints limit the ability to develop otherwise economic resources</li> </ul>
	<b>8 Right to operate</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fracturing regulations: potential to limit development – likely at a local level</li> <li>Crude-by-rail: potential limitation on transportation</li> </ul>

# We have developed 4 different planning scenarios for LTO activity

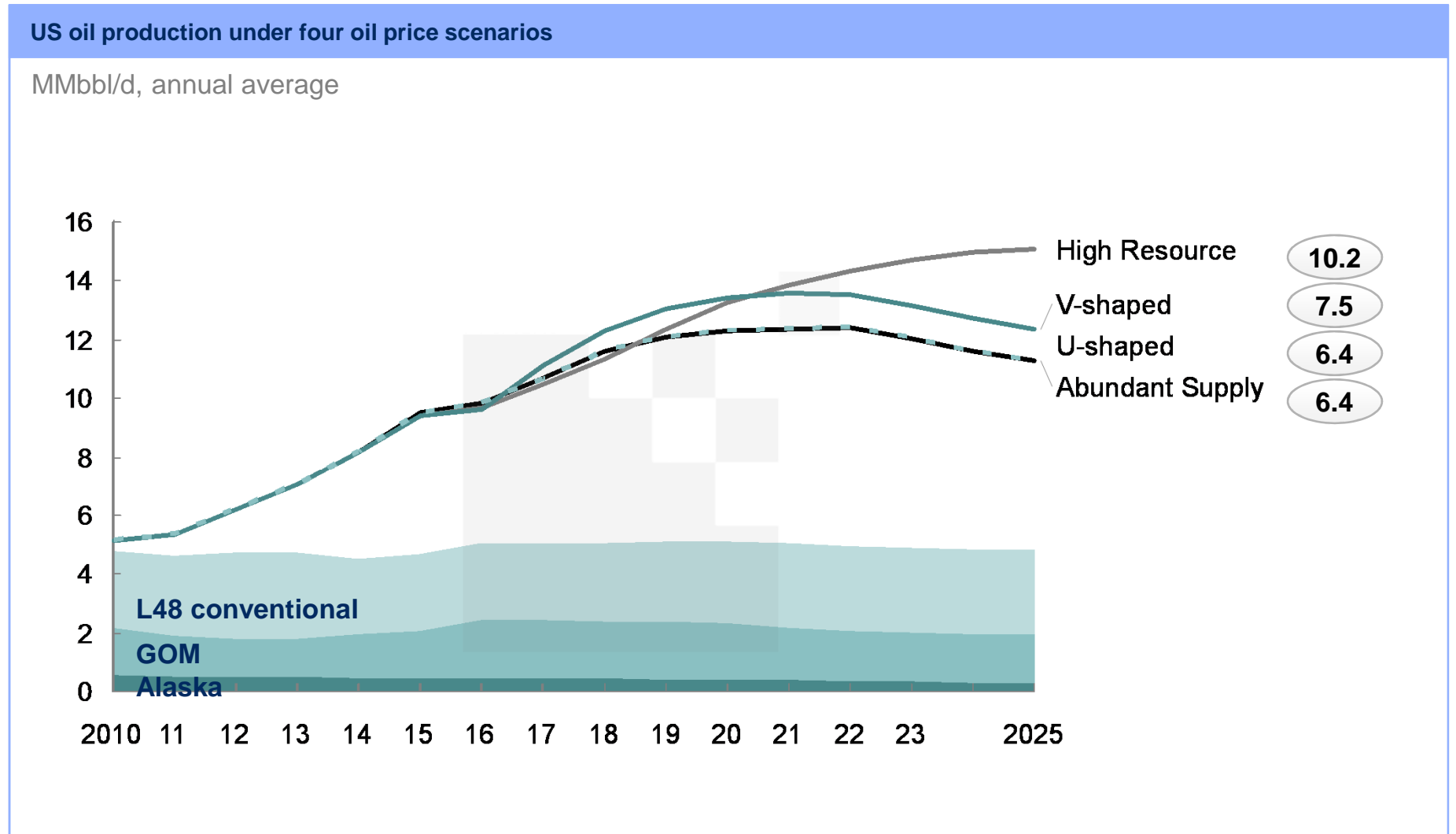
		V-shaped Recovery case	U-shaped Recovery case	Abundant Supply case	High Resource case
Resource	1 Resource quality	←	▪ 2014 spacing	→	▪ +100% vs 2014
	2 IP Learning	▪ IP at 2014 level, plus ~1% p.a.	▪ IP high-grading in 2015-16	▪ IP high-grading in 2015-16	▪ IP at 2014 level, plus ~1% p.a.
	3 New play discoveries	←	▪ No new large plays	→	▪ +1 ABS sized play
Development cost	4 Drilling and completion costs	▪ '15: 20% redux ▪ '16: Revert '14	▪ '15: 20% redux ▪ '16: +5% redux ▪ '17: Revert '14	▪ '15: 20% redux ▪ '16: +5% redux ▪ '17: flat	▪ '15: 20% redux ▪ '16: +5% redux ▪ '17: Revert '14
Realized Price	5 Global oil price	▪ Returns to \$100/bbl by Jan. 2016	▪ Returns to \$75/bbl by Jan. 2017	▪ Remains at \$60/bbl from 2016 onward	▪ Returns to \$75/bbl by Jan. 2017
	6 Brent differentials	←	▪ 2014 levels ▪ (export allowed)	→	
Other risks	7 Access to capital	←	▪ No limit	→	
	8 Right to operate	←	▪ No change	→	

