

Mejorando la competitividad del sector de hidrocarburos en Colombia



Diagnostico Interno

Bogotá D.C., junio de 2015

CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY

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

Contenido

-
- **Objetivos y metodología del diagnóstico**
 - Resumen de resultados
 - Detalle de las iniciativas propuestas
(según presentado el 13 de Junio de 2015)
-

El acuerdo para este tercer entregable fue realizar un diagnóstico del proceso actual de promoción y adjudicación de la ANH

SEGÚN CONTRATO

Contenido del diagnóstico

- Análisis del proceso de promoción y adjudicación de áreas que actualmente utiliza la ANH
- Dicho análisis debe contemplar las posibles ventajas y desventajas que se identifiquen del modelo actual
- En este punto es importante contar con la caracterización de los puntos críticos y oportunidades de mejora a corto, mediano y largo plazo

Elementos mínimos a considerar

- Este diagnóstico deberá cubrir como mínimo los siguientes puntos:
 - Proceso de identificación de áreas a ofertar
 - Presentación y contenido de la información técnica
 - Actividades de promoción e inteligencia de mercado para captar inversión
 - Proceso de adjudicación
 - Términos de referencia, estructura de los contratos y condiciones (con el apoyo de especialista sénior en tema)
 - Términos fiscales

El diagnóstico fue guiado por un marco de referencia que incluye una aspiración para la industria y una serie de elementos habilitadores

Listado de elementos considerados para el diagnóstico

Abc = Elementos mínimos
Abc = Elementos adicionales

Elementos habilitadores a estudiar	
Tema	Elementos considerados
Aspiración de largo plazo para la industria	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulación del potencial de inversión, reservas y producción que la industria podría alcanzar en 2030 ▪ Elementos que determinan la aspiración <ul style="list-style-type: none"> – Bloques ofertados – Empresas que ofertan – Adjudicaciones – Sísmica – Pozos perforados – Resultados exploratorios – Recobro mejorado 	
Información de prospectividad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Disponibilidad de información técnica ▪ Presentación y contenido de la información técnica ▪ Distribución de la información técnica a potenciales inversionistas
Interacción con clientes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Proceso de identificación de áreas a ofertar ▪ Actividades de promoción e inteligencia de mercado para captar inversión ▪ Proceso de adjudicación
Atractividad de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Términos de referencia ▪ Estructura y condiciones de los contratos ▪ Términos fiscales
Tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Disponibilidad de líneas bases ambientales ▪ Autorizaciones para actividades costa afuera ▪ Medidas de manejo ambiental para sísmica ▪ Licenciamiento ambiental para exploración
Procesos de soporte a la ejecución	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procesos internos de la ANH ▪ Procesos externos a la ANH, de otras entidades involucradas en licenciamiento y ejecución de proyectos de TEA y E&P

Los distintos elementos del marco de referencia fueron estudiados utilizando múltiples fuentes de información complementaria

NO EXHAUSTIVO

Tipo de fuente	Ejemplos de elementos considerados
Entrevistas estructuradas a actores clave de la industria	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepresidentes, gerentes y funcionarios de las distintas vicepresidencias de la ANH ▪ Altos directivos de operadores prioritarios, tanto presentes como ausentes en Colombia ▪ Directivos y funcionarios de agencias gubernamentales claves en la regulación, tramitación y/o fiscalización de la ejecución de contratos de hidrocarburos ▪ Expertos internacionales de la práctica de Gas y Petróleo de McKinsey ▪ Representantes de comunidades locales ▪ Representantes de la asociación gremial de hidrocarburos (ACP)
Análisis de estadísticas e información públicamente disponible	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Características de las cuencas sedimentarias y bloques en Colombia ▪ Información técnica disponible por bloque, incluyendo estudios de prospectividad ▪ Estadísticas y pronósticos locales y globales de producción, reservas e inversiones en E&D ▪ Información pública de operadores potencialmente interesados en invertir en Colombia ▪ Plazos, requisitos y complicaciones para el licenciamiento ambiental y social de proyectos ▪ Marco regulatorio y fiscal en Colombia (con apoyo de especialista sénior) ▪ Términos de referencia, estructura de los contratos y condiciones (con apoyo de especialista sénior)
Contraste con mejores prácticas a nivel global	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procesos, términos de referencia, condiciones contractuales y términos fiscales de agencias internacionales con funciones similares a la ANH ▪ Tipos de regulaciones técnico-ambientales internacionales, con ventajas y desventajas ▪ Mejores prácticas en exploración, desarrollo y producción
Análisis de procesos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resultados de las rondas de licenciamiento pasadas ▪ Procesos que la ANH utilizó para ejecutar rondas anteriores de licenciamiento ▪ Proceso punta-a-punta que debe seguir un operador para adjudicarse y ejecutar contratos ▪ Niveles de servicio y sistemas de gestión interna de la ANH

Por ejemplo, se realizaron más de 40 entrevistas con clientes y socios de la ANH para entender el punto de partida e identificar puntos de mejora



Contenido

-
- Objetivos y metodología del diagnóstico
 - **Resumen de resultados**
 - Aspiración propuesta
 - Puntos críticos y oportunidades de mejora
 - Detalle de las iniciativas propuestas
(según presentado el 13 de Junio de 2015)
-

A partir del diagnóstico se generó una propuesta de aspiración para la industria y una lista de 8 oportunidades de mejora

Resumen de principales resultados del diagnóstico

Aspiración propuesta

- La aspiración de crecimiento hacia futuro debe partir de metas concretas en el número de bloques a adjudicar en las siguientes rondas
- Para lograr la aspiración de adjudicaciones, es necesario atraer a más operadores interesados en cada tipo de área
- En un escenario medio de simulación, para 2030 Colombia podría lograr un nivel de producción y reservas algo más favorable que el escenario actual
- Dependiendo del éxito exploratorio y tamaño de futuros descubrimientos, los resultados de la aspiración podrían variar significativamente

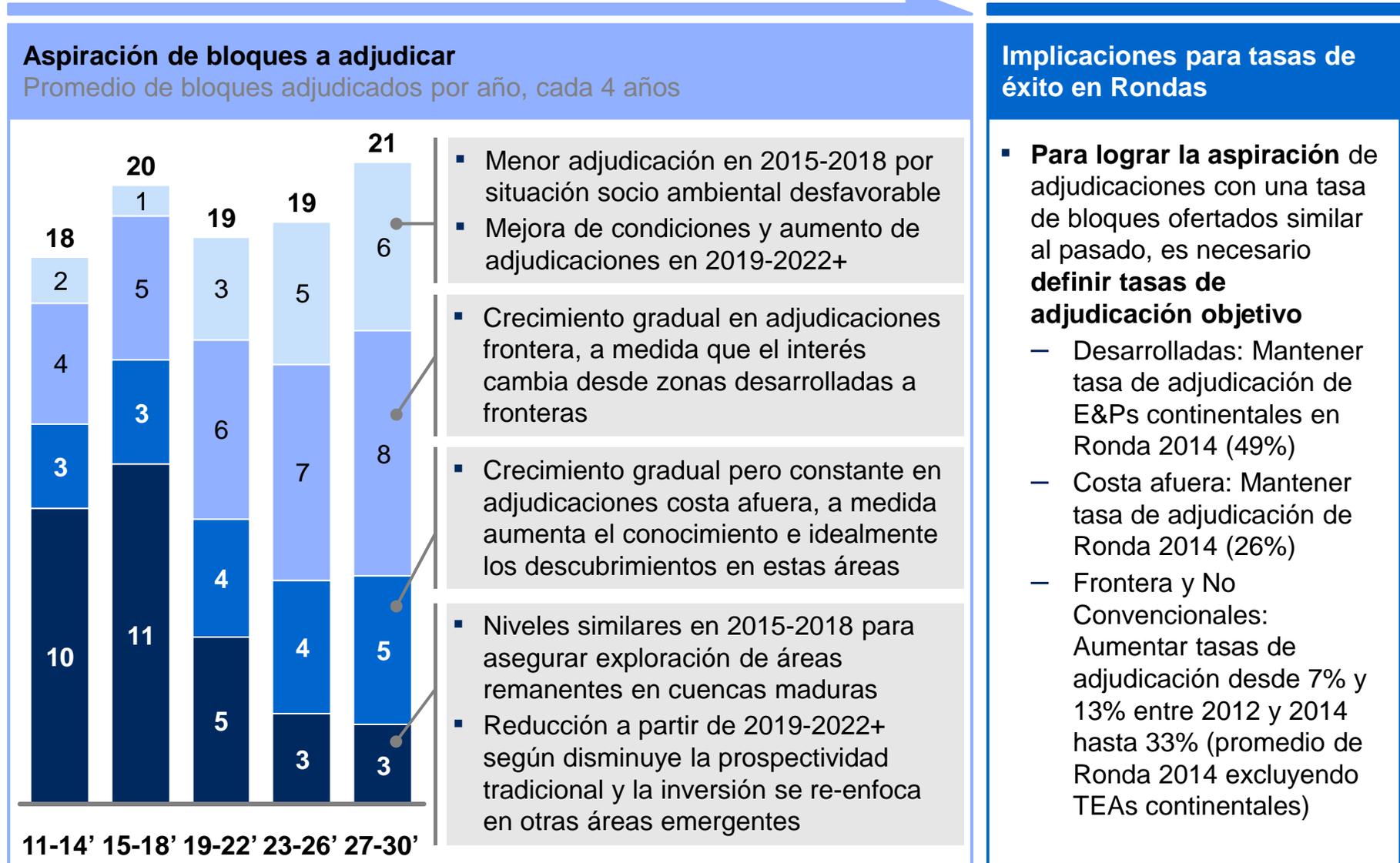
Puntos críticos y oportunidades de mejora

- A partir de la aspiración y el estudio de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades concretas de mejora
- Cada oportunidad de mejora tiene responsables y tiempos de desarrollo diferenciados
- Para el gobierno, la inversión en las iniciativas puede generar un valor adicional de USD 0.6 a 1.9 Bn en mayores ingresos fiscales

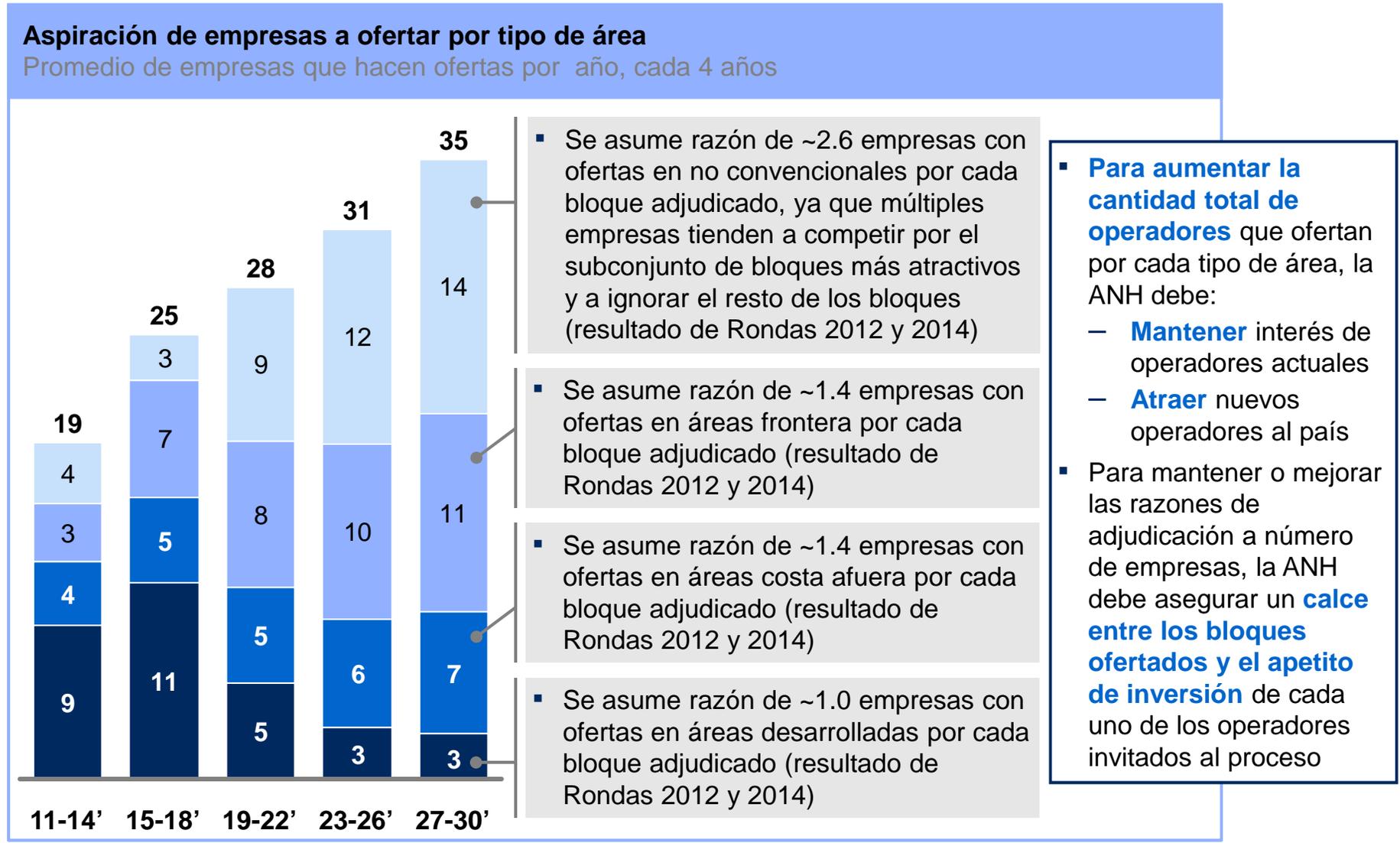
Contenido

-
- Objetivos y metodología del diagnóstico
 - **Resumen de resultados**
 - **Aspiración propuesta**
 - Puntos críticos y oportunidades de mejora
 - Detalle de las iniciativas propuestas
(según presentado el 13 de Junio de 2015)
-

La aspiración de crecimiento hacia futuro debe partir metas concretas en el número de bloques a adjudicar en las siguientes rondas



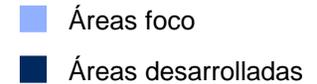
Para lograr la aspiración de adjudicaciones, es necesario atraer a más operadores interesados en cada tipo de área



ASPIRACIÓN

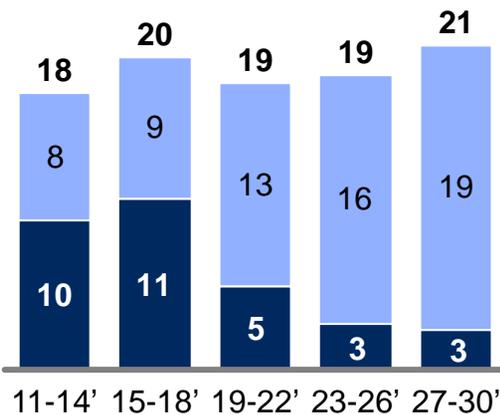
Con este nivel de bloques adjudicados, estimamos que la actividad exploratoria crítica sería reactivada en el mediano y largo plazo

Estimación de niveles de actividad – Escenario medio



Adjudicaciones

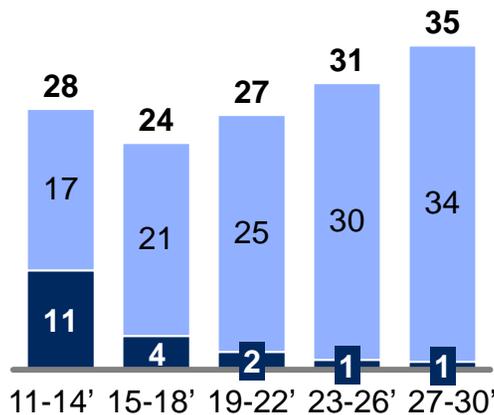
Bloques/año promedio



- Aspiración de adjudicación de bloques deriva tasa de éxito de adjudicación esperada y atracción de empresas interesadas
- La aspiración incluye una cantidad de adjudicaciones similar a la histórica, pero **incrementando la proporción de bloques en zonas foco**

Sísmica 2D equivalente³

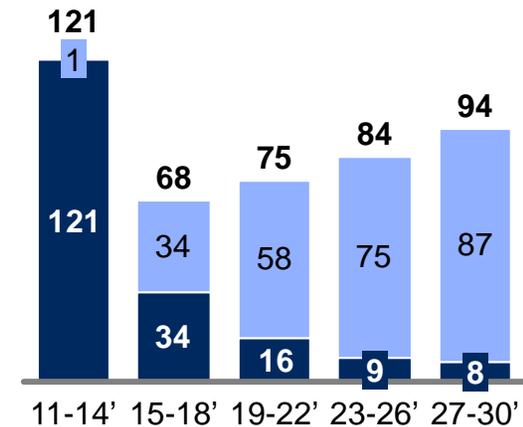
Miles de km/año promedio



- Para 2015 en adelante se asume la tasa histórica de sísmica por cada pozo exploratorio perforado
 - 110 km/pozo continental
 - 2,560 km/pozo costa afuera
- La aspiración incluye **reenfocar los esfuerzos de sísmica** hacia zonas foco (desde ~40% de sísmica en desarrolladas hasta <5% en 2027-2030)

Pozos exploratorios⁴

Pozos perforados/año promedio



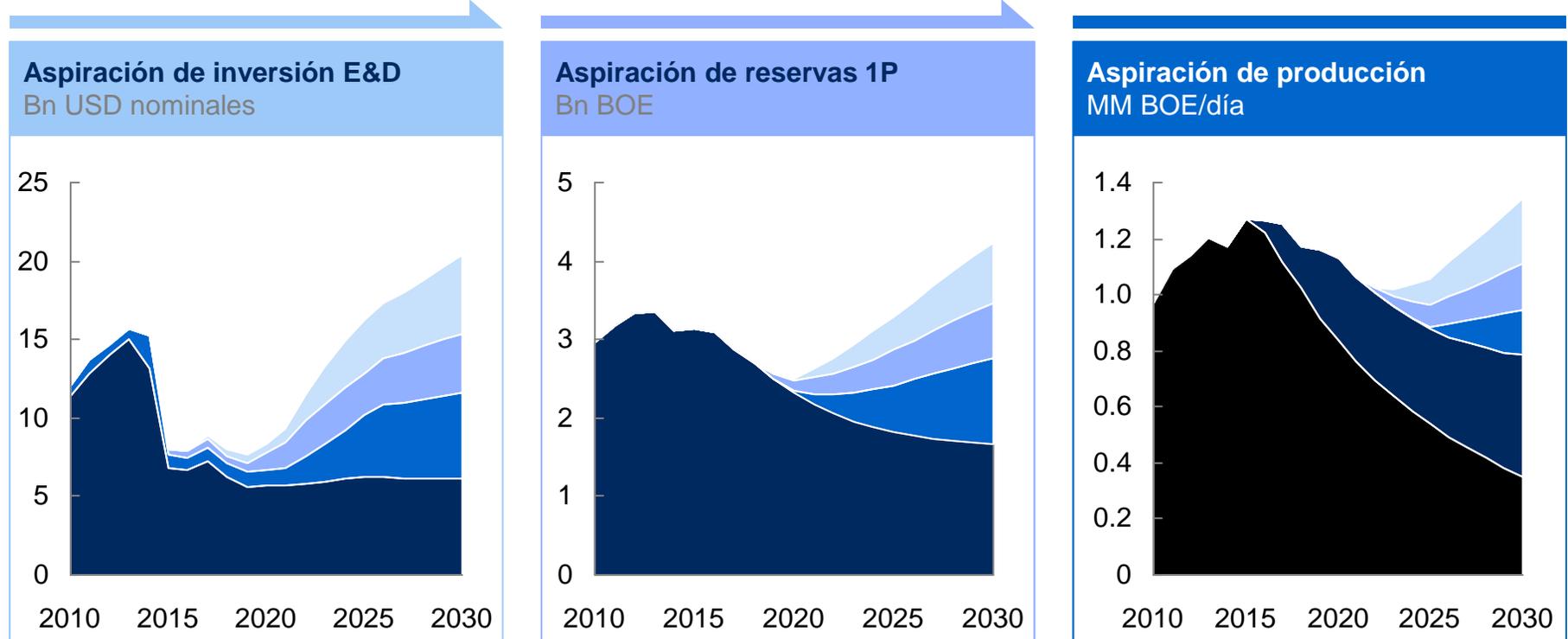
- Para 2015 en adelante se asumen planes exploratorios mínimos (3 pozos por bloque en áreas desarrolladas, 2 costa afuera, 4 frontera y 8 NC)
- La aspiración incluye **aumentar significativamente la perforación en zonas foco** y reducir la perforación en zonas desarrolladas

