

Mejorando la competitividad del sector de hidrocarburos en Colombia



Documento para presentación final

Bogotá D.C., 28 de Agosto de 2015

CONFIDENTIAL AND PROPRIETARY

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

Objetivos de la reunión



- **Recordar los acuerdos y conclusiones** generados durante el taller anterior

- **Profundizar contenidos específicos**
 - Detalle de medidas para *government take*
 - Medidas para mejoramiento del entorno social
 - Inclusión de escenario “status quo” en la aspiración

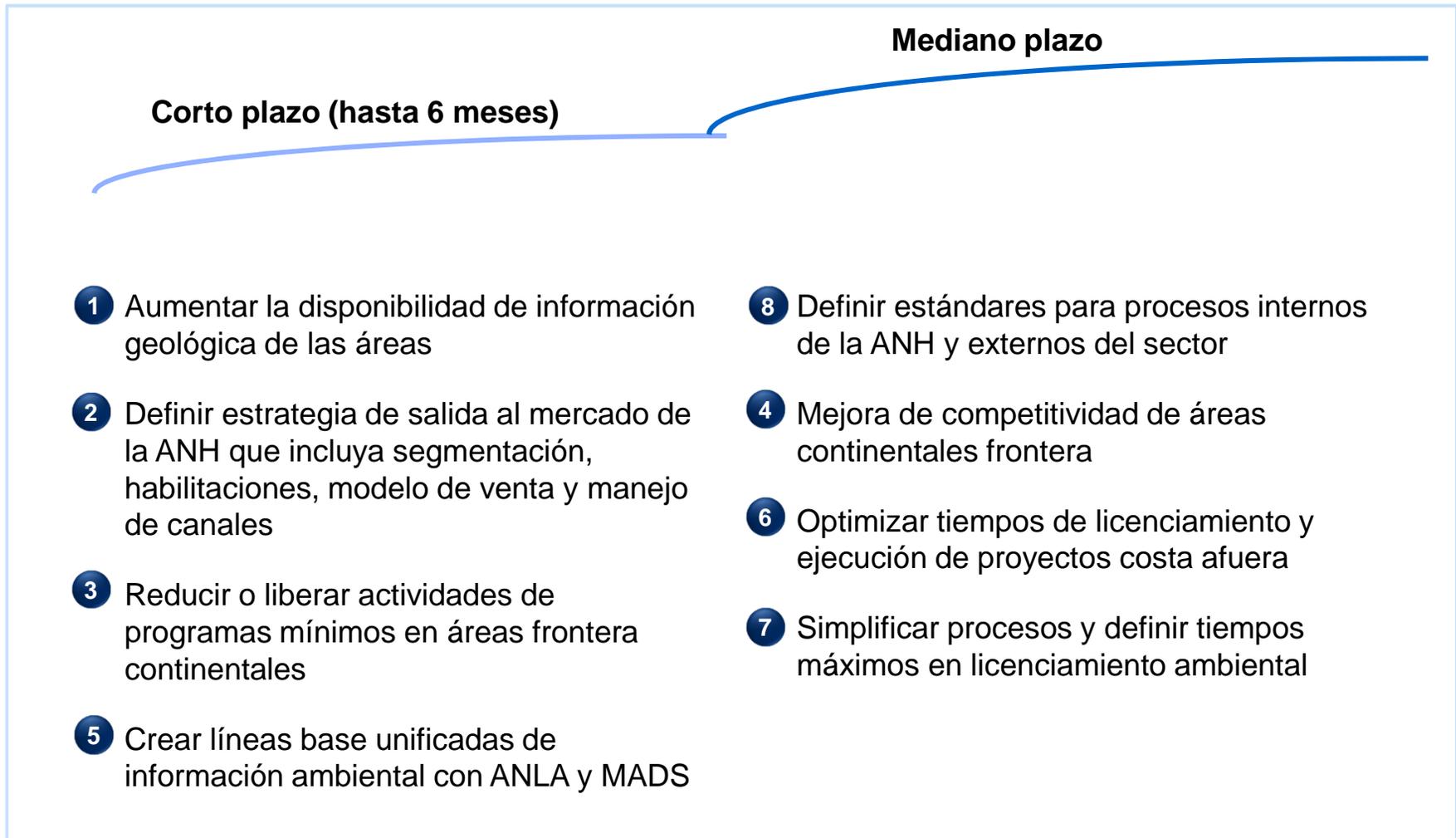
- **Compartir un plan para operacionalización** de cada una de las 8 iniciativas propuestas en el taller anterior

Contenidos

-
- **Conclusiones del taller anterior**
 - Profundización en contenidos específicos
 - Plan para operacionalización de iniciativas
 - Apéndice: Documento integral actualizado
-

Varias iniciativas deben ser lanzadas en el corto plazo para asegurar la captura de la aspiración

x Número de iniciativa



A partir de la discusión de las 8 iniciativas presentadas en el taller anterior, se generaron acuerdos y complementos a las propuestas (1/2)

Tema	Desafío / iniciativa	Acuerdos	Complemento a propuestas
Aspiración	<ul style="list-style-type: none"> Definir una aspiración de actividades y resultados de la industria a largo plazo 	<ul style="list-style-type: none"> Definir metas de actividad y resultados concretos para la gestión de la industria 	<ul style="list-style-type: none"> Incluir proyección de producción sin medidas adicionales
Inversión en prospectividad	<ol style="list-style-type: none"> Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar un modelo mixto de adquisición de información: <ul style="list-style-type: none"> Emplear empresas multi-cliente en áreas con mayor interés del mercado¹ Contratar sísmica y administrar información en ANH² 	<ul style="list-style-type: none"> Además de contratar estudios con empresas multi-cliente, la ANH también levanta, administra y comercializa sísmica en algunas áreas Definir un cronología de áreas a estudiar
Interacción con clientes	<ol style="list-style-type: none"> Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar un modelo de abordaje segmentado para clientes Utilizar modelo de promoción y soporte con ejecutivos de cuenta Redefinir modelo de licenciamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Definir un modelo mixto de adjudicación que combine rondas con asignación directa Definir qué áreas se ofrecen bajo cada modalidad y cuándo
Mejorar atractividad de proyectos	<ol style="list-style-type: none"> Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales Mejorar competitividad de áreas continentales frontera 	<ul style="list-style-type: none"> Establecer programa exploratorio propuesto como criterio de adjudicación Definir plan mínimo de reserva Cambiar tabla de precios por puntos Implementar incentivos adicionales en áreas continentales frontera Plantear opciones para volver el <i>government take</i> progresivo 	<ul style="list-style-type: none"> Diseñar tabla de puntos para evaluar programas propuestos Incluir cánones incrementales en el tiempo que desincentiven especulación en finca raíz Proponer reforma estructural al <i>government take</i> Analizar competitividad de proyectos de gas costa afuera

¹ P. ej. Costa afuera, Llanos, Putumayo; ² En áreas de actual menor interés, tales como Cauca Patía, Pacífico y Tumaco

A partir de la discusión de las 8 iniciativas presentadas en el taller anterior, se generaron acuerdos y complementos a las propuestas (2/2)

Tema	Desafío / iniciativa	Acuerdos	Complemento a propuestas
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5 Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Apoyar a MADS/ANLA para recopilar y organizar la información disponible para las distintas áreas del país ▪ Acordar guías claras para el desarrollo de nuevos estudios ambientales que reduzcan la discrecionalidad en su evaluación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consolidar la información ambiental levantada a la fecha ▪ Acordar reglas claras para el levantamiento y aprobación de estudios ambientales futuros ▪ Establecer convenio interadministrativo con ANLA/ MADS para estudiar áreas con baja información
	6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acelerar tiempo de licenciamiento y ejecución costa afuera: <ul style="list-style-type: none"> – Buscar alternativa para actualizar decreto 644 de 1990 – Acelerar desarrollo de regulación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un decreto alineado con el 2041 (P. ej., no pedir conceptos en aguas profundas) y derogar el decreto 644 de 1990
	7 Simplificar procesos y definir tiempos máximos en licenciamiento ambiental	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitar tiempo de autorización de medidas de manejo ambiental por parte de las CARs 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar silencio administrativo positivo o modificar la Constitución para limitar competencias de CARs
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejorar las condiciones del entorno social 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Proponer alternativas para enfrentar la actual situación social 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ND
Optimizar procesos de soporte	8 Definir estándares para procesos internos de la ANH y externos del sector	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir métricas y optimizar sistema de gestión en 5 procesos de la ANH ▪ Establecer acuerdos interadministrativos, avalados por Presidencia, con MADS, ANLA y DCP para definir y gestionar ANS¹ con la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar prácticas Lean en procesos internos de la ANH

Contenidos

-
- Conclusiones del taller anterior
 - **Profundización en contenidos específicos**
 - **Government take**
 - Entorno social
 - Aspiración
 - Plan para operacionalización de iniciativas
 - Apéndice: Documento integral actualizado
-

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

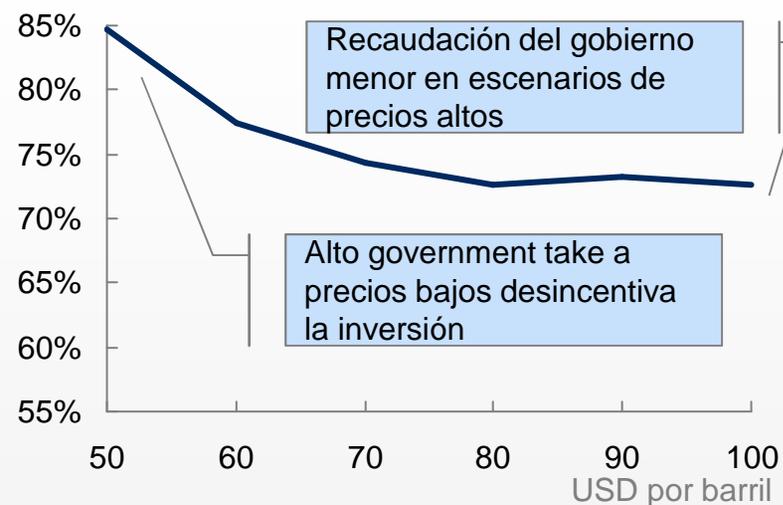
4 Adicionalmente para proyectos de gas aplica un descuento del 20% en regalías

El esquema de government take actual es regresivo y oneroso para los operadores en escenarios de precios bajos

El esquema actual impacta significativamente a los operadores en precios bajos...

Government take – esquema actual¹

X% del valor creado

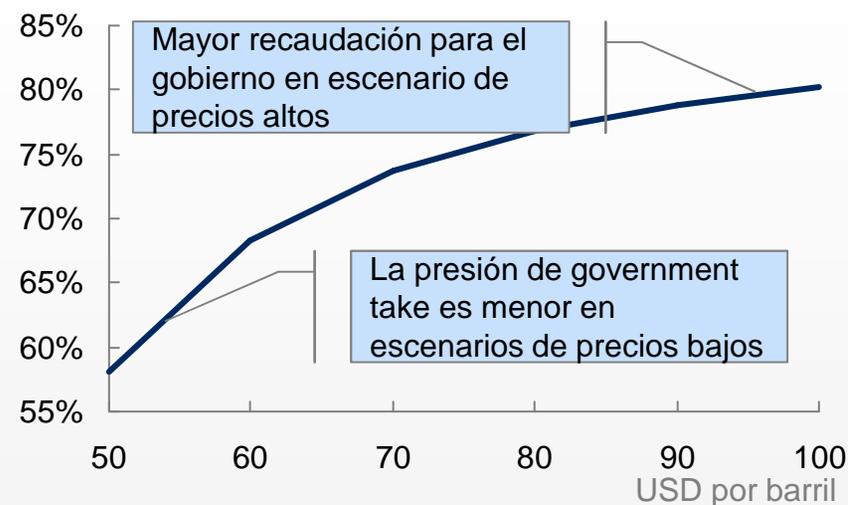


- Esquema mantiene recaudación fiscal alta en escenarios de precios bajos, y deja dinero sobre la mesa en escenario de precios altos
- Los operadores se ven obligados a pagar regalías y otros cobros aunque sus utilidades sean negativas en escenario de precios bajos

Mientras que un esquema progresivo podría incentivar la inversión aún en escenarios de precios bajos

Esquema simplificado de government take¹

X% del valor creado



- Esquema sacrifica recaudación en escenarios de precios bajos y aumenta la recaudación en escenarios de precios altos
- Los operadores se ven aliviados de carga tributaria en escenarios de precios bajos, y comparten más utilidades al gobierno en caso de precios altos

¹ Reservas de 100MM de barriles en cuenca continental madura, Opex 17 USD por barril, Capex 15 USD por barril

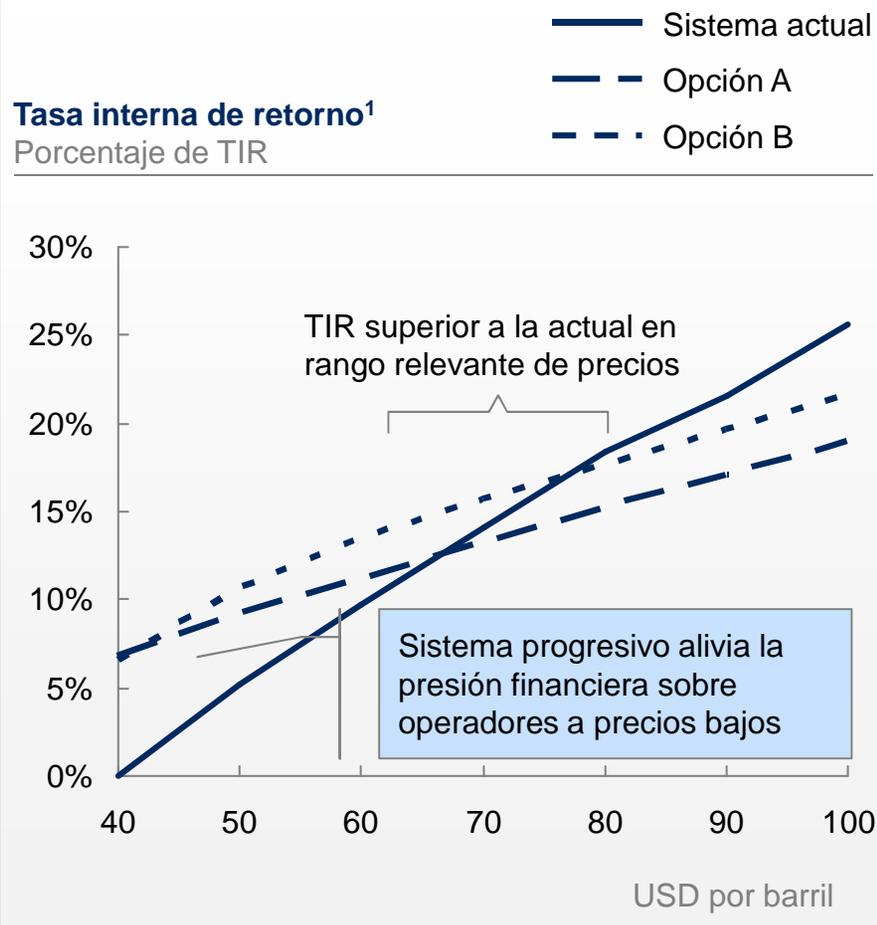
Se identificaron dos alternativas posibles para hacer el esquema de government take más progresivo

 Detalle a continuación

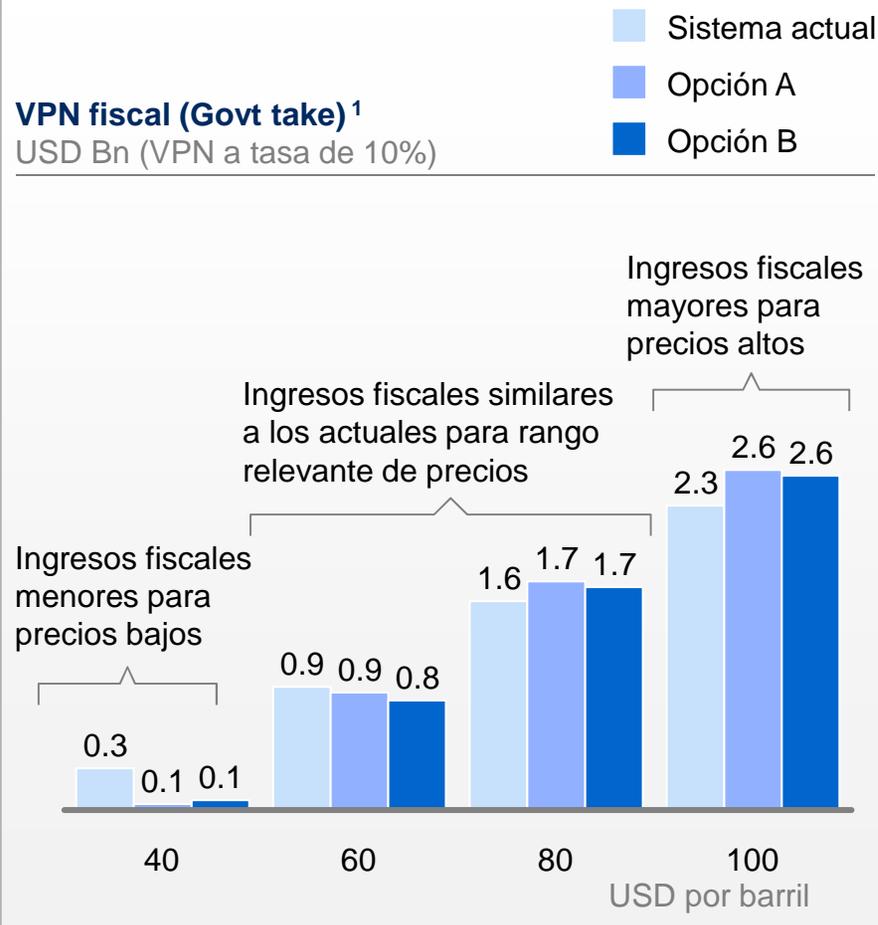
	Mecanismos de implementación	Ventajas	Desventajas
A Introducir contrapartida para mitigar efecto regresivo de las regalías	<ul style="list-style-type: none"> Mantener esquema de regalías actual Establecer un aporte parafiscal sobre utilidades Otorgar un crédito fiscal por el monto de regalías pagada para contrarrestar efecto regresivo 	<ul style="list-style-type: none"> Mantiene esquema de recaudación y repartición de regalías actual No requiere reforma constitucional Mantiene recaudación estable a precio actual 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce la TIR de operadores vs el sistema actual a partir de un precio de ~65 USD por barril Requiere reforma tributaria para establecer aporte parafiscal
B Abolir regalías y factor X y establecer un cobro adicional basado en utilidades	<ul style="list-style-type: none"> Abolir cobro de regalías, factor X y cláusula de precios altos Establecer un sistema con un cobro único como porcentaje de utilidades (p.ej.: renta + CREE + impuesto petrolero) Admitir deducción parcial del CAPEX como incentivo 	<ul style="list-style-type: none"> Es un sistema sencillo de aplicar y fiscalizar, transparente y progresivo Reduce la TIR de operadores vs el sistema actual a partir de un precio de ~75 USD por barril Mantiene recaudación estable a precio actual 	<ul style="list-style-type: none"> Al abolir regalías crea la necesidad de diseñar un nuevo sistema de reparto de ingresos Requiere una reforma constitucional para abolir las regalías

Modificar el esquema de government take para hacerlo más progresivo mejora la rentabilidad de proyectos a precios bajos

Un esquema progresivo aumentaría la TIR para los proyectos en precios bajos



Un esquema progresivo generaría una recaudación sostenible en el rango relevante de precios



NOTA: no se considera cambio en número de proyectos a realizar por cambio en esquema fiscal

¹ Para un campo continental maduro con reservas de 100MM de barriles en cuenca continental madura, Opex 17 USD/ barril, Capex 15 USD/ barril

Próximos pasos para concretar modelo fiscal progresivo a elegir

- **Hacer un análisis para adaptar el modelo a los distintos tipos de áreas** (p.ej. Utilizar distinta tasa de aporte parafiscal para campos costa afuera y otra para continentales)
 - Seleccionar el modelo a implementar (Opción A o B) y definir las bases de su funcionamiento
 - Analizar el efecto del modelo para distintos tipos de área y adaptar los parámetros reconociendo las diferencias en las variables económicas (p.ej. tamaño de reservas, Capex, Opex, etc.) de los distintos tipos de áreas
- **Evaluar los efectos en la recaudación total del país**, utilizando información de producción, regalías, y costos por campo, para todos los campos adjudicados
 - Recopilar proyecciones de producción y costos operativos y capex para cada campo
 - Aplicar nuevo modelo para calcular los efectos en la recaudación
 - Adaptar los parámetros del modelo para asegurar un nivel de recaudación y rentabilidad para los operadores adecuado por tipo de área¹
- **Realizar una ronda de consulta de la medida con otras entidades** gubernamentales involucradas y operadores clave
- **Diseñar estrategia de abordaje para realizar cambios regulatorios necesarios** para implementar el nuevo sistema de government take

¹ Para áreas en las cuales no hay campos adjudicados, se debe modelar con un campo tipo

Contenidos

-
- Conclusiones del taller anterior
 - **Profundización en contenidos específicos**
 - Government take
 - **Entorno social**
 - Aspiración
 - Plan para operacionalización de iniciativas
 - Apéndice: Documento integral actualizado
-

A través de entrevistas, se identificaron cinco temas principales a abordar para mejorar la situación actual de manejo de comunidades

Temas principales	Comentarios durante entrevistas estructuradas a partes interesadas	
<p>Falta de marco legal claro que guíe a las empresas para solucionar conflictos</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>Falta de información sobre la situación social de los bloques</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>Falta de entendimiento de las necesidades de las comunidades</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>Baja coordinación entre entes estatales, centrales, regionales y gobiernos locales para resolver temas sociales</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>Baja coordinación entre agencias estatales y la empresa privada para resolver temas sociales</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>

Se propone un robustecimiento en el modelo de acompañamiento a proyectos por parte de la ANH

Detallado

Ante los temas principales...

Falta de marco legal claro que guíe a las empresas para solucionar conflictos

Falta de información sobre la situación social de los bloques

Falta de entendimiento de las necesidades de las comunidades

Baja coordinación entre entes estatales, centrales, regionales y gobiernos locales para resolver temas sociales

Baja coordinación entre agencias estatales y la empresa privada para resolver temas sociales

... La ANH se ha movido...