## In all four scenarios, US LTO drilling activity is expected to bottom out in 2015, and recover throughout 2016-17



# US LTO production ranges from 6-10 MMbbl/d in 2025, under the four planning scenarios

x 2025 LTO production, MMbbl/d

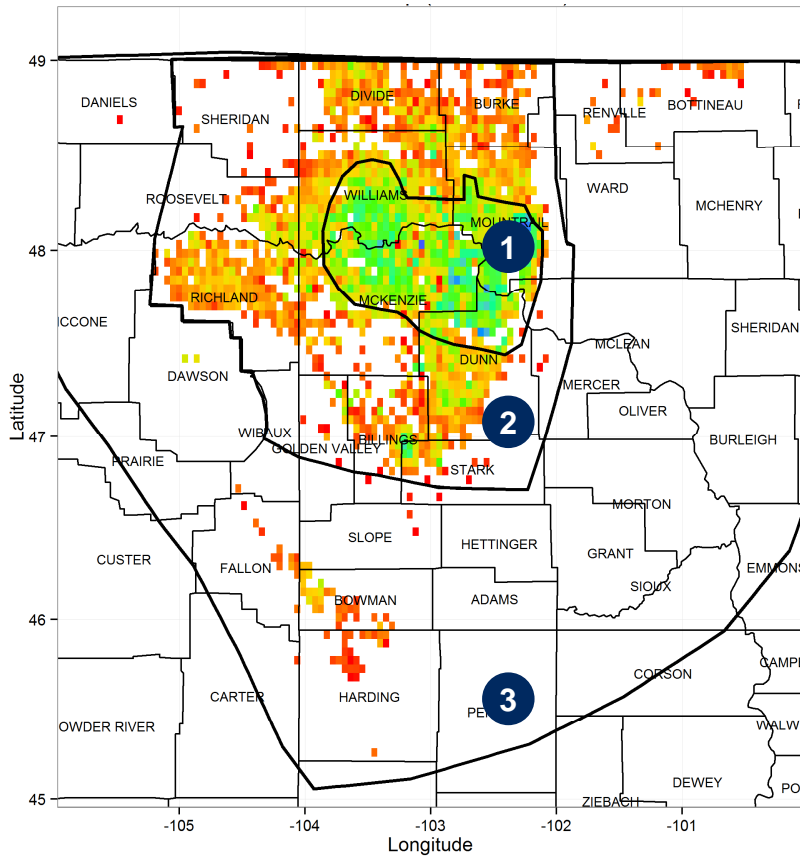


# 1 Well results in developed LTO regions indicate varying economics within the same play

## Bakken well results by sub-region

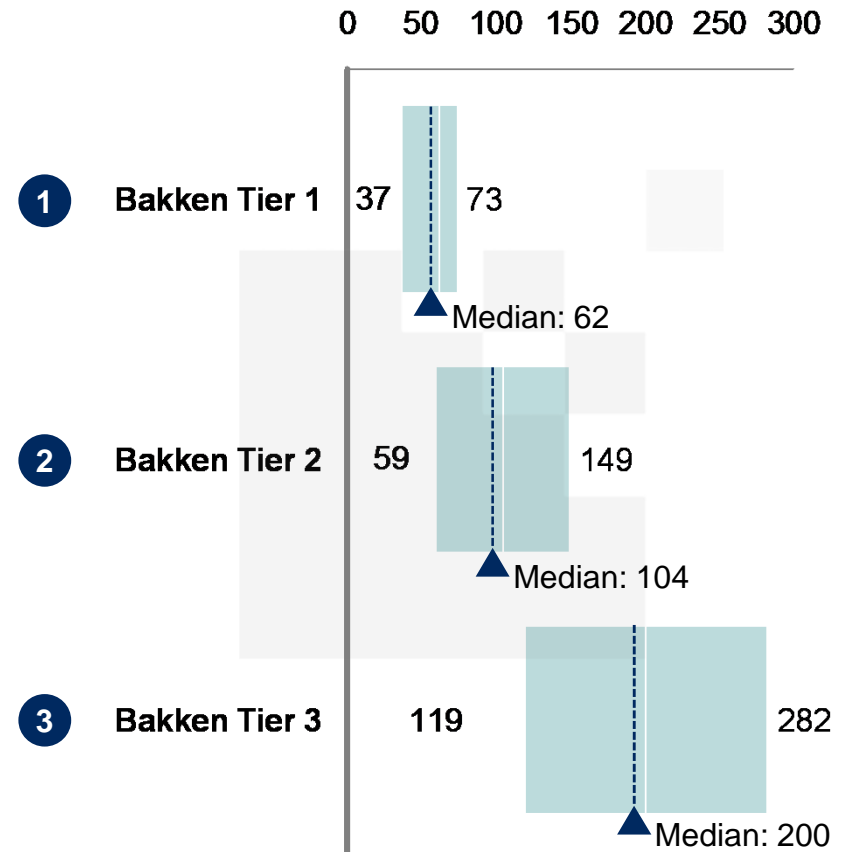
Bakken initial production rate heat map

45-day IP, bbl/d



Distribution of break-even prices, based on IP rates

\$/bbl, WTI

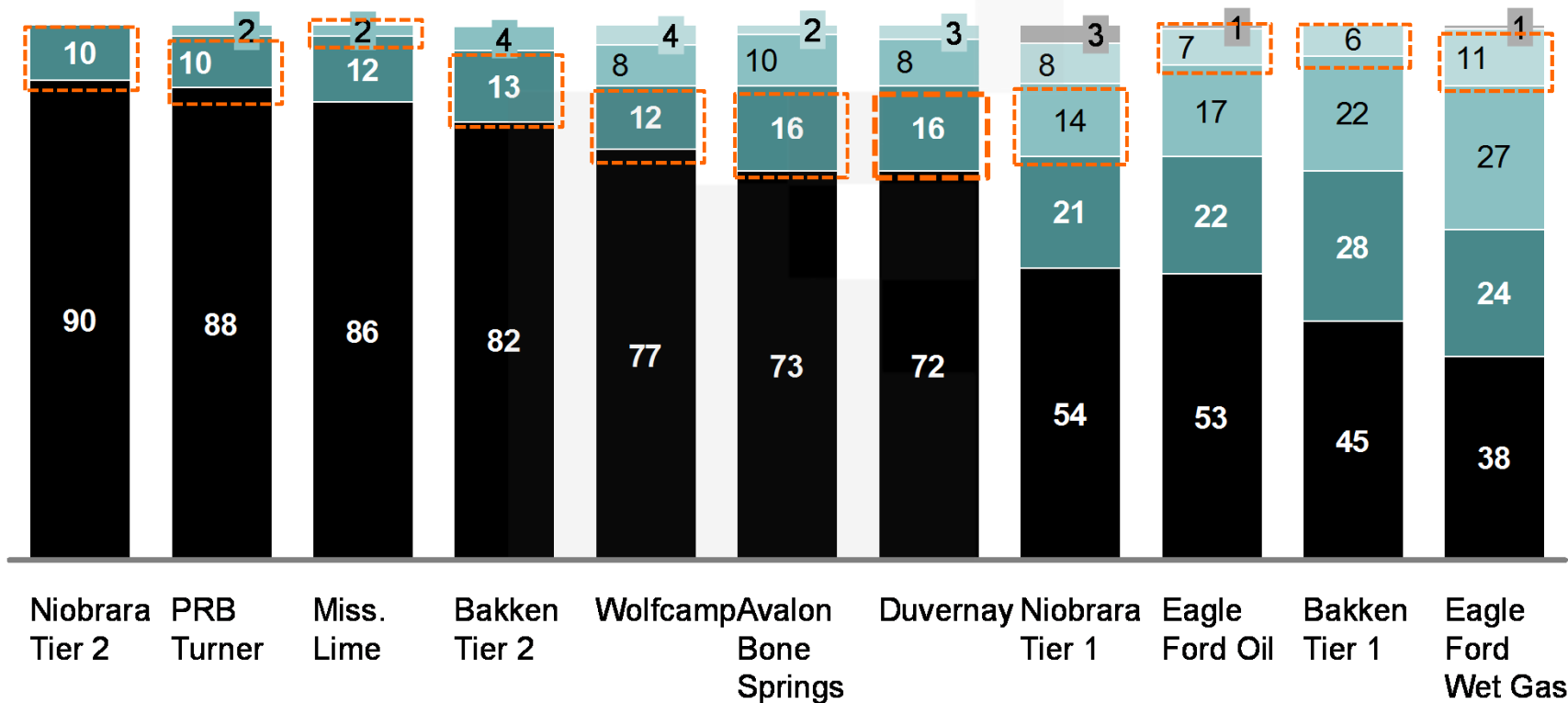
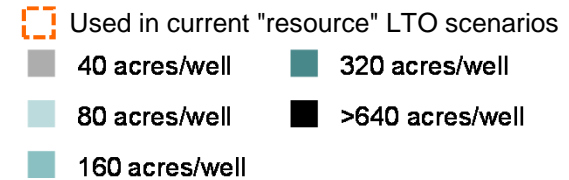


RESOURCE QUALITY

**1** Upwards of 50% of the core acreage in the most developed LTO plays is at 320-acres-per-well or closer spacing

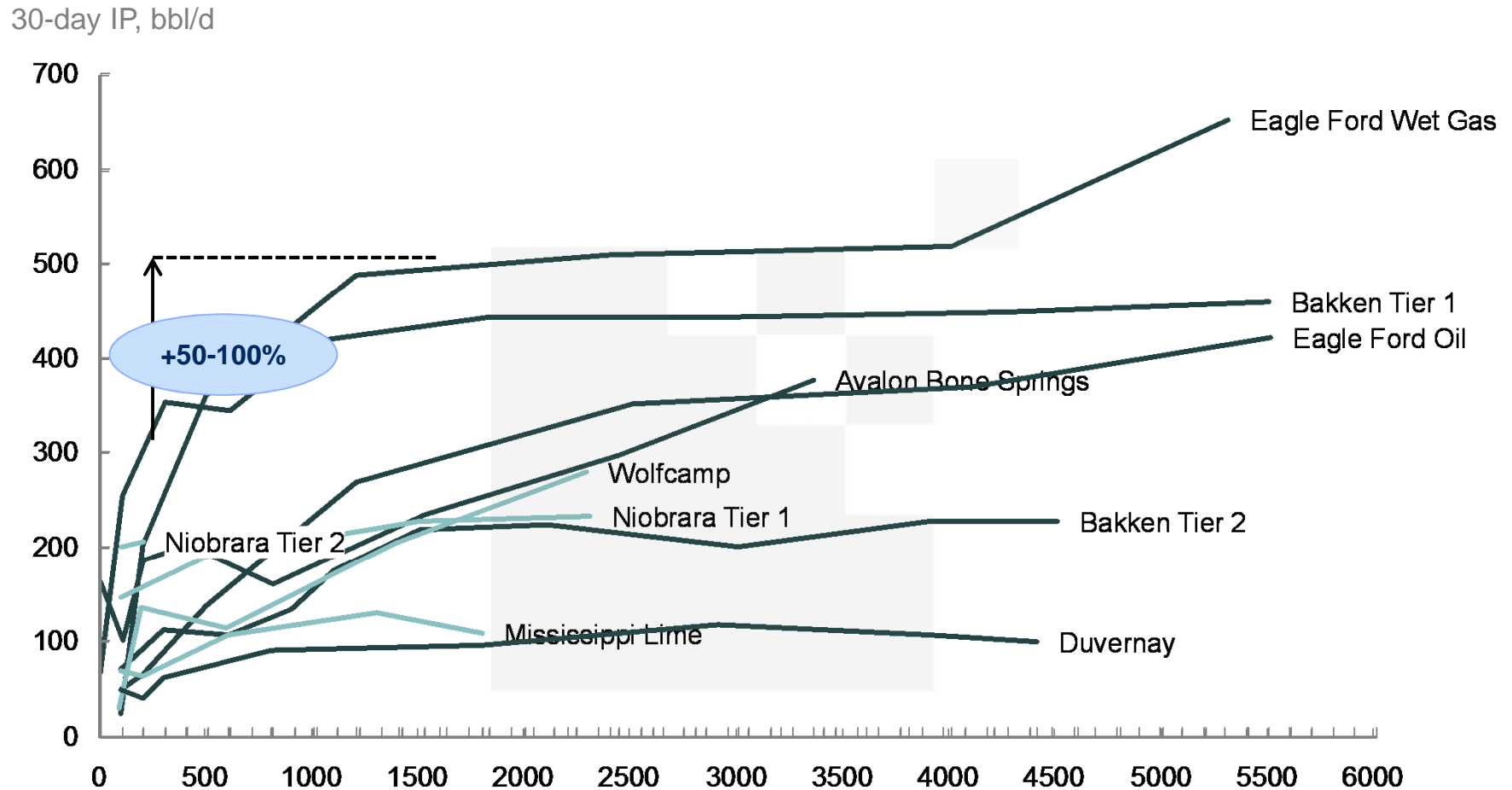
Current well spacing distributions in LTO sub-regions

% of currently-developed acreage in 2014 by type of well spacing



**2 Well size has increased with improving technology and resource high grading: today's average new wells are 3-4 times more productive than in 2007**