ASPIRACIÓN

Con todos los elementos descritos, para 2030 Colombia podría lograr un nivel de producción y reservas algo más favorable que el escenario actual

Estimación de inversión, reservas y producción – Escenario medio¹

■ No convencionales
 ■ Frontera
 ■ Costa afuera
 ■ Desarrolladas²
■ Escenario base ANH³



- **Exploración y recobro mejorado** en áreas desarrolladas podrían sostener la producción hasta 2018-2019
- **Declinación de campos actuales** podría generar una caída de producción entre 2019-2025
- **Exploración y desarrollo de áreas foco** (costa afuera, frontera y no convencionales) podría permitir una nueva ola de crecimiento a partir de 2025, recuperando niveles de producción actuales en ~2030

¹ Se simularon tres escenarios variando las tasas de éxito del capital invertido en exploración

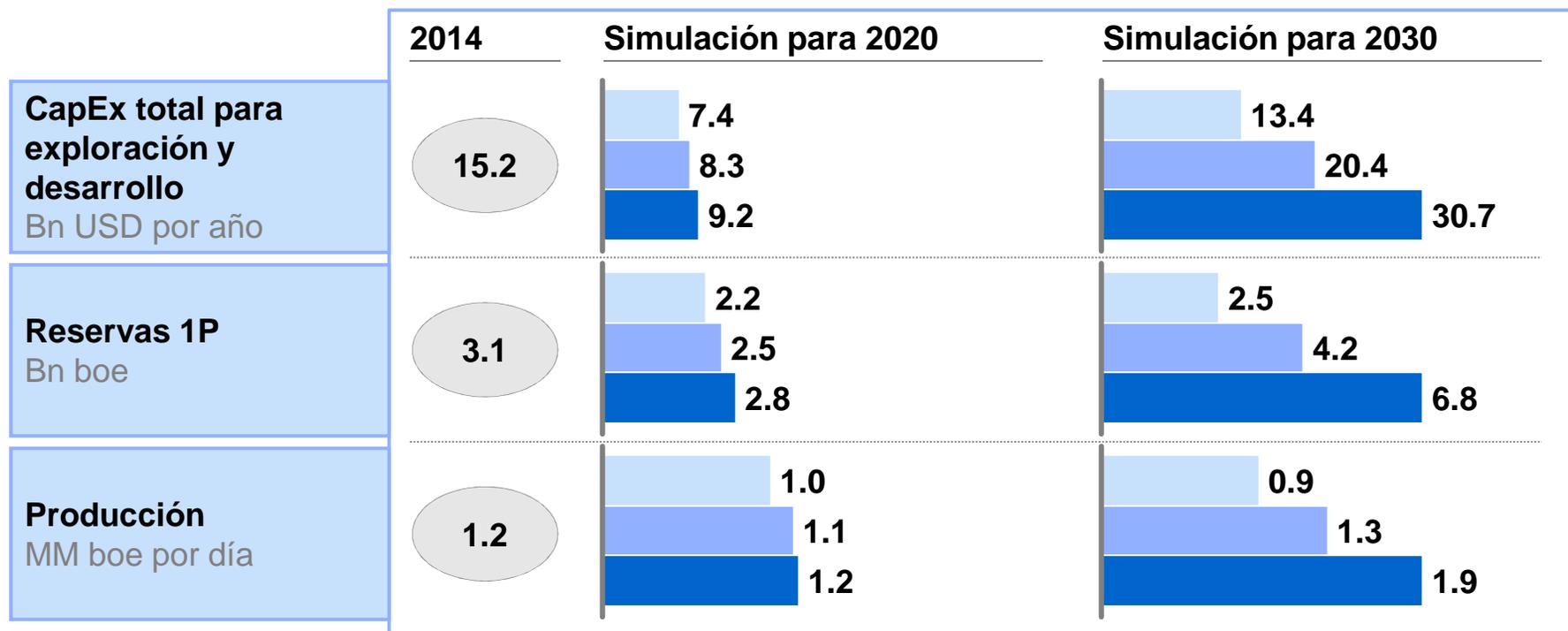
² Asume inversiones en recobro mejorado hasta alcanzar factor de recuperación último de ~30% en 2030 vs. 24% actual

³ Asume escenario base de ANH-VORP para 2015-2021 y asume tasa de declinación constante e igual al período anterior para 2022-230 (-8.3% p.a.)

ASPIRACIÓN

Dependiendo del éxito exploratorio y tamaño de futuros descubrimientos, los resultados de la aspiración podrían variar significativamente

Escenario bajo Escenario medio Escenario alto



Supuestos para escenarios
Éxito / descubrimiento medio (MM boe)

Áreas / Escenarios	Bajo	Medio	Alto
Desarrolladas	20% / 1.5	29% / 3.6	38% / 4.0
Costa afuera	18% / 40.0	26% / 65.0	34% / 90.0
Frontera	6% / 15.0	9% / 40.0	12% / 65.0
No convencionales	20% / 6.0	29% / 12.0	38% / 18.0

Contenido

-
- Objetivos y metodología del diagnóstico
 - **Resumen de resultados**
 - Aspiración propuesta
 - **Puntos críticos y oportunidades de mejora**
 - Detalle de las iniciativas propuestas
(según presentado el 13 de Junio de 2015)
-

Las entrevistas iniciales permitieron establecer hipótesis sobre temas críticos y oportunidades para cumplir la aspiración

EJEMPLOS – NO EXHAUSTIVO

Oportunidades	Ejemplos de comentarios escuchados en entrevistas
Invertir en prospectividad	<ul style="list-style-type: none"> “El principal factor y el más importante que evaluamos para decidir en qué país invertir, es la prospectividad” – Múltiples Gerentes Internacionales de Exploración y Desarrollo¹ “Nosotros (operadores pequeños) filtramos zonas prioritarias con bases de datos públicas y asesores especializados. Colombia no parece demasiado atractiva en esas fuentes” – Gerente General, Operador Extranjero
Mejorar interacción con clientes	<ul style="list-style-type: none"> “Quisiéramos invertir en ciertos bloques, pero nos toca esperar 2 o más años hasta que la ANH quiera licenciarlos. Un mecanismo de adjudicación directa agilizaría a la industria” – Ejecutivo, Operador Regional
Mejorar atractividad de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> “La tabla de precios unitarios desincentiva la eficiencia en costos. Nuestros pozos son mucho más baratos que en la tabla, pero nuestra eficiencia no se refleja en mayor rentabilidad” – Ejecutivo, Operador Regional
Reducir tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> “La información ambiental y social de bloques frontera es poco confiable. La incertidumbre geológica junto al potencial para restricciones operacionales nos llevan a evitar bloques continentales” – Ejecutivo, Operador Global “No existen procedimientos ni referencias claras para licenciamiento de procesos offshore, lo que genera inconsistencias y demoras en la evaluación de proyectos” – Funcionario, Agencia Gubernamental Colombiana
Optimizar procesos de soporte	<ul style="list-style-type: none"> “Las descoordinaciones y burocracia entre agencias gubernamentales retrasan significativamente los procesos. Nos gustaría ver a la ANH como coordinador, similar a proyectos PINES” – Ejecutivo, Operador Global

¹ Punto validado por 100% de expertos internacionales consultados (incluyendo empresas globales y regionales)
FUENTE: Análisis equipo de trabajo

A través del diagnóstico, se validó la lista de puntos críticos que obstaculizarían el desarrollo de la aspiración para el sector

NO EXHAUSTIVO

Oportunidad	Ejemplos de puntos críticos identificados y directamente atacados por la oportunidad
Invertir en prospectividad	<ul style="list-style-type: none"> Alta incertidumbre en prospectividad de Colombia, especialmente en áreas costa afuera, frontera y no convencional
Mejorar interacción con clientes	<ul style="list-style-type: none"> Estrategia de salida al mercado no optimizada para segmentos prioritarios Altos requisitos financieros en bloques de interés potencial para operadores pequeños Congelamiento por 2 años por no adjudicación de bloques foco ofertados en rondas Inexistencia de un único punto de contacto para operadores en la ANH
Mejorar atractividad de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> Incertidumbre de competitividad por reformas tributarias y ajustes fiscales Programas mínimos exploratorios caros por uso de tabla de precios unitarios y programas mínimos de exploración
Tiempos de licenciamiento ambiental	<ul style="list-style-type: none"> Inexistencia de líneas base ambientales/sociales costa afuera y frontera Incertidumbre y demoras en tiempos de licenciamiento ambiental/social Inexistencia de un marco regulatorio claro para actividades costa afuera Incertidumbre sobre restricciones operativas (p.ej., comunidades) tras licenciamiento Exigencias ambientales regionales inconsistentes entre distintas CARs (p.ej., sísmica costa afuera) Falta de coordinación entre distintos organismos involucrados (p.ej., DAMCRA , ANLA)
Optimizar procesos de soporte	<ul style="list-style-type: none"> Falta de Acuerdos de Nivel de Servicio y sistemas de gestión de tiempos de respuesta y calidad de servicio en procesos críticos para el operador Elevada complejidad para proceso y documentos de habilitación

El diagnóstico también identificó algunos puntos positivos sobre el funcionamiento actual de la industria

NO EXHAUSTIVO

Tema	Ejemplos de puntos positivos identificadas
<p>Información de prospectividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alto nivel de conocimiento geológico en zonas desarrolladas, que permitió ofertar 11 bloques con yacimientos descubiertos no desarrollados en la ronda 2014
<p>Interacción con inversionistas</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buena recepción de los roadshows por parte de la industria, los cuales fueron clasificados por múltiples operadores como de “clase mundial” ▪ Buen funcionamiento del sistema de ejecutivos de cuenta durante la ronda 2014, que entregó un único punto de contacto y un proceso eficiente a través de todo el proceso
<p>Atractividad de condiciones</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejora de competitividad en áreas no convencionales y costa afuera, gracias a las medidas fiscales recientemente adoptadas (menores regalías y derechos por precios altos) ▪ Buena recepción por parte de la industria de las medidas del Acuerdo 02 de 2015 emitido por la ANH, especialmente se valora la flexibilidad adicional para cumplir con los planes de inversión comprometidos
<p>Tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Satisfacción con el apoyo recibido en proyectos PINes y la agilidad de gestión que ha brindado a través de las distintas agencias gubernamentales, para los proyectos de hidrocarburos amparados en este esquema
<p>Procesos de soporte a la ejecución</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buenos comentarios sobre la flexibilidad que muestra la ANH en momentos críticos – si bien a veces la agencia tarda en dar respuestas, tiende a ser razonable en sus respuestas y tomar en cuenta los argumentos de los operadores

PUNTOS CRÍTICOS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA

A partir de la aspiración y el diagnóstico de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades de mejora concretas

Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	✓	✓		✓	0-80 ¹	NA ²
	Interacción con clientes	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	✓	✓	✓	✓	2-3 ³
Mejorar atractividad de proyectos		3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		✓			0
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		✓				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	✓	✓		✓	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	✓				0	50-85
	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		✓			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	✓	✓	✓	✓	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

1 Depende de alternativa elegida; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

Cada oportunidad de mejora tiene responsables y tiempos de desarrollo diferenciados

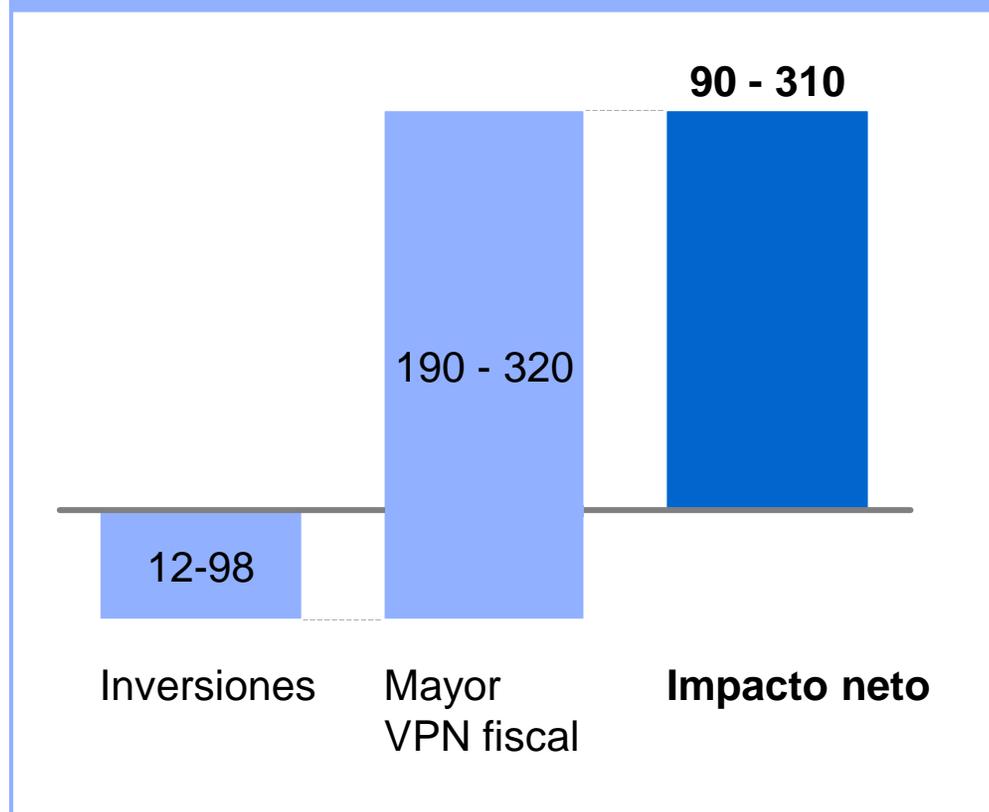
Aspiración		PARA DISCUSIÓN	
		Responsable primario	Horizonte de implementación
Inversión en prospectividad	1 Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	▪ ANH	▪ Corto
Interacción con clientes	2 Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	▪ ANH	▪ Medio
Mejorar atractividad de proyectos	3 Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales	▪ ANH	▪ Corto
	4 Mejora de competitividad de áreas continentales frontera	▪ MME, MinHacienda, MinComer	▪ Medio
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5 Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	▪ ANH, ANLA	▪ Corto
	6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	▪ MME, MADS	▪ Medio
	7 Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental	▪ MME, MADS	▪ Medio
Optimizar procesos de soporte	8 Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	▪ ANH, MME	▪ Corto

Para el gobierno, la inversión en las iniciativas puede generar un valor adicional de USD 0.6 a 1.9 Bn en mayores ingresos fiscales

VPN fiscal, USD MM por ronda

ESTIMACIÓN

Simulación de impacto neto para Ronda 2014 si se hubieran aplicado las iniciativas



- A perpetuidad, la adopción de las iniciativas propuestas podría implicar un impacto neto de **USD 600 – 1,900 MM** en mayores ingresos fiscales para Colombia¹

¹ Asume 2 años de trabajo para lograr el impacto de la Ronda 2014, tasa de descuento de 10% y tasa de crecimiento de 2% a perpetuidad (inflación)

Contenido

-
- Objetivos y metodología del diagnóstico
 - Resumen de resultados
 - **Detalle de las iniciativas propuestas
(según presentado el 13 de Junio de 2015)**
-

A partir de la aspiración y el diagnóstico de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades de mejora concretas

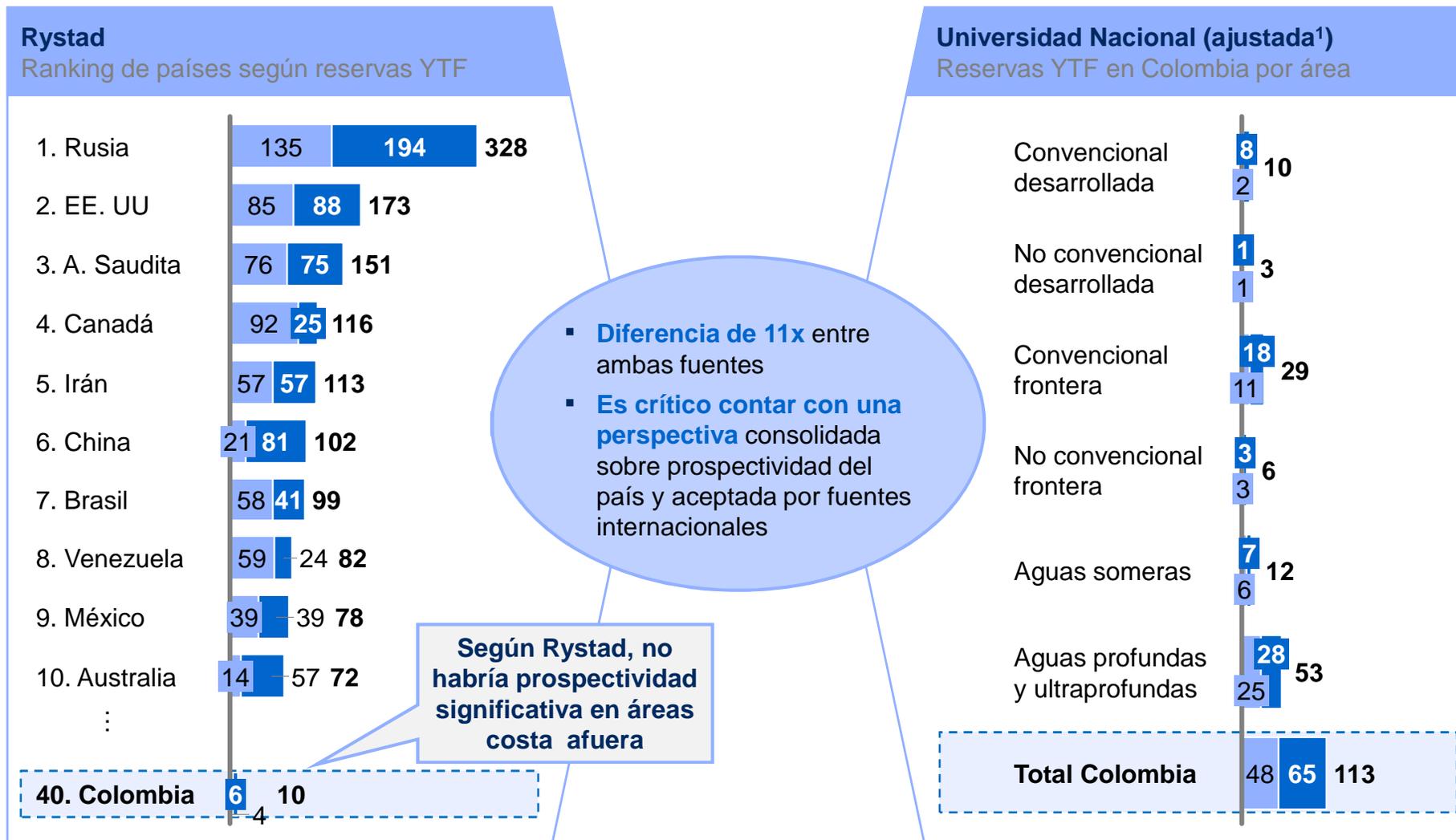
Aspiración						Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014		
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	✓	✓		✓	0-80 ¹	NA ²
	Interacción con clientes	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	✓	✓	✓	✓	2-3 ³
Mejorar atractividad de proyectos		3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		✓			0
	Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		✓			
5		Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	✓	✓		✓	10-15	25-50
6		Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	✓				0	50-85
Optimizar procesos de soporte	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		✓			0	5-15
	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	✓	✓	✓	✓	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