- Incorporación de cláusula 27 a contratos de exploración y anexo F sobre planes de beneficio a comunidades (PBC) que contemplan la inversión de al menos el 1% del valor del programa exploratorio en beneficio de las comunidades aledañas al proyecto
- Establecimiento de guía metodológica para gestión de programas en beneficio a comunidades enmarcado en el acuerdo 302 de 2012 entre el PNUD y la ANH
- Fortalecimiento de función de apoyo a empresas en temas sociales

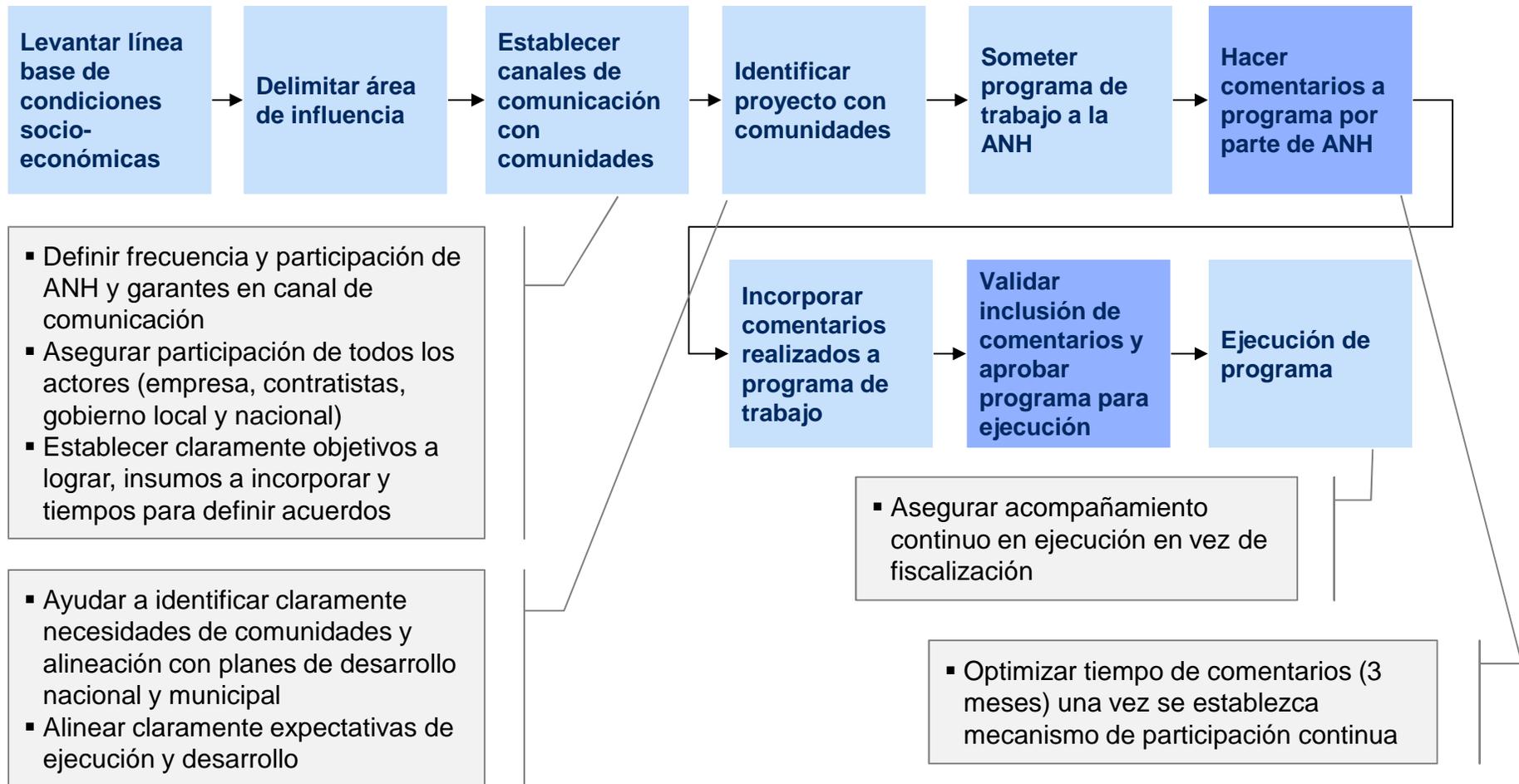
...No obstante, se debe hacer más

- Codificar modelo de apoyo a empresas petroleras en temas sociales
 - Incrementando presencia en campo
 - Acompañando acuerdos con comunidades
 - Facilitando participación de garantes que le den credibilidad a proceso p.ej., PNUD
- Proactivamente servir de puente entre comunidades y DNP para acordar uso de recursos contemplados en PBC de manera efectiva

Varios elementos deben ser codificados y optimizados en proceso de desarrollo de planes de beneficio a comunidades

Proceso de desarrollo de planes de beneficio a comunidades

■ Responsabilidad de Operador
■ Responsabilidad de ANH

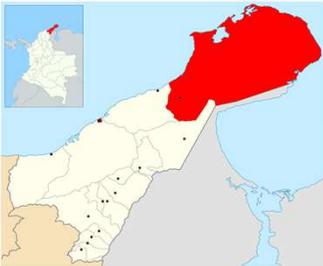


Ejemplo - Repsol está por culminar el proceso de consulta previa con la comunidad Wayuu sin inconvenientes que afectaran el proyecto

Repsol ingresó al área en Dic 2012...

- Repsol opera un bloque exploratorio offshore desde diciembre 2012
- El bloque tiene una influencia social sobre 13 comunidades Wayuu
- Ecopetrol y otras empresas han explorado intermitentemente en la zona
- Existía una baja confianza hacia las empresas y gobierno local para trabajar en conjunto

Operación en el Oriente Sur de la Alta Guajira



... y ha conseguido forjar una confianza entre los involucrados para trabajar en conjunto

Pasos realizados para garantizar el éxito del programa

Pasos en línea con las políticas internas de la empresa

1. Seguir normativa del Ministerio del Interior con ayuda de la ANH para hacer la consulta previa
2. Realizar un plan de inversión social priorizadas por la misma comunidad con gestión de la PNUD y fondos de Repsol
3. Convenio interno entre distintas instituciones del gobierno (Presidencia, interior, ambiente, MME, ANH, etc.) para apoyar el plan de inversión social

Un **factor clave de éxito** fue la **articulación de esfuerzos** entre el **Gobierno Central, la empresa y cooperación internacional** para poder:

- Brindar presencia estatal
- Realizar inversión estatal y privada en la zona de influencia
- Realizar consulta previa como interés empresarial y no sólo como normativa
- Lograr una interconexión directa entre comunidades y Gobierno Central (baja confianza con el gobierno local)

*“Los Wayuu poseen un código de conducta distinto al nuestro. Ellos son los dueños del territorio. Nosotros somos los invitados. **Tenemos que entenderlos y escucharlos para poder adaptar nuestras prácticas a ellos.**”*

Ejecutivo de Repsol

Lecciones aprendidas:

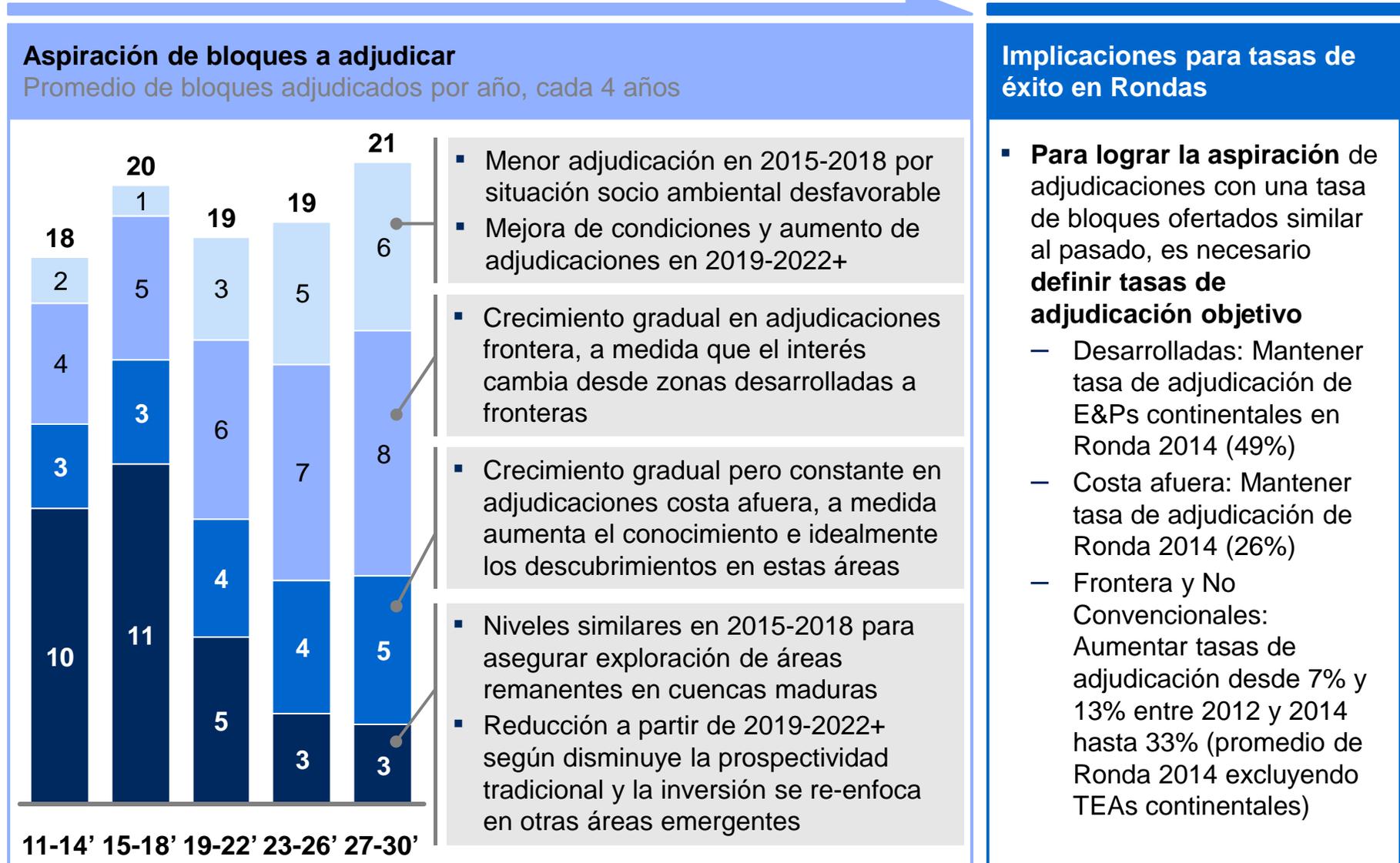
- **Involucrar a la gente** en la identificación de la solución
- **Triangular esfuerzos** con el Gobierno Central, empresas y comunidades
- **Reconocer las autoridades locales**, costumbres y formas de conducta
- **Respetar a la gente** y al territorio donde uno opera
- **SIEMPRE cumplir con la palabra.** Cumplir con los acuerdos **para reforzar la confianza**



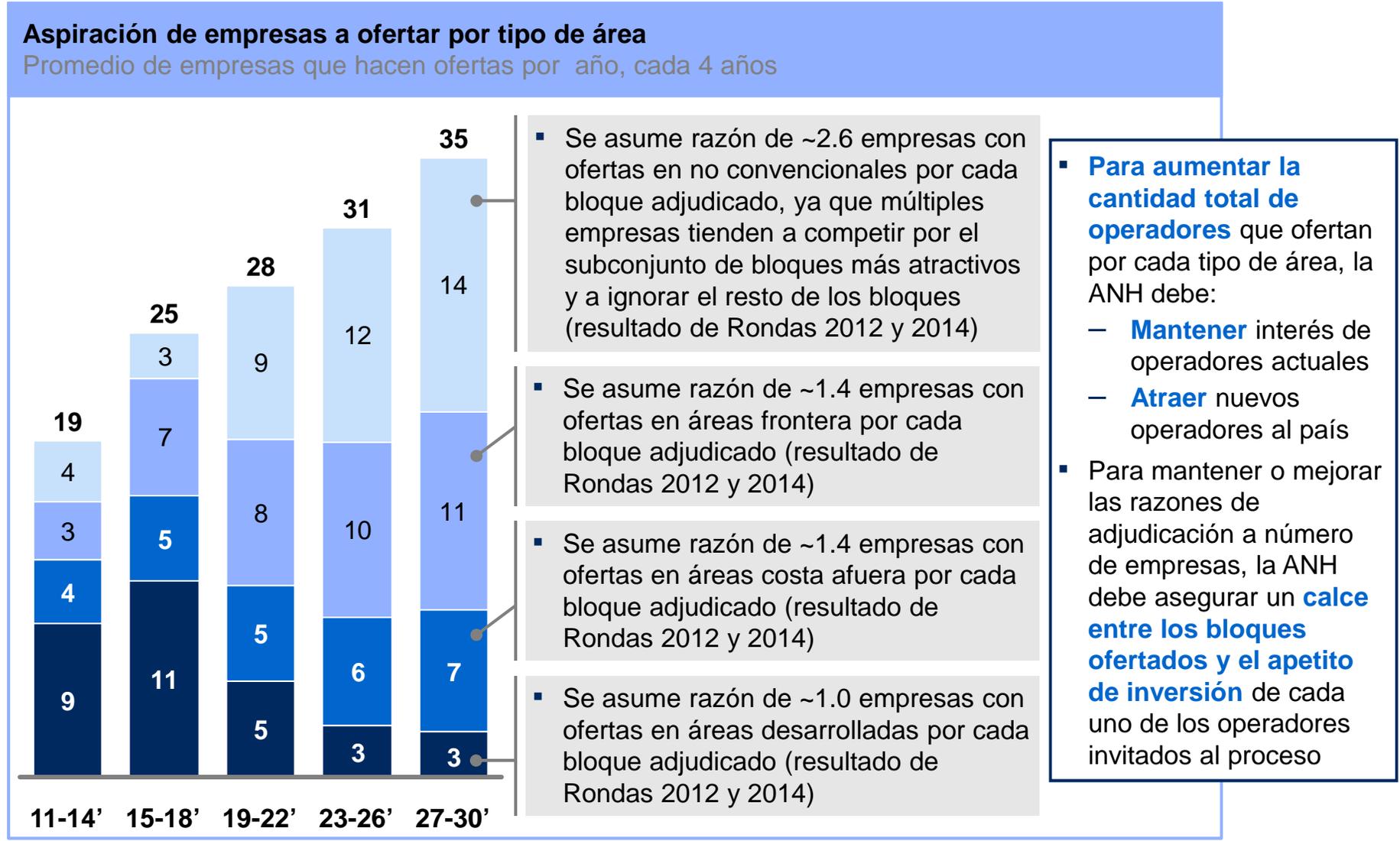
Contenidos

-
- Conclusiones del taller anterior
 - **Profundización en contenidos específicos**
 - Government take
 - Entorno social
 - **Aspiración**
 - Plan para operacionalización de iniciativas
 - Apéndice: Documento integral actualizado
-

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



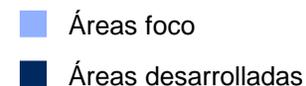
Para lograr la aspiración de adjudicaciones, es necesario atraer a más operadores interesados en cada tipo de área



ASPIRACIÓN

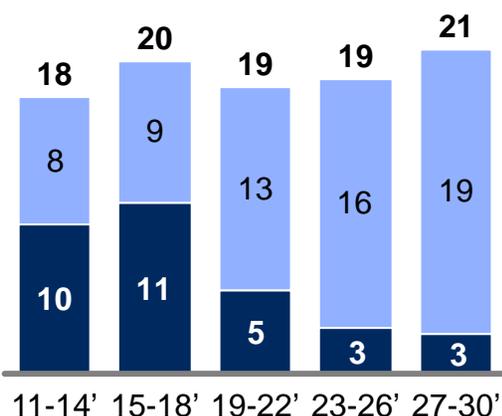
Con este nivel de bloques adjudicados, estimamos que la actividad exploratoria crítica sería reactivada en el mediano y largo plazo

Estimación de niveles de actividad – Escenario medio



Adjudicaciones

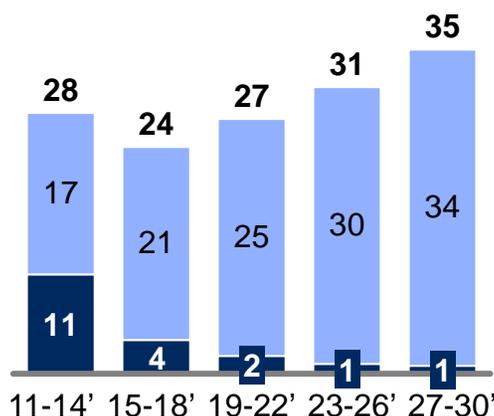
Bloques/año promedio



- 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

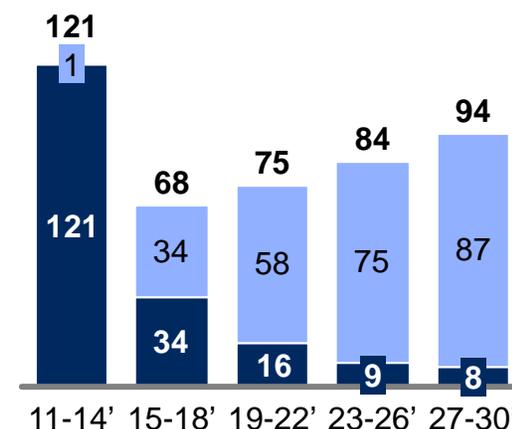
Miles de km/año promedio



- 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



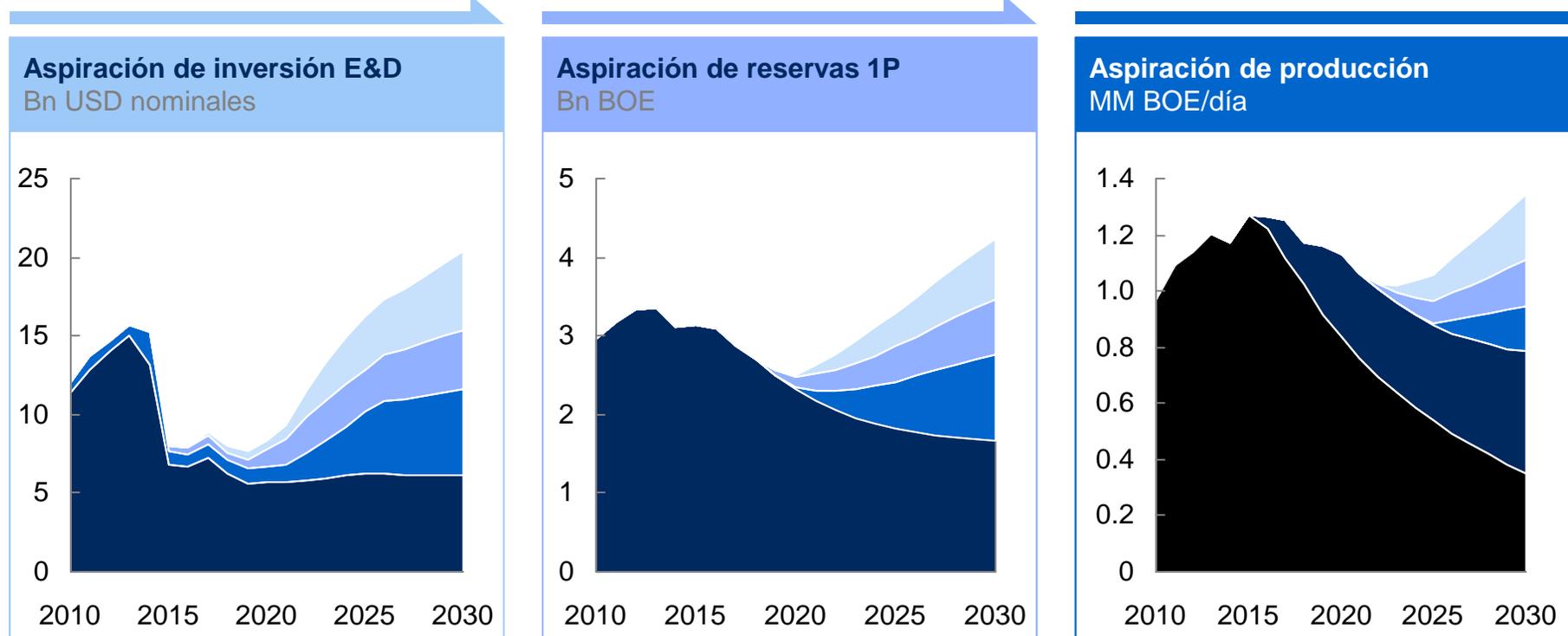
- Para 2015 en adelante se asumen planes exploratorios mínimos (3 pozos por bloque en áreas desarrolladas, 2 costa afuera, 4 frontera y 8 NC)
- La aspiración incluye **aumentar significativamente la perforación en zonas foco** y reducir la perforación en zonas desarrolladas

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.)

Contenidos

-
- Conclusiones del taller anterior
 - Profundización en contenidos específicos
 - **Plan para operacionalización de iniciativas**
 - Apéndice: Documento integral actualizado
-

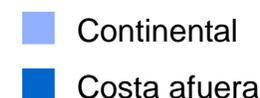
1 Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar un modelo mixto de adquisición de información: <ul style="list-style-type: none"> – Emplear empresas multi-cliente en áreas con mayor interés del mercado para levantar, administrar y comercializar sísmica (P. ej., Costa afuera, Llanos, Putumayo) – Contratar y administrar sísmica directamente desde la ANH para áreas de menor interés inmediato (P. ej., Cauca Patía, Pacífico y Tumaco) ▪ Definir un cronología de áreas a estudiar
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-size: small; margin-right: 10px;">Ciclos sucesivos de 1-2 años cada uno</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Para los contratos con empresas multi-cliente, es necesario clarificar las limitaciones aplicables sobre la distribución de información técnica a terceros, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Información es propietaria de ANH – Empresa multi-cliente tiene el derecho y deber de administrar y comercializar la información por una cantidad fija de años – Distribución de información sólo permitida a personas o entidades previamente habilitadas por la ANH – Tarifas de comercialización pre-acordadas entre ANH y empresa multi-cliente
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación 										

1 La ANH debe priorizar las cuencas a estudiar dependiendo de múltiples factores que determinan el potencial de cada área

Propuesta de priorización de cuencas para estudio



Prioridad propuesta	Cuenca	Área disponible + TEAs Miles de km ²	Prospectividad estimada ¹	Nivel de información ²	Accesibilidad física / social
Alta	Colombia	132	Alta	Bajo	Favorable
	Llanos Orinoquía	121	Alta	Medio	Favorable
	Los Cayos	104	Alta	Bajo	Favorable
	Cagúan	33	Media	Medio	Neutral
	V. Inferior del Magdalena	19	Media	Medio	Neutral
	Sinú-San Jacinto	8	Media	Mayor	Favorable
Media	Chocó Offshore	51	Media	Medio	Favorable
	Tumaco Offshore	32	Media	Mayor	Favorable
	Guajira Offshore	28	Alta	Mayor	Favorable
	Guajira	4	Baja	Mayor	Neutra
	Pacífico profundo	N/A	Alta	Bajo	Favorable
Baja	Chocó Onshore	35	Media	Bajo	Negativa
	Tumaco Onshore	19	Baja	Bajo	Neutra
	Cauca Patía	17	Baja	Bajo	Neutra
	Sinú Offshore	8	Media	Mayor	Favor
	Urabá Onshore	4	Baja	Medio	Neutra
	Vaupés-Amazonas	2	Alta	Bajo	Negativa
	Urabá Offshore	0	Baja	Mayor	Favorable

1 Alta = >4.0 Bn boe, Media = 2.0-4.0 Bn boe, Baja = <2.0 Bn boe; 2 Mayor = >300, Medio = 100-200, Bajo = <100 km de sísmica por cada 1000 km²