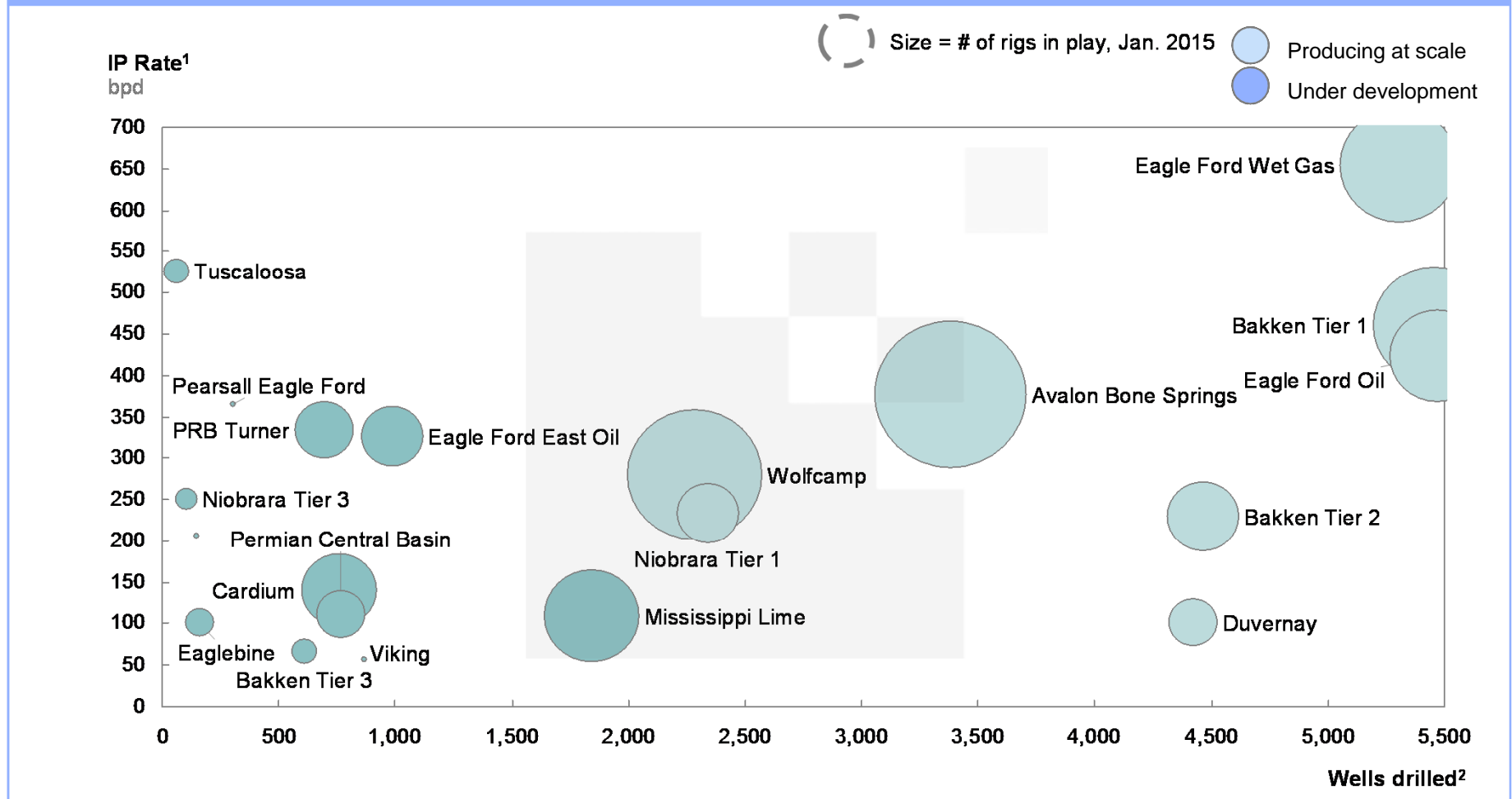
Initial production rate evolution in select US LTO plays



NEW PLAY DISCOVERIES

### 3 Current tight oil production is primarily from the Bakken, Eagle Ford and Permian, but new plays are being tested

Several smaller North American plays are still early in development but showing strong potential



1 Median 30-day IP rate during 2014 for oil production. Associated gas is excluded, except in Eagle Ford Wet Gas play.

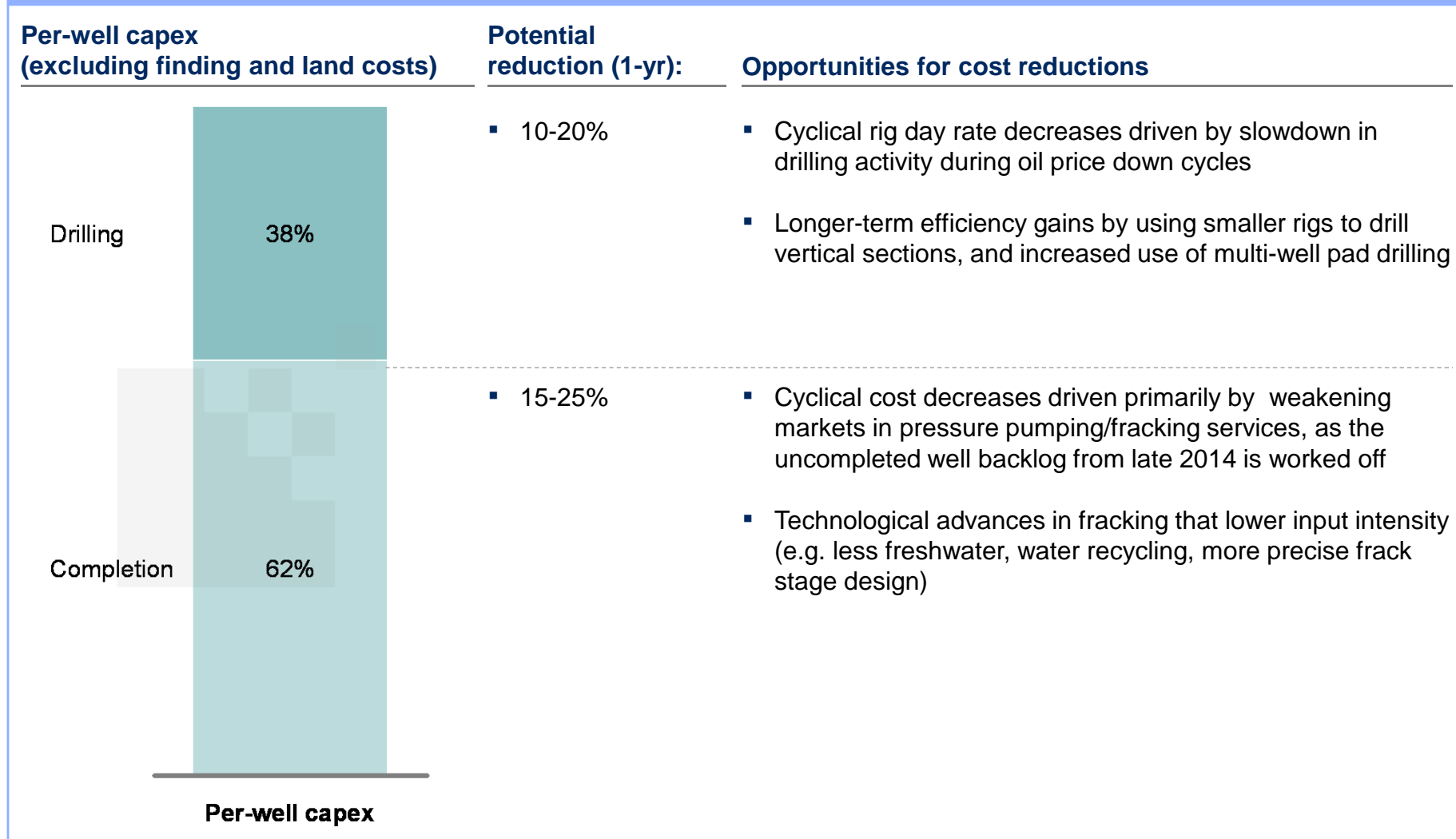
2 Total horizontal oil wells drilled from Jan. 2005 to Oct. 2014



## 4 Capex cost reduction opportunities in unconventional wells range from 15-25%

ILLUSTRATIVE

Capex cost breakout for typical unconventional well



# Contents



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - **No convencionales en Estados Unidos de América**
    - Shale gas: what has happened, uncertainties, and outlook
    - Light tight oil: what has happened, uncertainties, and outlook
    - **Implications for Colombia**
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

## Current oil prices and future expectations will probably have a big impact regarding unconventional development in Colombia

### Cash constraints

- Lower crude oil prices are putting pressure on operating cash flows and balance sheets of US independents and majors
- This will limit the amount of available cash to invest in frontier basins and exploration

### Focus on the proven core

- North American players (with unconventional knowhow) are pulling rigs out of the market at a record level and concentrating in the core/high producing acreage
- This can make it difficult for international unconventional plays to procure the knowhow to develop the yet to be proven resources

### OFSE cost deflation

- Lower activity levels in North America will result in oversupply of in OFSE space (e.g., drilling rigs, pressure pumping), which is expected to result in cost deflation
- This could allow international markets to secure these equipment that were previously unavailable due to demand

## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - **Precios y tendencias que impactan la industria**
  - Cronograma
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