1 Depende de alternativa elegida; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

1 Existe alta incertidumbre sobre recursos prospectivos para Colombia

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

■ Líquido ■ Gas

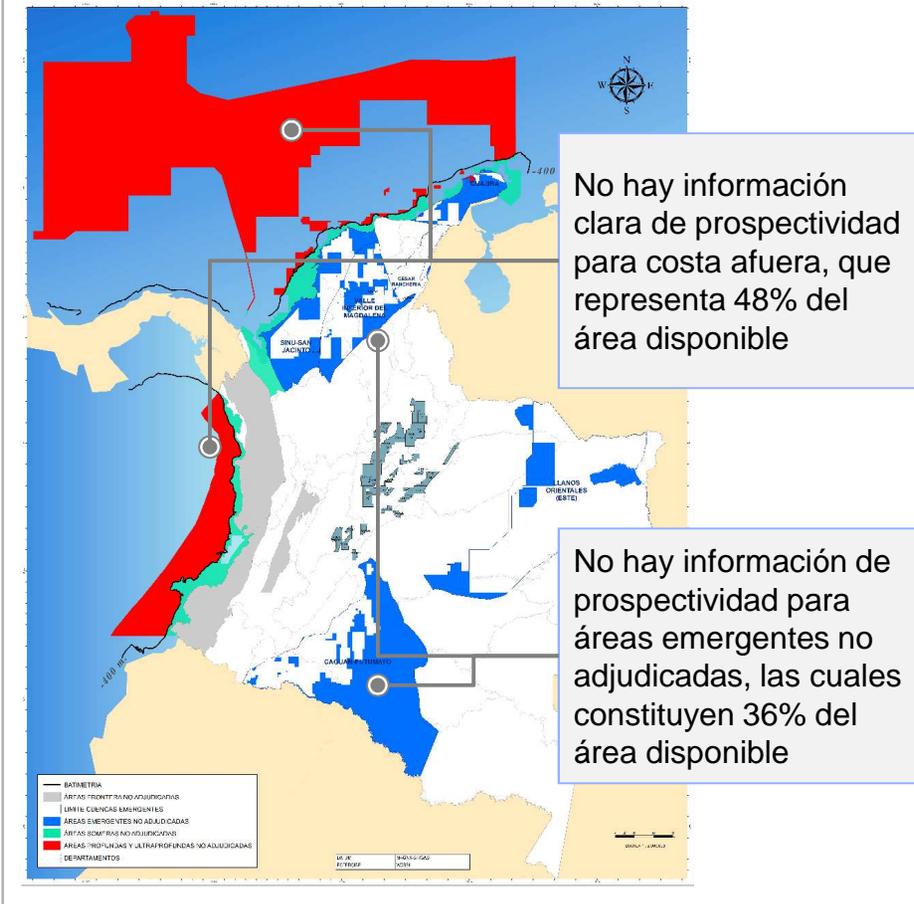


1 Valores OOIP P50 de la UNAL fueron multiplicados por 0.41 para conciliar la estimación P50 de reservas en Sinú-San Jacinto contra los 1.5 MMbbl de estimados recientemente por la Vicepresidencia Técnica de la ANH

1 En especial en las áreas foco la información de prospectividad es limitada y poco confiable

 Detallado adelante

No existe información de prospectividad confiable en áreas foco



Existe tres alternativas para adquirir información de prospectividad

Descripción

Levantamiento de información geológica probabilística

- Se obtiene información geológica comparativa
- No se hace levantamiento en campo de sísmica
- Nivel moderado de exactitud en estimaciones

ANH adquiere información empleando tercero y la distribuye a las operadoras

- Compañía geofísica adquiere sísmica de áreas
- ANH sería propietaria de información
- Inversión de USD 40-80 MM requerida por parte de ANH

ANH emplea a tercero para adquirir y distribuir información a operadoras

- Compañía geofísica adquiere sísmica de áreas y mantiene propiedad de los datos
- No requiere inversión por parte de ANH
- Contratación se haría a través de licitación pública

1 Información de alto nivel se proporciona a ANH para su divulgación

1 Un mecanismo que ha probado acelerar la adquisición de información sísmica y prospectiva es el de usar compañías independientes

Resultados obtenidos en otros países



- **Gobierno adjudicó a compañía privada¹ levantamiento de sísmica**
- Se hicieron **12,500 km de línea sísmica, cubriendo 200,000 km²** en la costa de Grecia
- El costo total aproximado fue **~40 USD MM y tardó ~18 meses en completar**
- Hay un¹ **proveedor oficial de sísmica en la ronda de licenciamiento 2014-2015**
- Empresas **han adquirido sísmica y se han interesado** en la ronda 2 de Grecia que se encuentra actualmente en curso



- En Noruega como regla general **compañías independientes levantan sísmica** en bloques a ser licitados



- **CNH** se encuentra en proceso de **otorgar autorizaciones** a cuatro² empresas para **hacer un tendido de 273,000km** en el golfo de México

Descripción y ventajas

Descripción del mecanismo

- **ANH identifica áreas** tácticas en las que se requiera obtener más información y **contrata a una empresa especializada** por medio de licitación
- **Empresa especializada** levanta y procesa información sísmica y:
 - **Entrega información** con suficiente nivel de detalle para poder promocionar las áreas
 - **Comercializa la información** a operadores interesados en los bloques

Ventajas

- **Acelera el proceso** de estimar prospectividad
- **Asegura que la información** siempre esté disponible con la calidad y estructura requerida por los operadores interesados

¹ PGS 2 TGS, PGS, Dolphin Geophysical, Spectrum

Hacia adelante se debe articular la aspiración de la industria e implementar temas diseñados para abordar los obstáculos identificados

Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	0-80 ¹	NA ²
	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		<input checked="" type="checkbox"/>			0	110-170
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		<input checked="" type="checkbox"/>				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	<input checked="" type="checkbox"/>				0	50-85
	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		<input checked="" type="checkbox"/>			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

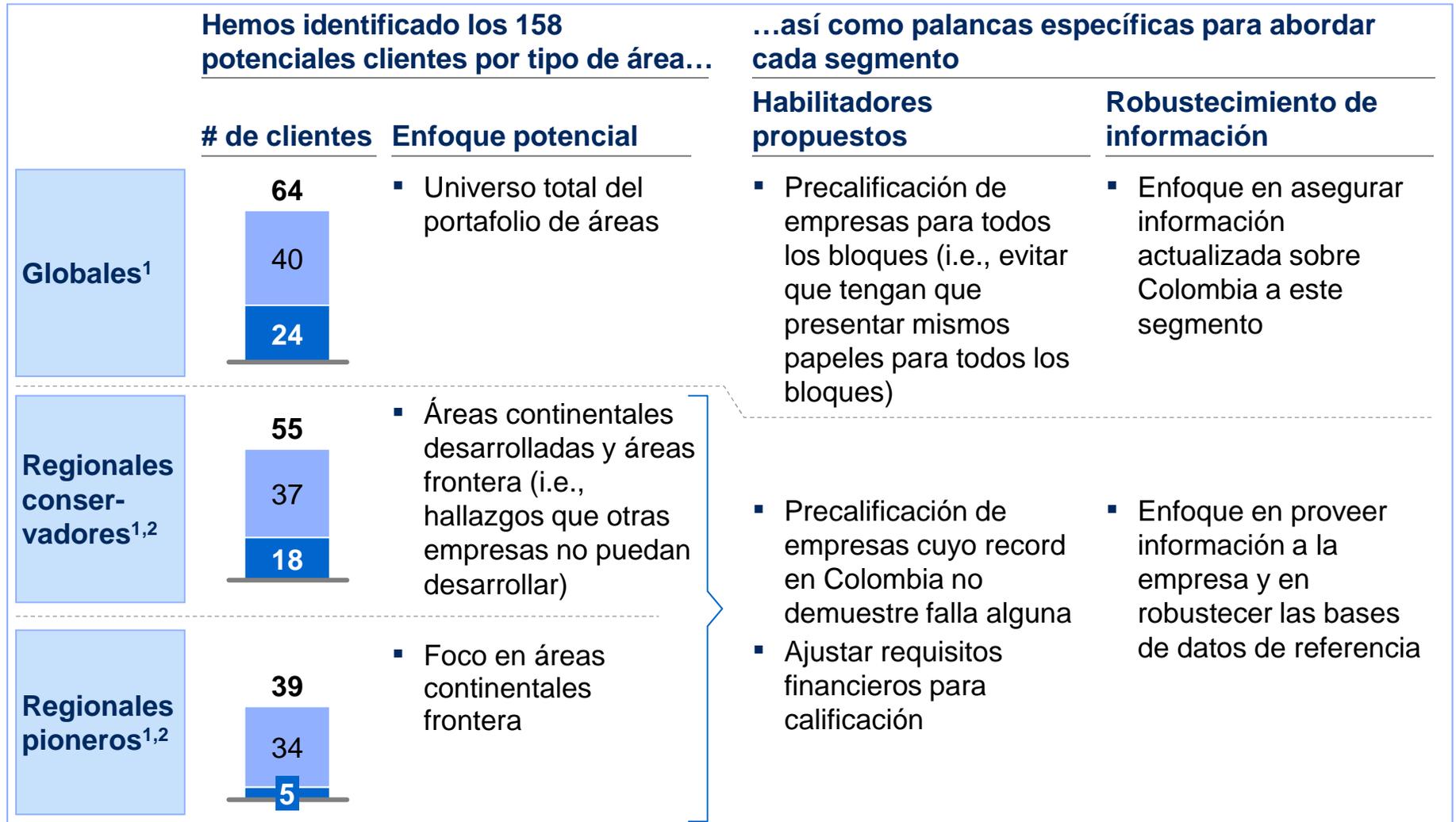
1 Depende de alternativa elegida; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

2 La estrategia de salida al mercado debe constar de 3 elementos principales

	Descripción	Propuesta para la ANH
Modelo de abordaje segmentado	<ul style="list-style-type: none"> Identificación de clientes potenciales en segmentos y un modelo de abordaje personalizado a cada uno 	<ul style="list-style-type: none"> Se identificaron 158 potenciales clientes en tres segmentos diferenciados por tamaño y aversión/apetito al riesgo: <ul style="list-style-type: none"> – 64 globales – 55 regionales conservadores – 39 regionales pioneros Es necesario llevar a cabo acciones específicas en términos de habilitación y entrega de información para cada segmento
Modelo de promoción y soporte	<ul style="list-style-type: none"> Definición de la manera en la que la ANH se aproximará a las operadoras 	<ul style="list-style-type: none"> Instauración de ejecutivos de cuenta más allá del proceso de licenciamiento y adjudicación; dichos ejecutivos estarán a cargo de: <ul style="list-style-type: none"> – Convertirse en un contacto directo y continuo con todas las operadoras objetivo – Aumentar proactividad en interacciones – Participar en eventos y foros de promoción
Procesos de licenciamiento	<ul style="list-style-type: none"> Canales que la ANH usará para interactuar con las operadoras 	<ul style="list-style-type: none"> Asignación directa con mecanismo de contraoferta para garantizar competitividad en licenciamiento de bloques Incremento en frecuencia de rondas similar a los casos de Noruega o Brasil

2 158 empresas relevantes para Colombia pueden clasificarse en tres segmentos principales

■ Sin presencia en Colombia
■ Con presencia en Colombia



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”.

2 Después de la adjudicación de áreas, la ANH debe ofrecer un punto único de contacto para consultas y trámites de los operadores

Durante la ronda, el operador tuvo un punto único de contacto...

- **Para la ronda 2014 se designaron ejecutivos de cuenta temporales**
 - Único punto de contacto para operadores, ante cualquier tipo de consulta/solicitud
 - Gestores de trámites internos navegando múltiples gerencias y vicepresidencias de la ANH
 - Muy bien recibido por clientes dada simplicidad de gestión y agilidad en tiempos de respuesta
- **Cada ejecutivo manejó ~9 compañías**
 - 53 compañías (compradoras de paquetes de datos)
 - 6 ejecutivos designados (abogados)

Propuesta

- Asegurar mismo nivel de calidad brindado en ronda 2014 no solo en proceso de licenciamiento y adjudicación sino también a través de ejecución
- Crear equipos de cuenta para cada empresa de E&P priorizada (universo de 158 empresas) con los siguientes roles
 - **Ejecutivo de cuenta:** responsable por aumentar visibilidad de áreas del país a empresas objetivo, asegurar participación de empresas en procesos de licenciamiento y ser punto de contacto para coordinación con otras agencias en ejecución de proyectos
 - **Soporte técnico:** responsable por apoyar con conocimiento técnico a ejecutivos de cuenta
- ANH podría mantener alta calidad de servicio designando **~16 ejecutivos de cuenta permanentes¹** y **~8 personas de soporte técnico**
- Modelo de venta representaría una inversión de USD 1.3 MM p.a.²

1 Asume 158 compañías con contratos (según mapa de tierras en página web) y 9 compañías por ejecutivo (igual que en ronda 2014)

2 Asume salario de COP 8 MM para ejecutivo y soporte, factor de carga de 1.4 y tasa de cambio de COP 2500 por USD;

2 Para incrementar el éxito en licenciamiento de áreas, se proponen ajustes a los mecanismos actuales

 Detallado adelante

	Situación actual	Estado deseado
Asignación directa	<ul style="list-style-type: none"> Método de asignación disponible para operadores según acuerdo 04 de 2012 y usado en casos especiales¹ Falta de claridad en proceso ha resultado en baja utilización del mecanismo (5 asignaciones en los últimos 4 años) y congelamiento del mecanismo por parte de ANH en 2012 No genera competencia (riesgo de no maximizar valor para el estado) 	<ul style="list-style-type: none"> Proceso modificado para introducir periodo de contraofertas (con el fin de introducir competencia al mecanismo) Reglas de juego claras para ofertantes para incrementar la frecuencia de uso del mecanismo <ul style="list-style-type: none"> Criterios claros de calificación y adjudicación Proceso transparente para todos Apalancar página web para presentar inventario de bloques disponibles de manera constante y capturar información de interesados
Canal directo – Rondas con mayor frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> Rondas realizadas cada ~2 años Estructura de rondas asegura competencia por bloques Bloques congelados por un periodo de tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> Introducir esquemas similares al de otros países con rondas de frecuencia mayor (i.e., anual, semestral²) con el objetivo de aumentar velocidad de asignación de bloques

¹ P. ej., en situaciones donde falta de información técnica disponible sobre el subsuelo -- Acuerdo 04 de 2012 - Numeral 9.3.4

² La frecuencia es una función de la disponibilidad de áreas a licenciar y las capacidades para ejecutar las actividades de una ronda por parte de la ANH

2 Noruega y Brasil son dos países referenciados que usan una frecuencia de rondas mayor a la usada por Colombia

Países	Proceso de licenciamiento
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Procesos competitivos abiertos previa habilitación de participantes organizados en dos tipos de rondas (APAs en zonas desarrolladas y rondas ordinarias en zonas frontera) Se hacen rondas con frecuencia de 1 año (turnada entre APA y ordinaria)
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Procesos competitivos abiertos previa habilitación de participantes organizados en rondas con frecuencia de ~1.5 años¹
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Procesos competitivos abiertos previa habilitación de participantes organizados en rondas con frecuencia de ~2 años
 EE.UU./ Texas	<ul style="list-style-type: none"> Negociación directa con propietarios de terreno Costa afuera en el <i>outer continental shelf</i> se hace a través de procesos competitivos con sobre cerrado con una frecuencia de ~2 años (dominio federal)
 Argentina/ Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Procesos competitivos abiertos para alianzas con GyP de Neuquén previa habilitación de participantes organizados en rondas con frecuencia no determinada
 México	<ul style="list-style-type: none"> Usará un sistema de procesos competitivos abierto previa habilitación de participantes organizado en rondas; Ronda 1 será en 2015

¹ 12 rondas desde inceptión de ley de petróleos en 1997

2 La estrategia de salida al mercado debe ser apoyada por capacidades e infraestructura que la soporte en cada uno de sus tres elementos

	Capacidades	Infraestructura
Modelo de abordaje segmentado	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Función de actualización de segmentación de clientes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Base de datos de clientes <ul style="list-style-type: none"> – Información base de contacto – Información requerida para precalificación – Información sobre áreas geográficas de interés
Modelo de promoción y soporte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidades comerciales para ejecutivos de cuenta ▪ Capacidades de apoyo técnico para soporte 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Base de datos consolidada con información prospectiva por bloque a promocionar ▪ Redimensionamiento de planta para acomodar carga de trabajo nueva
Procesos de licenciamiento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rebalanceo de cargas de trabajo para gestionar canales de salida (p.ej., mayor frecuencia de rondas) ▪ Función de tecnología de información que pueda manejar página web con mayor funcionalidad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Redimensionamiento de planta para acomodar carga de trabajo

A partir de la aspiración y el diagnóstico de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades de mejora concretas

Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	0-80 ¹	NA ²
	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		<input checked="" type="checkbox"/>			0	110-170
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		<input checked="" type="checkbox"/>				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	<input checked="" type="checkbox"/>				0	50-85
	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		<input checked="" type="checkbox"/>			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

1 Inversión asumida por compañía multi cliente; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

3 Reducir o liberar programas mínimos exploratorios para TEAs en áreas continentales frontera

 Detallado adelante

Problemática observada

- **Programas mínimos** de exploración en TEAs sobredimensionados
 - Precios unitarios sobreestimados vs. mercado
 - Volumen de trabajo potencialmente sobredimensionado
- **Obligación de incurrir el monto de inversión** según tabla de precios unitarios¹ desincentiva eficiencias en costo¹
- **Bajo éxito en ofertas** p., ej., 0 ofertas recibidas para 17 TEAs continentales ofertados en Ronda 2014