2 Definir estrategia de salida al mercado de la ANH

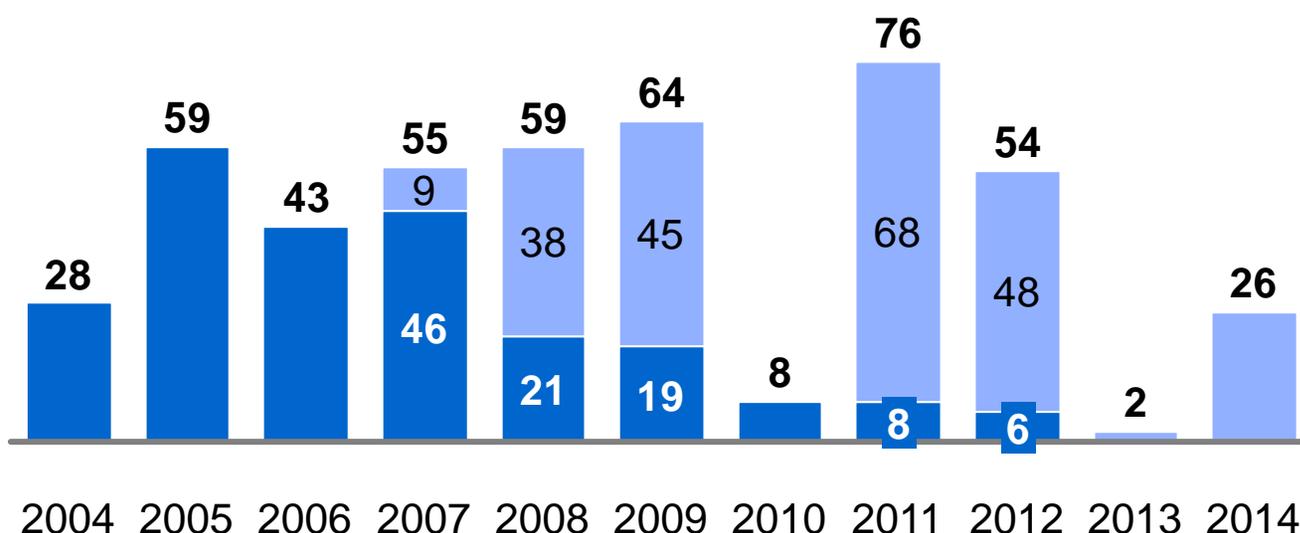
Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar un modelo de abordaje segmentado para clientes, que incluya actividades de promoción y soporte realizadas a través de ejecutivos de cuenta ▪ Redefinir el proceso de licenciamiento hacia un modelo mixto de adjudicación que combine rondas con la posibilidad asignación directa ▪ Definir qué áreas se ofrecen bajo cada modalidad y cuándo
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">Ciclo anual de planificación comercial</div> <div style="flex-grow: 1;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH </td> </tr> </table> </div> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El nuevo mecanismo de adjudicación directa debe ser claro, transparente e incluir posibilidad de competencia ▪ Los requisitos de habilitación también deben ser claros, transparentes y avisados con anticipación, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Requisitos simplificados de capacidad financiera y operacional – Exclusiones específicas (P. ej. limitaciones de seguridad nacional para empresas nacionales) ▪ Los bloques y condiciones de cada ronda deben diseñarse para el apetito de segmentos de clientes específicos ▪ El cronograma de rondas debe estar alineado a los esfuerzos de estudio ambiental y técnico de las áreas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 										

2 Durante su historia, la ANH ha demostrado ser capaz de gestionar rondas competitivas y adjudicaciones directas de manera simultánea

■ Ronda competitiva ■ Adjudicación directa²

Total de contratos E&P, TEA y E&E adjudicados por la ANH durante su historia¹



Total por cada modelo

∑ = 238

∑ = 236

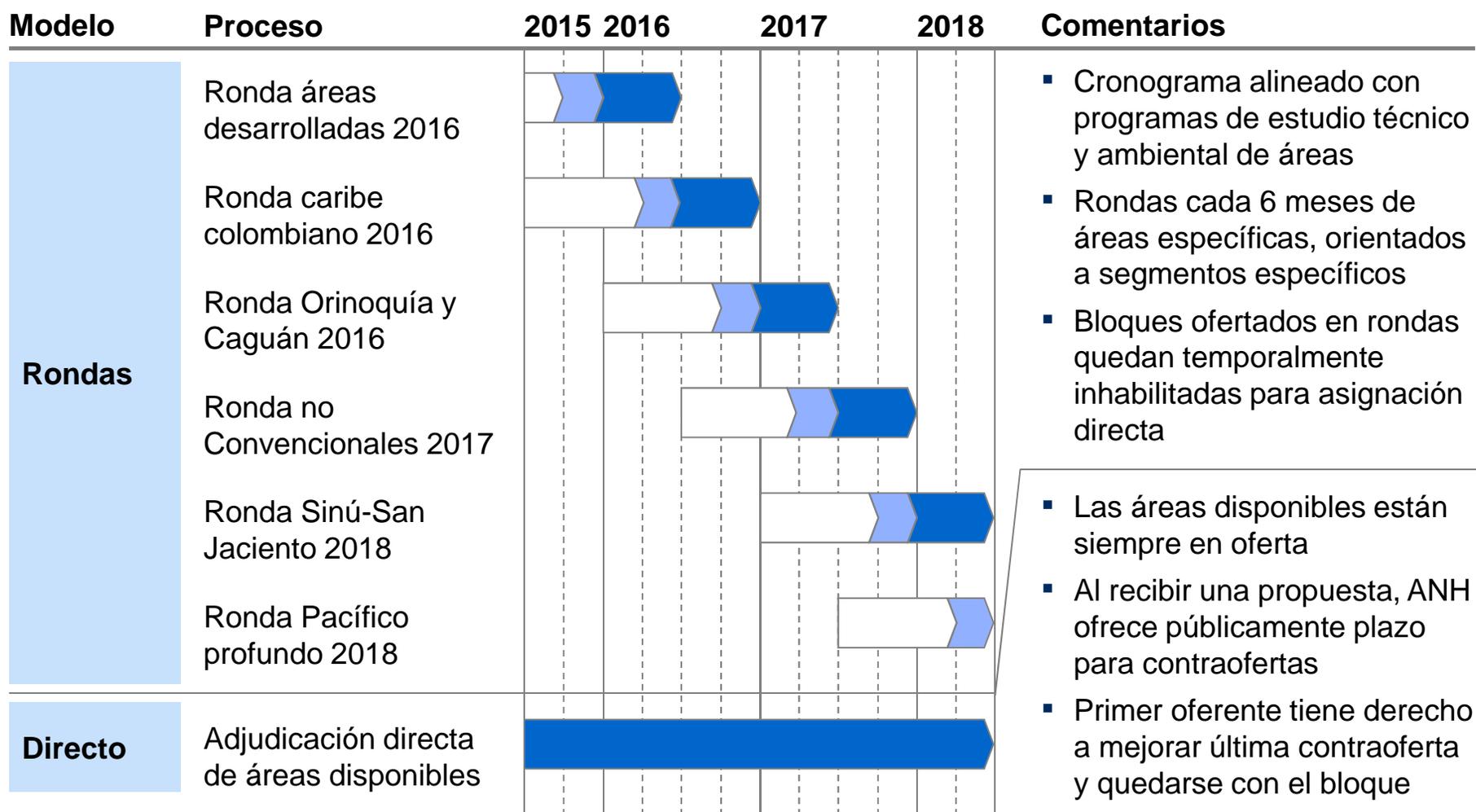
- **Entre 2007 y 2012 se firmaron 316 contratos entre ambos modelos** de adjudicación
 - 108 por adjudicación directa
 - 208 por rondas competitivas
- **La ANH ya ha demostrado capacidad para gestionar simultáneamente ambos modelos**, por lo que parece factible re-instaurar una dinámica similar a futuro

¹ Excluye contratos de asociación con Ecopetrol firmados durante el mismo período

² Incluye contratos firmados bajo contratación directa y nominación de áreas

2 A futuro, la ANH podría ofrecer adjudicaciones simultáneas mediante contratación directa de áreas disponibles y rondas cada 6-12 meses

□ Estudios técnicos y ambientales ■ Preparación de áreas y términos ■ Recepción de ofertas y adjudicación



3 Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Usar programa exploratorio propuesto como criterio de adjudicación de bloques frontera: <ul style="list-style-type: none"> – Se elimina el programa exploratorio mínimo y cada operador oferta un programa libre – Cada programa es evaluado de manera objetiva a través de una tabla de puntos – Existe un plan mínimo de reserva pre-definido, pero no publicado a los operadores – Cánones incrementales en el tiempo que desincentiven especulación en finca raíz
---	--

	Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Ciclos sucesivos cada 1-2 años</p>	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> </table>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los programas de reserva deben ser lo suficientemente bajos para dar libertad a operadores, pero suficientemente altos para desincentivar la especulación en finca raíz (p. ej. 50 km de sísmica 2D) ▪ Los programas de reserva se podrían dejar registrados en sobres de gobierno ▪ Es importante que la tabla de evaluación de planes exploratorios sea en puntaje y no en montos de dinero, para dejar constancia de que no hay compromisos monetarios, sino de actividades ▪ Los cánones incrementales (derechos de subsuelo) deben ser suficientes para desincentivar áreas congeladas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 											
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 											
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 											
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 											
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 											

4 Mejorar competitividad de áreas continentales frontera

Descripción de la solución propuesta

- Implementar incentivos fiscales adicionales para áreas continentales frontera
- Plantear opciones para volver el *government take* progresivo, que incluyan potenciales reformas estructurales al sistema actual

Actividades y responsables

Ciclo anual de planificación comercial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizar simulaciones detalladas de impacto potencial para afinar las ideas iniciales y generar propuestas concretas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una versión inicial de los decretos y/o proyectos de ley requeridos para llevar a cabo las ofertas concretas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preparar un caso de negocios con el detalle de los impactos (tanto fiscales como para operadores) para ser compartidos con actores claves 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar retroalimentación de actores claves en la industria y realizar los ajustes que sean necesarios a las medidas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Seguir el proceso legal necesario para aprobar las medidas propuestas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples actores

Consideraciones de implementación

- Se requiere afinar las medidas con una simulación detallada del impacto para el fisco y operadores, considerando, por ejemplo
 - Producción campo por campo
 - Precios, costos e inversiones campo por campo
 - Simulación de régimen impositivo campo por campo
 - Sensibilidad ante distintos escenarios de precios
- Legalmente es más sencillo pasar una ley de reforma tributaria (p. ej., devolución de regalías como descuento a impuesto a la renta) que cambiar la constitución para modificar el sistema de regalías (p. ej., eliminar las regalías y reemplazarlas por un impuesto adicional a utilidades de hidrocarburos)

5 Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA/MADS

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Apoyar a MADS/ANLA para establecer una línea base única para el país, que sea reconocida por los múltiples organismos involucrados en el licenciamiento de proyectos <ul style="list-style-type: none"> – Recopilar y organizar la información ambiental disponible para las áreas del país – Financiar estudios ambientales para áreas con baja información ▪ Acordar reglas claras para el levantamiento y aprobación de estudios ambientales futuros
---	---

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">~1 año antes de iniciar los estudios</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importante involucrar tanto a MinAmbiente (por ser una política ambiental a nivel país) como a ANLA (por ser la entidad a cargo de la evaluación de estudios ambientales y licenciamiento de proyectos) ▪ Los criterios para confección y evaluación de estudios ambientales tienen que ser lo suficientemente claros como para reducir la discrecionalidad en la aprobación de licencia ambientales y aumentar la predictibilidad de tiempos de licenciamiento y definiciones de zonas de exclusión
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										

6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución costa afuera

Descripción de la solución propuesta

- Acelerar tiempo de licenciamiento y ejecución costa afuera:
 - Buscar alternativa para reemplazar el decreto 644 de 1990 por uno alineado con el 2041 de 2014 (p. ej., no pedir conceptos en aguas profundas)
 - Acelerar desarrollo de un marco regulatorio para proyectos costa afuera, que especifique requisitos de ejecución y criterios de aprobación claros y adecuados a la situación del país

Actividades y responsables

1-2 años 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizar un estudio comparativo de marcos regulatorios y procesos de licenciamiento para proyectos costa afuera 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar propuesta de marco regulatorio técnico-ambiental para costa afuera, acorde a los objetivos y situación del país 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta regulatoria desde los principales actores de la industria, y ajustar si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derogar el decreto 644 de 1990 y reemplazarlo por el nuevo decreto diseñado 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia de la República
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar el nuevo marco regulatorio para el licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera, que establezca reglas claras para su licenciamiento y ejecución 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA

Consideraciones de implementación

- Es importante asegurar total alineación entre el proceso para autorización de actividades marítimas (decreto 644 de 1990) y licenciamiento ambiental (decreto 2041 de 2014), por ejemplo:
 - Criterios de evaluación ambiental transparentes y alineados (p. ej., MinAmbiente, DAMCRA, ANLA)
 - Ámbitos de competencia claros, sin duplicidad de funciones (p. ej., procesos siempre gestionados por ANLA, la cuál pide conceptos a otras instituciones si es necesario)
- Es clave para el desarrollo de la industria costa afuera que se asegure la mayor velocidad posible para el desarrollo de la regulación, sin sacrificar calidad de resultados

7 Simplificar procesos y limitar tiempos de licenciamiento ambiental

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitar tiempo de autorización de medidas de manejo ambiental por parte de las CARs
---	---

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); margin-right: 10px;">~1 año</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Una alternativa factible para establecer plazos máximos a los tiempos de respuesta de las Corporaciones Autónomas Regionales es mediante una ley que establezca silencio administrativo, es decir, que la ausencia de respuesta formal dentro del plazo establecido para una solicitud de autorización, es equivalente a una aprobación
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 										

8 Definir estándares para procesos de la ANH y externos del sector

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir métricas y optimizar sistema de gestión en 5 procesos de la ANH¹, a través de la implementación de prácticas de gestión <i>LEAN</i> ▪ Establecer acuerdos interadministrativos, avalados por presidencia, con MADS, ANLA y DCP para definir y gestionar Acuerdos de Nivel de Servicio con la industria
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">Ciclo anual de planificación comercial</div> <div style="flex-grow: 1;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas para los distintos procesos críticos dentro de la agencia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP </td> </tr> </table> </div> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas para los distintos procesos críticos dentro de la agencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un buen sistema de métricas debe ser simple de entender y de monitorear ▪ Un sistema de gestión ideal incluye múltiples diálogos de desempeño a distintos niveles y con distintas frecuencias, por ejemplo <ul style="list-style-type: none"> – Mensual entre Presidente y Vicepresidentes – Quincenal entre Vicepresidentes y Gerentes – Semanal entre Gerentes y sus equipos de trabajo – Diaria dentro de equipos de trabajo ▪ Involucrar a Presidencia en la definición y monitoreo de acuerdos de nivel de servicio entre entidades probablemente incrementaría cumplimiento de metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas para los distintos procesos críticos dentro de la agencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 										

¹ Habilitación de operadores, modificaciones a contratos, seguimiento a la producción, autorización de pozos, actualización o modificación de planes exploratorios

FUENTE: Análisis del equipo de trabajo

Contenidos

-
- Conclusiones del taller anterior
 - Profundización en contenidos específicos
 - Plan para operacionalización de iniciativas
 - **Apéndice: Documento integral actualizado**
-

Contenido y objetivos de este documento



Sección	Objetivos
Contexto, situación actual y diagnóstico	<ul style="list-style-type: none">▪ Compartir el contexto de partida y los elementos que conformaron el presente estudio▪ Compartir un diagnóstico integral de la industria de Hidrocarburos en Colombia
Aspiración	<ul style="list-style-type: none">▪ Proponer una aspiración de largo plazo para el sector a partir de metas específicas
Oportunidades de mejora	<ul style="list-style-type: none">▪ Detallar iniciativas tácticas para alcanzar esta aspiración, definidas por tipo de área
Plan de acción	<ul style="list-style-type: none">▪ Proponer un plan de acción para implementar las iniciativas identificadas

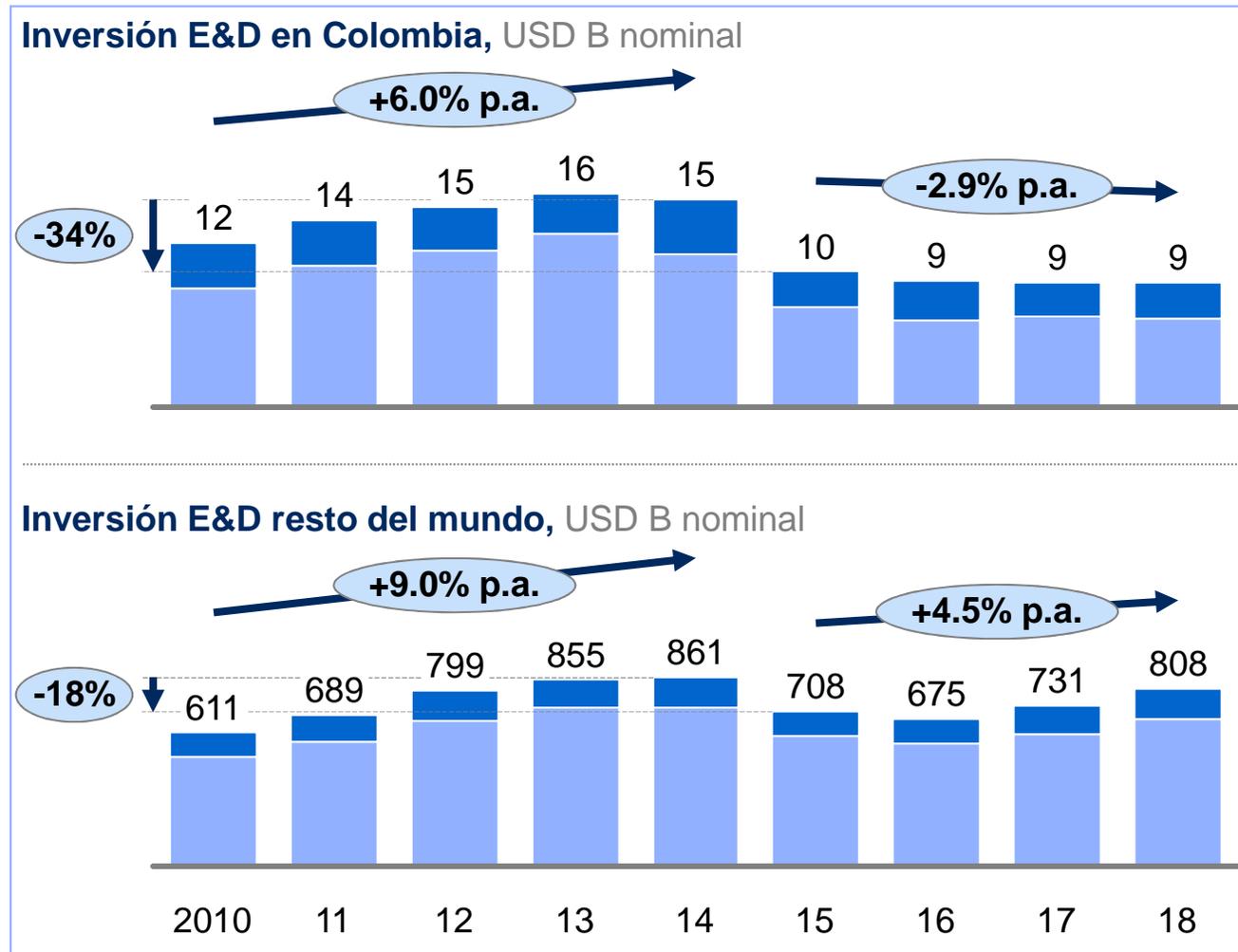
Contexto del estudio

- La visión de la ANH es ser una entidad de primer nivel, fortaleciendo la competitividad del país e incrementando los volúmenes de producción y reservas de hidrocarburos
- En 11 años el modelo de la ANH ha sido exitoso en la adjudicación de bloques en cuencas maduras que han generado un incremento significativo en el desarrollo de hidrocarburos del país
- No obstante, el modelo no ha sido igual de eficiente en la promoción y asignación de la mayoría de las áreas frontera; al mismo tiempo, las condiciones de contexto de la industria de E&P de Colombia han cambiado significativamente en los últimos dos años
- Dado el entorno de precios bajos y países competidores como México, Colombia corre un riesgo significativo de deterioro de los niveles de inversión y actividad de E&P si no se ajusta la estrategia adecuadamente
- En este contexto, la ANH buscó evaluar:
 - desafíos de competitividad y de mercado que enfrenta actualmente el sector de hidrocarburos nacional
 - promoción y asignación de los recursos de hidrocarburos del país, y sus principales procesos, a fin de formular ajustes necesarios
 - modelo actual de administración del recurso
 - estrategias y políticas a implementar de cara al futuro

SITUACIÓN ACTUAL

Históricamente la inversión en exploración y desarrollo en Colombia tuvo crecimiento sostenido hasta 2013, sin embargo la proyección de Rystad en 2015 es una caída mayor a la de la industria

■ Exploración ■ Desarrollo



- Colombia cuenta aún con un inventario importante de bloques por desarrollar
- El reto para la ANH es incrementar la atraktividad de estos activos para revertir la caída en las inversiones esperada

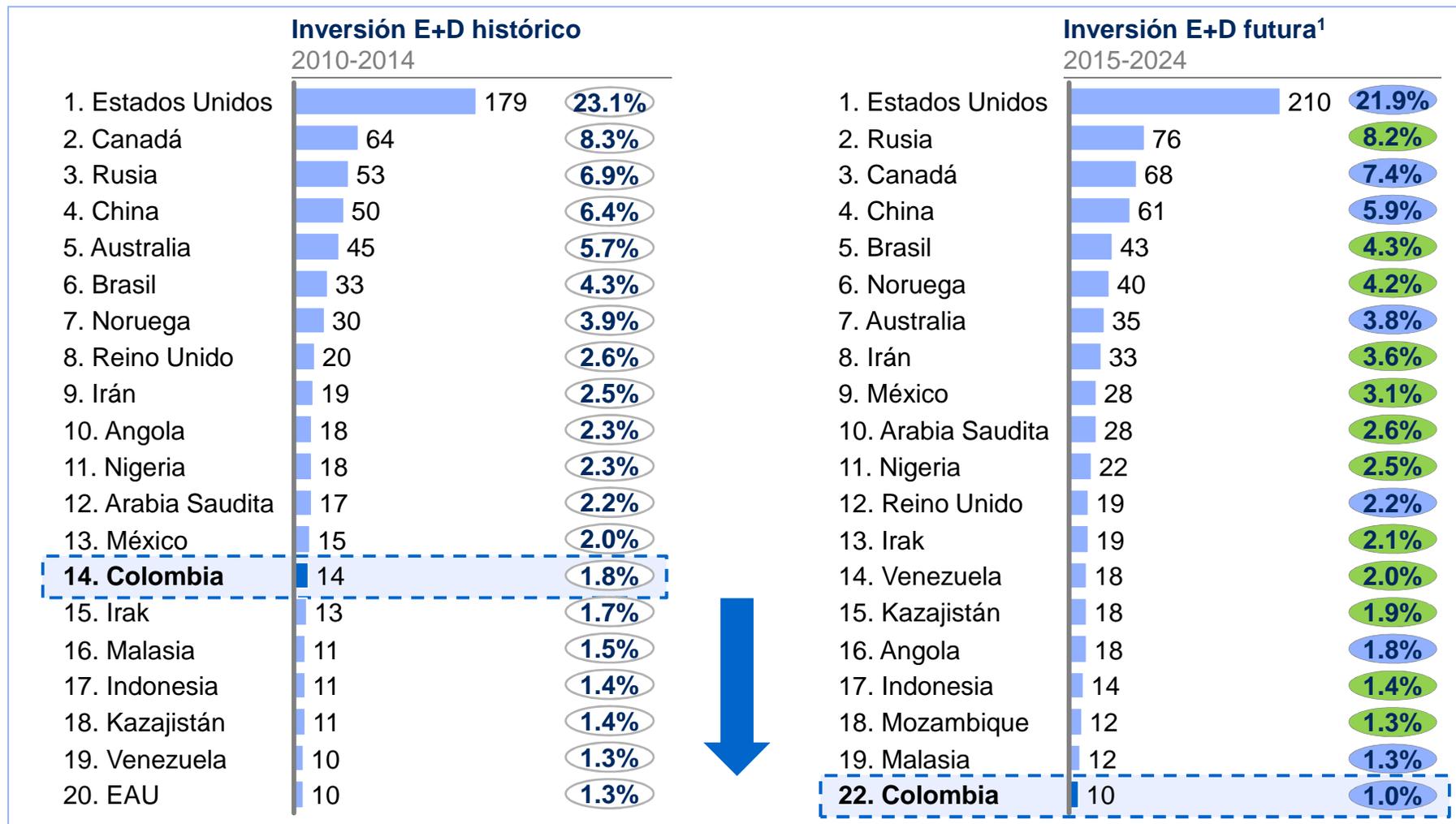
SITUACIÓN ACTUAL

Con esta reducción Colombia se posicionará 8 lugares abajo en el ranking

X Empeoró su % con respecto al total

X Mejoró su % con Respecto al total

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



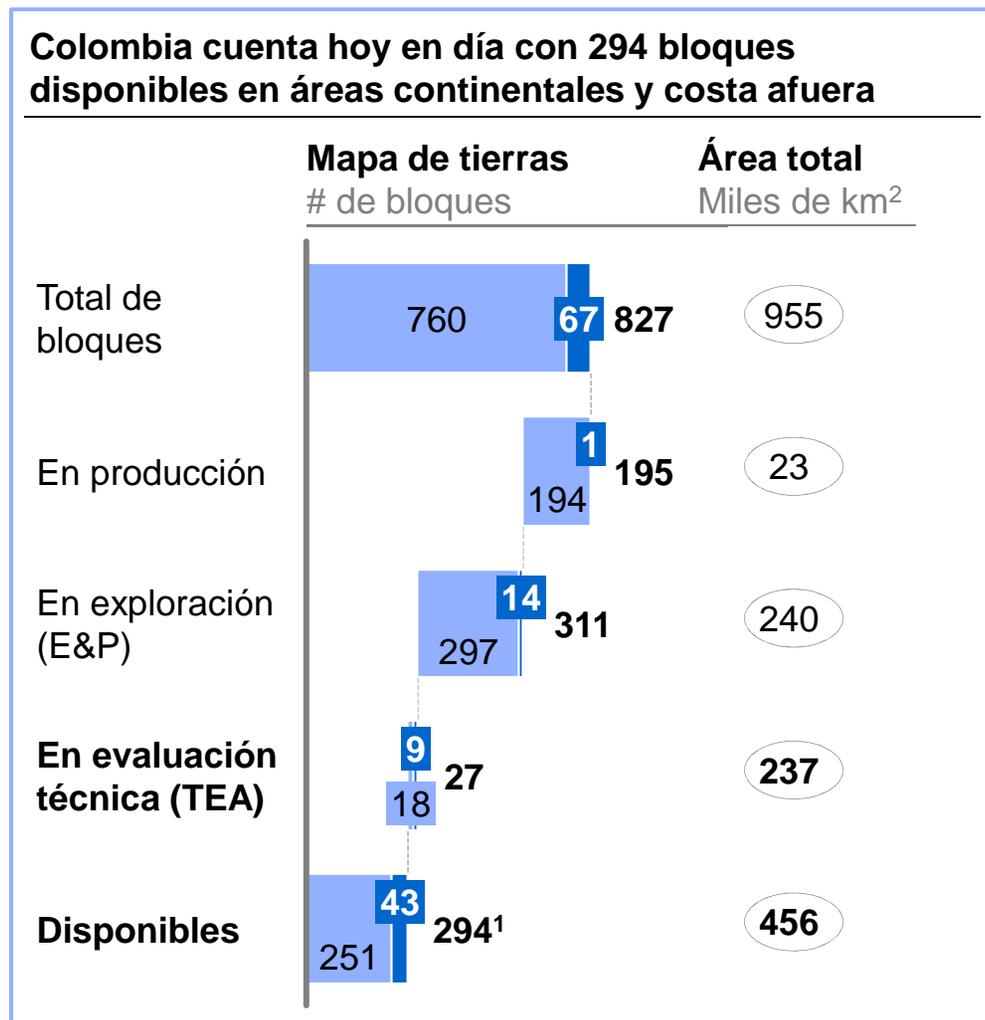
¹El pronóstico de Rystad se elabora utilizando la información pública disponible de inversión, geología, tipo de campos, riesgos de extracción de los recursos “yet to find” de cada país (ajustan según la visión independiente de Rystad)