## Weak demand and abundant supply caused the decline in oil prices

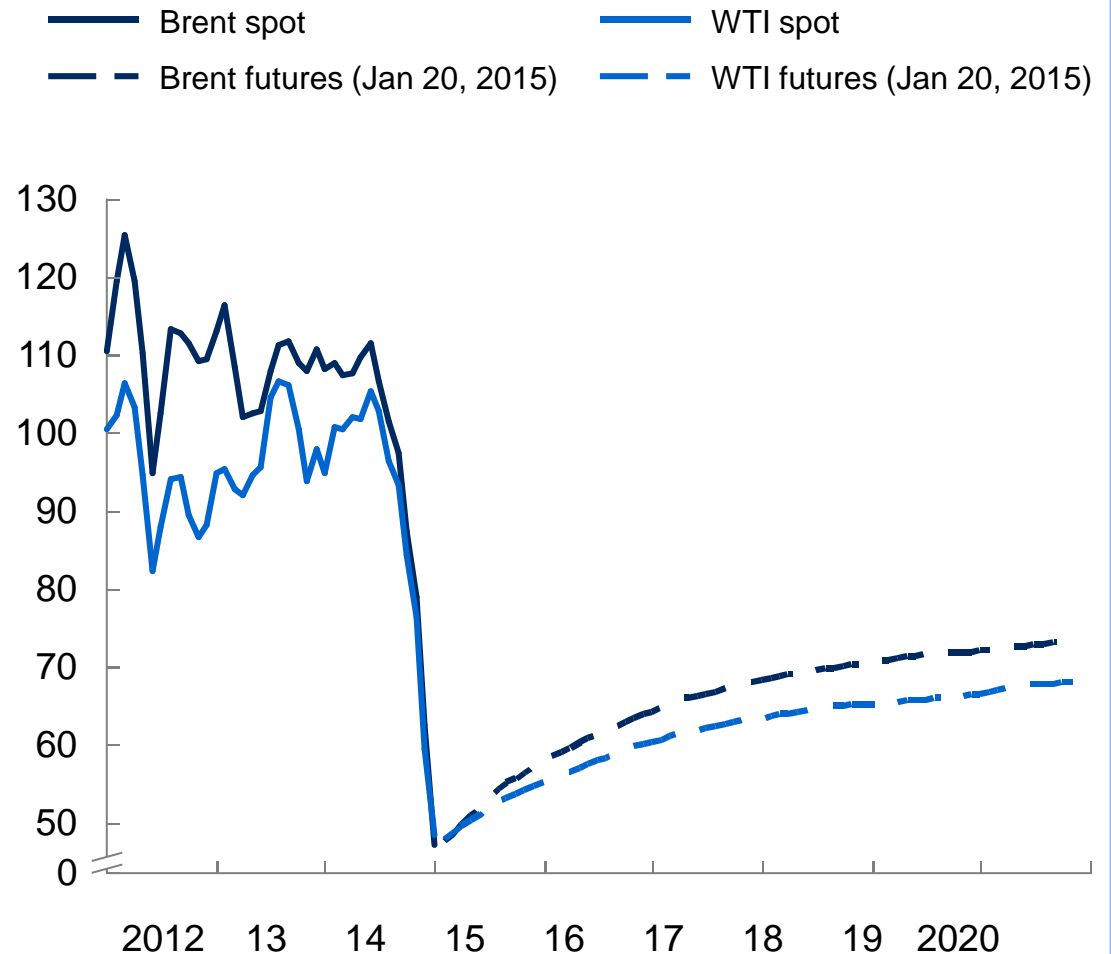
**1 Weakening global oil demand growth** as a result of lower than expected GDP growth in developing countries, especially China, and slow economic recovery in Europe

**2 Supply glut**, especially in the Atlantic Basin, due to strong growth in US output and recovery in political wildcard producers (e.g. Libya)

**3 Lack of OPEC reaction** as Middle Eastern exporters continue to produce and protect market share in Asia against rising competition from W. Africa and S. America that are pushed out of the Atlantic Basin due to US LTO boom

### Brent and WTI monthly prices and futures

USD per barrel



# 1 Petroleum product demand growth estimates have been revised down throughout 2014 as a result of multiple GDP slow downs

Evidence of slowdown in Asian countries seem to be expanding to other regions ...

## Global Growth Disappoints, Pace of Recovery Uneven and Country-Specific

*“A weak and uneven global economic recovery continues, with the pace of recovery reflecting various country-specific conditions ...”*

– Oct 7, 2014 – IMF WEO

## World Bank Cuts Developing East Asia 2015 GDP Forecast

*“The World Bank lowered its forecasts for growth in developing East Asia this year and next as China’s expansion moderates and policy makers brace for tighter global monetary conditions.”*

– Oct 5, 2014 – Bloomberg

## UK manufacturing hit by eurozone slowdown

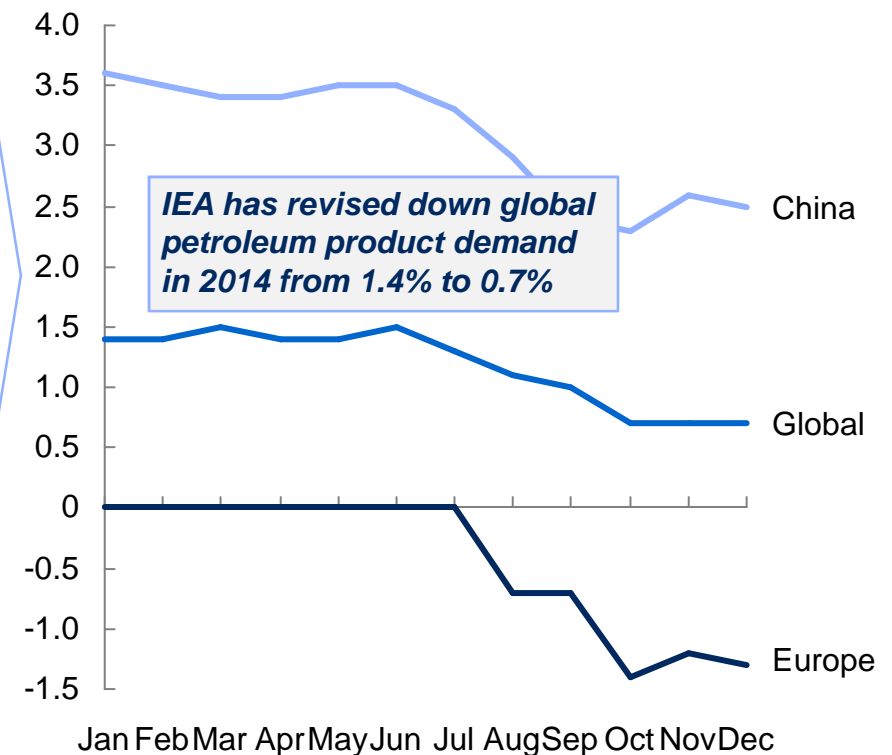
*“Britain’s manufacturers are suffering a slowdown as the worsening eurozone economy hits demand for UK-made products.”*

– Oct 7, 2014 – Financial Times

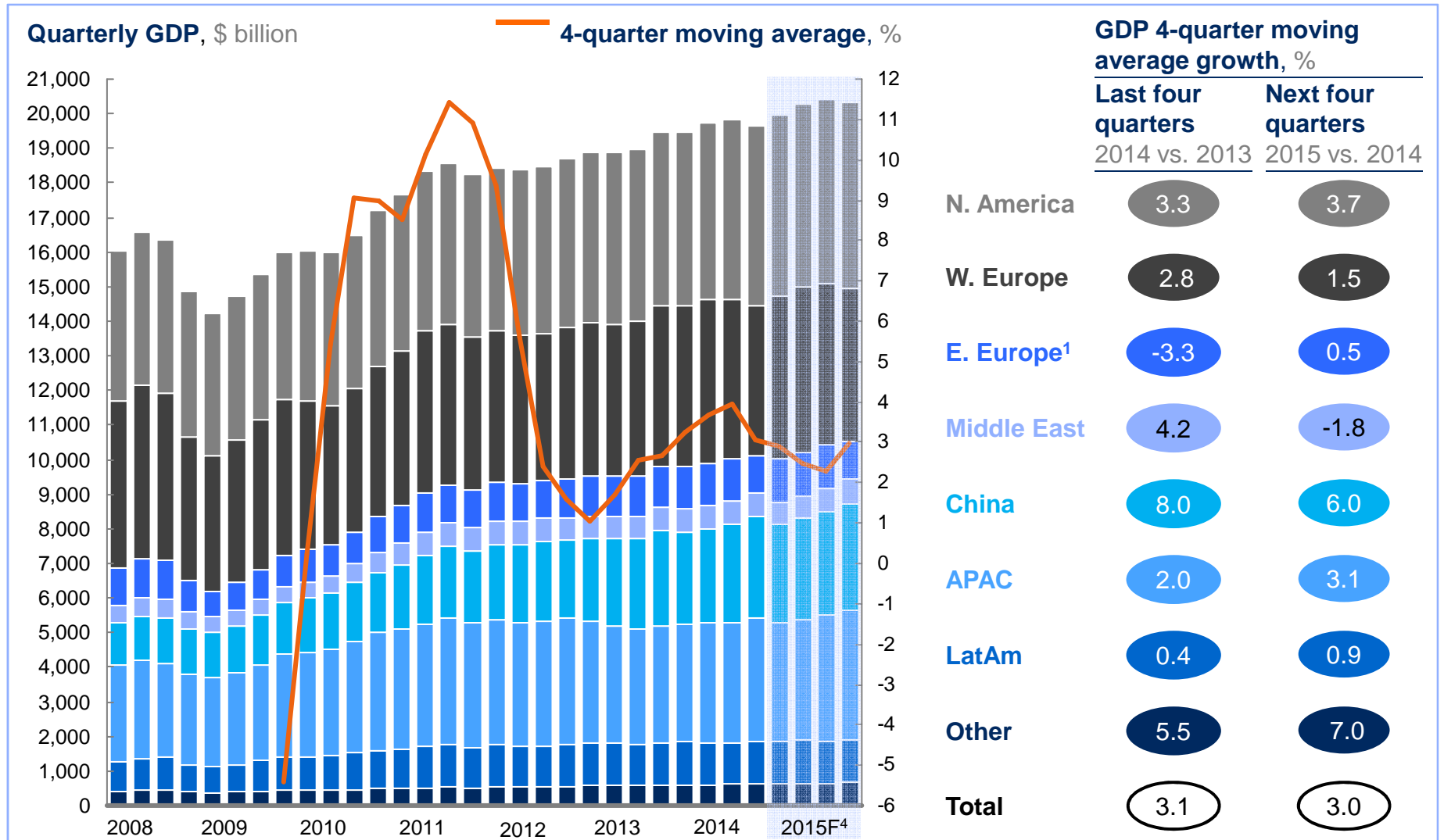
... resulting in weak growth estimations for global petroleum product demand growth in 2014