Alternativas propuestas de solución

Descripción

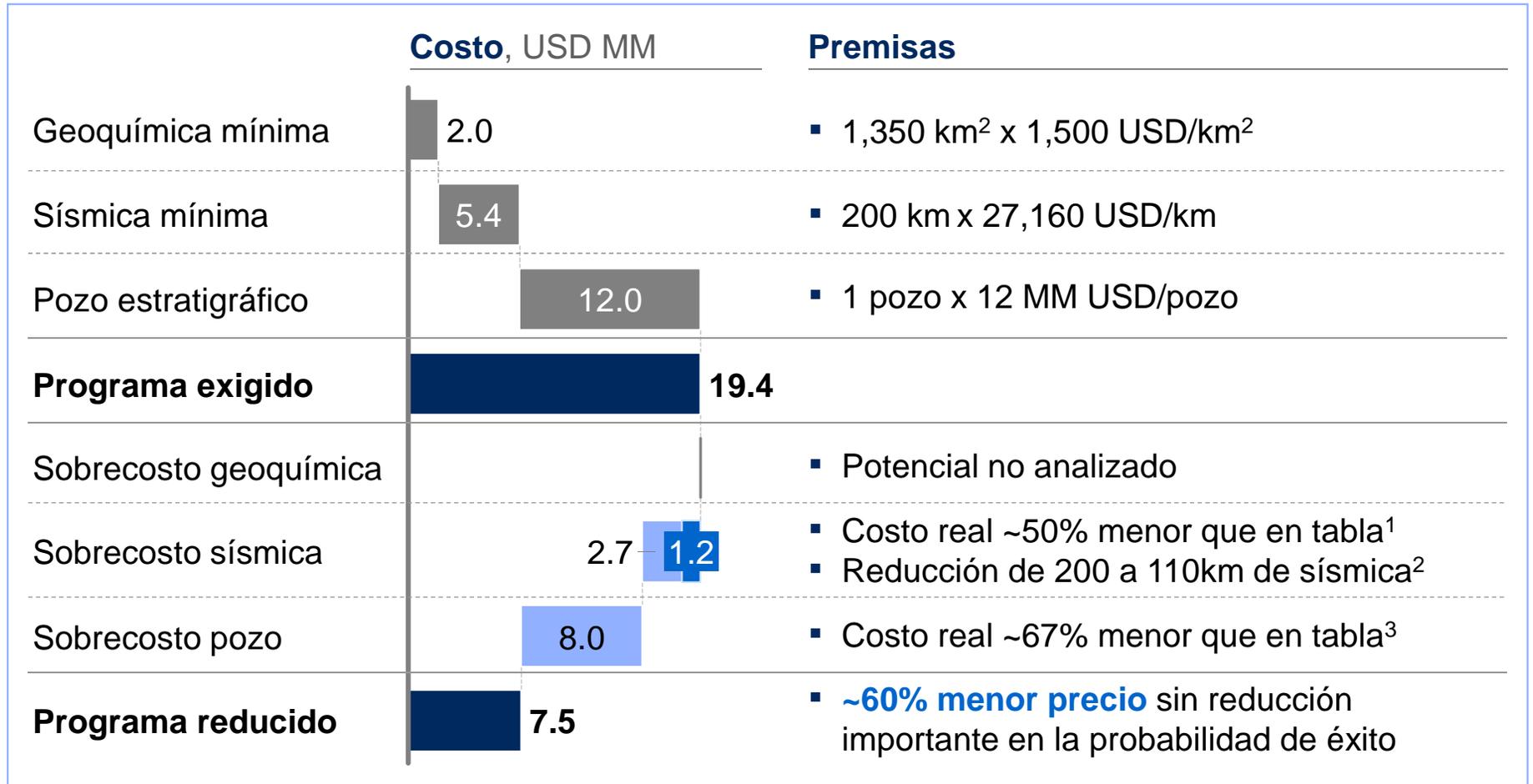
- | | |
|--|---|
| <p>A</p> <p>Ajustar tablas y/o volumen de actividad</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar costos unitarios en tabla de precios para acercarse más a valores reales de mercado ▪ Ajustar volumen de actividad mínima exploratoria para aumentar atractivo económico del contrato |
| <p>B</p> <p>Liberar programa mínimo exploratorio</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejemplos de casos observados en la industria: <ul style="list-style-type: none"> – Totalmente libre: Programa exploratorio como parte de la oferta de cada jugador -Noruega – Parcialmente libre: Programa incluye algunas actividades, - UK, solamente un pozo stratigráfico que además puede ser para más de un bloque |
| <p>C</p> <p>Co-financiar programa exploratorio</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el programa mínimo exploratorio actual ▪ Co-financiar un porcentaje importante del programa exploratorio para hacer más atractivo el contrato para operadores sin reducir las actividades a realizar |

¹ Anexo A de contratos TEA Ronda 2014

3A Ejemplo: El programa mínimo exploratorio para el TEA continental LLA 82 fue ~60% mayor que el costo estimado de un programa típico

ESTIMACIÓN

■ Reducción de precio unitario ■ Reducción de actividad



1 Costo promedio de sísmica 2D continental en México = 13,300 USD/km

2 Promedio de sísmica por pozo exploratorio en áreas continentales colombianas 2005-2014 (102,000km equivalente de sísmica, 929 pozos perforados)

3 En dos áreas similares los costos promedio son ~4MM USD por pozo

3B Colombia podría adoptar un modelo similar a Noruega o el R. Unido, donde el operador tiene flexibilidad para proponer programas mínimos

Países	Programa Exploratorio Mínimo	Restricciones aplicables
 <p>Reino Unido</p>	<ul style="list-style-type: none"> El operador propone programa exploratorio 	<ul style="list-style-type: none"> Cada plan exploratorio debe tener al menos un pozo Un plan puede abarcar hasta 2 bloques
 <p>Noruega</p>	<ul style="list-style-type: none"> Programa exploratorio y plazos asociados forman parte de la oferta de cada jugador 	<ul style="list-style-type: none"> Sin restricciones
 <p>México</p>	<ul style="list-style-type: none"> Programa Mínimo de Trabajo incluido en contrato CPC y estipulado por la CNH 	<ul style="list-style-type: none"> Unidades de trabajo intercambiables según tabla de equivalencias Unidades no ejecutadas pagaderas según precio Brent
 <p>Brasil</p>	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo incluido en contrato de concesión estipulado por ANP 	<ul style="list-style-type: none"> El programa mínimo exploratorio planteado en unidades de trabajo El operador debe respaldar el plan con una garantía financiera
 <p>Colombia</p>	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo incluido en contrato de concesión y estipulado por la ANH 	<ul style="list-style-type: none"> Programa expresado en unidades pero a precios fijados por el regulador Programa no ejecutado es pagadero a la ANH en efectivo

3 El impacto fiscal estimado por reducir o liberar programas mínimos exploratorios para TEAs es entre ~110 y ~170 MM USD

■ Alternativa propuesta

Supuestos

Alternativa A: Reducir

- Reducción de 60% en costo del programa mínimo
- Menor costo eleva la tasa de adjudicación hasta 33%, igual a Ronda 2014 (excluyendo TEAs)

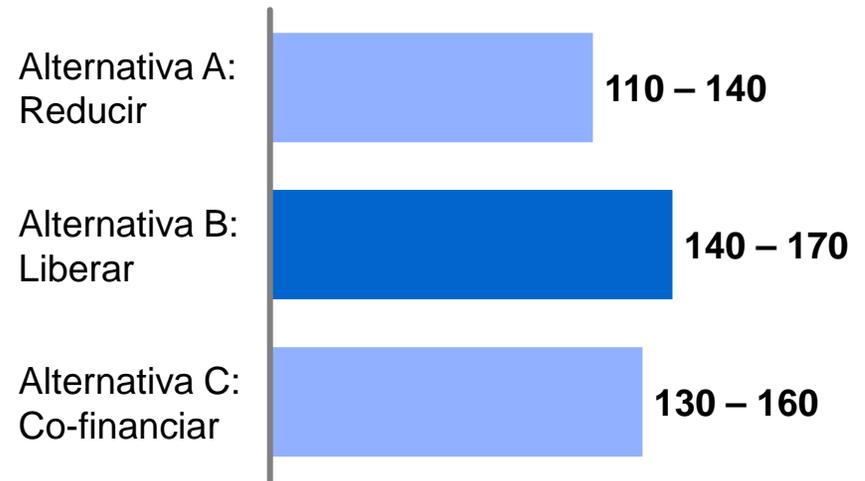
Alternativa B: Liberar

- Flexibilidad permite mayor eficiencia en costos, elevando aún más la tasa de adjudicación de 41% hasta un promedio entre las alternativas A y C

Alternativa C: Co-Financiar

- Reducción de 60% en costo del programa mínimo con 50% adicional financiado por el gobierno
- Reducción adicional de costo para el operador eleva aún más la adjudicación hasta llegar a 49%, equivalente a E&Ps continentales de la Ronda 2014

Impacto estimado VPN fiscal, USD MM



- **Se propone liberar** los programas mínimos y adjudicar TEAs según la calidad y/o monto de inversión del programa propuesto
- Se requieren medidas para **mitigar el riesgo de especulación en finca raíz**, por ejemplo:
 - Rechazar programas demasiado pequeños
 - Incrementar el costo por uso de subsuelo en el tiempo

NOTA: Inversión requerida de USD 42 MM si se co-financia

FUENTE: ANH, Wood Mackenzie, Richmond Energy Partners, Análisis del equipo de trabajo

4 El *Government take* es competitivo para áreas continentales desarrolladas y costa afuera teniendo en cuenta medidas recientes

ESTIMADO

	Gov. take ¹ previo a medidas '14	Medidas adoptadas en 2014	Gov. take post medidas '14	Competitividad	
				Cuartil Gvt Tk.	TIR
A Costa afuera	~70% - 78% ²	<ul style="list-style-type: none"> Zona franca (menor impuesto de renta) Aumento de Po en cláusula de precios altos a USD 100⁴ 	~40% - 50%	1er	~23%-28%
B No convencionales	~57%	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de regalías (60% del actual) Aumento de Po en cláusula de precios altos a USD~90 	~48%	1er	~27%
C Convencional madura (recobro mejorado)	~78%	<ul style="list-style-type: none"> Regalía variable en producción adicional³ 	~65%	2do	~14%
D Convencional frontera	~67%	<ul style="list-style-type: none"> Ninguna 	~67%	N/D	~10%

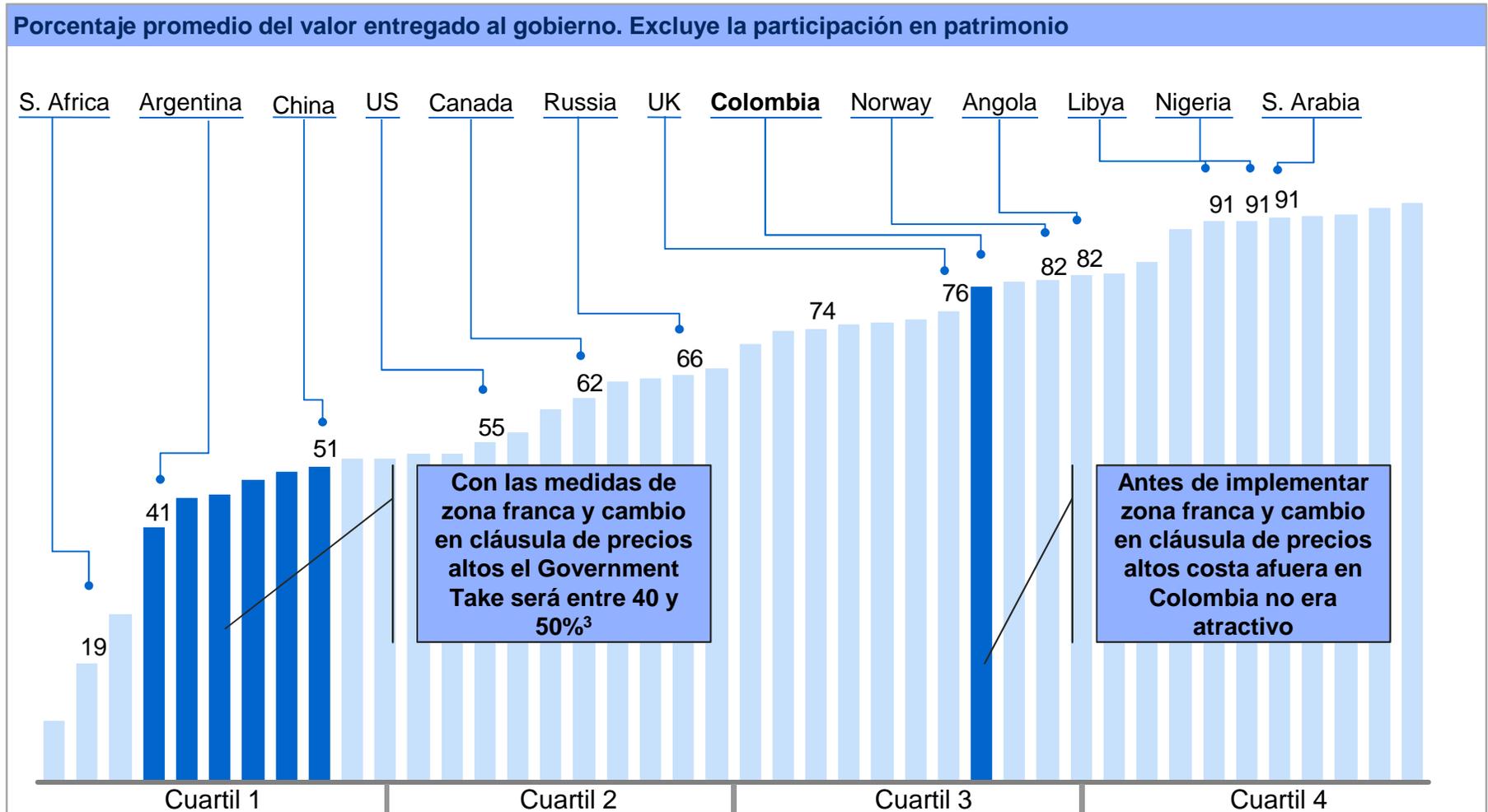
1 Calculado con un escenario base de precios de 80 USD por barril

2 Dependiendo del tamaño de las reservas encontradas 65 - 440 MM BBL

3 Aplica para campos con contratos firmados antes de la reforma de regalías de la ley 756 de 2002 que cuentan con 20% de regalía fija

4 Adicionalmente para proyectos de gas aplica un descuento del 20% en regalías

4A La implementación del régimen de zonas francas y cambios en cláusula de precios altos posiciona a Colombia en el primer cuartil



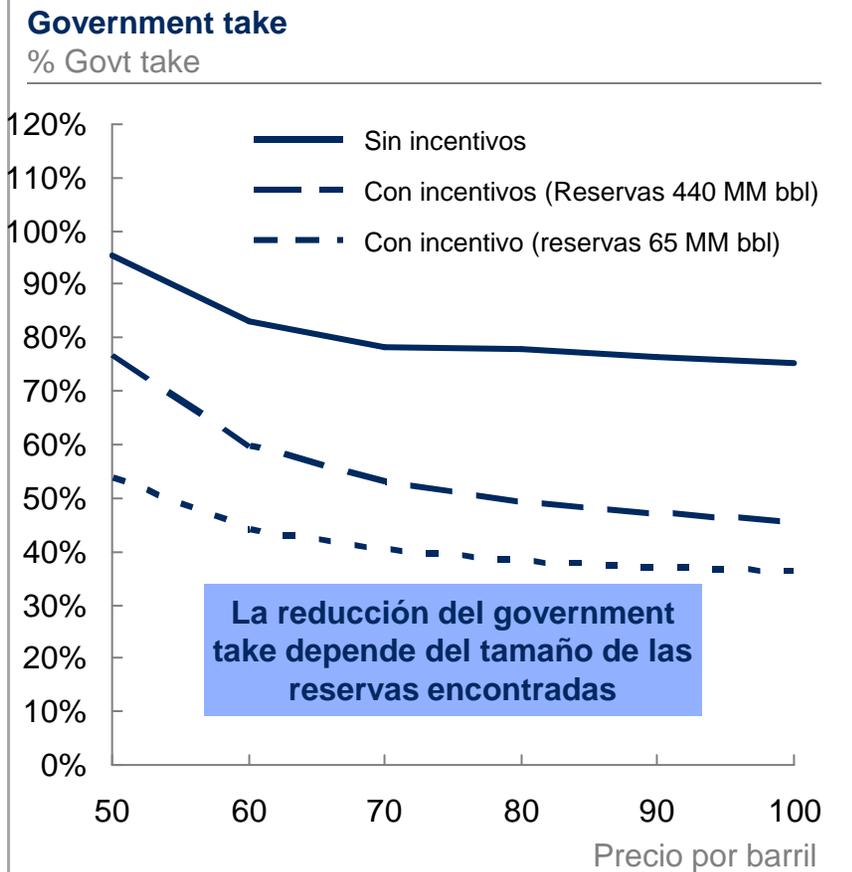
1 Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país

2 Government take = (Regalías + ISR + Otros impuestos) / (Ingresos - costos)

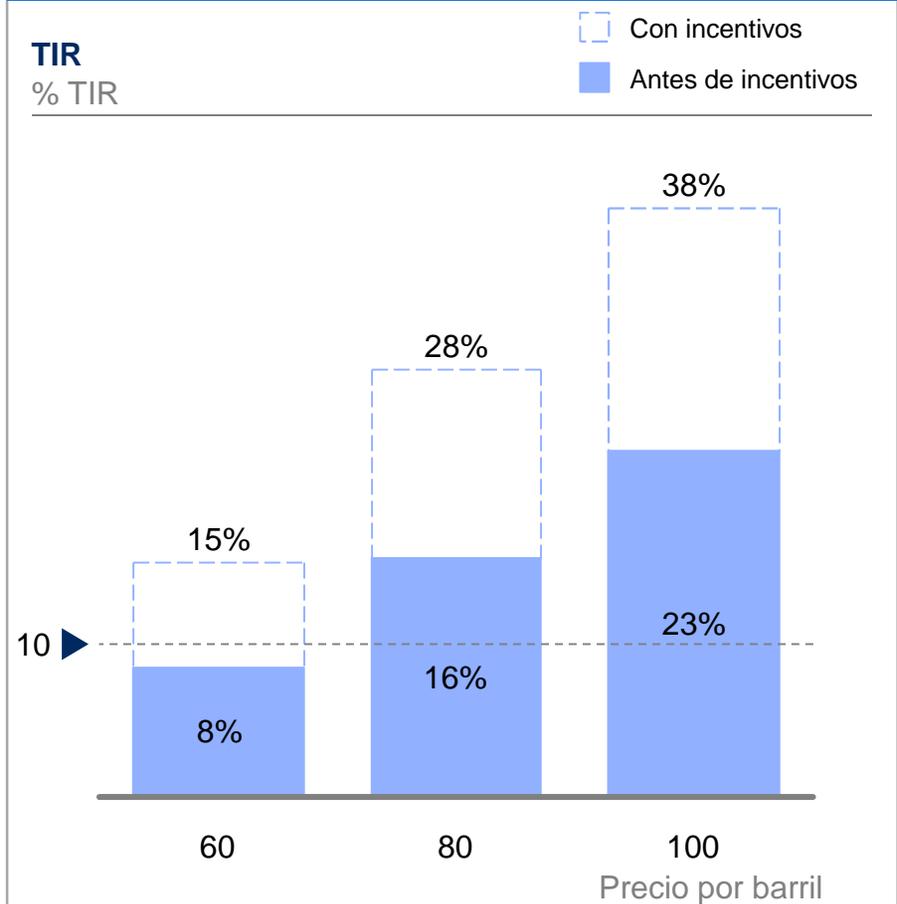
3 Dependiendo del tamaño del campo: 65-440 MM BBL de reservas

4A El beneficio de Zona Franca y la cláusula de precios altos reducirá el Government Take a ~40-50% dependiendo del tamaño del campo