FUENTE: Análisis del equipo de trabajo; Rystad

SITUACIÓN ACTUAL

La disminución en la inversión se daría a pesar de un inventario de ~300 bloques disponibles, el cual puede llegar a incrementar con base en resultados de TEAs

■ Continentales ■ Costa afuera



- Aún existen 693,000 km² de área disponible (73% del área total) con un alto nivel de incertumbre en cuanto a su asignación
- A través del estudio se identificaron 5 grandes temas que inhiben el atractivo de estas áreas
 - Alta incertidumbre en la prospectividad de recursos
 - Interacción con clientes inefectiva
 - Proyectos con baja atracción económica
 - Tiempos extendidos en procesos de licenciamiento y ejecución de los proyectos
 - Falta de procesos de gestión que enfocados en mejora continua

1) Número de bloques posiblemente a incrementar a futuro al re-alinear y/o subdividir; 2) Los 27 TEAs podrían convertirse en ~250 bloques adicionales (considerando bloques similares a los de hoy)

DIAGNÓSTICO

Al inicio del diagnóstico, realizamos más de 40 entrevistas con clientes y socios de la ANH para entender el punto de partida e identificar puntos de mejora



A través de las entrevistas se establecieron hipótesis sobre los temas más relevantes

Temas	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

A través del diagnóstico, se validaron oportunidades para atacar obstáculos que inhiben el desarrollo del sector

NO EXHAUSTIVO

Temas	Ejemplos de obstáculos identificados y directamente atacados por la oportunidad
<p>Invertir en prospectividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta incertidumbre en prospectividad de Colombia, especialmente en áreas costa afuera, frontera y no convencional
<p>Mejorar interacción con clientes</p>	<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
<p>Mejorar atractividad de proyectos</p>	<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
<p>Reducir tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos</p>	<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)
<p>Optimizar procesos de soporte</p>	<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

DIAGNÓSTICO

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
<ul style="list-style-type: none"> Regresar a los niveles de reservas/producción actuales y al dinamismo de la industria hacia 2030 Reenfocar exploración hacia zonas de alto potencial para incorporar producción y reservas de largo plazo 							
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	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3 Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		✓			0	110-170
	4 Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		✓				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5 Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	✓	✓		✓	10-15	25-50
	6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	✓				0	50-85
	7 Simplificar procesos y definir 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 tema tiene responsables y tiempos de desarrollo diferenciados

PARA DISCUSIÓN

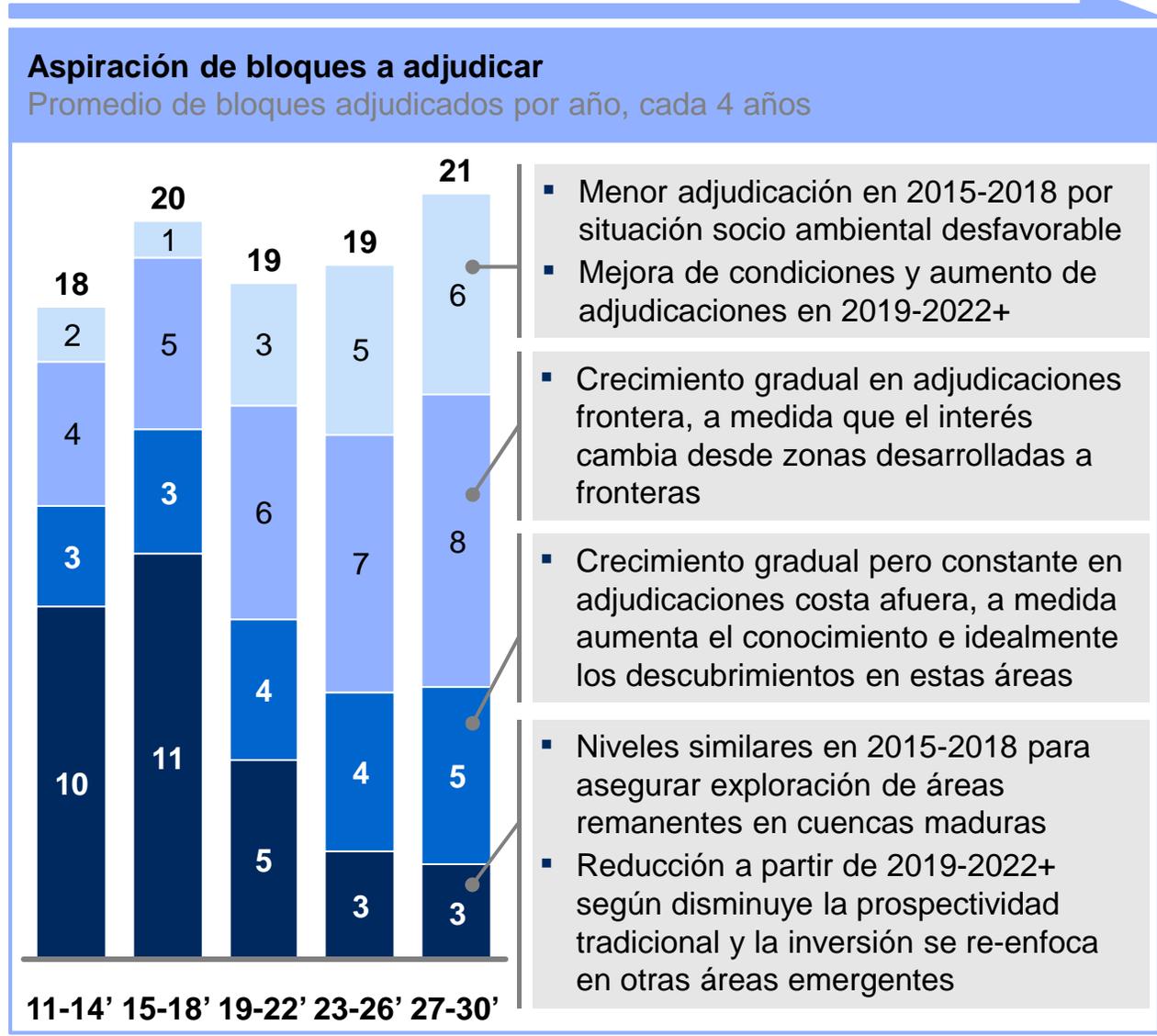
Aspiración		Responsable primario	Horizonte de implementación
<ul style="list-style-type: none"> Regresar a los niveles de reservas/producción actuales y al dinamismo de la industria hacia 2030 Reenfocar exploración hacia zonas de alto potencial para incorporar producción y reservas de largo plazo 			
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 Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	▪ ANH, ANLA	▪ Corto
	6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	▪ MME, MADS	▪ Medio
	7 Simplificar procesos y definir 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

Contenido y objetivos de este documento



Sección	Objetivos
Contexto, situación actual y diagnóstico	<ul style="list-style-type: none">Compartir el contexto de partida y los elementos que conformaron el presente estudioCompartir un diagnóstico integral de la industria de Hidrocarburos en Colombia
Aspiración	<ul style="list-style-type: none">Proponer una aspiración de largo plazo para el sector a partir de metas específicas
Oportunidades de mejora	<ul style="list-style-type: none">Detallar iniciativas tácticas para alcanzar esta aspiración, definidas por tipo de área
Plan de acción	<ul style="list-style-type: none">Proponer un plan de acción para implementar las iniciativas identificadas

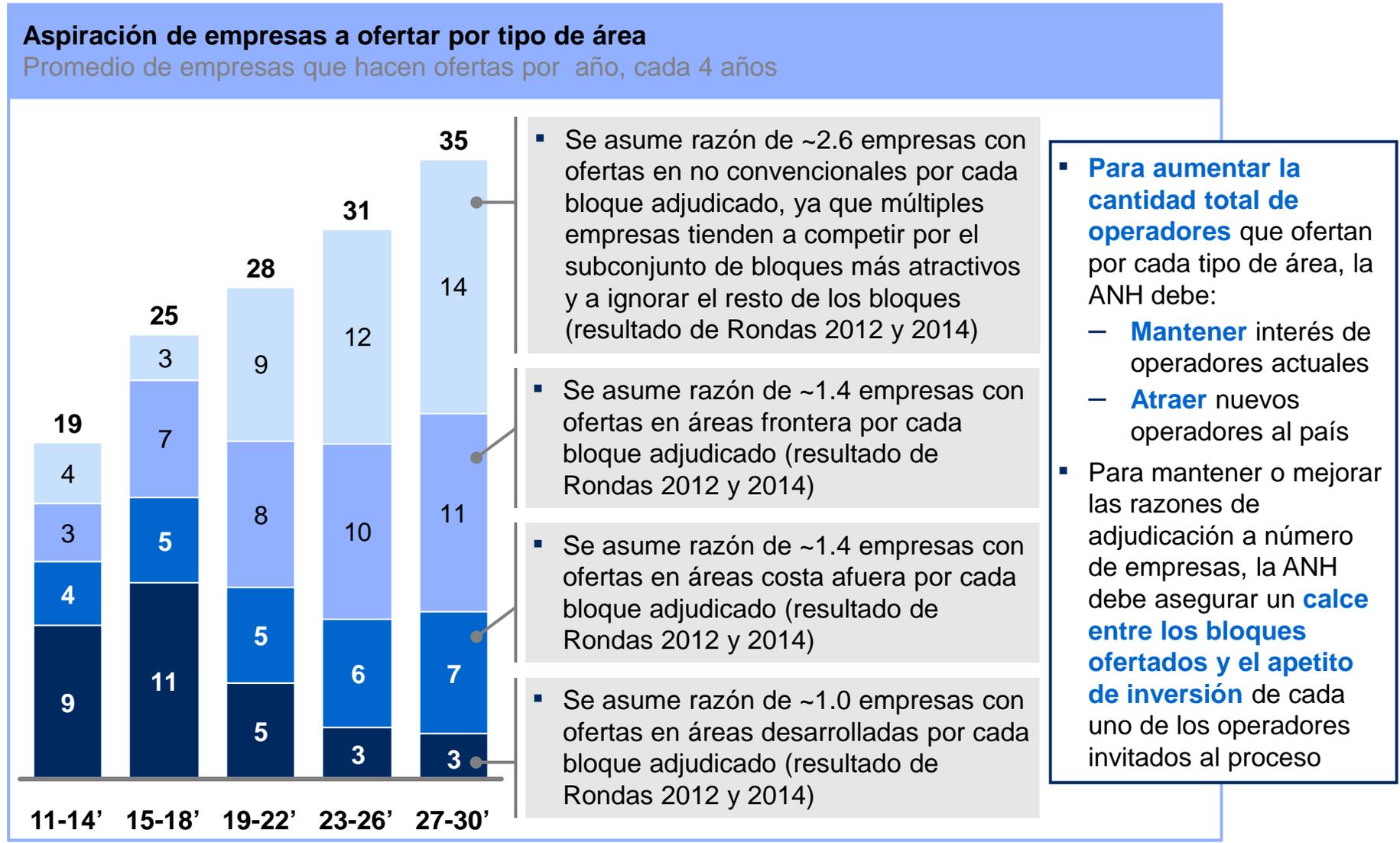
La aspiración de crecimiento hacia futuro debe partir de metas concretas en el número de bloques a adjudicar en las siguientes rondas



Implicaciones para tasas de éxito en Rondas

- Para lograr la aspiración de adjudicaciones con una tasa de bloques ofertados similar al pasado, es necesario **definir tasas de adjudicación objetivo**
 - Desarrolladas: Mantener tasa de adjudicación de E&Ps continentales en Ronda 2014 (49%)
 - Costa afuera: Mantener tasa de adjudicación de Ronda 2014 (26%)
 - Frontera y No Convencionales: Aumentar tasas de adjudicación desde 7% y 13% entre 2012 y 2014 hasta 33% (promedio de Ronda 2014 excluyendo TEAs continentales)

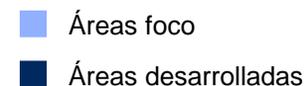
Para lograr la aspiración de adjudicaciones, es necesario atraer a más operadores interesados en cada tipo de área



ASPIRACIÓN

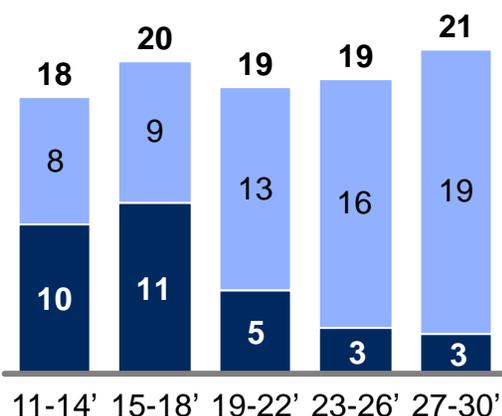
Con este nivel de bloques adjudicados, estimamos que la actividad exploratoria crítica sería reactivada en el mediano y largo plazo

Estimación de niveles de actividad – Escenario medio



Adjudicaciones

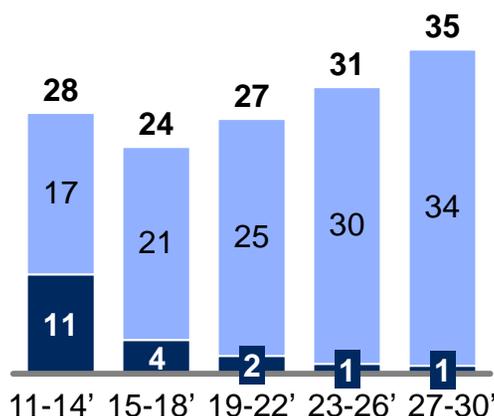
Bloques/año promedio



- 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

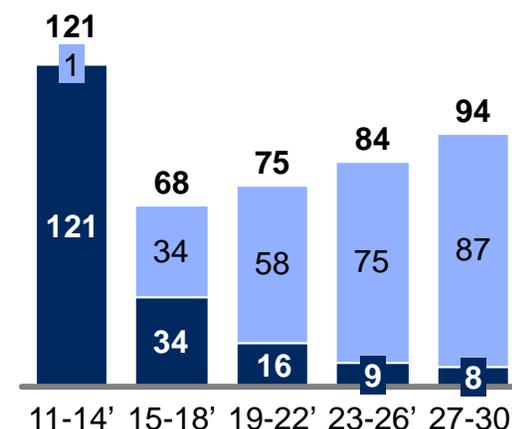
Miles de km/año promedio



- 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



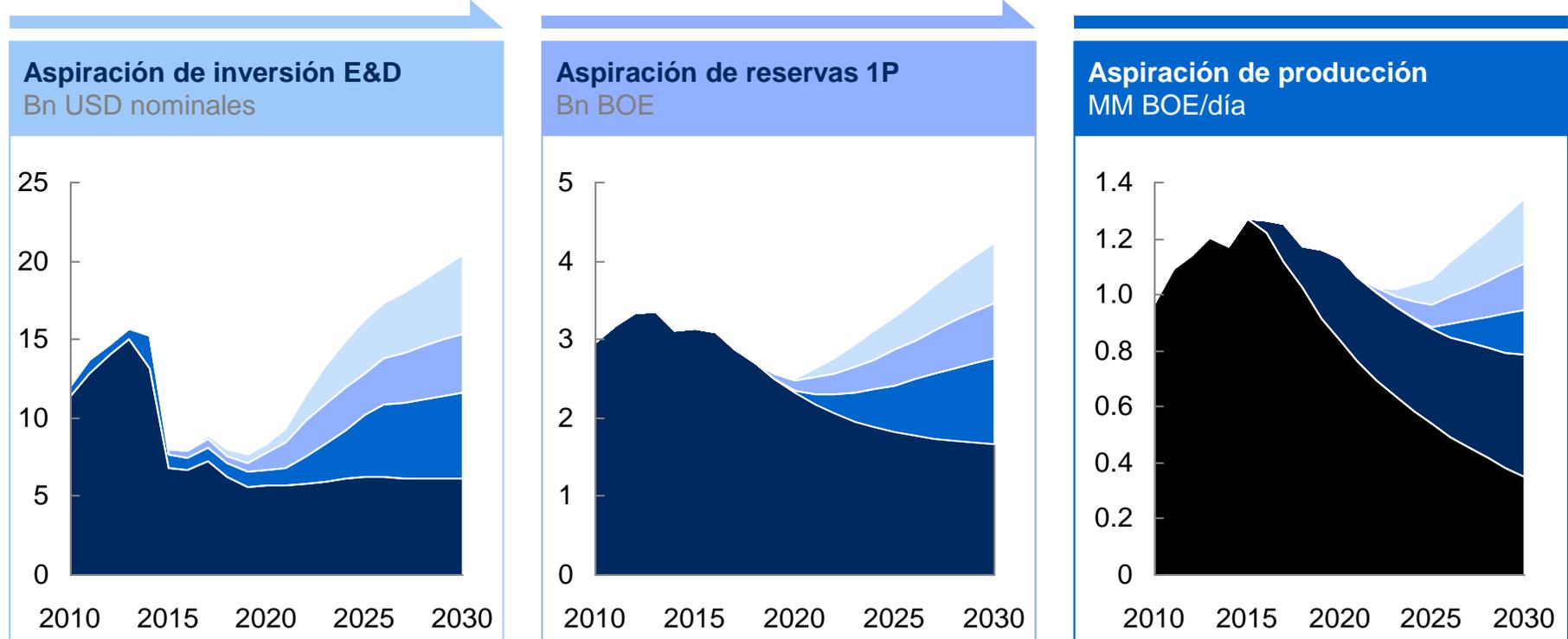
- Para 2015 en adelante se asumen planes exploratorios mínimos (3 pozos por bloque en áreas desarrolladas, 2 costa afuera, 4 frontera y 8 NC)
- La aspiración incluye **aumentar significativamente la perforación en zonas foco** y reducir la perforación en zonas desarrolladas

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

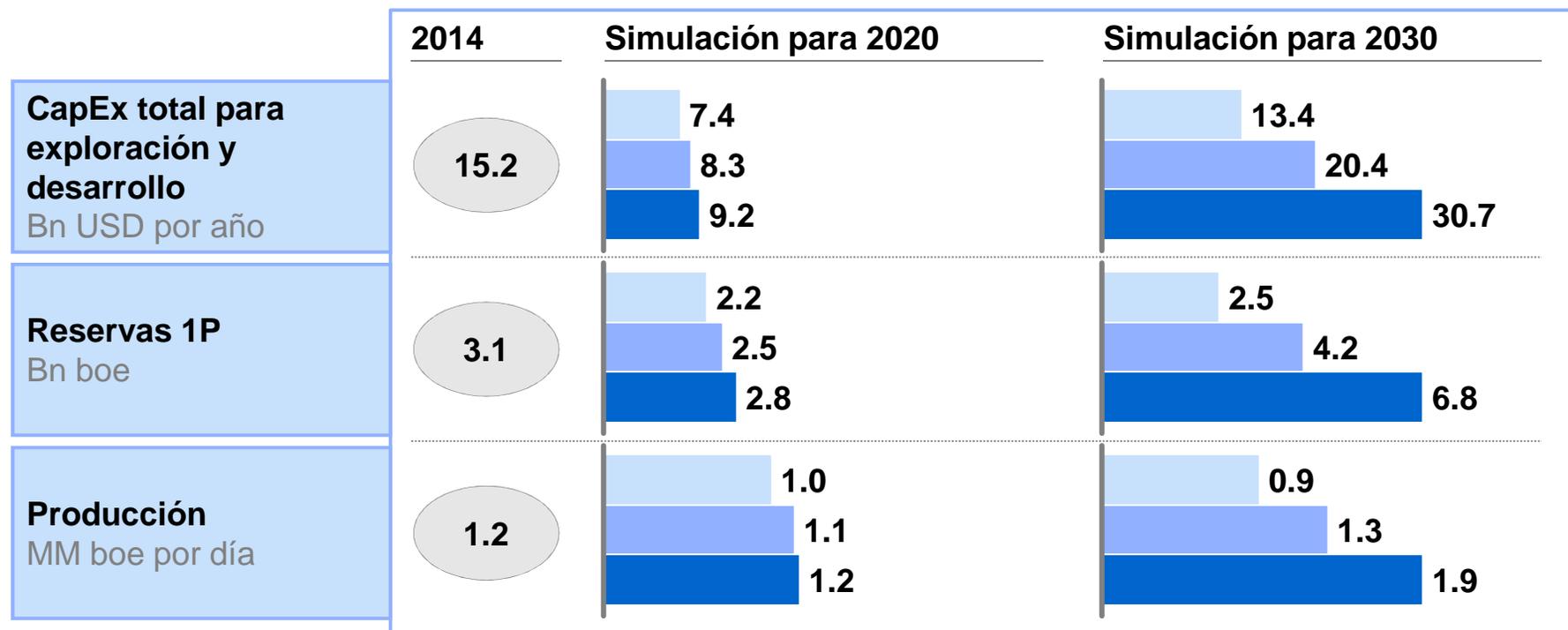
² Asume inversiones en recobro mejorado hasta alcanzar factor de recuperación último de ~30% en 2030 vs. 24% actual