## IEA OMR global petroleum products demand growth forecasts for 2014, by month of forecast

Percent

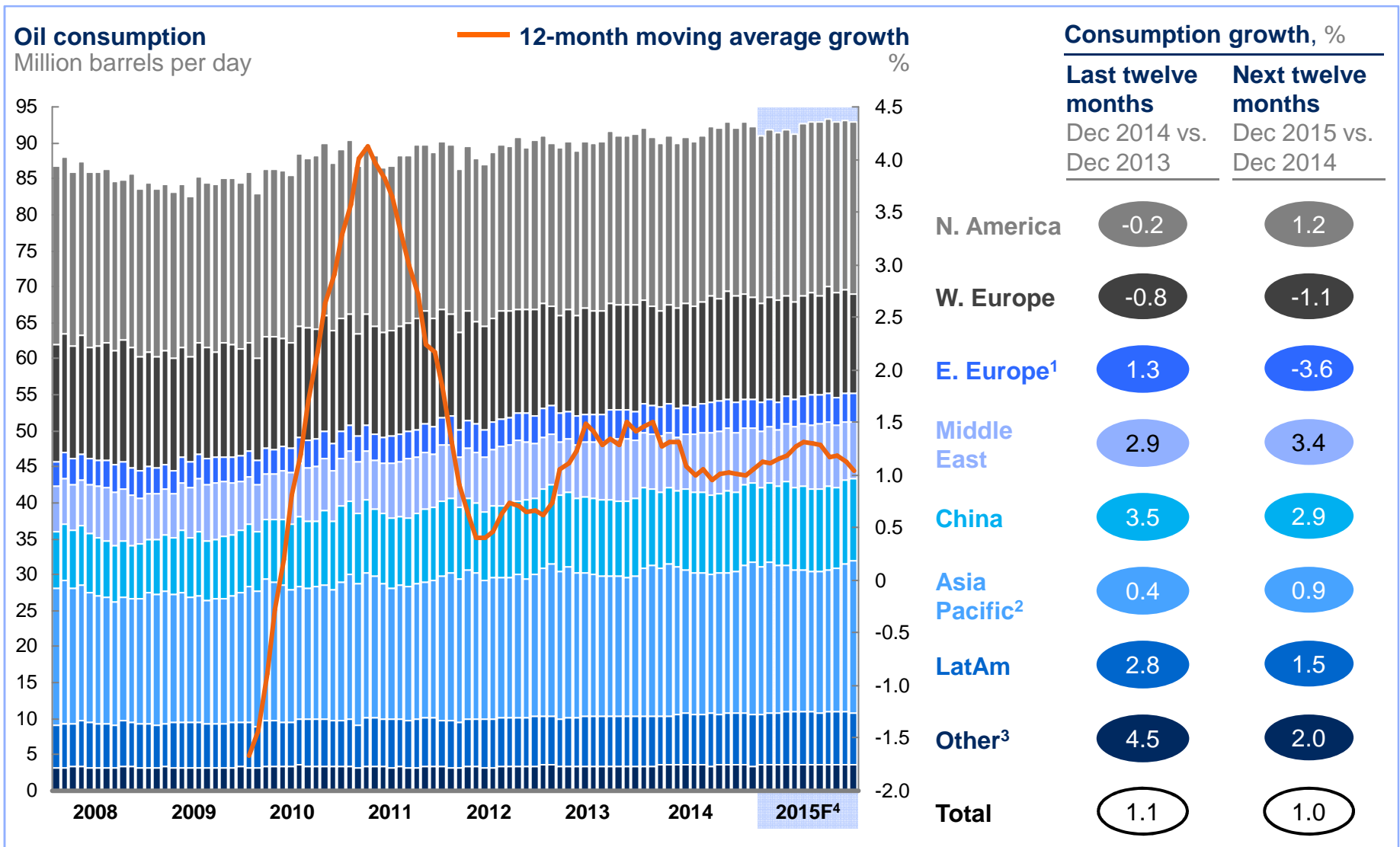


# 1 Global GDP outlook remains stable with sustained growth in North America



1 Includes Russia and Turkey 2 includes Africa 3 World Market Monitor and IMF forecasts

# 1 As a result oil consumption remains subdued



1 Includes Russia 2 includes other Eurasia 3 includes Africa 4 EIA forecasts for Jan15-Dec15



## 2 Growth in US output and recovery in some political wildcard producers kept the market well-supplied, growing supply at ~3% p.a.

Continued growth of LTO and recovery in political wildcards...

USA

- US total output increased by ~1.6 Mbd in 2014 from light tight oil production

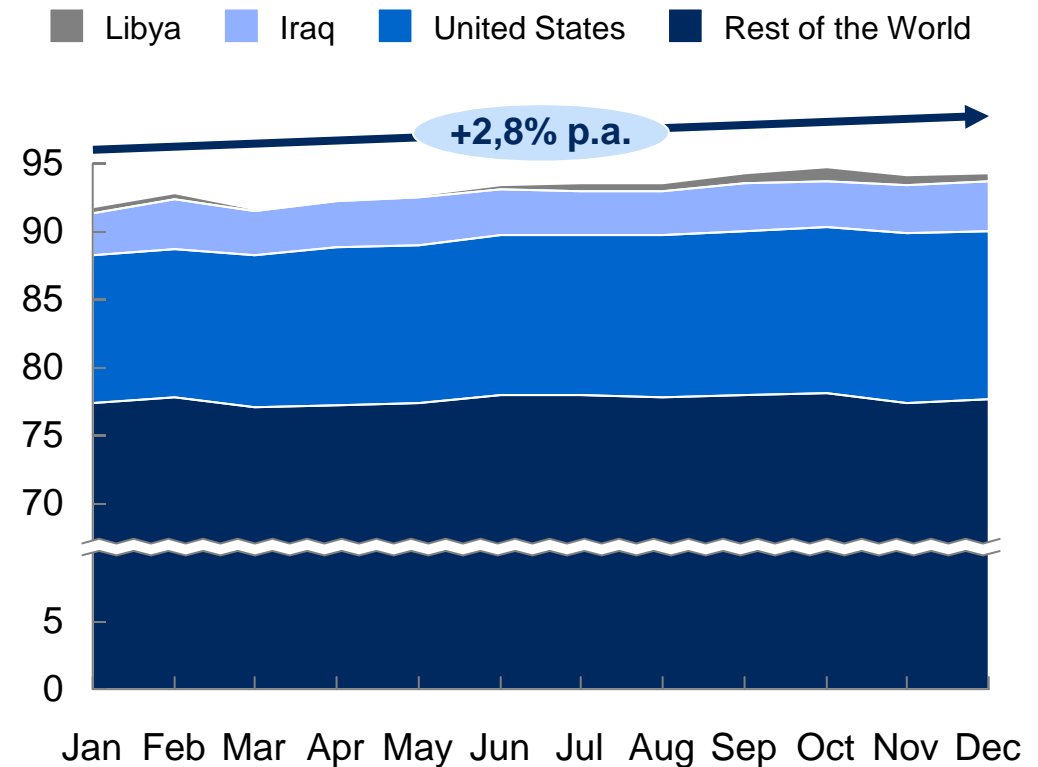
Political wildcards

- Iraq increased production by 200,000 bbl per day in May
- Libya more than doubled its production between June and August, from 270,000 to 590,000 bbl per day
- No major disruptions in other high political risk producers