Government take para costa afuera se vuelve más atractivo para inversionistas¹



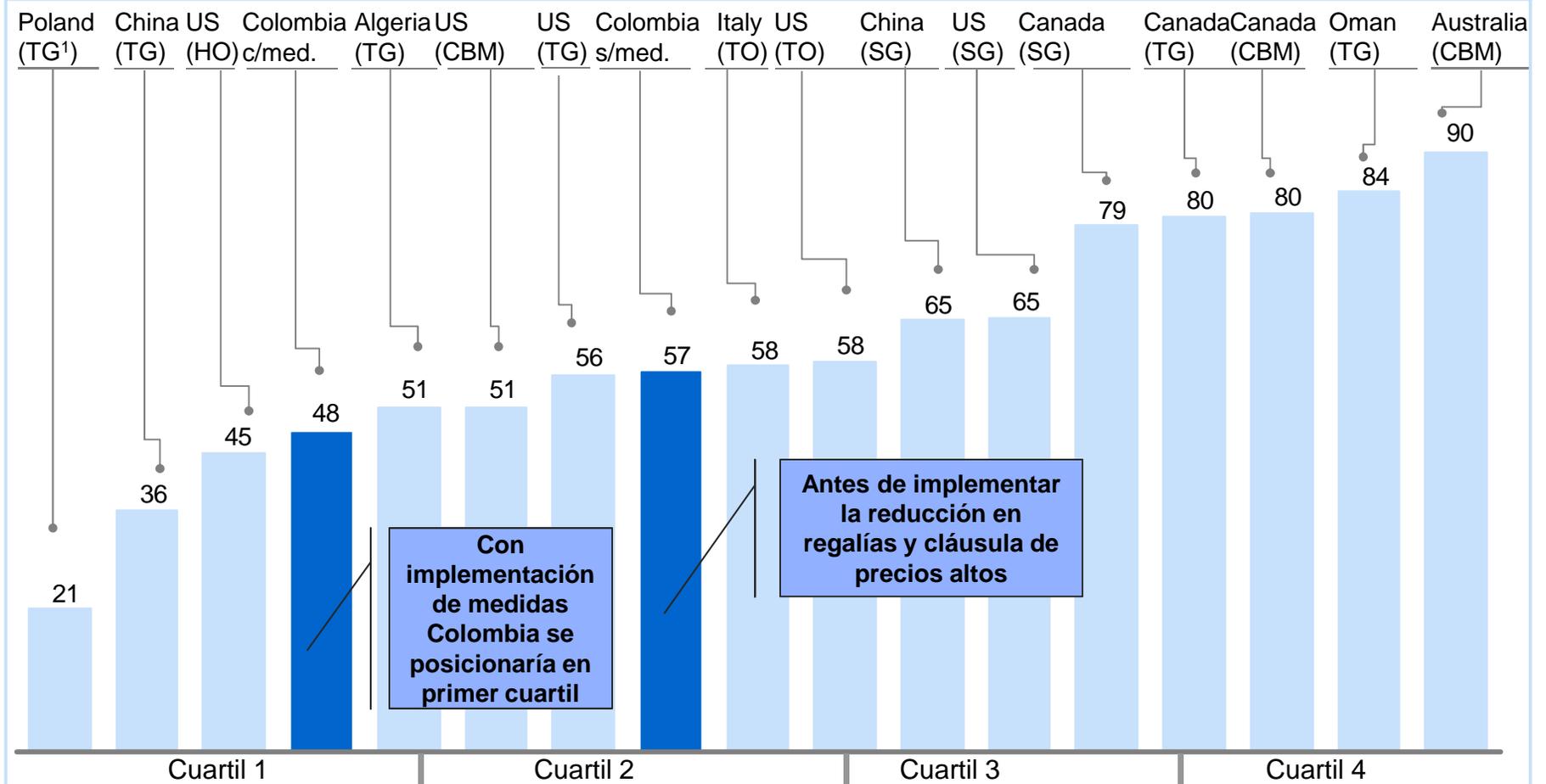
Con los incentivos se vuelven rentables proyectos incluso en el escenario de precios bajos



1 Calculado utilizando campos hipotéticos con 65 a 440 MM bbl de reservas, 29 USD / bbl de Capex y 10 USD / bbl de Opex, 1% de factor X. Reducción del ISR del 43% al 24% y aumentar el Po de clausula de precios altos a \$100

4B En comparación a países donde se han desarrollado jugadas no convencionales Colombia se posicionaría en el primer cuartil

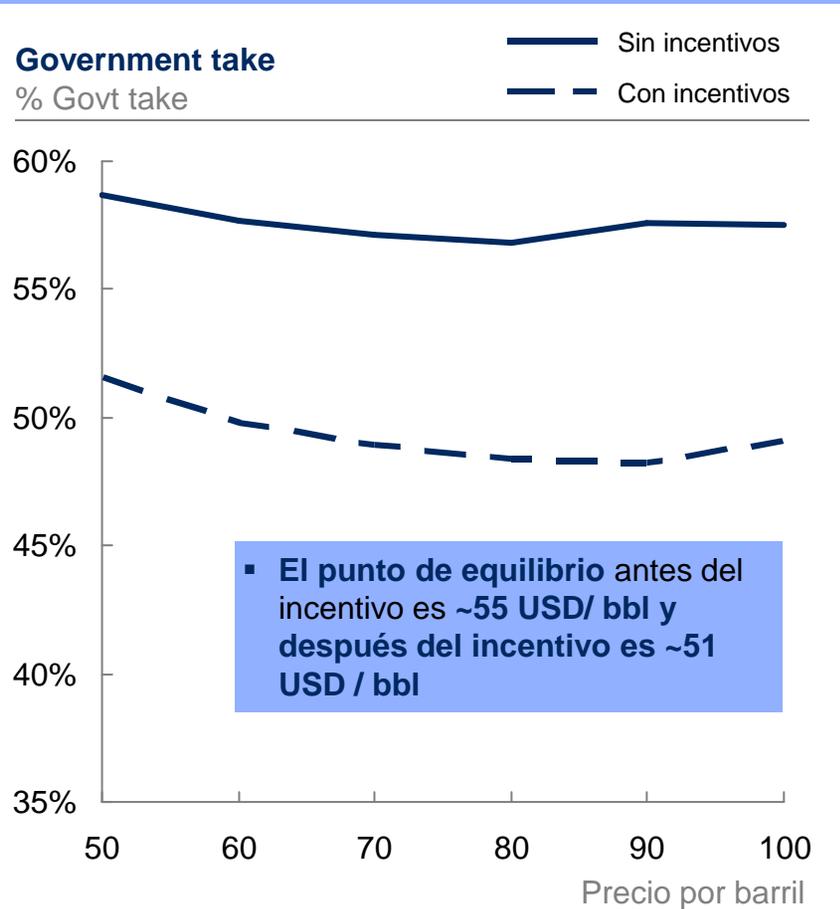
Porcentaje promedio del valor entregado al gobierno. Excluye la participación en patrimonio



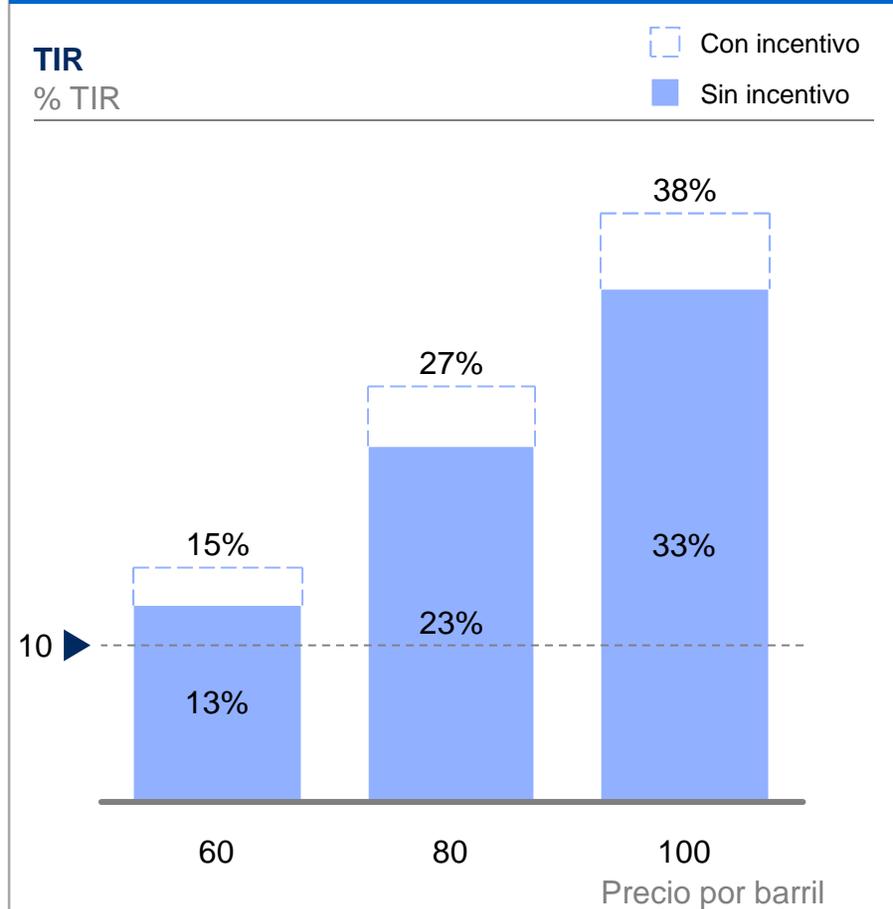
NOTA: Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país
 1 (TG) = Tight Gas; (HO) = Heavy Oil; (CBM) = Coal Bed Methane; (TO) = Tight Oil; (SG) = Shale Gas

4B El esquema de regalías reducidas y el ajuste a la cláusula de precios altos hace que las áreas no convencionales sean más atractivas

Government take para un campo no convencional se vuelve más atractivo para los inversionistas¹

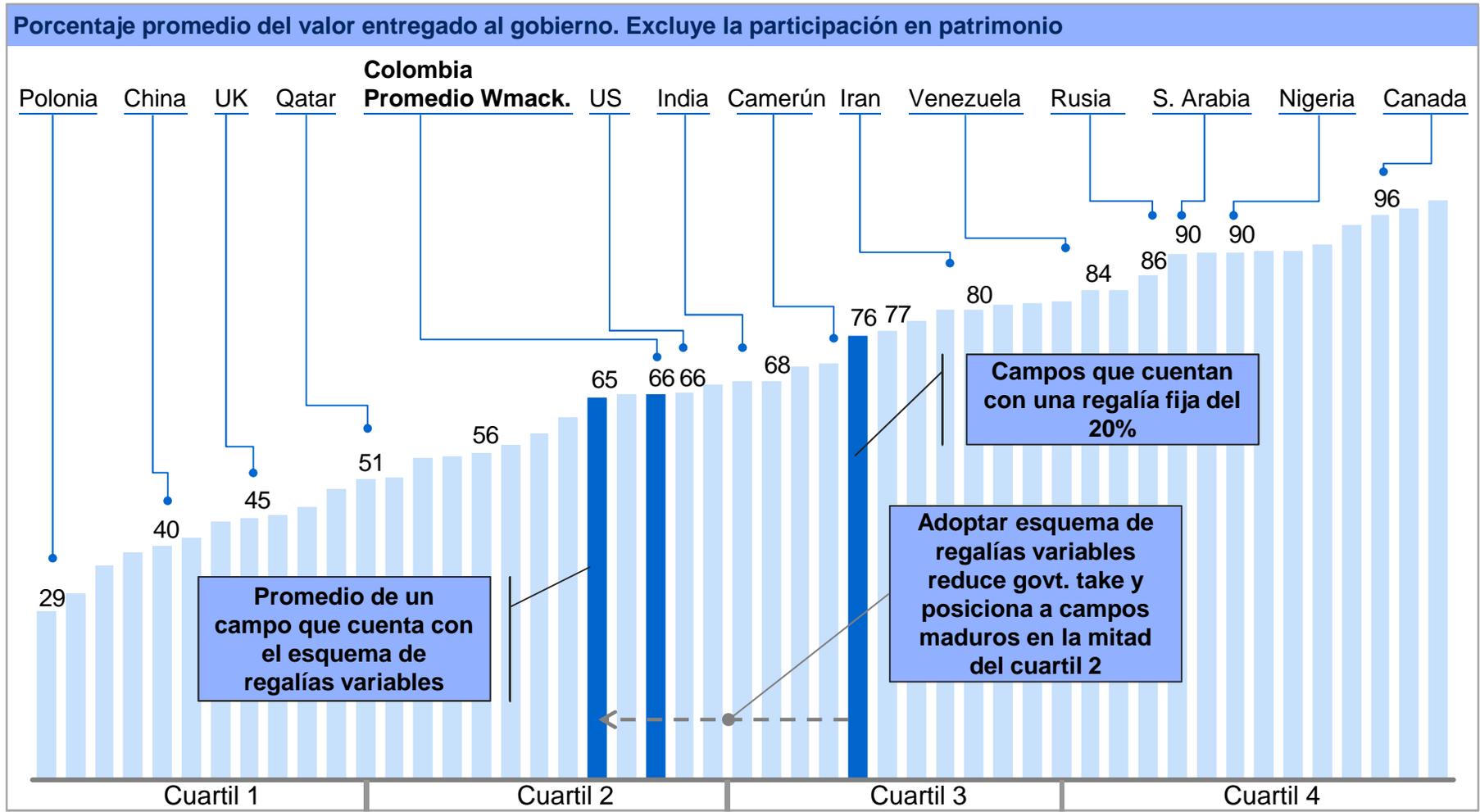


Los incentivos mejoran el rendimiento de los campos no convencionales en todos los escenarios de precios



¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 12 MM bbl de reservas, 22.8 USD / bbl de Capex y 9 USD / bbl de Opex, 1% de factor X y 60% de las regalías para campos convencionales y Po de cláusula de precios altos del USD 100

4C Con medidas adoptadas en 2014, Colombia se encuentra en el segundo cuartil más bajo en *government take*, en campos continentales maduros

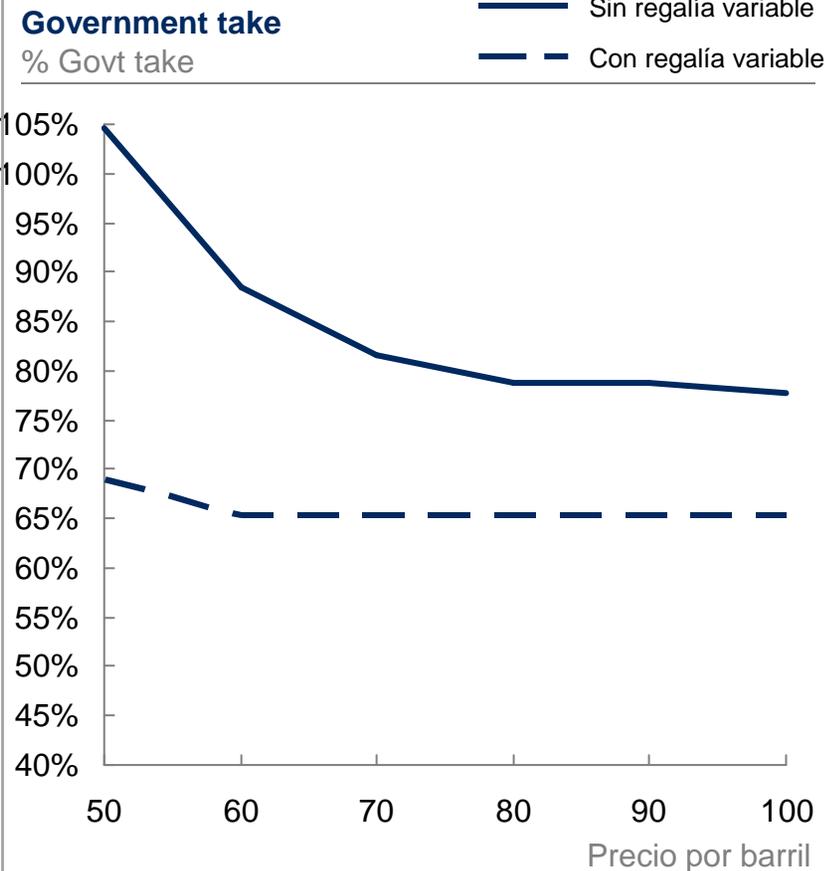


1 Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país

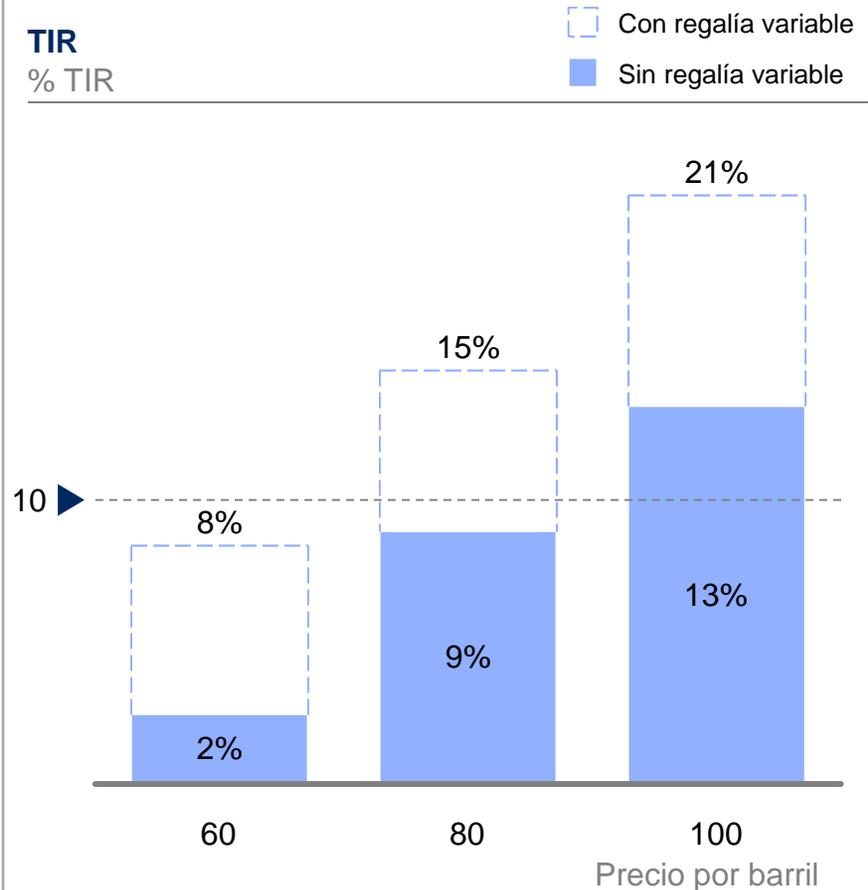
2 Government take = (Regalías + ISR + Otros impuestos) / (Ingresos - costos)

4C Los campos continentales maduros se vuelven rentables en el escenario de precios de ~80 USD por barril con el esquema de regalías variables

Government take para un campo maduro se vuelve más atractivo para los inversionistas¹



Con el incentivo se vuelven rentables proyectos en el escenario de precios de alrededor de USD 80 por barril

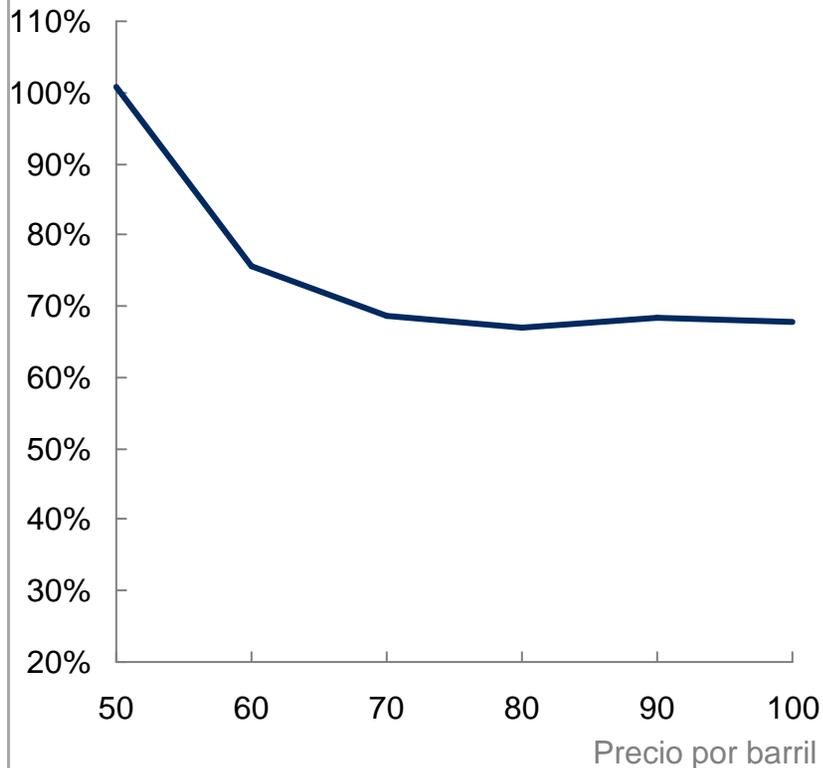


¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 80 MM bbl de reservas, 18 USD / bbl de Capex y 19 USD / bbl de Opex, 10% de factor X