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 y objetivos de este documento



Sección	Objetivos
Contexto, situación actual y diagnóstico	<ul style="list-style-type: none">Compartir el contexto de partida y los elementos que conformaron el presente estudioCompartir un diagnóstico integral de la industria de Hidrocarburos en Colombia
Aspiración	<ul style="list-style-type: none">Proponer una aspiración de largo plazo para el sector a partir de metas específicas
Oportunidades de mejora	<ul style="list-style-type: none">Detallar iniciativas tácticas para alcanzar esta aspiración, definidas por tipo de área
Plan de acción	<ul style="list-style-type: none">Proponer un plan de acción para implementar las iniciativas identificadas

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

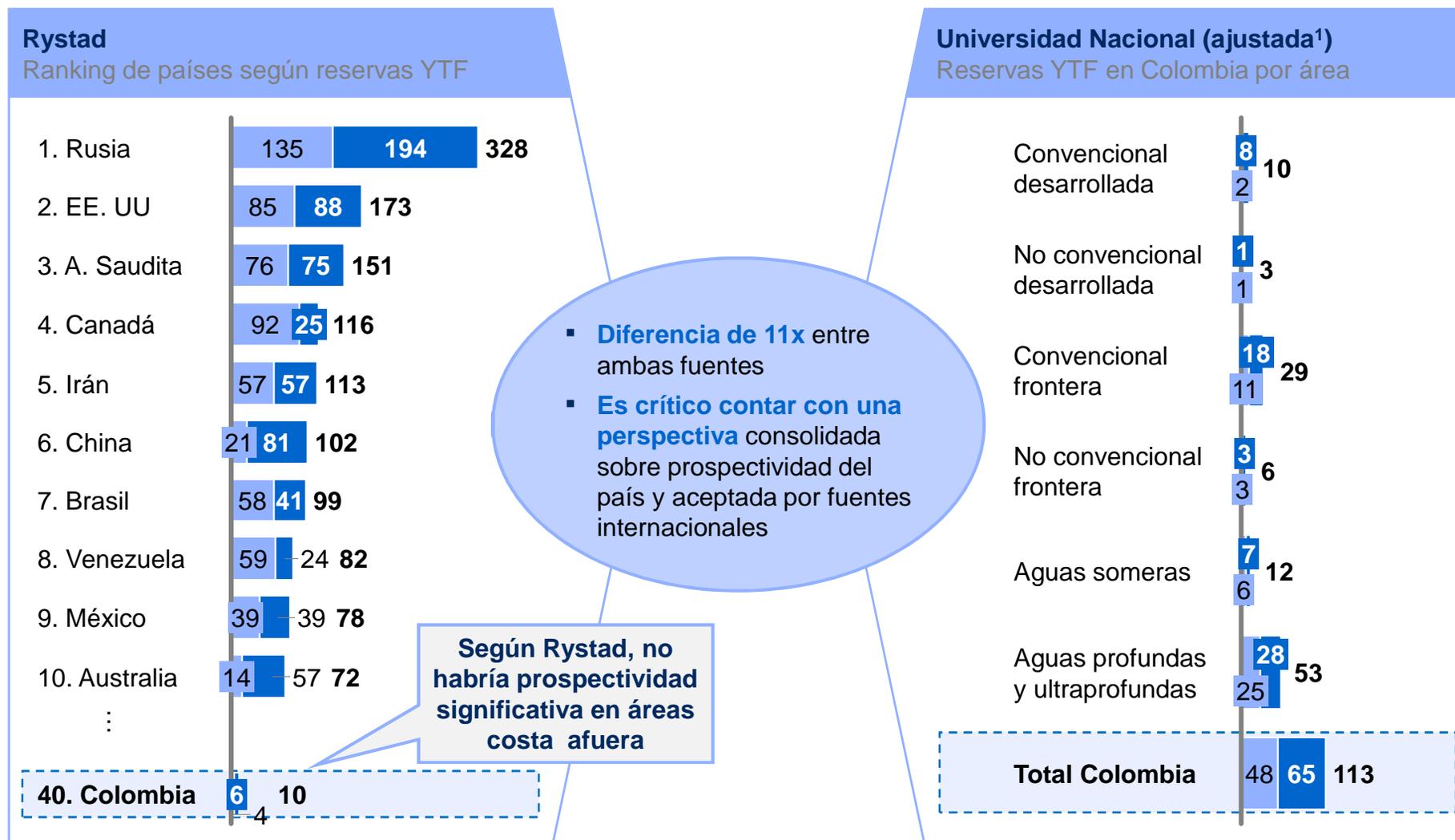
Aspiración		Impacto simulado si se hubieran aplicado las iniciativas en Ronda 2014						
		Offsh.	Front.	Mad.	N. C.	Inversión USD MM	Impacto USD MM	
Inversión en prospectividad	1	Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas	✓	✓		✓	0-80 ¹	NA ²
	2	Definir estrategia de salida al mercado de la ANH que incluya segmentación, habilitaciones, modelo de venta y manejo de canales	✓	✓	✓	✓	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3	Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera continentales		✓			0	110-170
	4	Mejora de competitividad de áreas continentales frontera		✓				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	✓	✓		✓	10-15	25-50
	6	Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera	✓				0	50-85
	7	Simplificar procesos y definir 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

1 Existe alta incertidumbre sobre recursos prospectivos para Colombia

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

■ Líquido ■ Gas

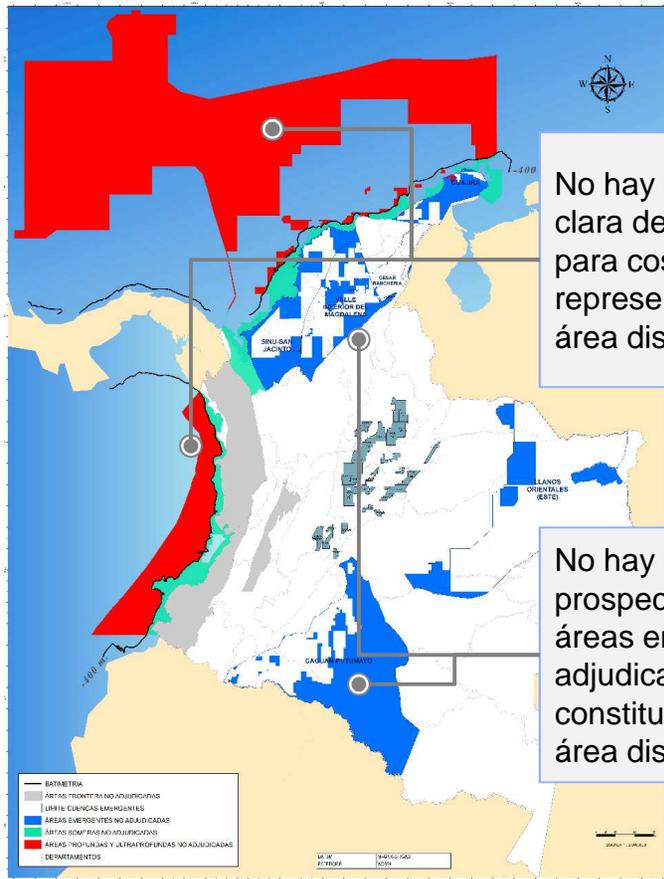


¹ Valores OOIP P50 de la UNAL fueron multiplicados por 0.41 para conciliar la estimación P50 de reservas en Sinú-San Jacinto contra los 1.5 MMbbl de estimados recientemente por la Vicepresidencia Técnica de la ANH

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



No hay información clara de prospectividad para costa afuera, que representa 48% del área disponible

No hay información de prospectividad para áreas emergentes no adjudicadas, las cuales constituyen 36% del área disponible

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

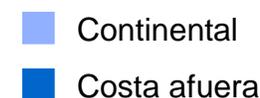
Ventajas

- **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

1 La ANH debe priorizar las cuencas a estudiar dependiendo de múltiples factores que determinan el potencial de cada área

Propuesta de priorización de cuencas para estudio



Prioridad propuesta	Cuenca	Área disponible + TEAs Miles de km ²	Prospectividad estimada ¹	Nivel de información ²	Accesibilidad física / social
Alta	Colombia	132	Alta	Bajo	Favorable
	Llanos Orinoquía	121	Alta	Medio	Favorable
	Los Cayos	104	Alta	Bajo	Favorable
	Cagúan	33	Media	Medio	Neutral
	V. Inferior del Magdalena	19	Media	Medio	Neutral
	Sinú-San Jacinto	8	Media	Mayor	Favorable
Media	Chocó Offshore	51	Media	Medio	Favorable
	Tumaco Offshore	32	Media	Mayor	Favorable
	Guajira Offshore	28	Alta	Mayor	Favorable
	Guajira	4	Baja	Mayor	Neutra
	Pacífico profundo	N/A	Alta	Bajo	Favorable
Baja	Chocó Onshore	35	Media	Bajo	Negativa
	Tumaco Onshore	19	Baja	Bajo	Neutra
	Cauca Patía	17	Baja	Bajo	Neutra
	Sinú Offshore	8	Media	Mayor	Favor
	Urabá Onshore	4	Baja	Medio	Neutra
	Vaupés-Amazonas	2	Alta	Bajo	Negativa
	Urabá Offshore	0	Baja	Mayor	Favorable

1 Alta = >4.0 Bn boe, Media = 2.0-4.0 Bn boe, Baja = <2.0 Bn boe; 2 Mayor = >300, Medio = 100-200, Bajo = <100 km de sísmica por cada 1000 km²

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	Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	<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	Simplificar procesos y definir 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

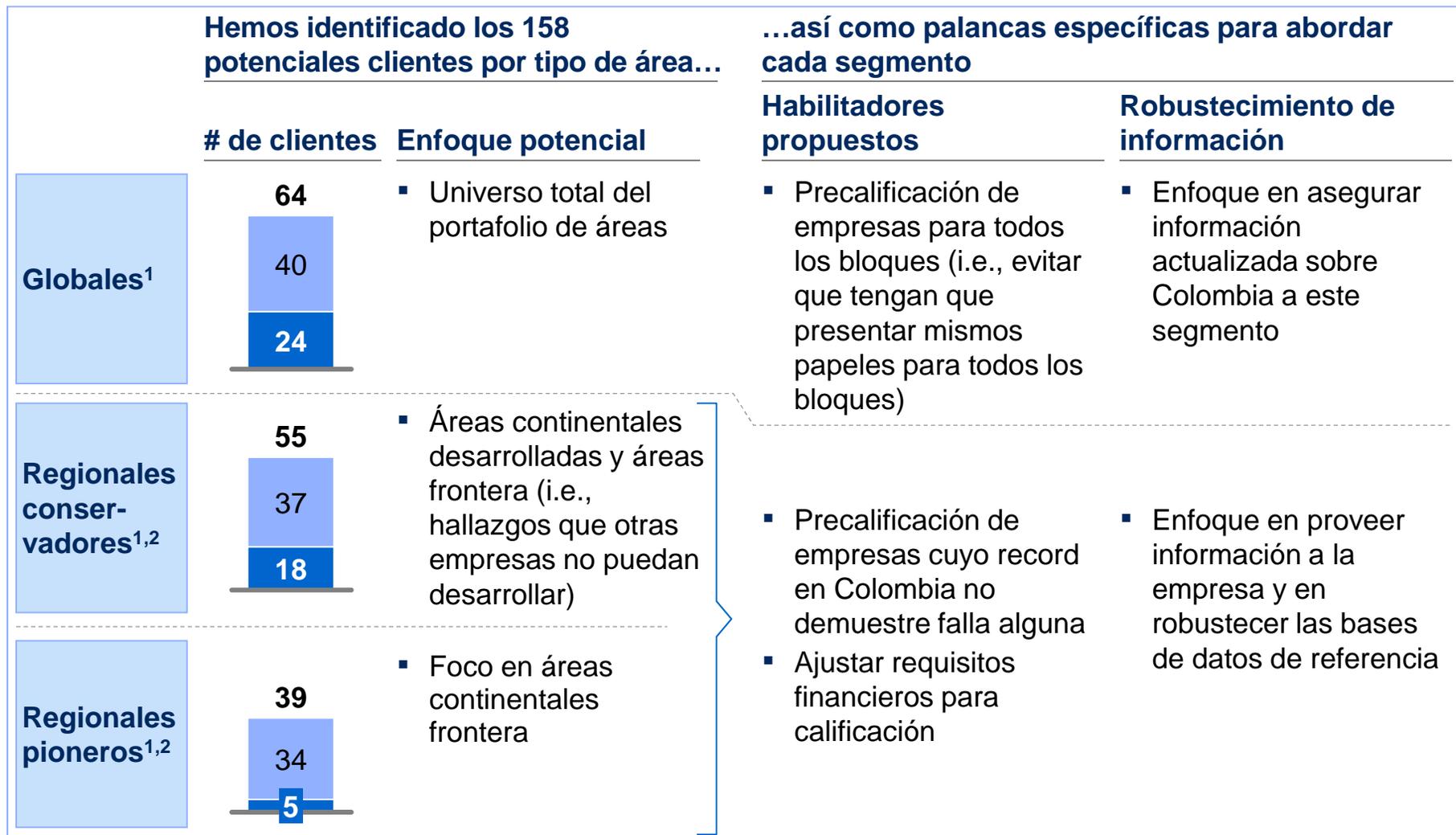
1 Depende de alternativa elegida; 2 No estimado, pero necesario para capturar el 100% del impacto; 3 1.0-1.5 MM USD/año x 2 años

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

	<u>Situación actual</u>	<u>Estado deseado</u>
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

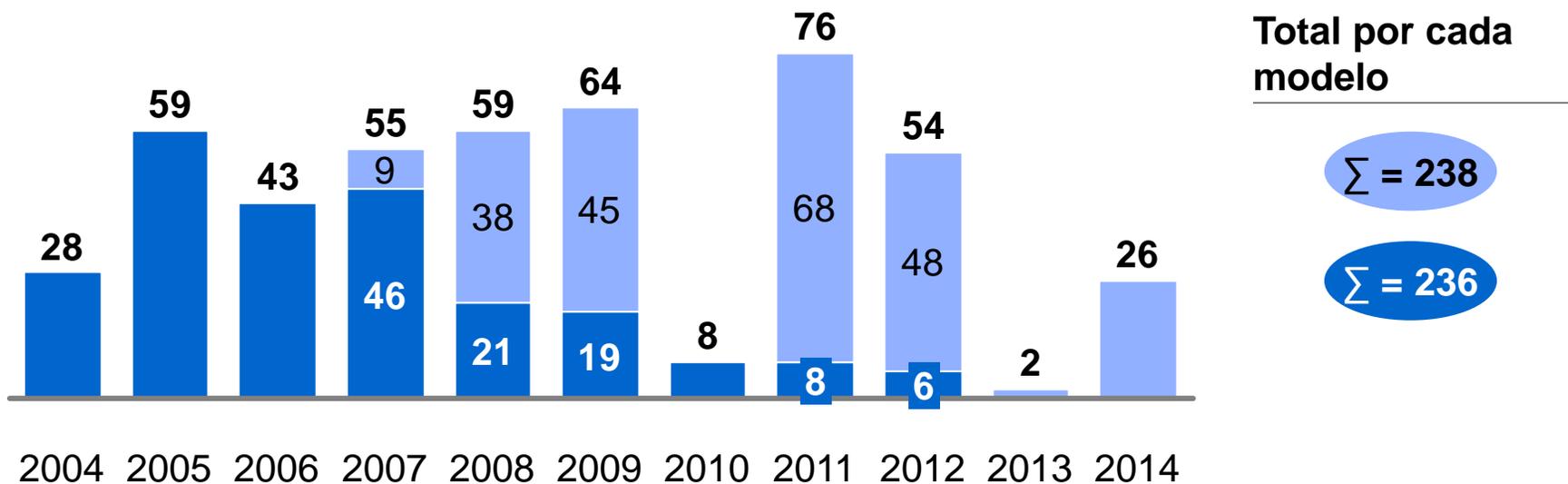
Países	Proceso de licenciamiento
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Procesos competitivos abiertos previa habilitación de participantes organizados en dos tipos de rondas (APAs en zonas desarrolladas y rondas ordinarias en zonas frontera) Se hacen rondas con frecuencia de 1 año (turnada entre 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 Durante su historia, la ANH ha demostrado ser capaz de gestionar rondas competitivas y adjudicaciones directas de manera simultánea

■ Ronda competitiva ■ Adjudicación directa²

Total de contratos E&P, TEA y E&E adjudicados por la ANH durante su historia¹



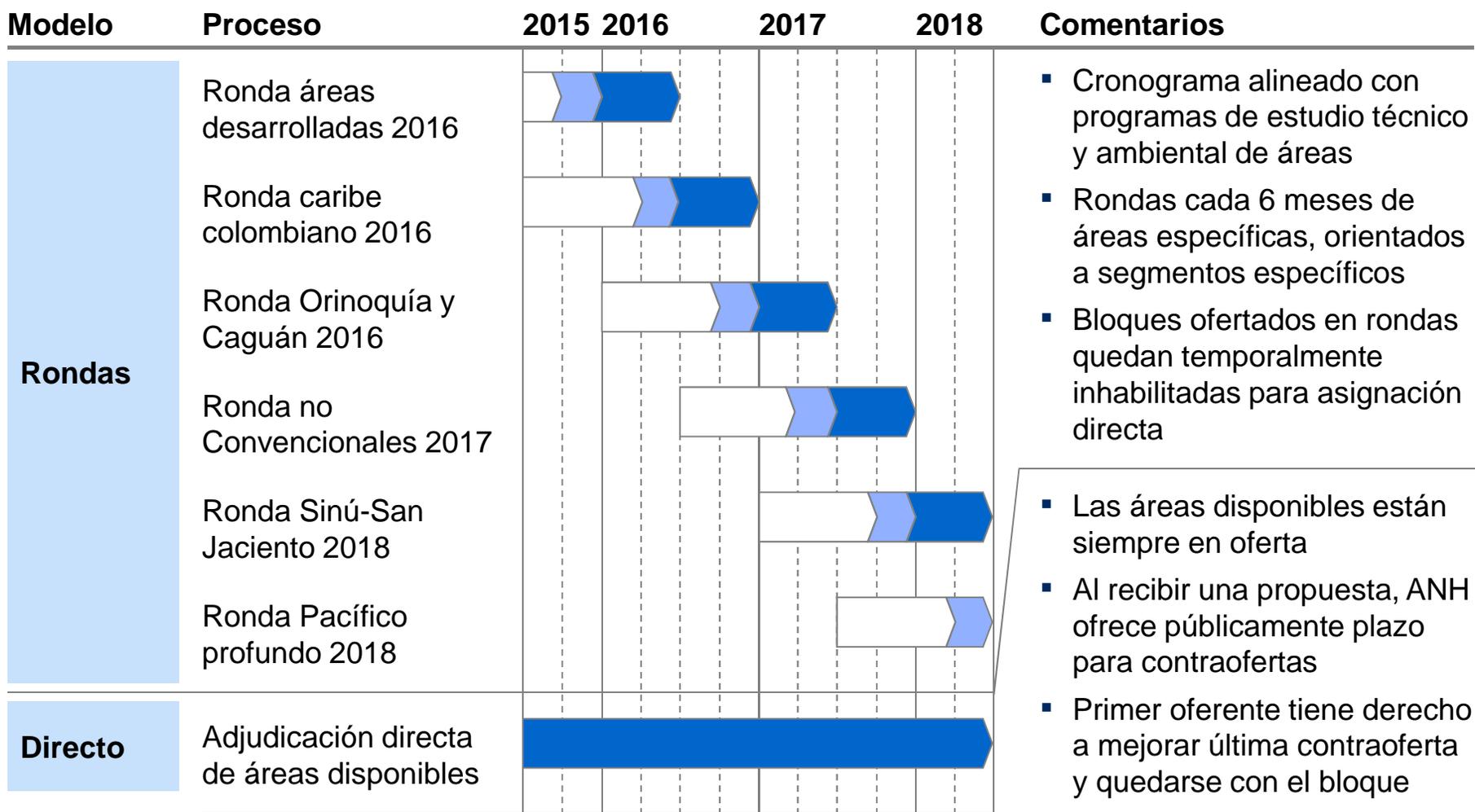
- **Entre 2007 y 2012 se firmaron 316 contratos entre ambos modelos** de adjudicación
 - 108 por adjudicación directa
 - 208 por rondas competitivas
- **La ANH ya ha demostrado capacidad para gestionar simultáneamente ambos modelos**, por lo que parece factible re-instaurar una dinámica similar a futuro

¹ Excluye contratos de asociación con Ecopetrol firmados durante el mismo período

² Incluye contratos firmados bajo contratación directa y nominación de áreas

2 A futuro, la ANH podría ofrecer adjudicaciones simultáneas mediante contratación directa de áreas disponibles y rondas cada 6-12 meses

□ Estudios técnicos y ambientales ■ Preparación de áreas y términos ■ Recepción de ofertas y adjudicación



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

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	Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	<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	Simplificar procesos y definir 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

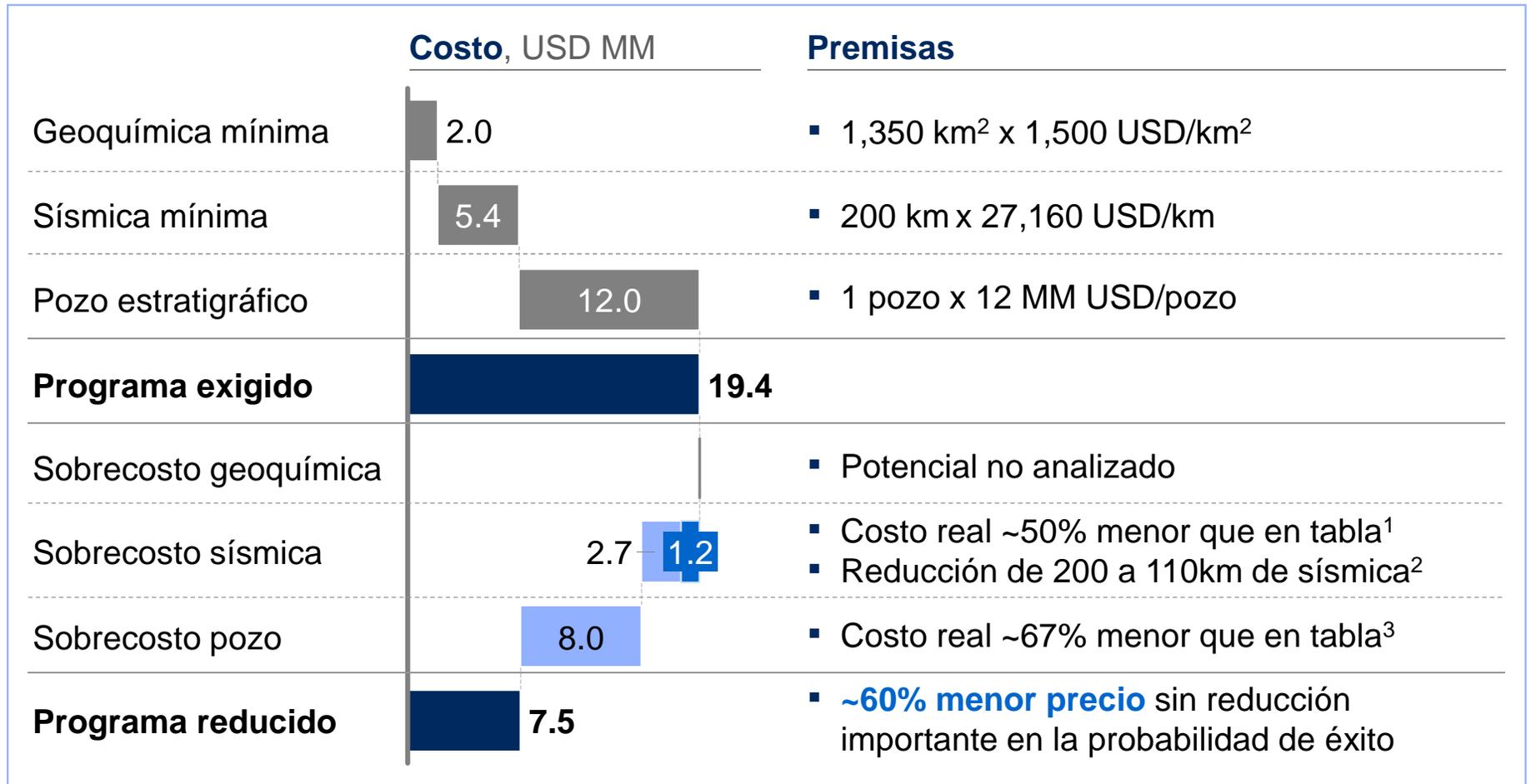
- | | |
|--|---|
| <p>A</p> <p>Ajustar tablas y/o volumen de actividad</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar costos unitarios en tabla de precios para acercarse más a valores reales de mercado ▪ Ajustar volumen de actividad mínima exploratoria para aumentar atractivo económico del contrato |
| <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)