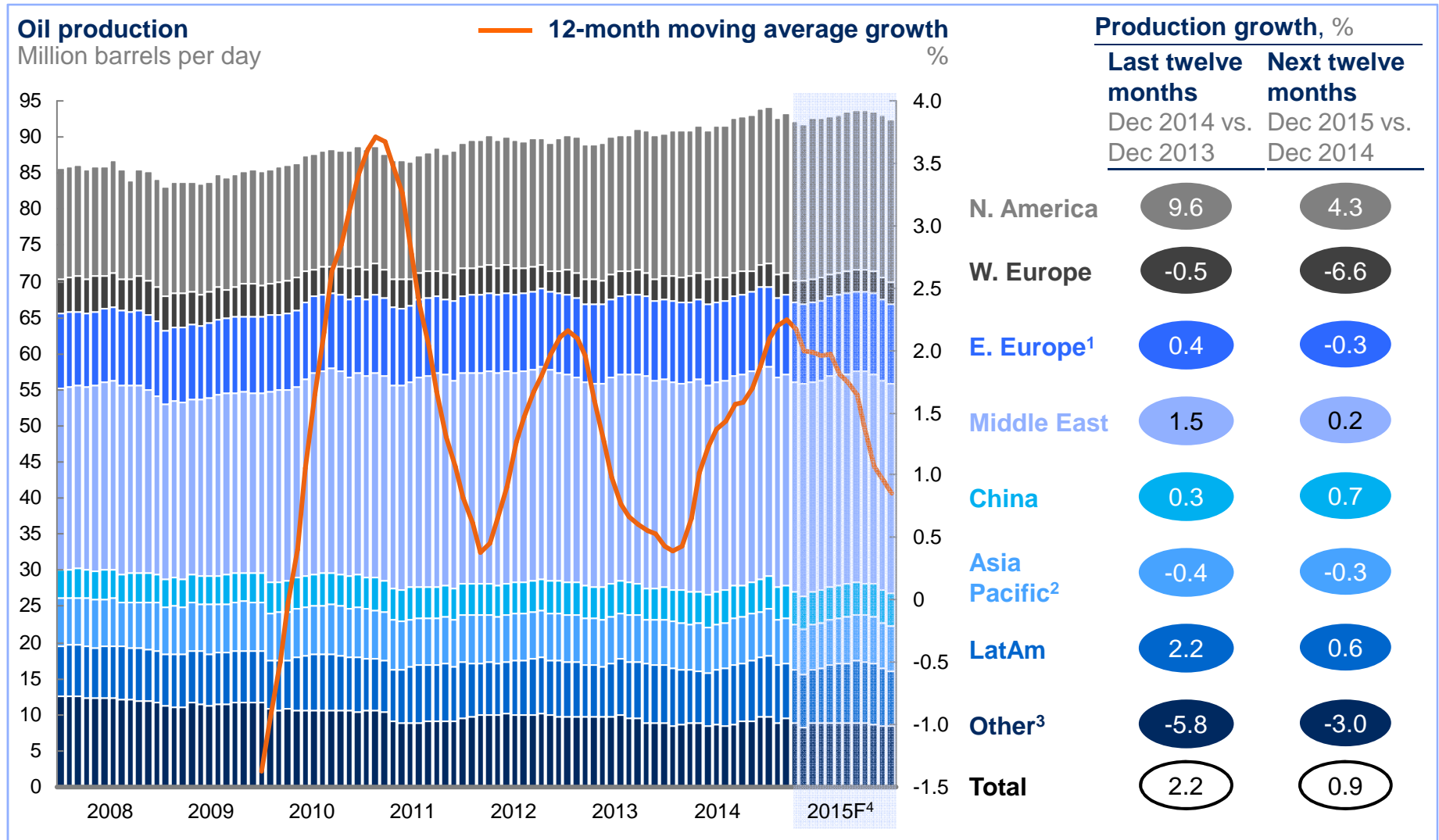
...is resulting in a 3% annual growth in crude oil supply for 2014

Global crude production in 2014

Mbd



## 2 Production is still increasing, led by shale development in North America

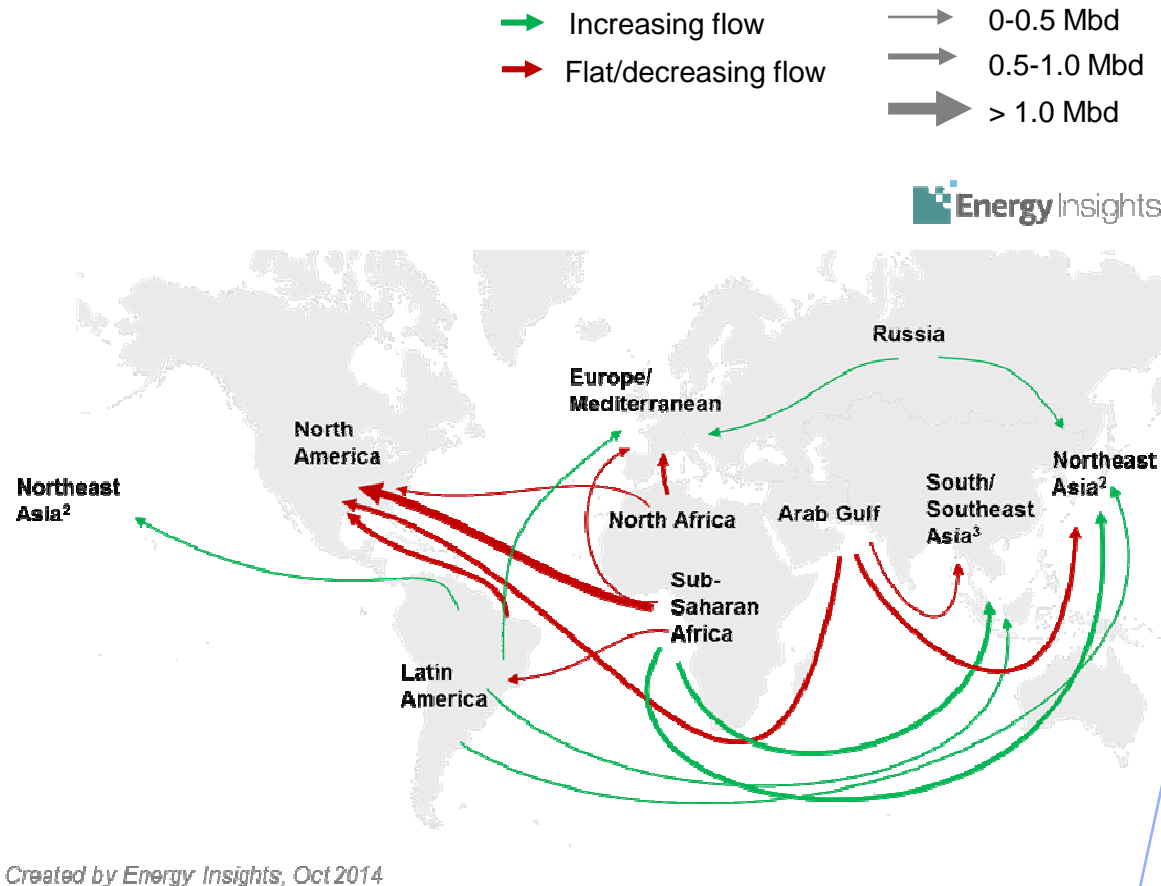


1 Includes Russia 2 includes other Eurasia 3 includes Africa 4 EIA forecasts for Jan15-Dec15

### 3 Changing global crude flows are a core driver behind price environment

#### Rising competition among crude exporters for Asian markets ...

##### Shift in major crude trade flows<sup>1</sup> – 2012 to 2015



#### ... has create a battle for share

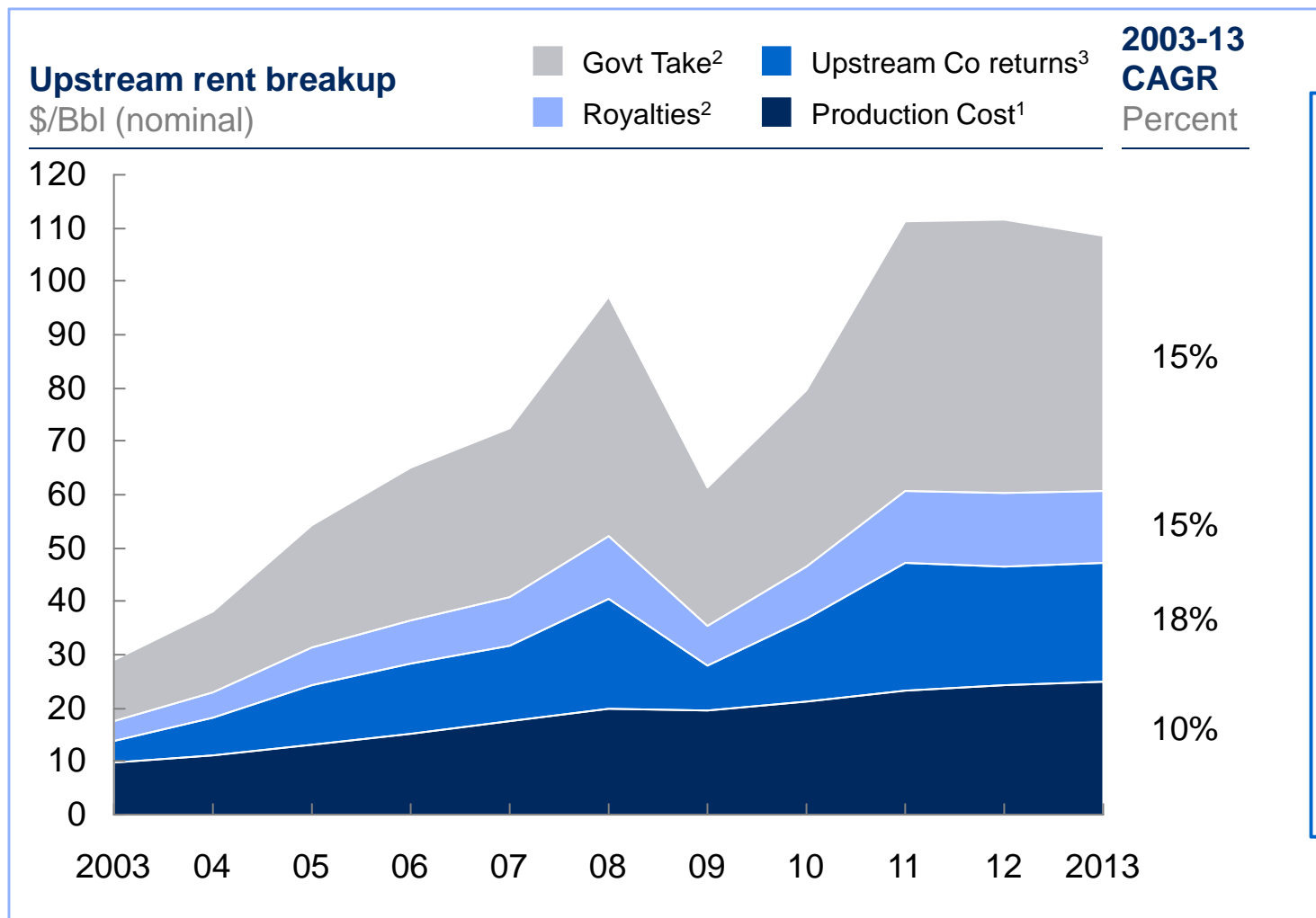
- Significant Atlantic Basin crudes (i.e., from West Africa and South America) need to get into Asia-Pacific markets as they get displaced from North America
- Saudi Arabia lowered its formula price for Asia by USD 2.7/bbl in September – undercutting new competitors including fellow OPEC member Nigeria – which shows a signal towards protecting volume over price, against calls from other OPEC members to stop the slide in oil prices