4D En los campos continentales frontera no hay incentivos nuevos en vigor y bajo el esquema actual se ven poco atractivos

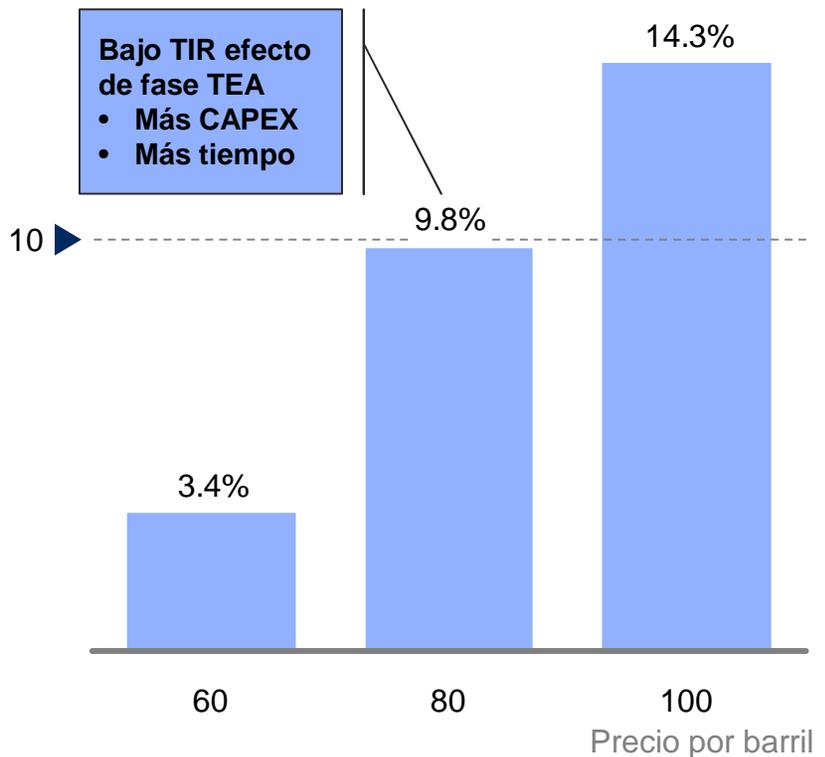
Government take para un campo continental frontera es alto¹

Government take
% Govt take



Bajo el modelo actual los campos continentales frontera no son rentables a precios de USD ~80 por barril

TIR
% TIR



¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 40 MM bbl de reservas, 19.8 USD / bbl de Capex y 19 USD / bbl de Opex, 1% de factor X

4D Proponemos 2 alternativas para hacer los campos continentales frontera más atractivos dado su alto Government Take y baja TIR

Proponemos modificar la cláusula de precios altos e implementar un régimen de zona franca en áreas frontera

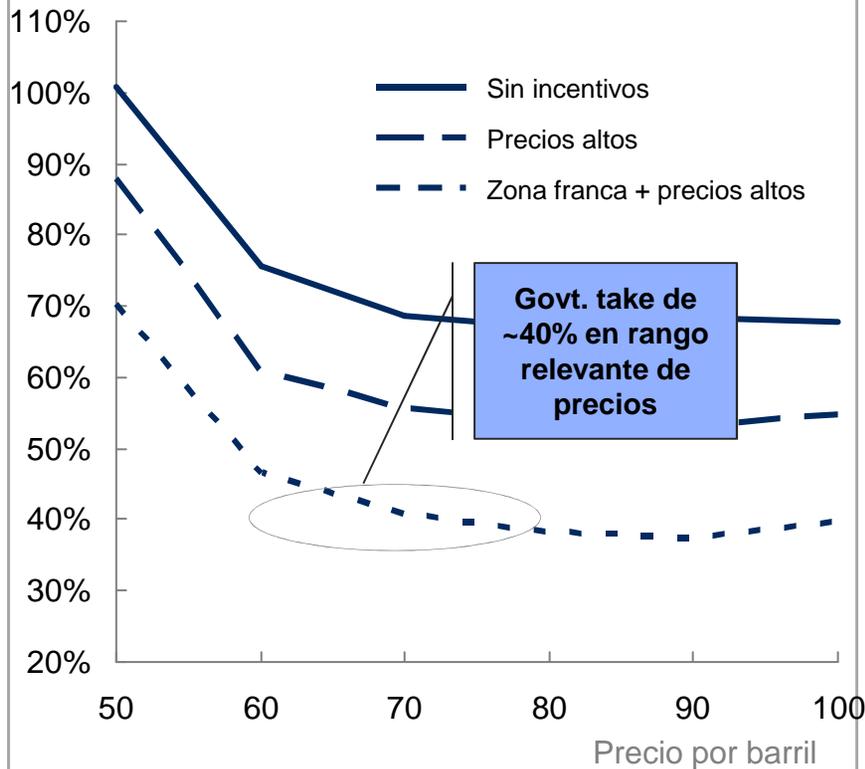
	Descripción	Impacto ¹	Vía de modificación
Cláusula de precios altos	<ul style="list-style-type: none"> Aumentar el precio de gatillo para la cláusula de precios altos Por ejemplo podría aumentarse de ~40 a ~90 dólares 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce regalías adicionales para precios moderados ANH recibe ingresos aunque en menor cuantía que en otras áreas 	<ul style="list-style-type: none"> Acuerdo del Consejo Directivo de ANH Validación de Ministerio de Hacienda
Régimen de zona franca	<ul style="list-style-type: none"> Implementar un régimen de zona franca para áreas frontera El régimen de zona franca reduce la tasa impositiva de 43% a 24% 	<ul style="list-style-type: none"> Disminuye carga impositiva para operadores Hacienda recibe ingresos adicionales en menor cuantía que en otras áreas 	<ul style="list-style-type: none"> Decreto del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo Validación del Ministerio de Hacienda

¹ No habiendo adjudicado ningún área continental frontera en la ronda 2014, consideramos que las medidas propuestas habilitarían al gobierno para poder adjudicar éstas áreas y en el neto aumentar su recolección, aunque dicha recolección sea a menores tasas que en otros tipos de áreas

4D Los campos continentales frontera se vuelven atractivos en el escenario de USD 80 con las medidas propuestas

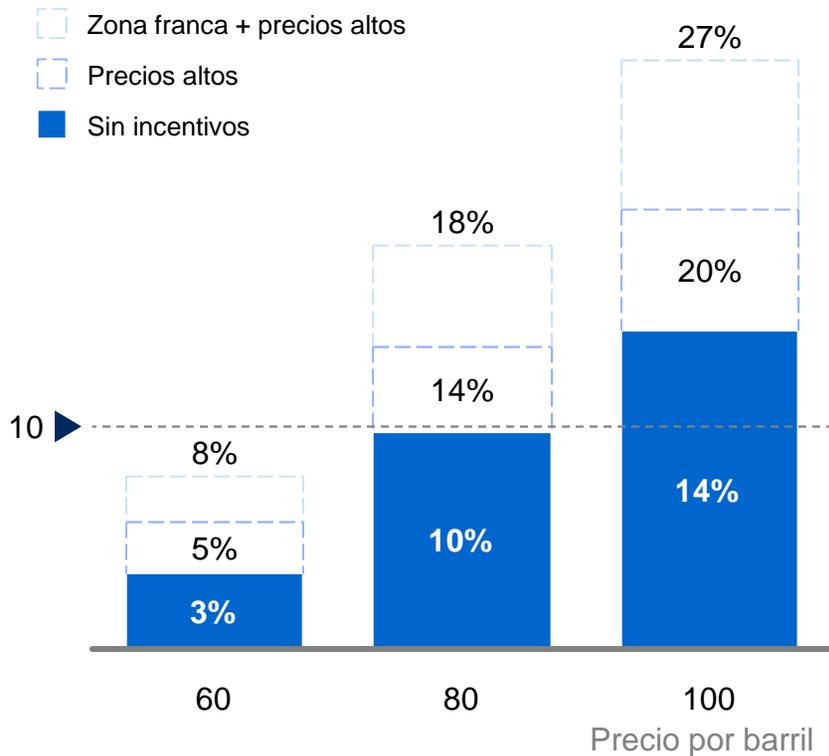
Govt. take se mantendría en un nivel competitivo del ~40% en el rango de precios relevante¹

Government take
% Govt take



Bajo el modelo actual los campos continentales frontera no son rentables a precios de USD ~80 por barril

TIR
% TIR



¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 40 MM bbl de reservas, 19.8 USD / bbl de Capex y 19 USD / bbl de Opex, 1% de factor X

A partir de la aspiración y el diagnóstico de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades de mejora concretas

Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	0-80 ¹	NA ²
	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		<input checked="" type="checkbox"/>			0	110-170
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		<input checked="" type="checkbox"/>				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	<input checked="" type="checkbox"/>				0	50-85
	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		<input checked="" type="checkbox"/>			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

1 Depende de la alternativa elegida; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

5 Ante la ausencia de una línea base ambiental, los operadores deben hacer estudios adicionales que demoran los proyectos ~4-15 meses

 Detallado adelante

Problemática

- **Operadores deben ejecutar estudios** de línea base ambiental antes de explorar bloques, que demoran 4-15¹ meses para áreas costa afuera y 4-10¹ meses para continentales frontera
- **Colombia no cuenta con línea base ambiental** de áreas oceánicas y continentales en las cuales se desea realizar actividad petrolera

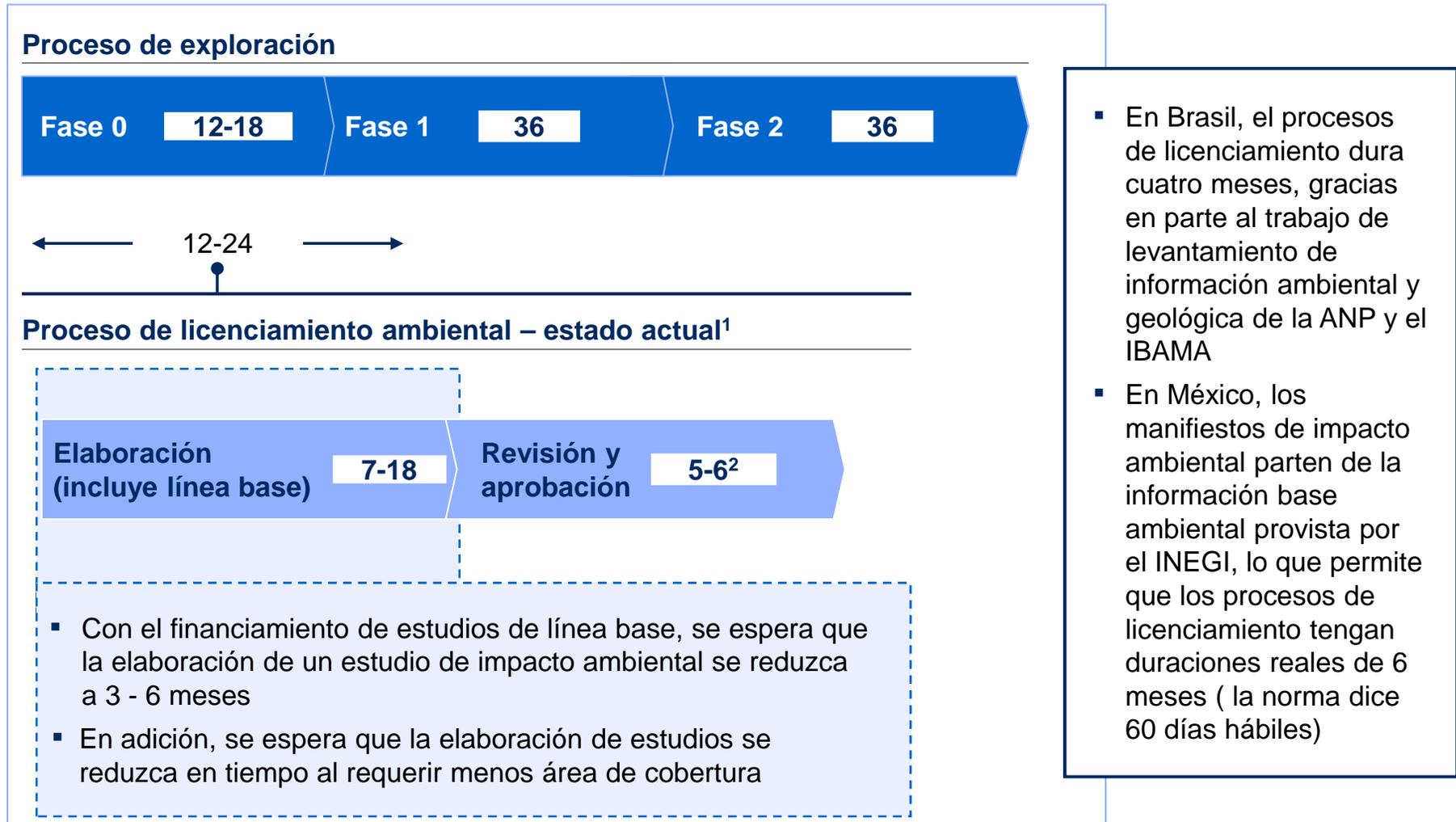
Alternativas

	Descripción
Contratar estudios para levantamiento de línea base con ANLA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alinear alcance de línea base con otras agencias ▪ Contratar y posteriormente publicar resultados ▪ Solución más rápida ~1 año
Acelerar desarrollo de estudios	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fondear a otras agencias (i.e., Invemar, ANLA) para que ellas contraten estudios ▪ Velocidad depende de otras agencias

¹ Entrevistas con empresas de E&P, ANLA, DIMAR, ANH

5 El financiamiento de estudios de línea base tendría impacto sobre la elaboración de los estudios de impacto ambiental

Meses



¹ Excluye proceso de validación y elaboración en caso positivo de diagnóstico de alternativas ambientales

² Tiempo oficial según Decreto 2041 de 2014

5 El VPN fiscal podría impactarse positivamente en ~4% si se reduce el tiempo de licenciamiento

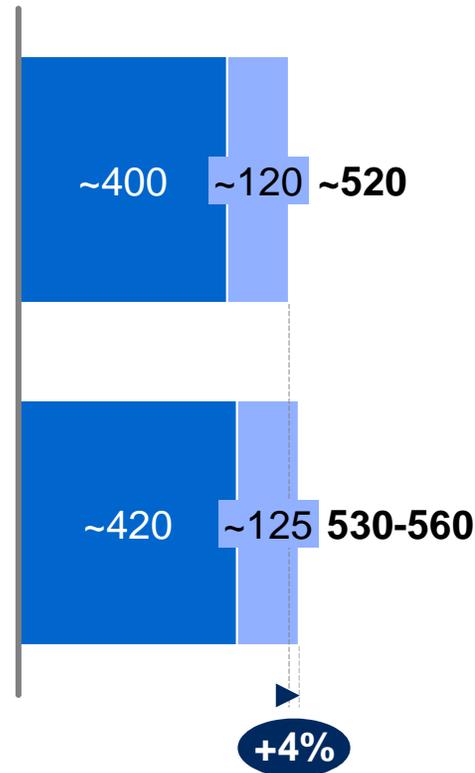
Supuestos

- **Número de bloques ofertados** igual a Ronda 2014 (17 frontera, 19 costa afuera)
- **VPN fiscal por proyecto exitoso¹** igual a histórico continental y estimado para costa afuera (400 y 650MM USD al inicio del desarrollo)
- **Inversión de la ANH** para financiar líneas base (~0.2-0.4 MM USD por bloque frontera y ~0.4-0.8 MM USD costa afuera)
- **Mayor VPN por aceleración de flujos fiscales** debido a menor tiempo de preparación de EIAs (~4-10 meses en frontera y ~4-15 costa afuera)

VPN fiscal neto para Colombia USD MM

VPN fiscal estimado por Ronda 2014

VPN fiscal estimado con inversión



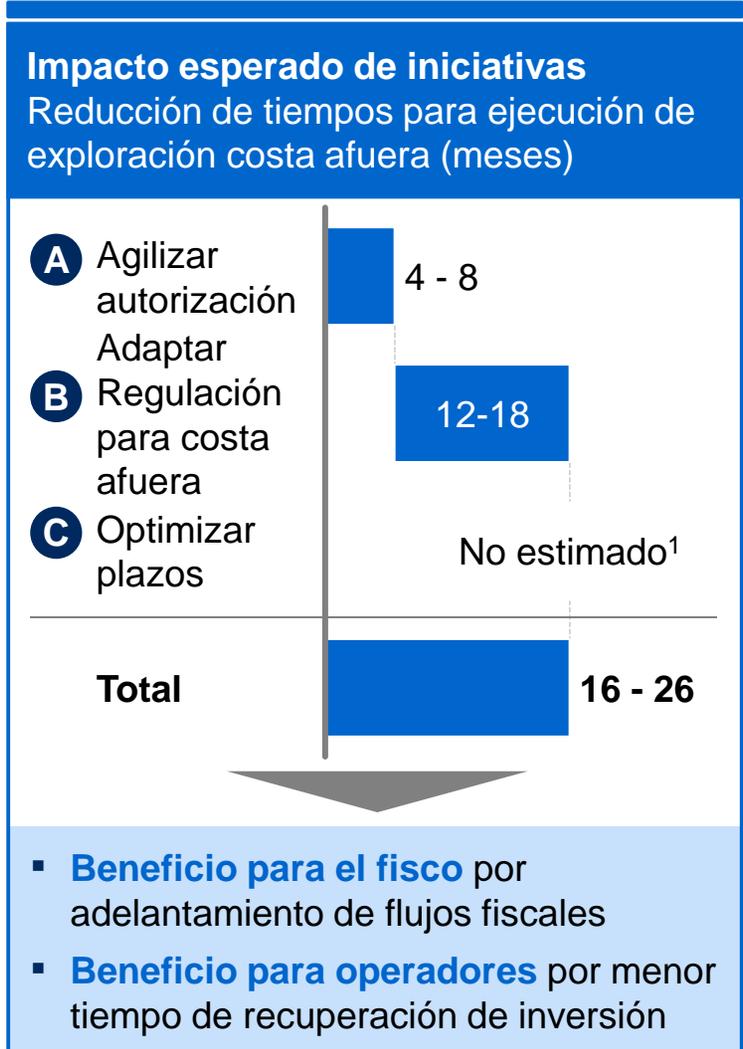
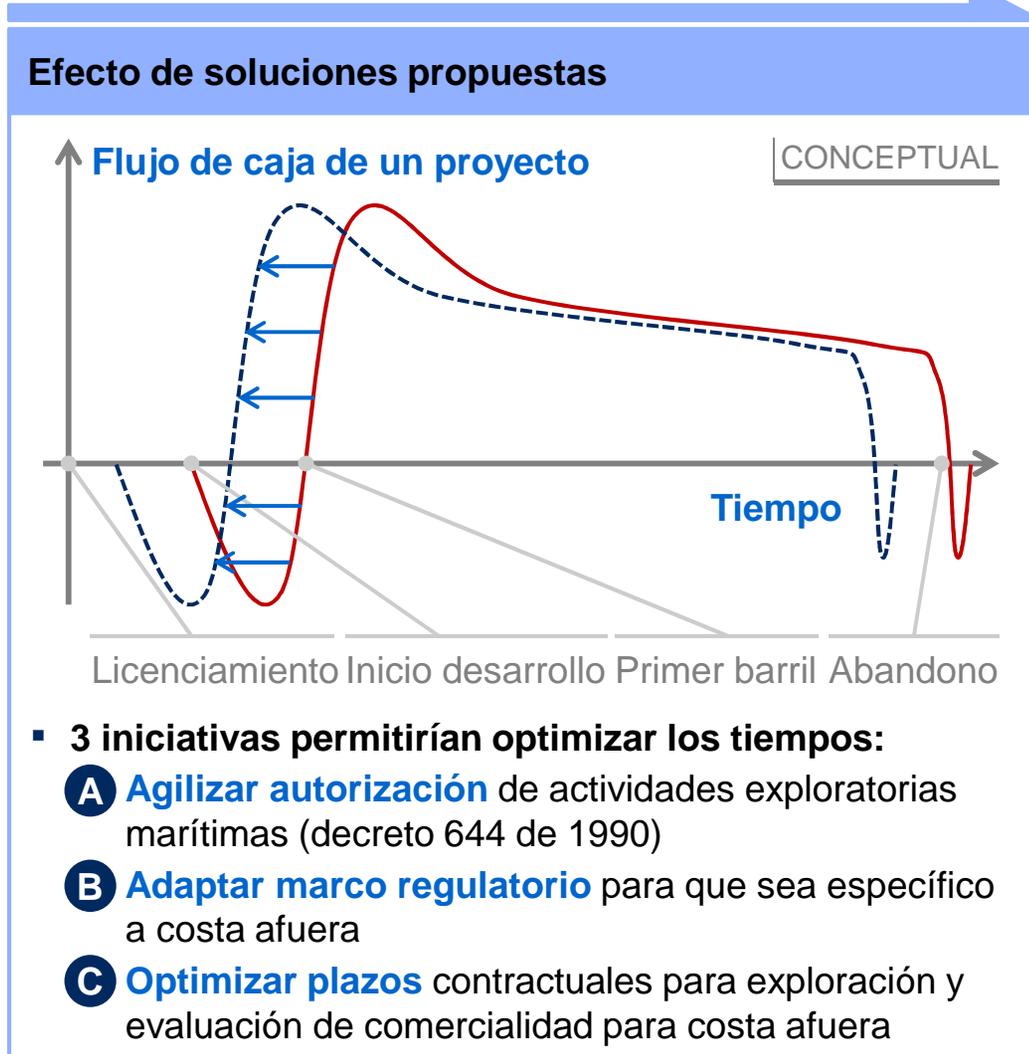
■ Costa afuera ■ Frontera