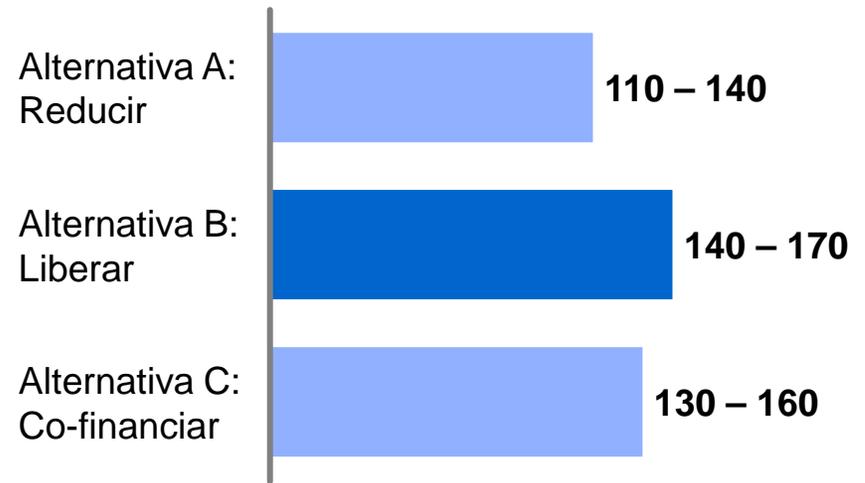
Alternativa B: Liberar

- 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%

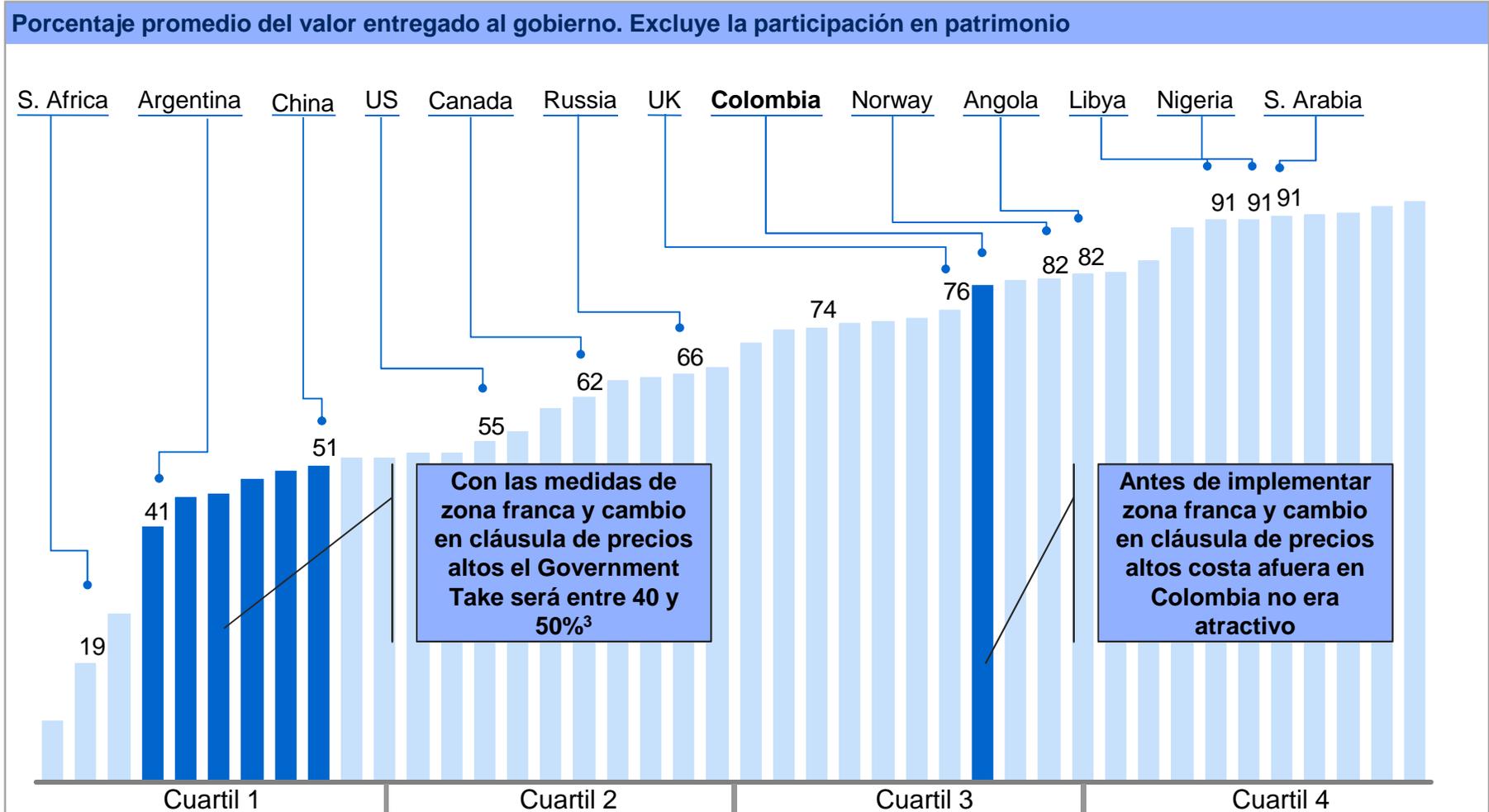
1 Calculado con un escenario base de precios de 80 USD por barril

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



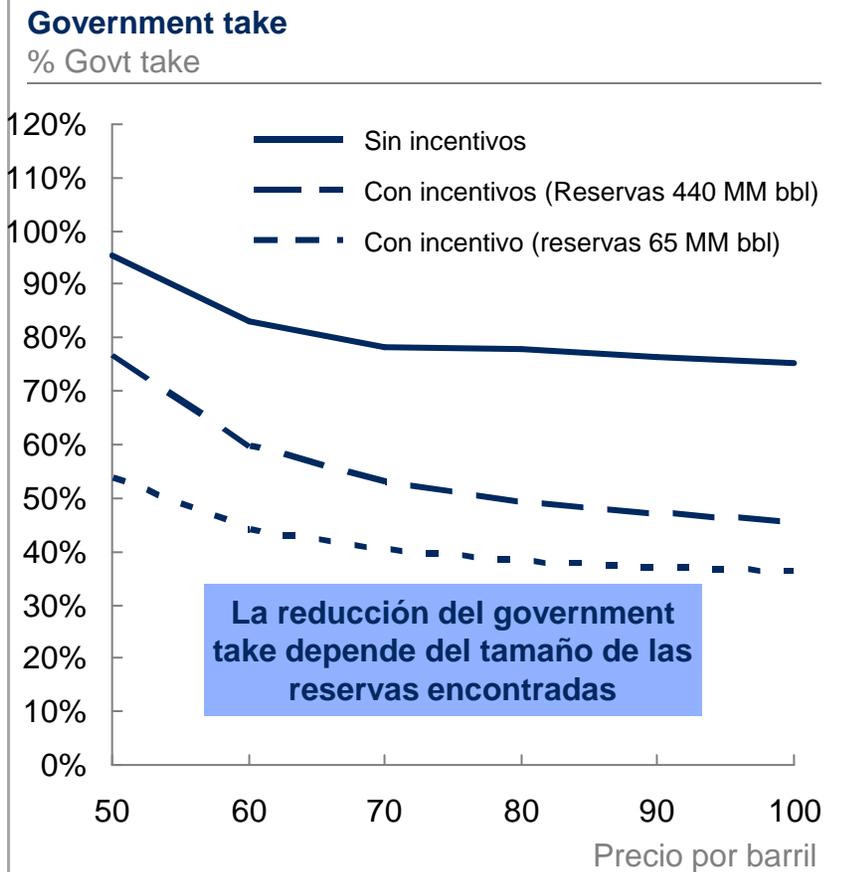
1 Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país

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

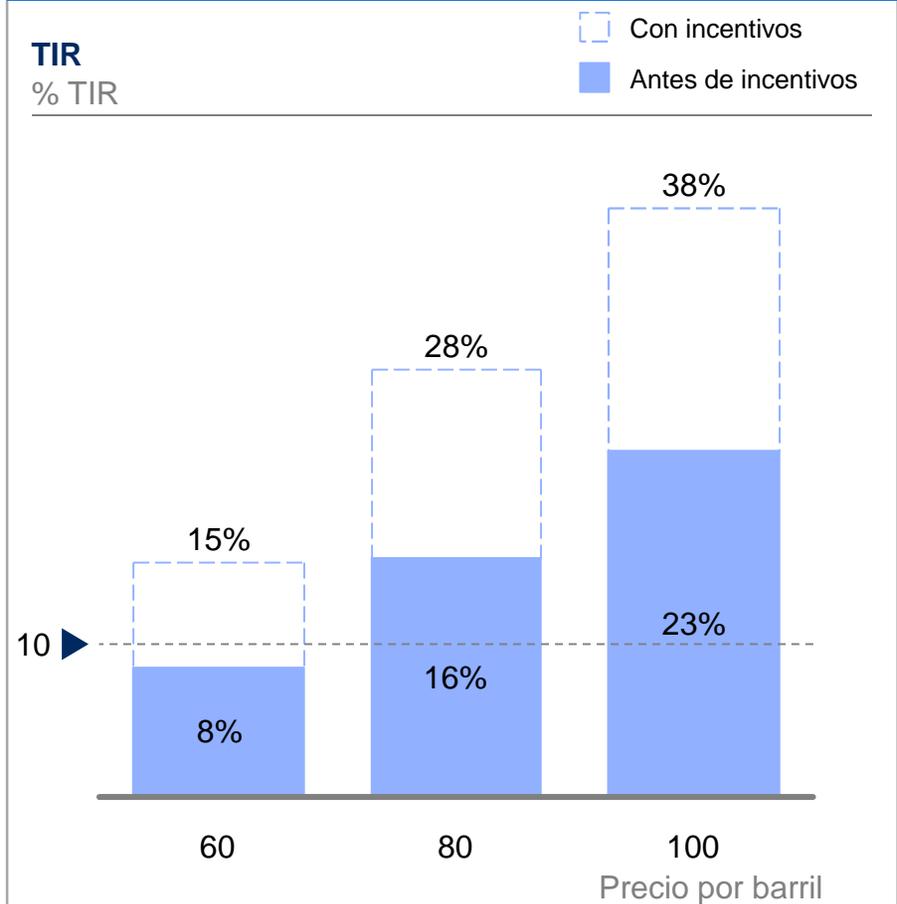
3 Dependiendo del tamaño del campo: 65-440 MM BBL de reservas

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



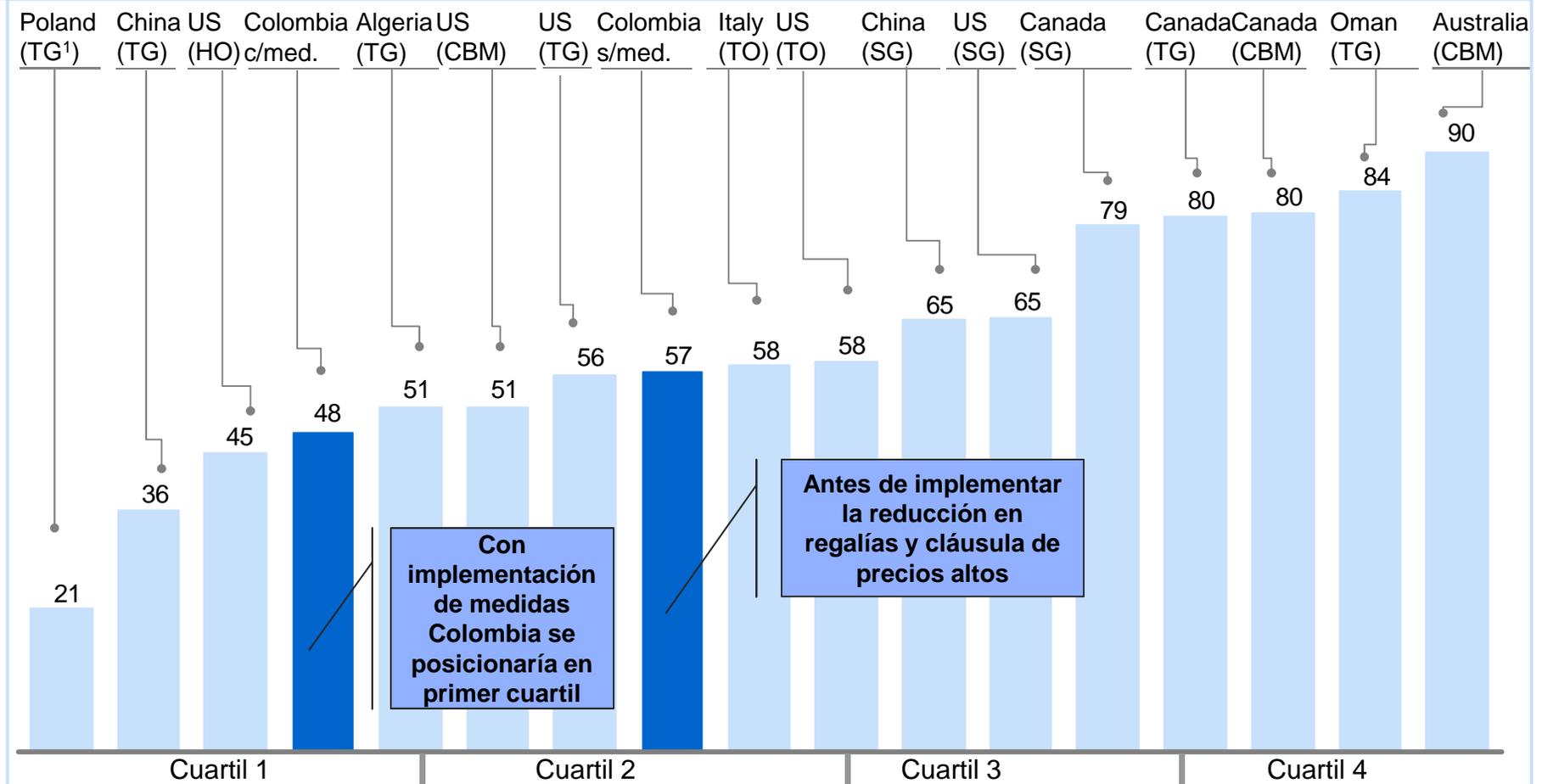
Con los incentivos se vuelven rentables proyectos incluso en el escenario de precios bajos



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

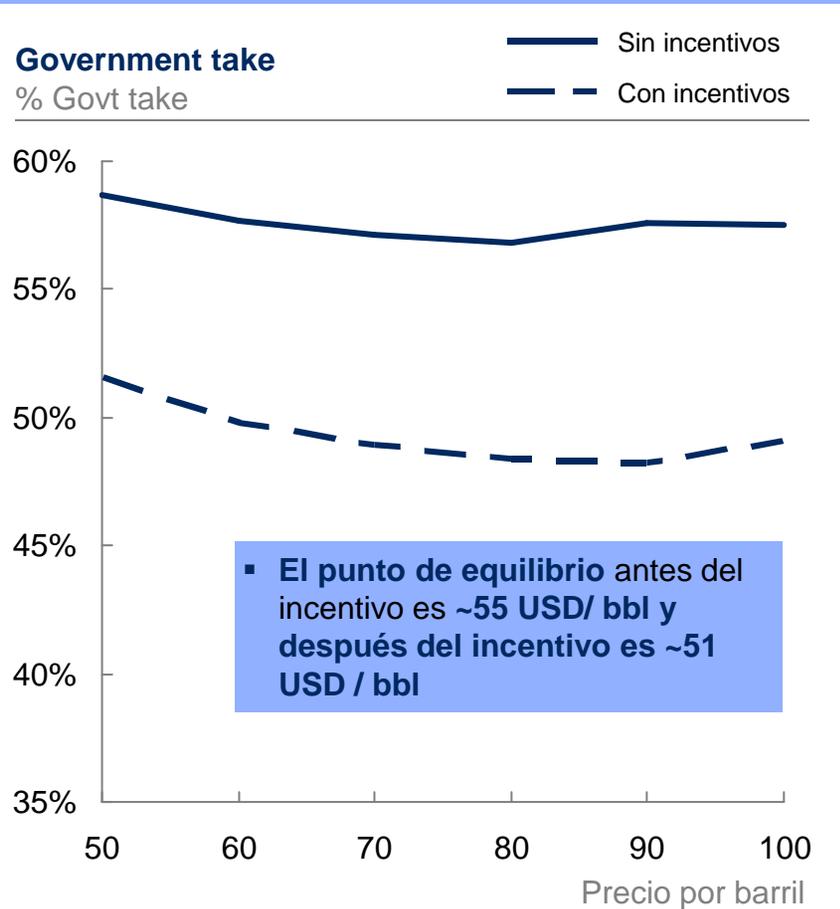
Porcentaje promedio del valor entregado al gobierno. Excluye la participación en patrimonio



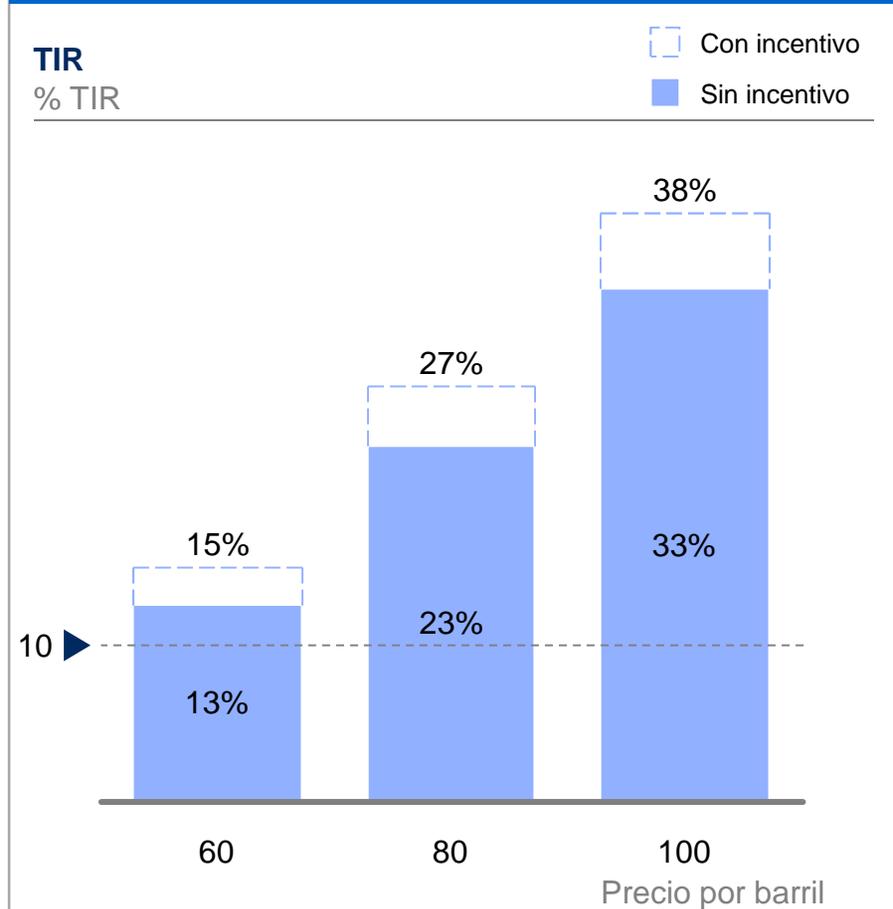
NOTA: Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país
1 (TG) = Tight Gas; (HO) = Heavy Oil; (CBM)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

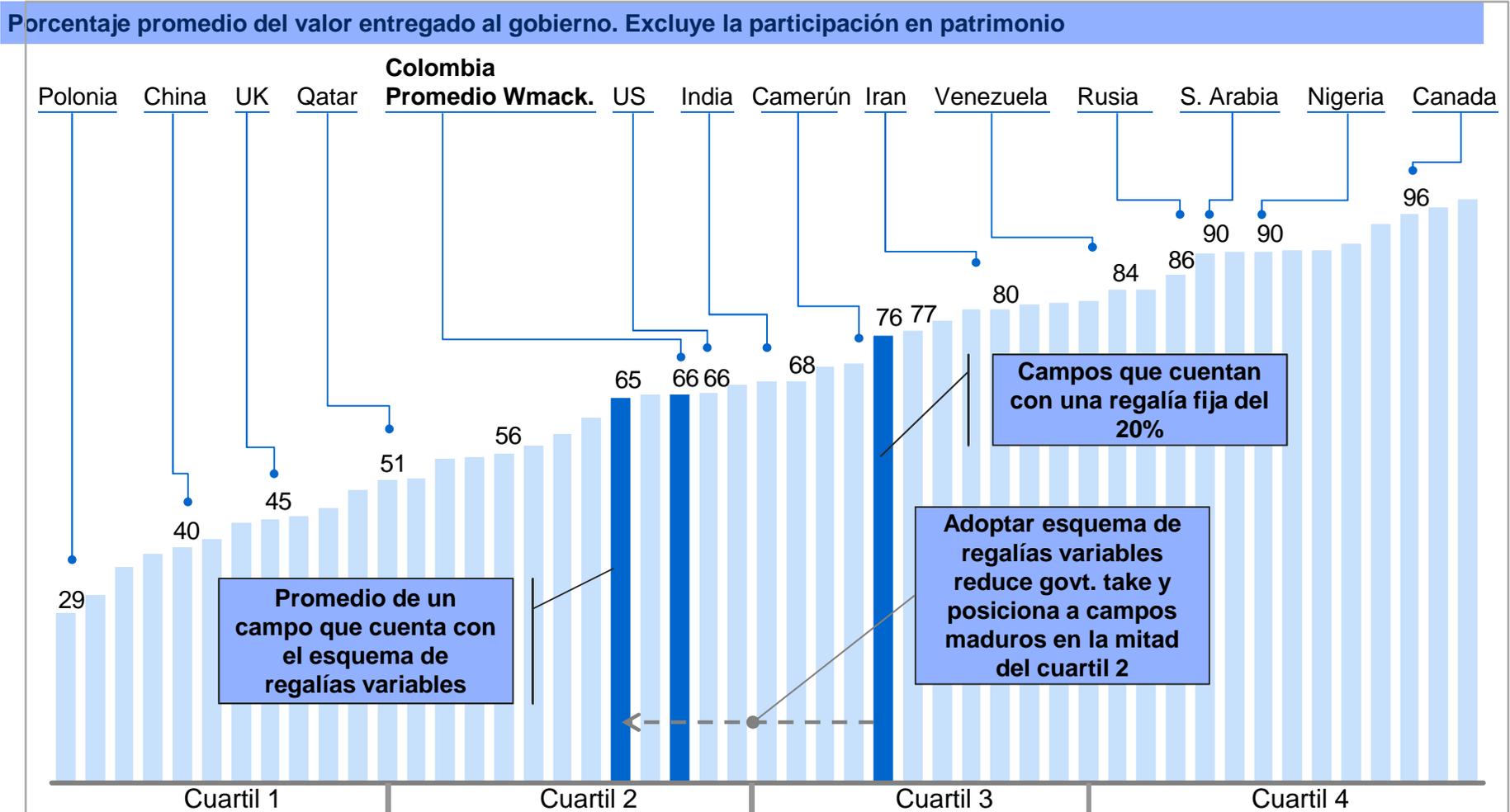


Los incentivos mejoran el rendimiento de los campos no convencionales en todos los escenarios de precios