1 Only flows above 50 kbd included

2 Includes Japan, Korea, Taiwan, China

3 Includes South Asia, Southeast Asia, and Australia/ New Zealand

### 3 Government take and royalties absorbed most of the increase in oil price



- Key implications**
- Oil price is to a large extent driven by fiscal costs, which make up a larger proportion that 10 years ago
  - Decline will affect fiscal take and company profits significantly
  - While production costs have risen, at current oil prices the industry is far from average break even cost

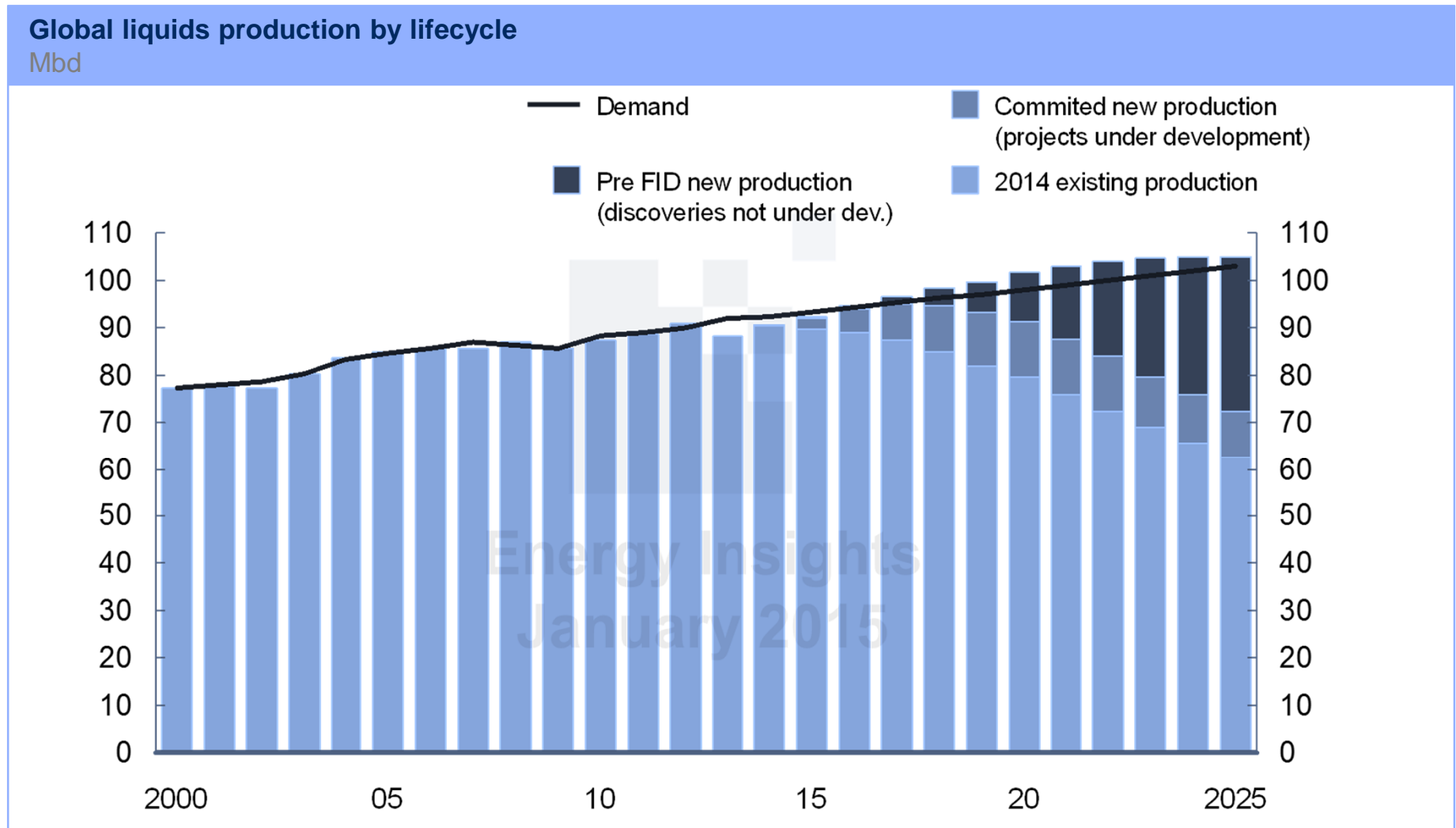
1 Weighted avg opex +capex calculated as a % of revenues for the top 36 producers by production regions [Majors(5), top Independents(12), top NOCs(10) and top INOCs(9)] and applied that % to Brent price

2 Weighted average govt take & royalties calculated as a % of revenue for the above 36 companies and the % applied to Brent

3 Based on weighted avg cash flows for the 36 companies as a % of revenue and the % applied to Brent

### 3 Supply is mostly inelastic in the short term, although by 2025 almost a third of the production would come from projects yet to be sanctioned

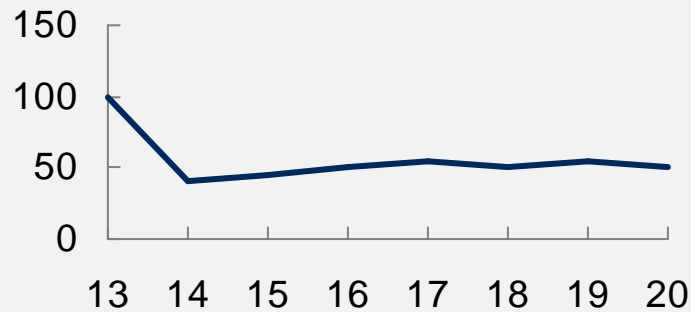
PRELIMINARY



## We see potential for three different price regimes

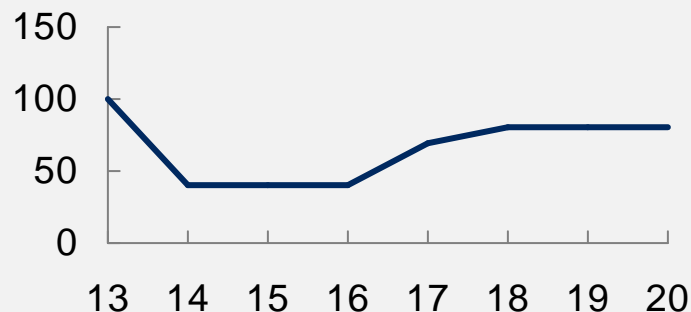
### Price outlook

#### New era of low prices



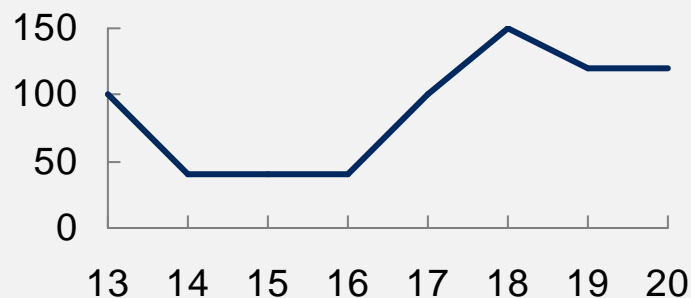
- Low oil prices do not materially slow down oil production – as reduction in factor cost fundamentally lowers break-even price
- Limited demand response

#### Medium term Recovery



- Market has demand and/or supply response to low prices. Eg.
  - Demand goes up
  - North American production reduces
- Reduction in factor cost lowers break-even price