- El impacto esperado por la medida en ambos tipos de áreas es similar
- En conjunto, el impacto representa USD 10-40 MM o 4% del VPN

¹ Asume 0.5 bloques frontera exitosos (33% de adjudicación y 9% éxito) y 1.3 bloques costa afuera exitosos (26% de adjudicación y 26% de éxito)

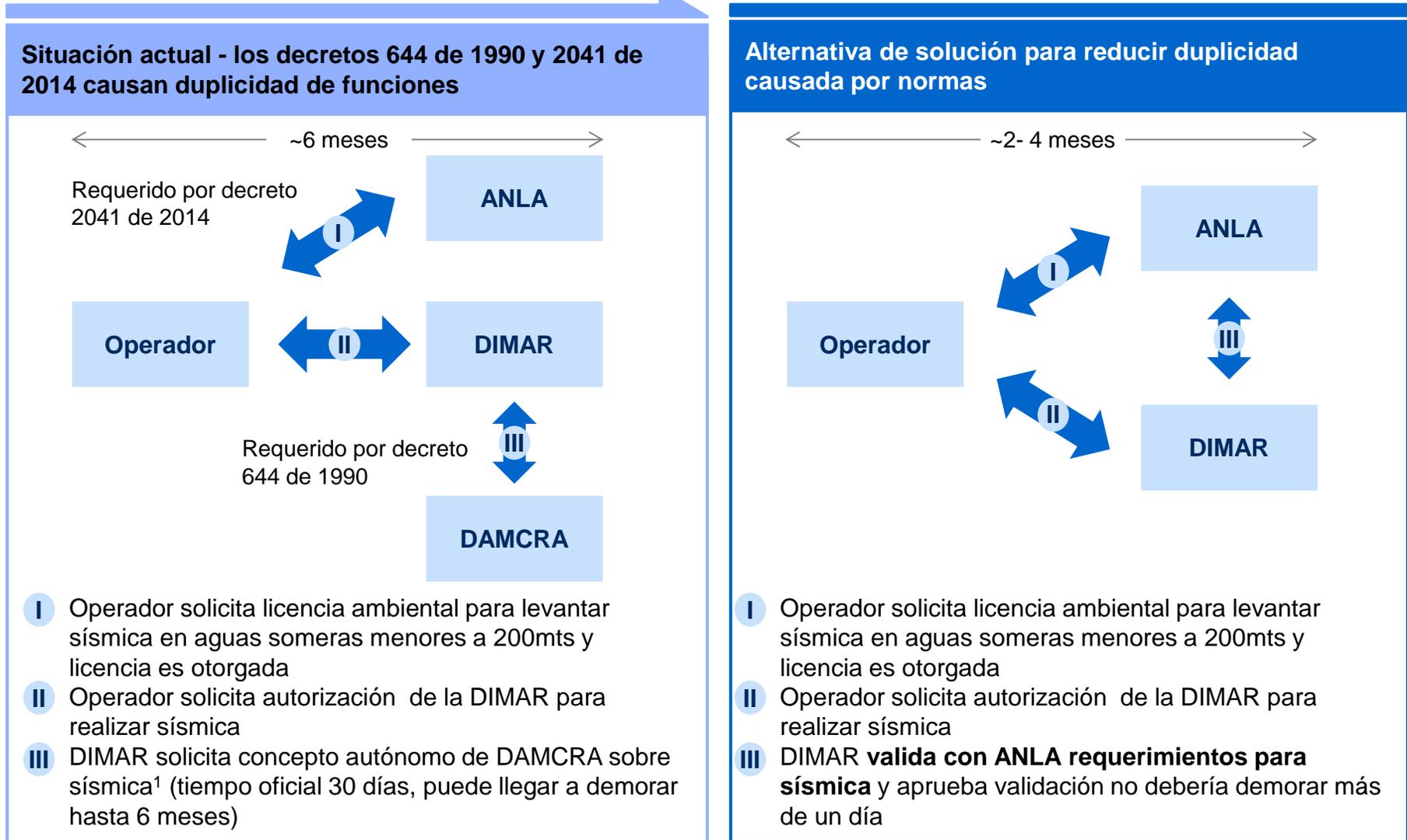
6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de exploración costa afuera podría acortar plazos para primer barril en hasta ~2 años

— Tiempos actuales - - - Aspiración con iniciativa



¹ Si bien se espera que re-distribuir plazos no cambie el tiempo total, sí se espera aumento en la probabilidad de aprobación de proyectos. Esto ya que daría más tiempo a operadores para reducir incertidumbre de comercialidad y justificar desarrollo de campos aparentemente más pequeños
FUENTE: Análisis del equipo de trabajo

6A Los procesos de autorización para estudios se encuentran duplicados por la coexistencia de los decretos 644 de 1990 y 2041 de 2014 EJEMPLO

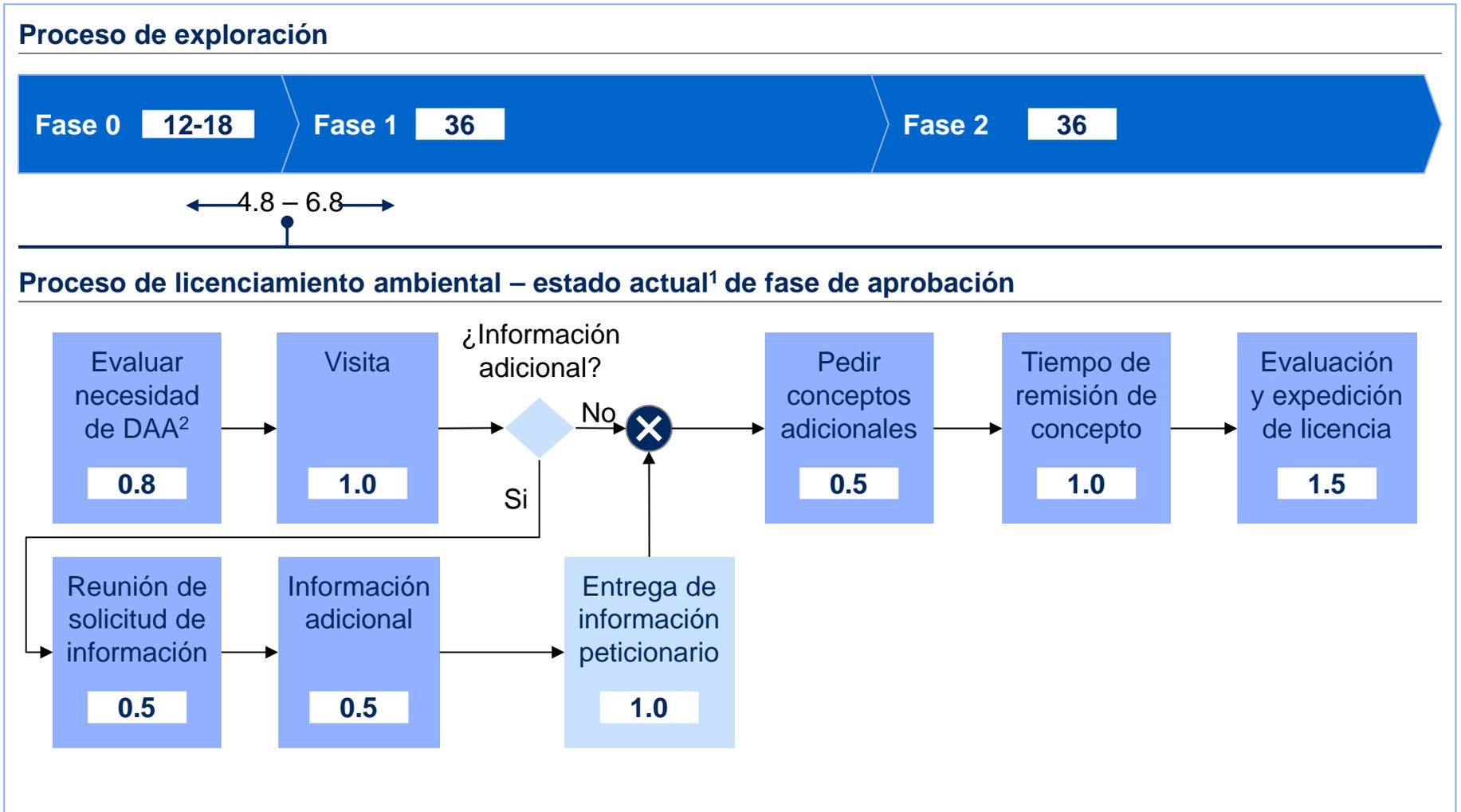


¹ Proceso debe ser repetido para perforación, por lo que el tiempo total de autorizaciones puede demorar 12 meses

6B El proceso de licenciamiento ambiental para costa afuera demora 5-7 meses según lo establecido en el decreto 2041 de 2014...

Meses

■ Tiempo Ministerio ■ Tiempo Usuario



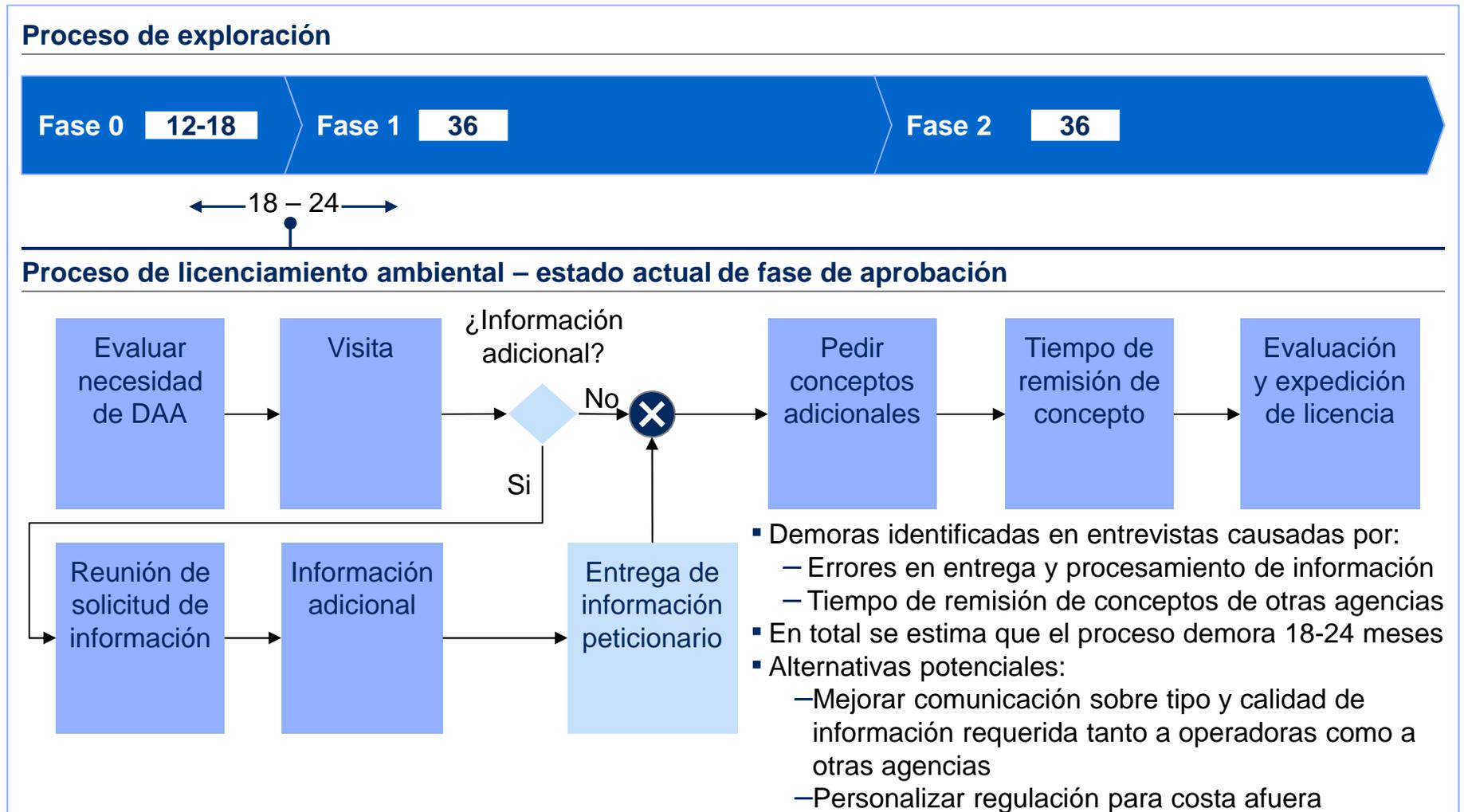
¹ Excluye proceso de validación y elaboración en caso positivo de diagnóstico de alternativas ambientales

² DAA = diagnóstico de alternativas ambientales

6B ...No obstante, el tiempo real de licenciamiento oscila entre 18-24 meses debido a incertidumbres causadas en el proceso

Meses

■ Tiempo Ministerio ■ Tiempo Usuario



6 El VPN fiscal podría aumentar en 13-21% si las iniciativas de reducción de tiempo exploratorio costa afuera se llevan a cabo

Supuestos

- **19 bloques ofertados con ~26% de adjudicación** (igual que Ronda 2014), lo que significa ~5 bloques adjudicados
- **~26% de tasa de éxito** comercial de exploración, lo que significa ~1.3 bloques exitosos
- **~650 MM USD** de VPN fiscal al momento del inicio del desarrollo con ~8 años de exploración actual
- **1.4 – 2.3 años de reducción** en plazo total de exploración
 - **0.3 – 0.7** en autorización de exploración marina (desde 6 hasta 2-4 meses para 2 casos: sísmica y perforación)
 - **1.0 – 1.5** en evaluación de EIA (desde 1.5 – 2.0 hasta 0.6)

VPN fiscal neto para Colombia

USD MM

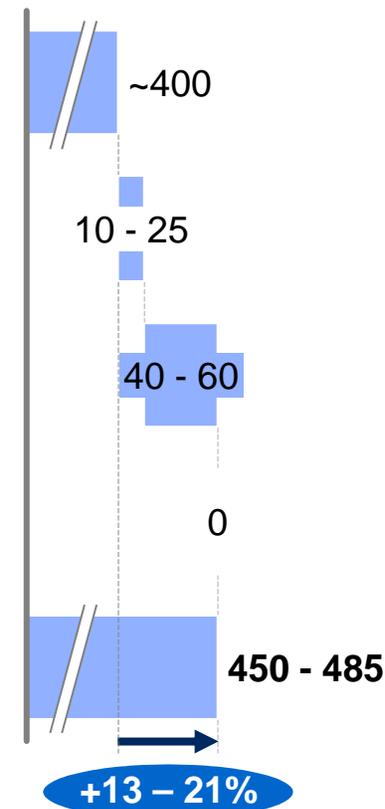
VPN fiscal estimado por Ronda 2014

Agilizar autorización de actividades marítimas

Acelerar desarrollo de marco regulatorio

Optimizar plazos contractuales

VPN potencial



- Al reducir el tiempo en 1.3 – 2.2 años, se aumenta el valor para el estado de un potencial proyecto exitoso
- El impacto estimado es de ~13-21% de mayor VPN fiscal

7 Se identificaron dos alternativas para reducir la complejidad causada por procesos de licenciamiento ambiental adicionales para sísmica

 Detallado adelante

Problemática

- **Tres corporaciones autónomas regionales** (i.e., Corporinoquía, Cormagdalena y Corpoboyacá) requieren que operadores elaboren medidas de manejo ambiental para levantamiento de sísmica continental
- Requisitos pueden causar **demoras de hasta 1-1.5 años** en la duración de campañas exploratorias
- El requerimiento **aplica para el área frontera del este de los llanos**, bajo la jurisdicción de Corporinoquía
- **La ANLA estipula que no se requiere licencia ambiental** para que operadores levanten sísmica en áreas continentales

Alternativas

Alternativa

Descripción

Eliminar requisitos de sísmica

- Remover requisitos de medidas de manejo ambiental en áreas continentales de Colombia