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

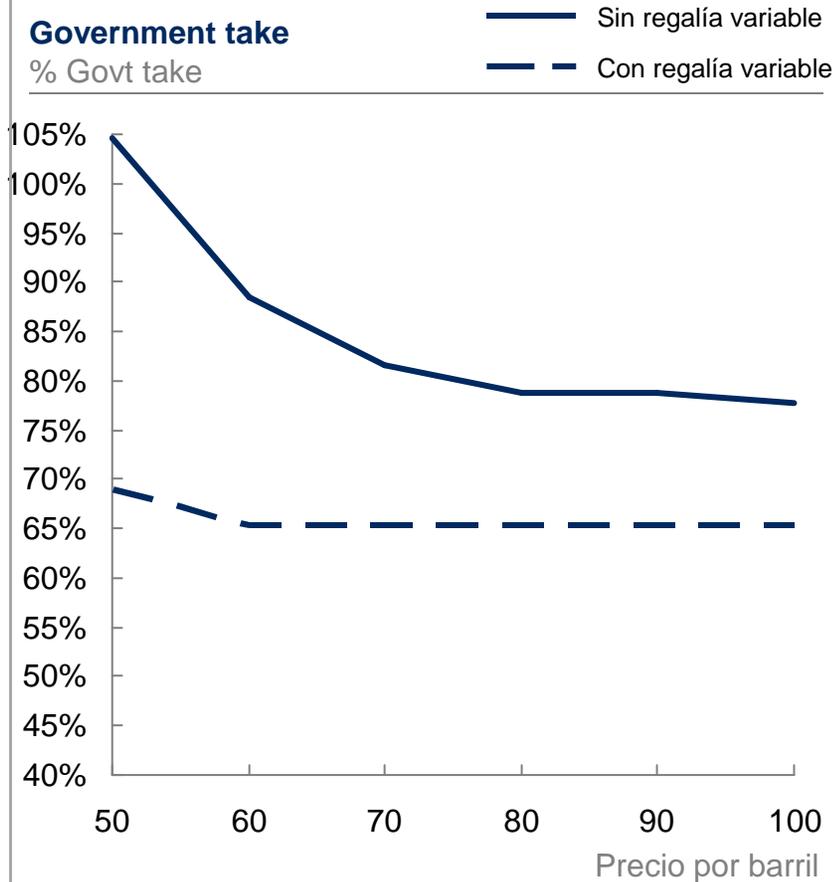


1 Asume precios Brent de: \$60.00/bbl en 2015, \$70/ bbl en 2016, \$75/bbl en 2017, \$92/bbl en 2018 + 2% de inflación en adelante. Los flujos de caja se descontaron a enero de 2015 con una tasa del 10%; Promedio de distintos regímenes fiscales en cada país

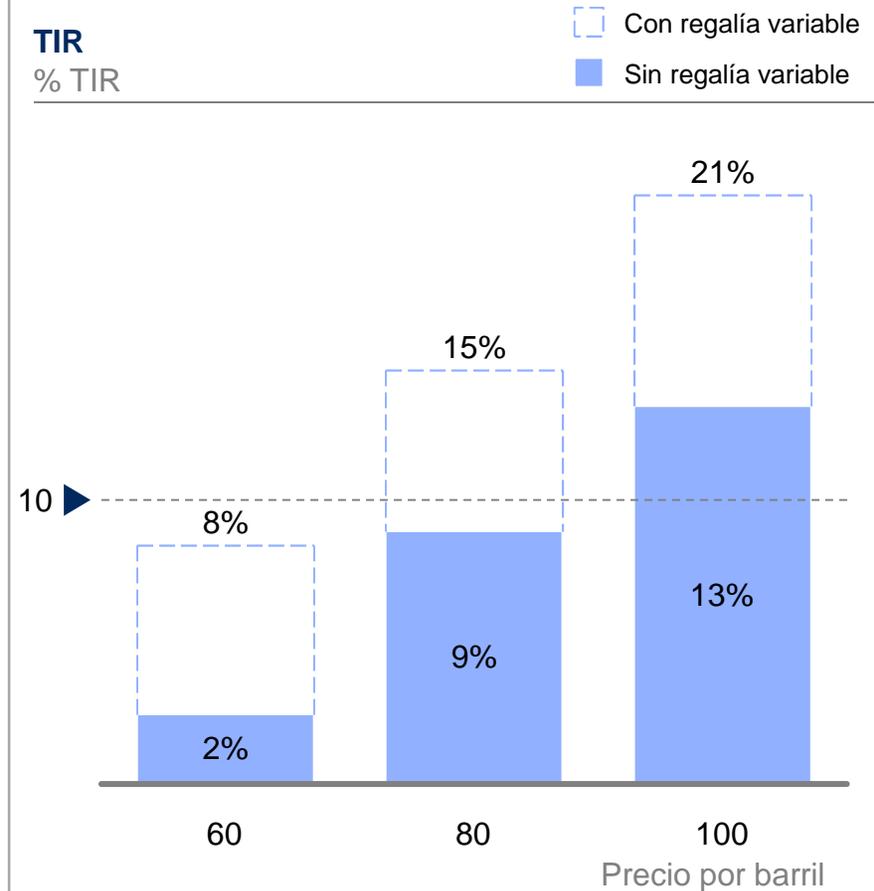
2 Government take = (Regalías + ISR + Otros impuestos) / (Ingresos - costos)

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

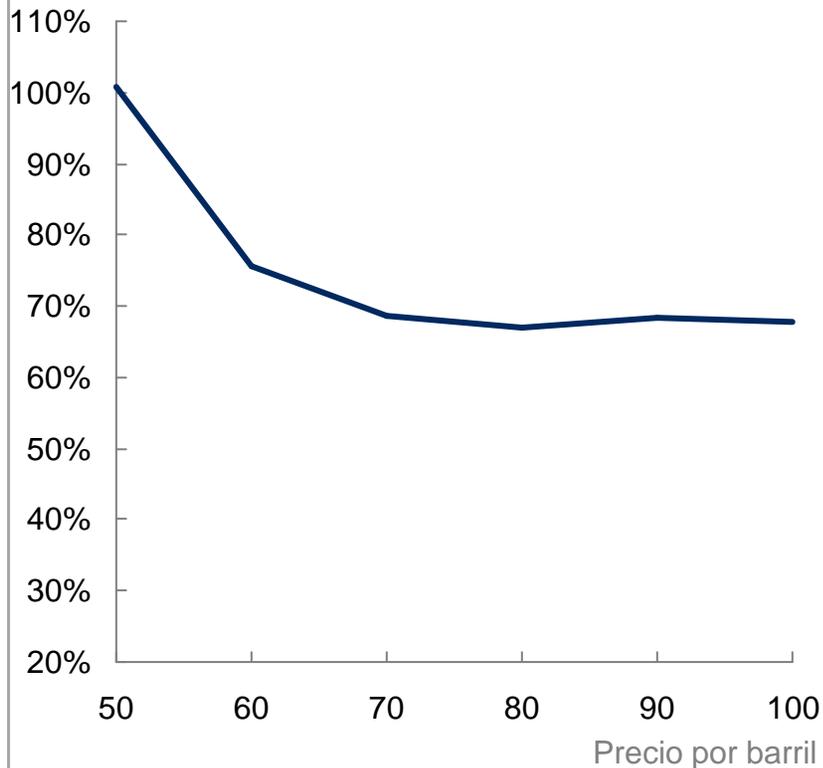


¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 80 MM bbl de reservas, 18 USD / bbl de Capex y 19 USD / bbl de Opex, 10% de factor X

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

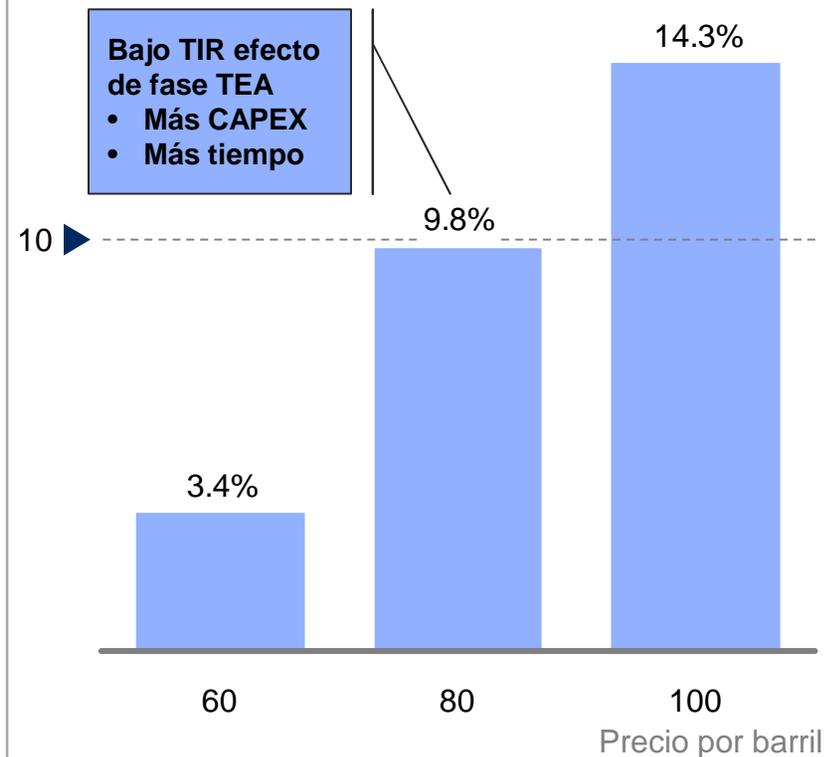
Government take para un campo continental frontera es alto¹

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

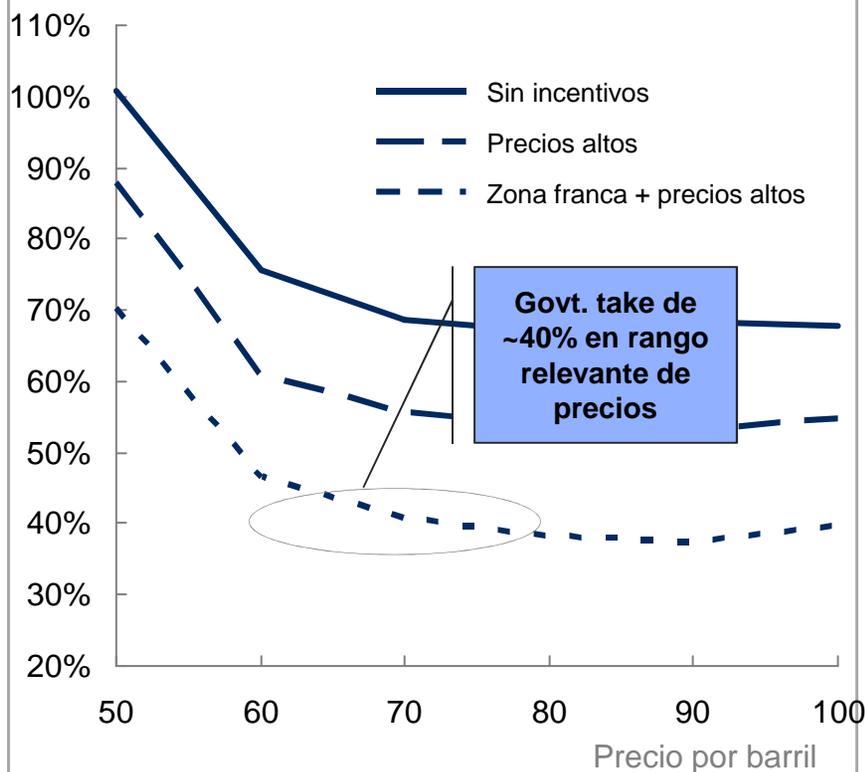
	Descripción	Impacto¹	Vía de modificación
Cláusula de precios altos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentar el precio de gatillo para la cláusula de precios altos ▪ Por ejemplo podría aumentarse de ~40 a ~90 dólares 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduce regalías adicionales para precios moderados ▪ 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

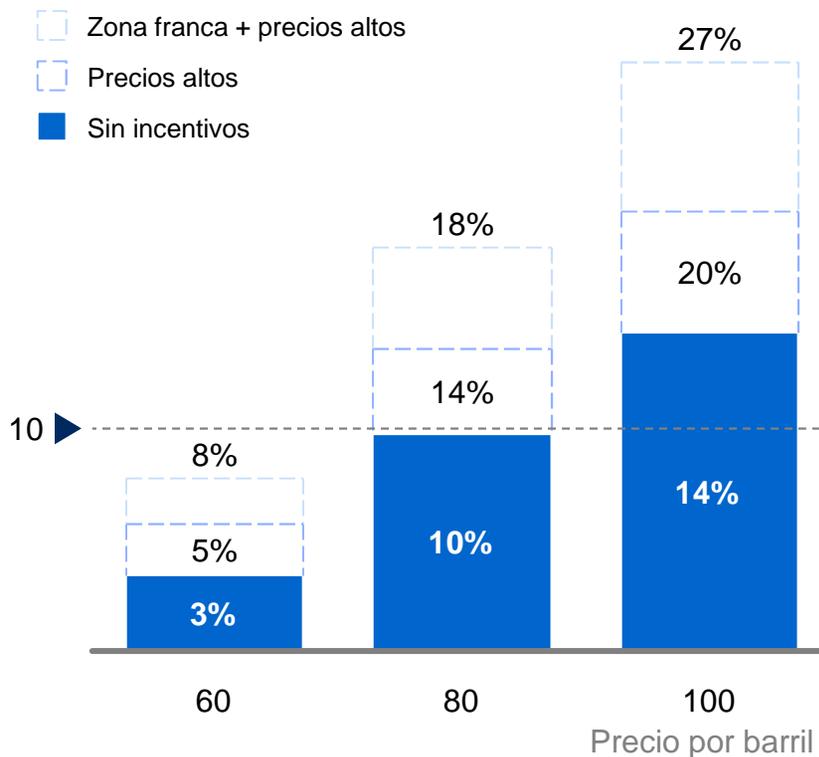
Govt. take se mantendría en un nivel competitivo del ~40% en el rango de precios relevante¹

Government take
% Govt take



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

TIR
% TIR



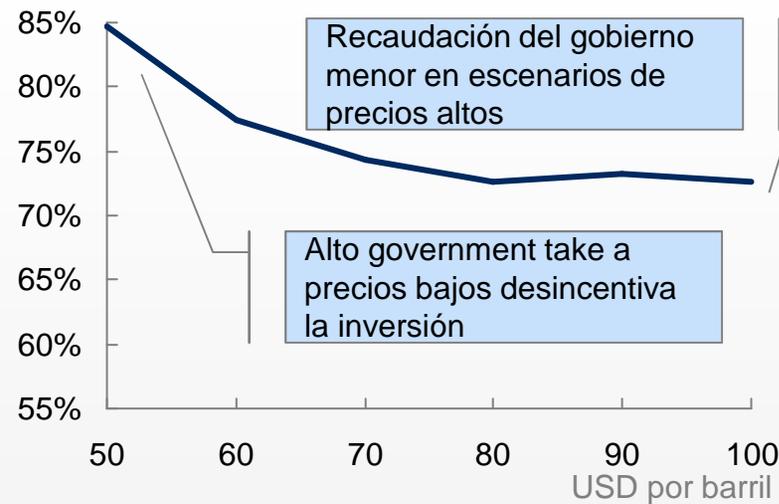
¹ Calculado utilizando un campo hipotético con 40 MM bbl de reservas, 19.8 USD / bbl de Capex y 19 USD / bbl de Opex, 1% de factor X

4 Independiente del *government take* total, el esquema actual es regresivo y oneroso para los operadores en escenarios de precios bajos

El esquema actual impacta significativamente a los operadores en precios bajos...

Government take – esquema actual¹

X% del valor creado

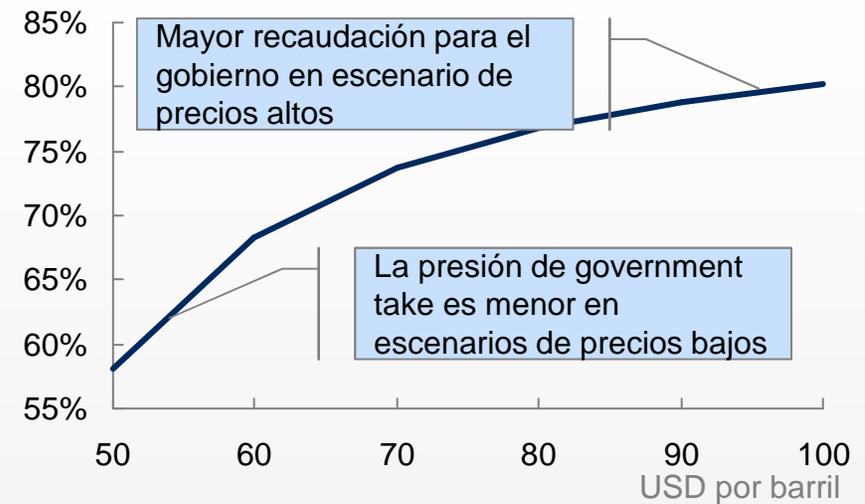


- Esquema mantiene recaudación fiscal alta en escenarios de precios bajos, y deja dinero sobre la mesa en escenario de precios altos
- Los operadores se ven obligados a pagar regalías y otros cobros aunque sus utilidades sean negativas en escenario de precios bajos

Mientras que un esquema progresivo podría incentivar la inversión aún en escenarios de precios bajos

Esquema simplificado de government take¹

X% del valor creado

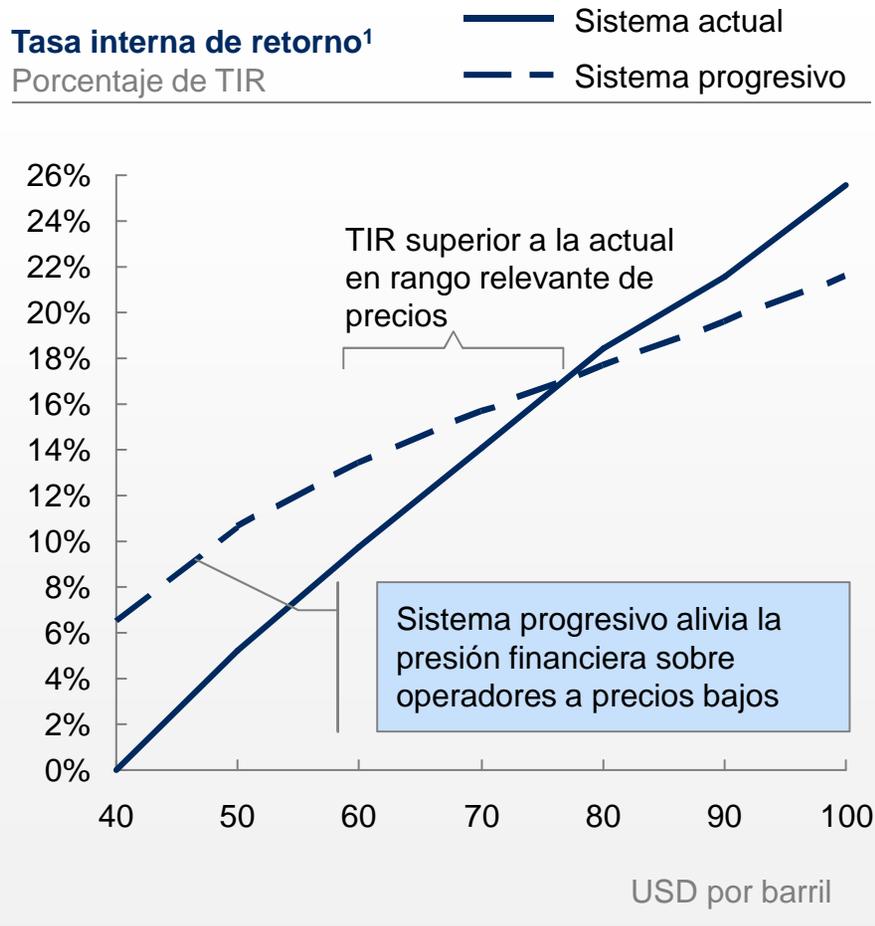


- Esquema sacrifica recaudación en escenarios de precios bajos y aumenta la recaudación en escenarios de precios altos
- Los operadores se ven aliviados de carga tributaria en escenarios de precios bajos, y comparten más utilidades al gobierno en caso de precios altos

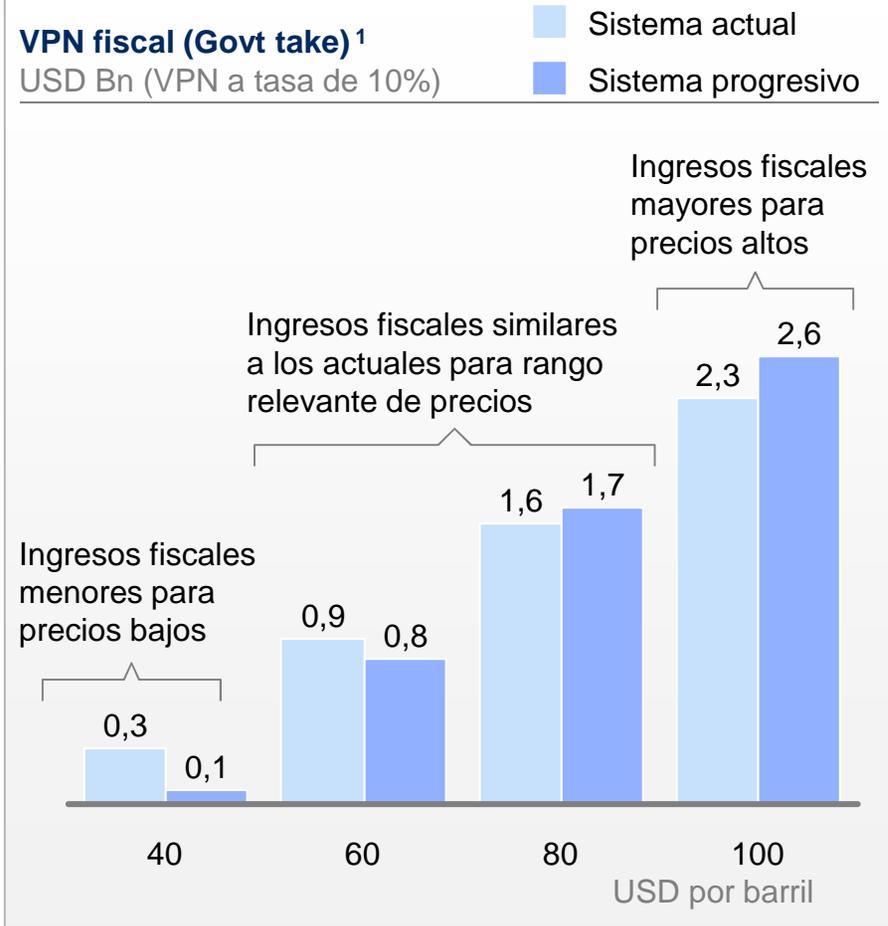
¹ Reservas de 100MM de barriles en cuenca continental madura, Opex 17 USD por barril, Capex 15 USD por barril