#### Long-term swings



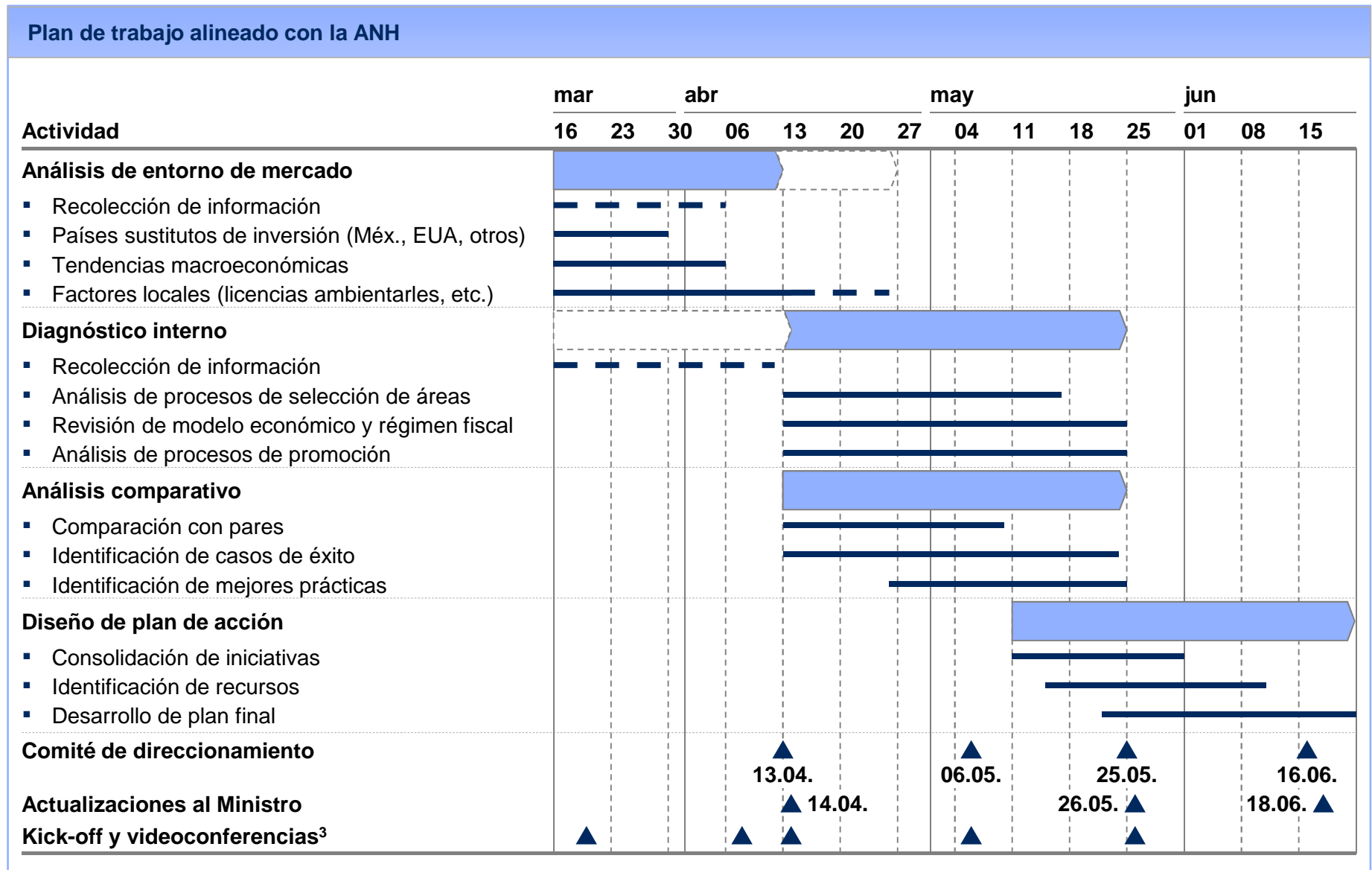
- Sustained drop in oil price as production stays high.
- Will drive significant (offshore) project deferrals resulting in medium term supply shortage which could likely drive a sharp price spike above \$100/barrel

## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - **Cronograma**
  - Estructura prevista para el desarrollo del estudio
-

# Cronograma del estudio alineado con la ANH





## Contenido



- 
- Análisis del entorno global (documento presentado en Steering Committee del 15 de Abril de 2015)
  - Información adicional del análisis del entorno global
  - Profundización de Competidor: México
  - No convencionales en Estados Unidos de América
  - Precios y tendencias que impactan la industria
  - Cronograma
  - **Estructura prevista para el desarrollo del estudio**
-

# Entregable 1 (Análisis del Entorno Global)

## Tabla de contenidos preliminar

### ▪ **Reforma Energética en México**

- Contexto de la industria, cambios clave e implicaciones en inversión
  - Principales cambios e implicaciones en hidrocarburos
  - Principales cambios e implicaciones en electricidad
- Evolución esperada del sector energético mexicano en el mediano plazo e implicaciones para Colombia
  - Bloques ofertados, términos comerciales e inversionistas interesados en hidrocarburos y su impacto en Colombia
  - Activos ofertados, términos comerciales e inversionistas interesados en electricidad y su impacto en Colombia

### ▪ **El Efecto de Estados Unidos**

- Desarrollo de no convencionales
- Impacto de shale gas
- Principales implicaciones para Colombia y la ANH

### ▪ **Perspectivas Sobre el Precio del Crudo**

- Demanda y consumo
- Oferta y producción
- Escenarios de precios futuros
- Principales implicaciones para Colombia y la ANH

### ▪ **Recomendaciones**

## Entregable 2 (Análisis del Entorno Nacional)

PRELIMINAR

Tabla de contenidos preliminar

- **Elementos de entorno nacional que impactan industria de hidrocarburos**
  - Inversión en infraestructura
  - Beneficios sociales y comunitarios
  - Preservación del ambiente
  - Creación de empleo y construcción de habilidades
  - Contribución fiscal
- **Ranear a Colombia a nivel internacional en palancas más relevantes**
- **Realizar entrevistas en profundidad para comprender la situación actual, amenazas y problemas de la industria de hidrocarburos**
  - Empresas
  - Comunidades
  - Gobierno local
  - Gobierno central
- **Identificar áreas de oportunidad para mejorar las palancas, con énfasis en:**
  - Licencias ambientales
  - Gestión de comunidades
  - Infraestructura e industria de servicios

## Entregable 3 (Diagnóstico interno)

PRELIMINAR

### Tabla de contenidos preliminar

- **Situación global de oferta y demanda por exploración de recursos hidrocarburíferos**
  - Tamaño global de la inversión en exploración
  - Tipos de inversionista existentes en el mercado
  - Características de la oferta global de bloques para exploración
- **Diagnóstico de la oferta de bloques y condiciones de inversión en Colombia**
  - Revisión del proceso de identificación de las áreas a ofertar en cada ronda
  - Revisión de los términos de referencia, estructura de los contratos y condiciones
  - Revisión de los términos fiscales
  - Resumen de oportunidades identificadas en la oferta de bloques y condiciones de inversión
- **Diagnóstico de actividades de promoción e inteligencia de mercado para captar inversión**
  - Revisión de procesos para promocionar a Colombia como destino atractivo de inversión
  - Revisión de procesos para promocionar rondas y/o bloques específicos
  - Resumen de oportunidades identificadas en promoción e inteligencia de mercado
- **Diagnóstico de actividades de apoyo durante evaluación y adjudicación de inversiones**
  - Revisión de la presentación y contenido de la información técnica facilitada a inversionistas
  - Revisión de la efectividad y eficiencia del proceso de subasta y adjudicación
  - Resumen de oportunidades identificadas en apoyo durante procesos evaluación y adjudicación
- **Diagnóstico de actividades de generación de lealtad en inversionistas**
  - Revisión de procesos de entendimiento de satisfacción de inversionistas
  - Revisión de procesos de mejora continua en base a retroalimentación de inversionistas
  - Resumen de oportunidades identificadas en generación de lealtad en inversionistas

## Entregable 4 (Análisis comparativo y competitivo del mercado)

PRELIMINAR

Tabla de contenidos preliminar

- **Metodología de elección de organizaciones<sup>1</sup> a referenciar**
  - Criterios de definición
  - Calificación de organizaciones
- **Casos de estudio**
  - Estrategias de promoción
  - Descripción del proceso de adjudicación y tiempos
  - Términos de referencia, modelos económicos y estructura de contratos
  - Resultados de actividades de promoción
- **Identificación de mejores prácticas e implicaciones para ANH**
  - Elementos clave en estrategias, procesos, modelos económicos y otros para asegurar éxito
  - Implicaciones para ANH

<sup>1</sup> Puede incluir agencias nacionales y otros actores como NOCs que cumplen la misma función

## Entregable 5 (Plan de acción)

PRELIMINAR

Tabla de contenidos preliminar

- **Iniciativas identificadas para implementación en la ANH**
  - Descripción de iniciativas
  - Priorización de ejecución
- **Descripción detallada de cada iniciativa y recursos requeridos para poder ejecutarla**
  - Objetivo y alcance
  - Identificación de responsables y partes interesadas
  - Impacto para ANH
  - Hitos clave para obtención de impacto
  - Recursos requeridos para ejecución
- **Plan de trabajo detallado y modelo de gobierno sugerido**
  - Cronograma detallado de trabajo
  - Modelo de gobierno
- **Que debemos creer para que la ANH obtenga el impacto identificado**
  - Elementos clave de la transformación de una función
  - Requerimientos para la ANH