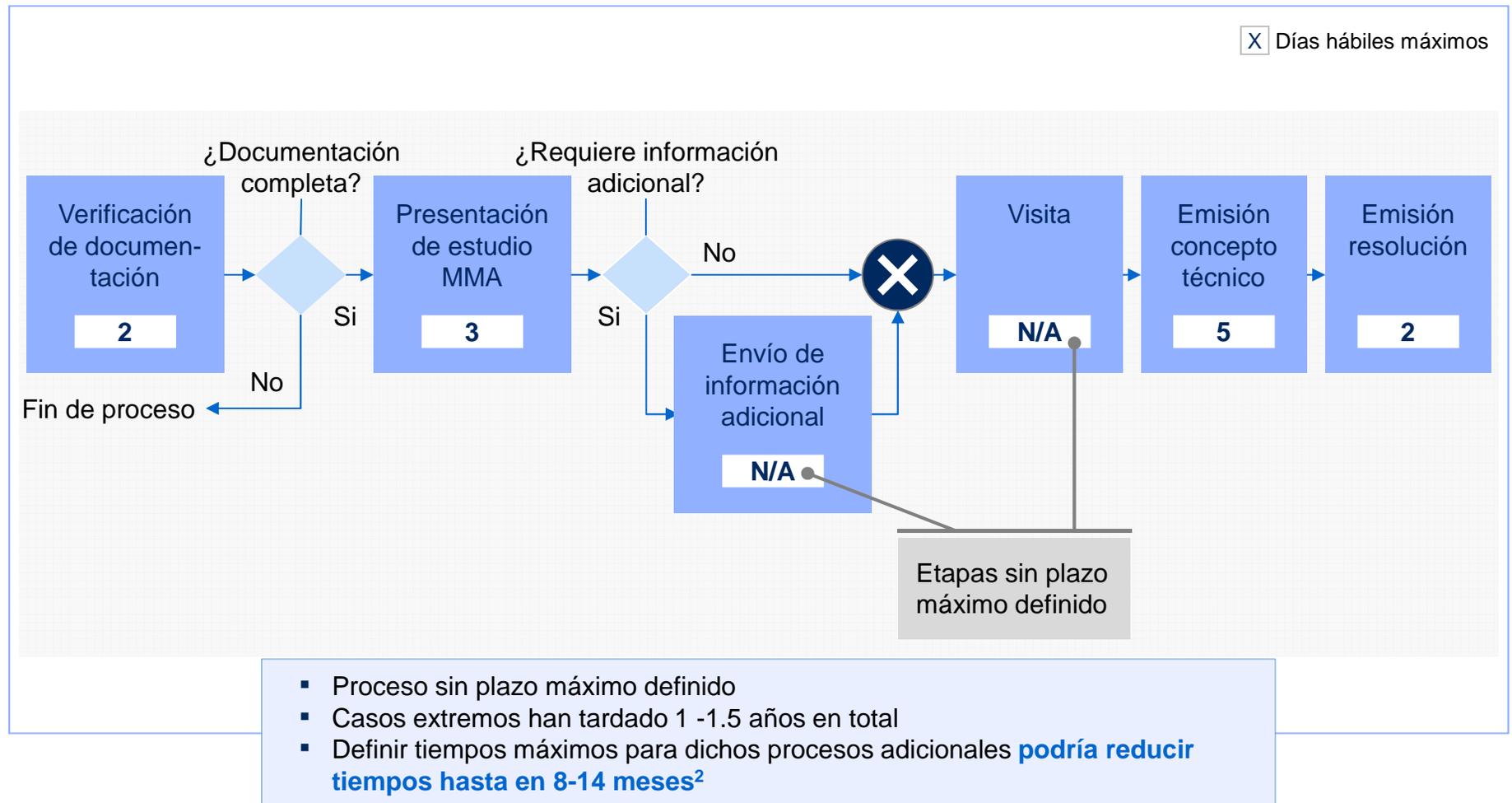
Simplificar procesos y definir plazos máximos para aprobación de medidas de manejo ambiental

- Implementar regulación que mantenga requisitos para operadores, pero defina tiempos máximos para aprobación por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales

7 Optimizar el proceso de aprobación de medidas de manejo ambiental puede reducir su duración en 8-14 meses

Proceso de aprobación de medidas de manejo ambiental

EJEMPLO: CORPORINOQUÍA¹



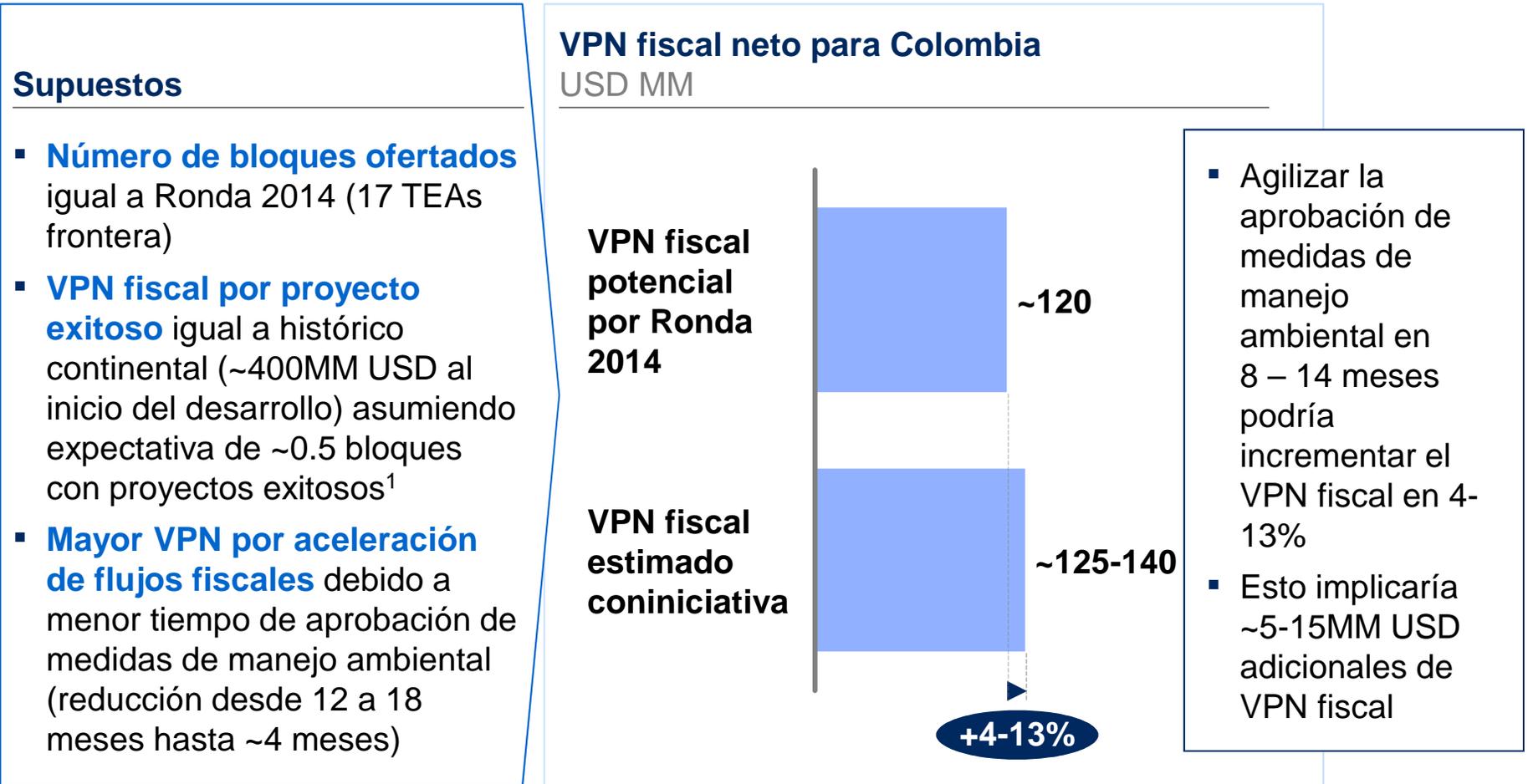
¹ Mismo proceso aplica para Boyacá y Magdalena

² Asume que el tiempo máximo de aprobación de medidas de manejo ambiental baja de 1-1.5 años a ~4 meses (equivalente a permisos regionales de uso de recursos)

7 Todos los países referenciados requieren algún tipo de permiso para sísmica (en 2 casos con algunas excepciones)

Países	Requiere permisos?	Observaciones
 Noruega		<ul style="list-style-type: none"> Requiere permiso, que viene incluido en licencia de exploración y licencia de producción
 Brasil		<ul style="list-style-type: none"> Sísmica marina requiere permiso de las fuerzas armadas Sísmica continental sólo requiere permisos de las fuerzas armadas si usa explosivos
 Reino Unido		<ul style="list-style-type: none"> Requiere permiso y aplican directivas EIA y regulaciones de conservación de vida marina
 EE.UU./ Texas		<ul style="list-style-type: none"> Requiere permiso, usado para llevar registro de lugares donde se levanta sísmica – costo de USD 100 más un valor por acre, que depende del área, ubicación y fuente de energía Solicitud debe ser enviada a la autoridad con un mínimo de días hábiles antes del trabajo (10 continental, 20 costa afuera)
 Argentina/ Neuquén		<ul style="list-style-type: none"> Requiere elaboración y aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental para el área directamente por la sísmica
 México		<ul style="list-style-type: none"> Sísmica marina requiere permisos, excepto pistones neumáticos Sísmica terrestre requiere permisos, excepto vibro sísmica

7 El VPN fiscal podría impactarse positivamente en 4-13% si se limita el tiempo de aprobación de medidas ambientales a ~4 meses



¹ Asume 33% de adjudicación (éxito de Ronda 2014 si se excluyen TEAs frontera) y 9% éxito comercial (histórico global frontera 2009-2013)
² Asume reducción desde 1-1.5 (tiempo máximo actual) años hasta ~4 años (equivalente a permisos regionales de uso de recursos)

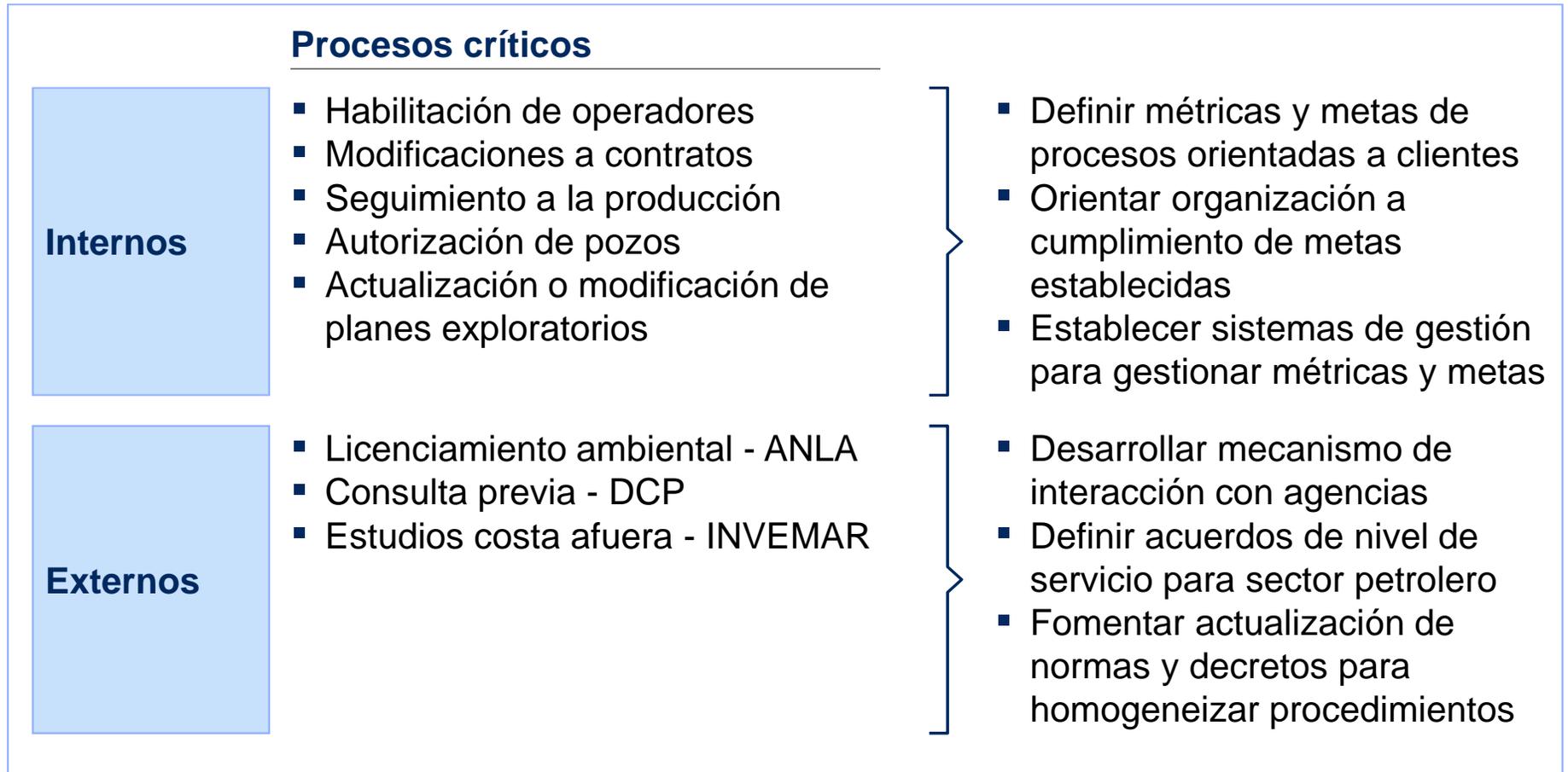
A partir de la aspiración y el diagnóstico de elementos habilitadores, se identificaron 8 oportunidades de mejora concretas

Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	0-80 ¹	NA ²
	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		<input checked="" type="checkbox"/>			0	110-170
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		<input checked="" type="checkbox"/>				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Financiar estudios de línea base ambiental previos al licenciamiento con ANLA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	<input checked="" type="checkbox"/>				0	50-85
	7	Simplificación de procesos y definición de tiempos máximos en licenciamiento ambiental		<input checked="" type="checkbox"/>			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	NA ²	NA ²
							12-98	190-320

1 Inversión asumida por compañía multi cliente; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

8 La ANH debe asumir un rol sistemático más proactivo no solo en sus procesos internos sino también en procesos con otras agencias

PRELIMINAR

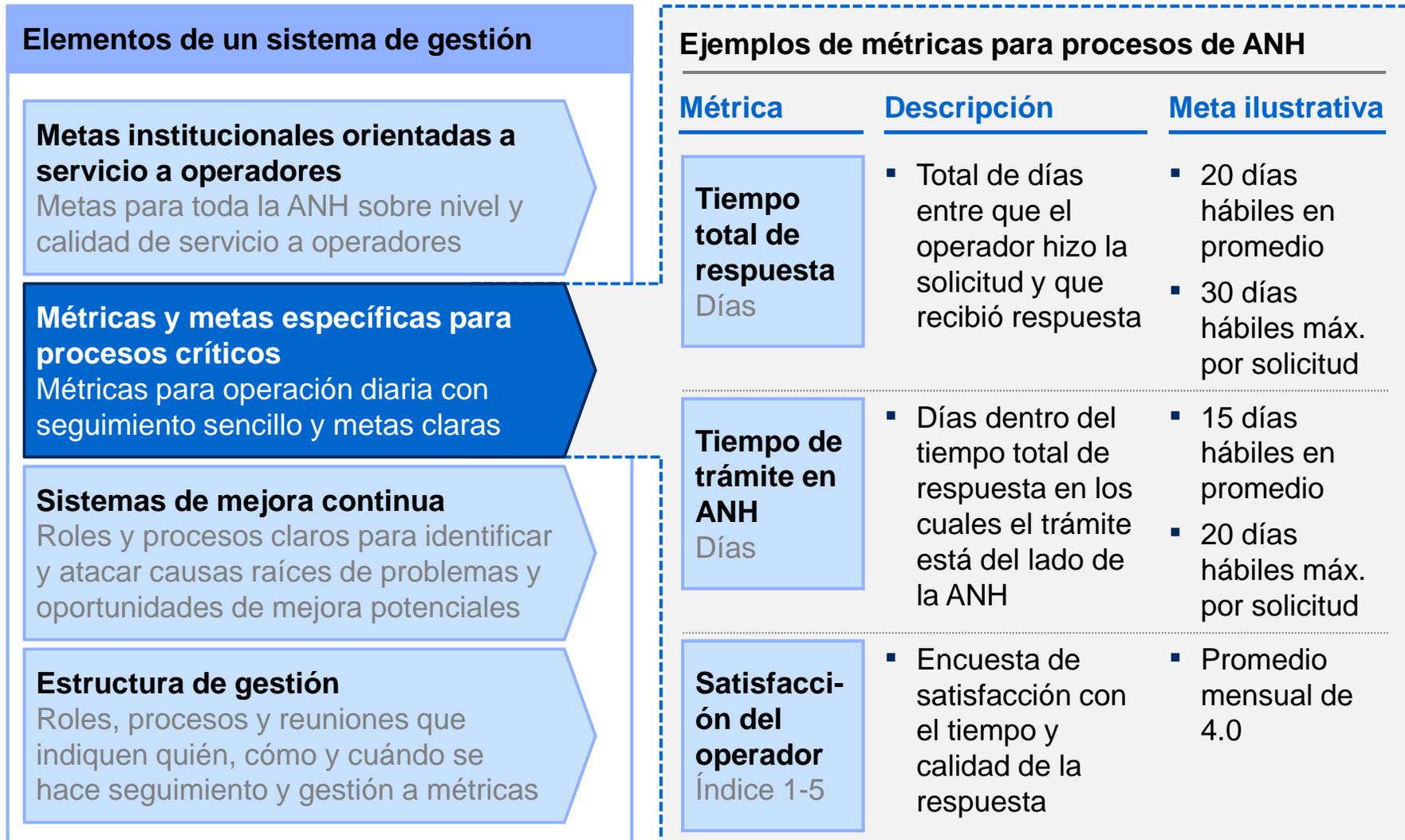


8 Durante el diagnóstico interno de la ANH, se identificaron 5 procesos críticos de cara a operadores

Se identificaron 5 procesos críticos en 3 vicepresidencias...			...explicadas por 3 causas
Vicepresidencia	Procesos críticos ¹	Principales razones de criticidad	
Promoción y Asignación de Áreas	A Habilitación de operadores	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de habilitación para cada proceso distinto Complejidad en habilitación (sobre todo operadores globales) 	<ul style="list-style-type: none"> Ausencia de metas institucionales en la ANH para niveles y calidad de servicio a operadores (p. ej., índice de satisfacción general con gestión de la ANH) Ausencia de métricas y metas específicas para procesos críticos con mayor impacto en niveles y calidad de servicio (p. ej. tiempos de respuesta) Ausencia de sistemas de gestión que permitan hacer seguimiento periódico a las metas, identificar y resolver desviaciones a tiempo, y diseñar e implementar mecanismos de mejora continua
	B Modificaciones de titulares de contratos (p. ej., cesiones, escisiones, fusiones)	<ul style="list-style-type: none"> Demoras en tiempos de respuesta por re-proceso de habilitación Falta de capacidad para ejecución, especialmente durante rondas 	
Operaciones, Regalías y Participaciones	C Seguimiento a la producción	<ul style="list-style-type: none"> Procesos típicamente duplicados para producción diaria y mensual 	
	D Autorización de pozos	<ul style="list-style-type: none"> Cualquier tipo de pozo requiere autorización previa a su inicio Alta cantidad de trámites demora autorizaciones (~9,000 en 2014) Autorización caduca a los 90 días 	
Contratos de hidrocarburos	E Actualización o modificación de planes exploratorios (p.ej., restitución, prórroga, unificación, modificación)	<ul style="list-style-type: none"> Alto volumen de solicitudes y capacidad limitada generan tiempos de respuesta elevados (tiempos de respuesta promedio de hasta 120+ días en meses de alta demanda) 	

¹ Se entiende por proceso crítico uno que genera demoras o sobrecostos significativos para operadores
 FUENTE: Entrevistas con vicepresidencias y gerencias de la ANH, Análisis del equipo de trabajo

8 Mejorar los niveles y calidad de servicio a operadores en los procesos críticos requiere implementar sistemas de gestión con 4 elementos



8 En adición, se requiere un fortalecimiento de la interacción entre entidades estatales para mejorar los tiempos de ejecución

	Descripción	Responsable
Desarrollar mecanismo de interacción con agencias	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar mecanismos de comunicación/coordiación entre agencias para mejorar tiempos de respuesta y cruce de informaci3n Codificar ejemplo de PINES (i.e., tramites agilizados deben ser norma, no excepci3n) 	<ul style="list-style-type: none"> Presidencia de la Rep3blica
Definir acuerdos de nivel de servicio para sector petrolero	<ul style="list-style-type: none"> Usar tiempos definidos en normatividad como barra baja para acuerdos de nivel de servicio con industria Definir prioridad de la industria para el estado y sus entidades 	<ul style="list-style-type: none"> MME, MADS, MinInterior, MinTrabajo
Fomentar actualizaci3n de normas y decretos para homogeneizar procedimientos	<ul style="list-style-type: none"> Normas que determinan procedimientos y procesos para el sector deben ser actualizadas Por ejemplo el Decreto 644 de 1990 solicita concepto del INDERENA y el HIMAT para estudios cient3ficos costa afuera 	<ul style="list-style-type: none"> Presidencia de la Rep3blica