4 Modificar el esquema de *government take* para hacerlo más progresivo mejora la rentabilidad de proyectos a precios bajos

Un esquema progresivo aumentaría la TIR para los proyectos en precios bajos



Un esquema progresivo generaría una recaudación sostenible en el rango relevante de precios



¹ Para un campo continental maduro con reservas de 100MM de barriles en cuenca continental madura, Opex 17 USD/ barril, Capex 15 USD/ barril

4 Se identificaron dos alternativas posibles para hacer el esquema de government take más progresivo

 Detalle a continuación

	Mecanismos de implementación	Ventajas	Desventajas
A Introducir contrapartida para mitigar efecto regresivo de las regalías	<ul style="list-style-type: none"> Mantener esquema de regalías actual Establecer un aporte parafiscal sobre utilidades Otorgar un crédito fiscal por el monto de regalías pagada para contrarrestar efecto regresivo 	<ul style="list-style-type: none"> Mantiene esquema de recaudación y repartición de regalías actual No requiere reforma constitucional Mantiene recaudación estable a precio actual 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce la TIR de operadores vs el sistema actual a partir de un precio de ~65 USD por barril Requiere reforma tributaria para establecer aporte parafiscal
B Abolir regalías y factor X y establecer un cobro adicional basado en utilidades	<ul style="list-style-type: none"> Abolir cobro de regalías, factor X y cláusula de precios altos Establecer un sistema con un cobro único como porcentaje de utilidades (p.ej.: renta + CREE + impuesto petrolero) Admitir deducción parcial del CAPEX como incentivo 	<ul style="list-style-type: none"> Es un sistema sencillo de aplicar y fiscalizar, transparente y progresivo Reduce la TIR de operadores vs el sistema actual a partir de un precio de ~75 USD por barril Mantiene recaudación estable a precio actual 	<ul style="list-style-type: none"> Al abolir regalías crea la necesidad de diseñar un nuevo sistema de reparto de ingresos Requiere una reforma constitucional para abolir las regalías

4 Próximos pasos para concretar modelo fiscal progresivo a elegir

- **Hacer un análisis para adaptar el modelo a los distintos tipos de áreas** (p.ej. Utilizar distinta tasa de aporte parafiscal para campos costa afuera y otra para continentales)
 - Seleccionar el modelo a implementar (Opción A o B) y definir las bases de su funcionamiento
 - Analizar el efecto del modelo para distintos tipos de área y adaptar los parámetros reconociendo las diferencias en las variables económicas (p.ej. tamaño de reservas, Capex, Opex, etc.) de los distintos tipos de áreas
- **Evaluar los efectos en la recaudación total del país**, utilizando información de producción, regalías, y costos por campo, para todos los campos adjudicados
 - Recopilar proyecciones de producción y costos operativos y capex para cada campo
 - Aplicar nuevo modelo para calcular los efectos en la recaudación
 - Adaptar los parámetros del modelo para asegurar un nivel de recaudación y rentabilidad para los operadores adecuado por tipo de área¹
- **Realizar una ronda de consulta de la medida con otras entidades** gubernamentales involucradas y operadores clave
- **Diseñar estrategia de abordaje para realizar cambios regulatorios necesarios** para implementar el nuevo sistema de government take

¹ Para áreas en las cuales no hay campos adjudicados, se debe modelar con un campo tipo

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	Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA y MADS	<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	Simplificar procesos y definir 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

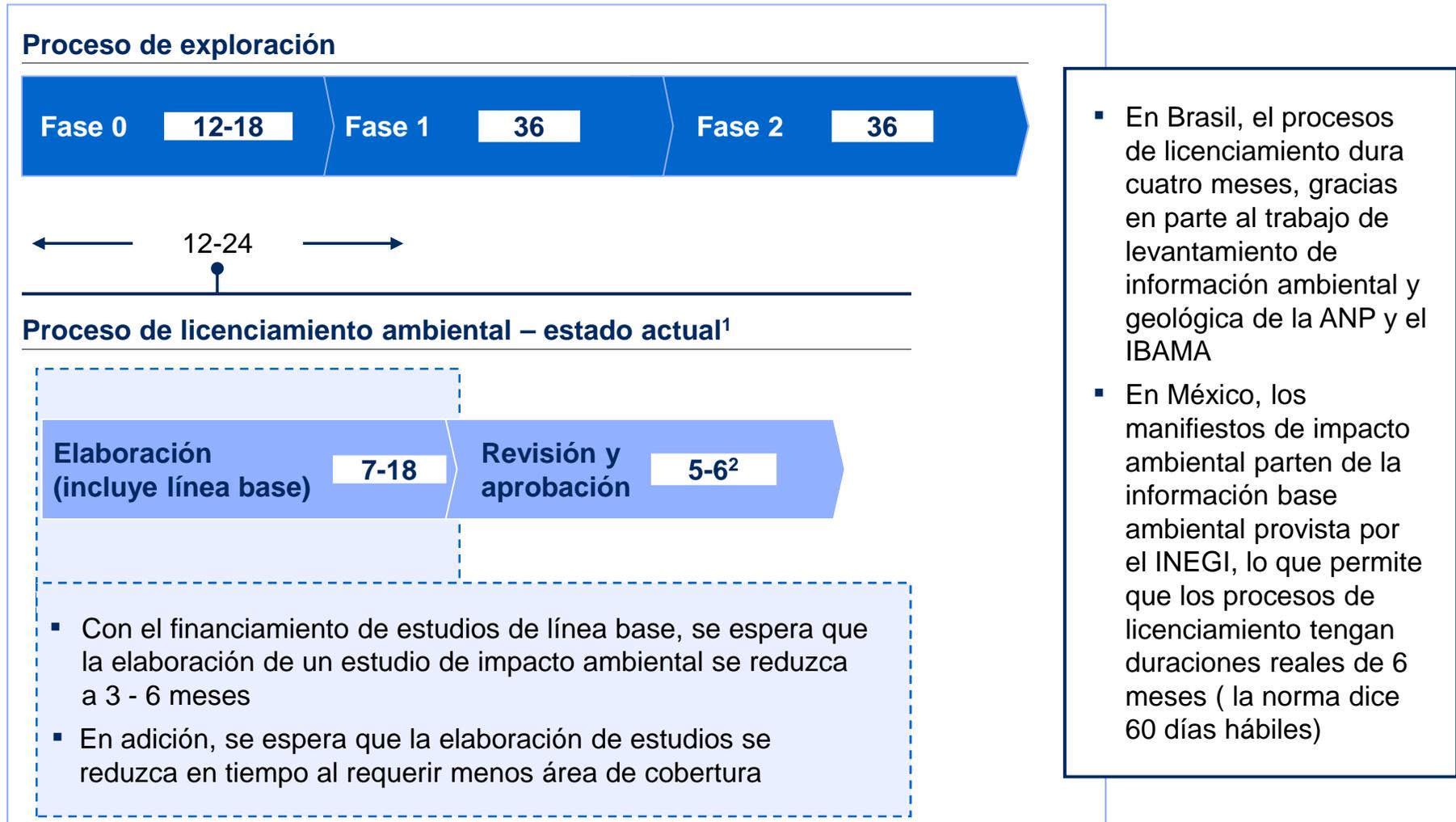
 Detallado adelante

Problemática	Alternativas	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 		<p style="text-align: center;">Descripción</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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

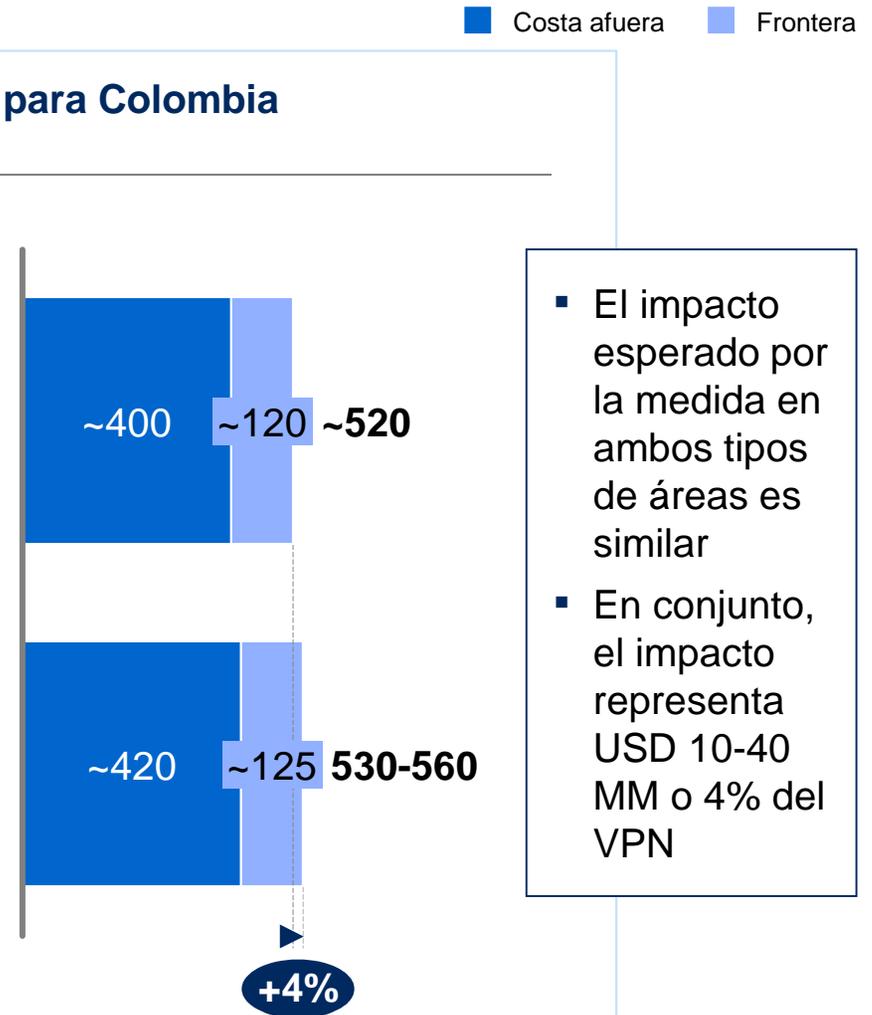
Supuestos

- **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

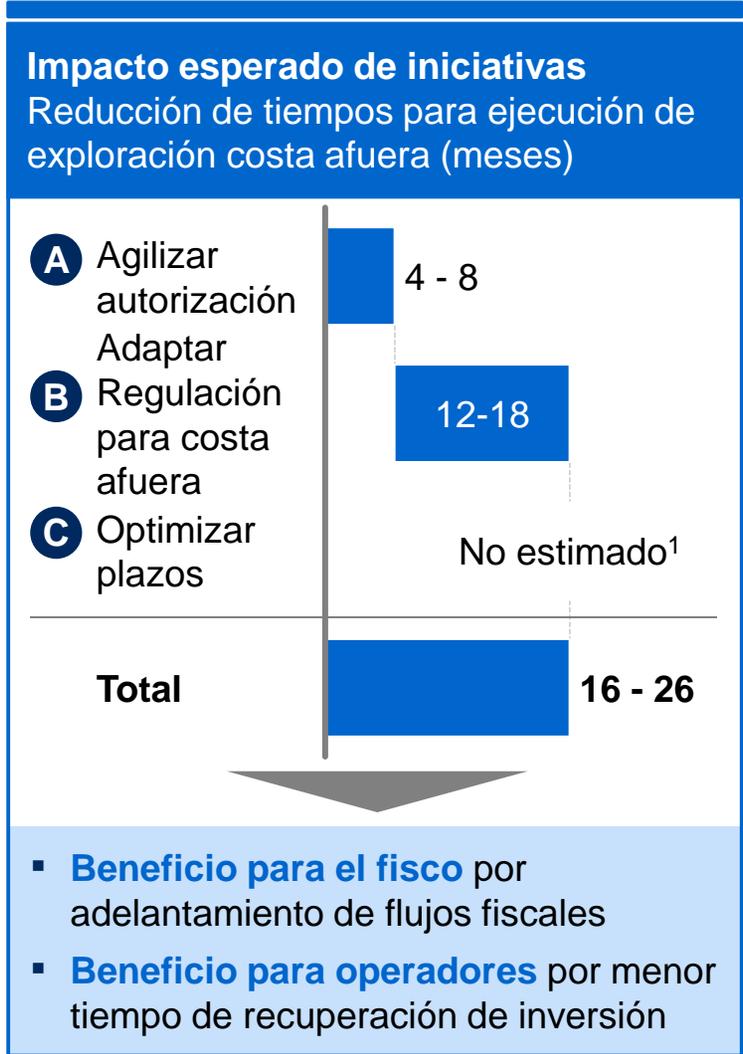
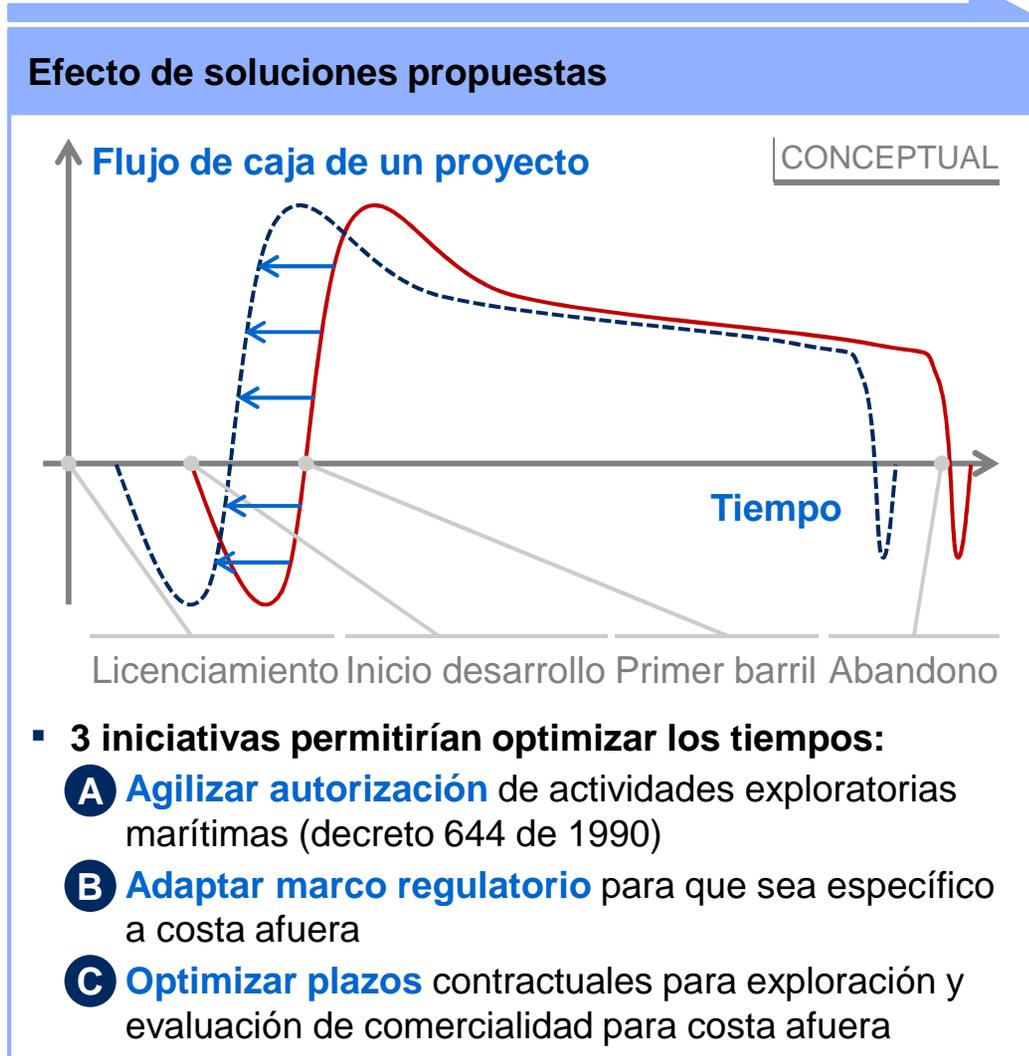


- El impacto esperado por la medida en ambos tipos de áreas es similar
- En conjunto, el impacto representa USD 10-40 MM o 4% del VPN

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)

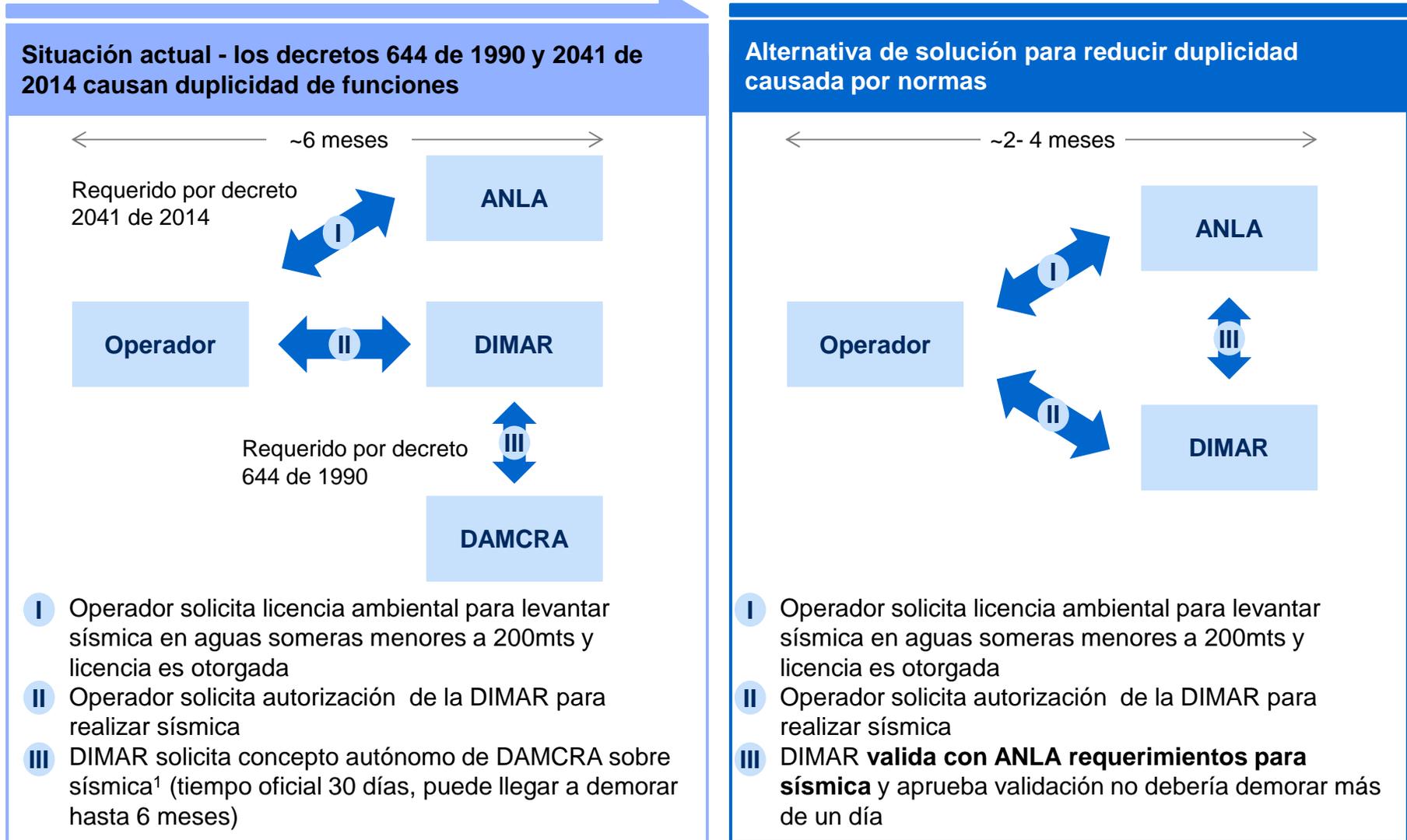
6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución de exploración costa afuera podría acortar plazos para primer barril en hasta ~2 años

— 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

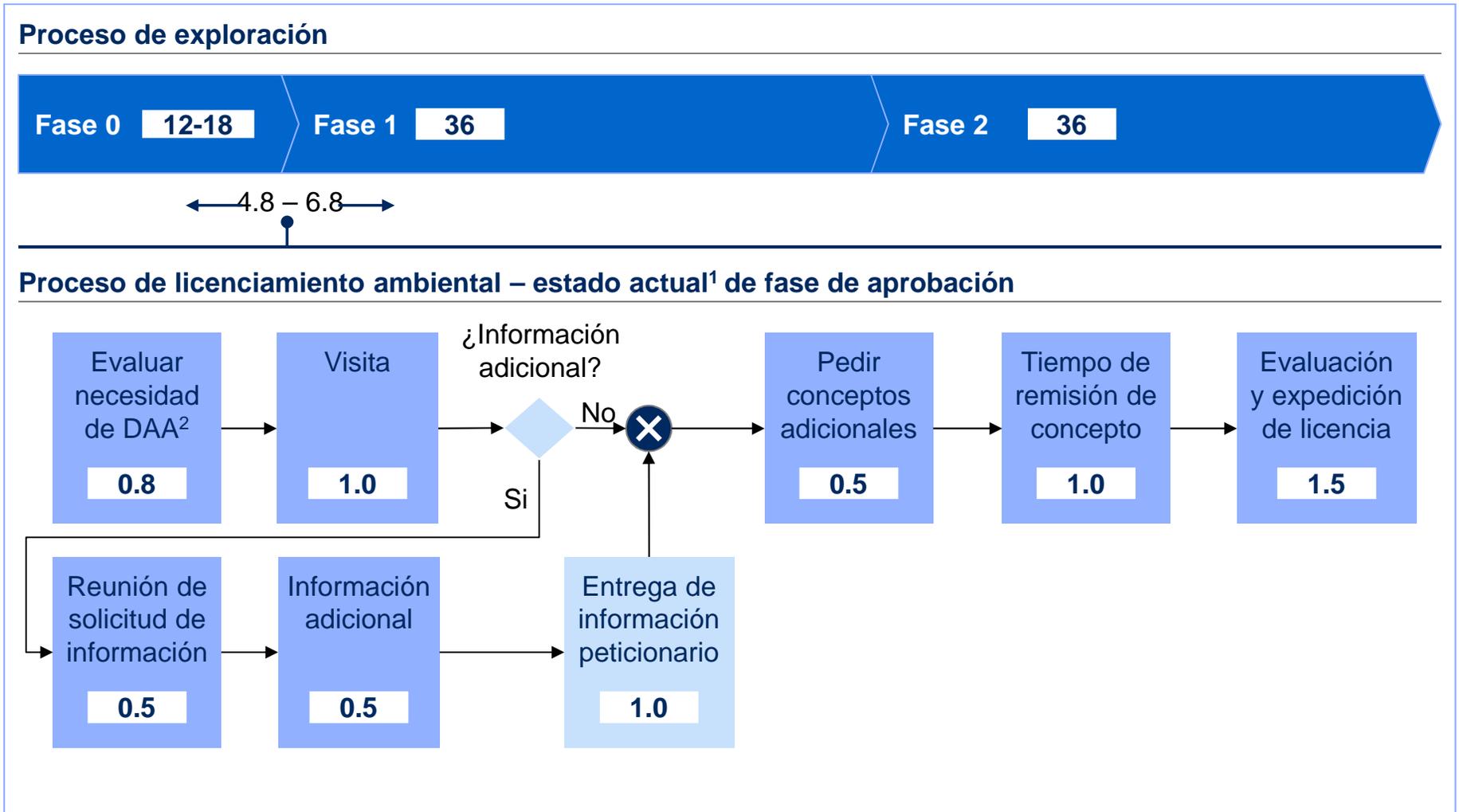


¹ Proceso debe ser repetido para perforación, por lo que el tiempo total de autorizaciones puede demorar 12 meses

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



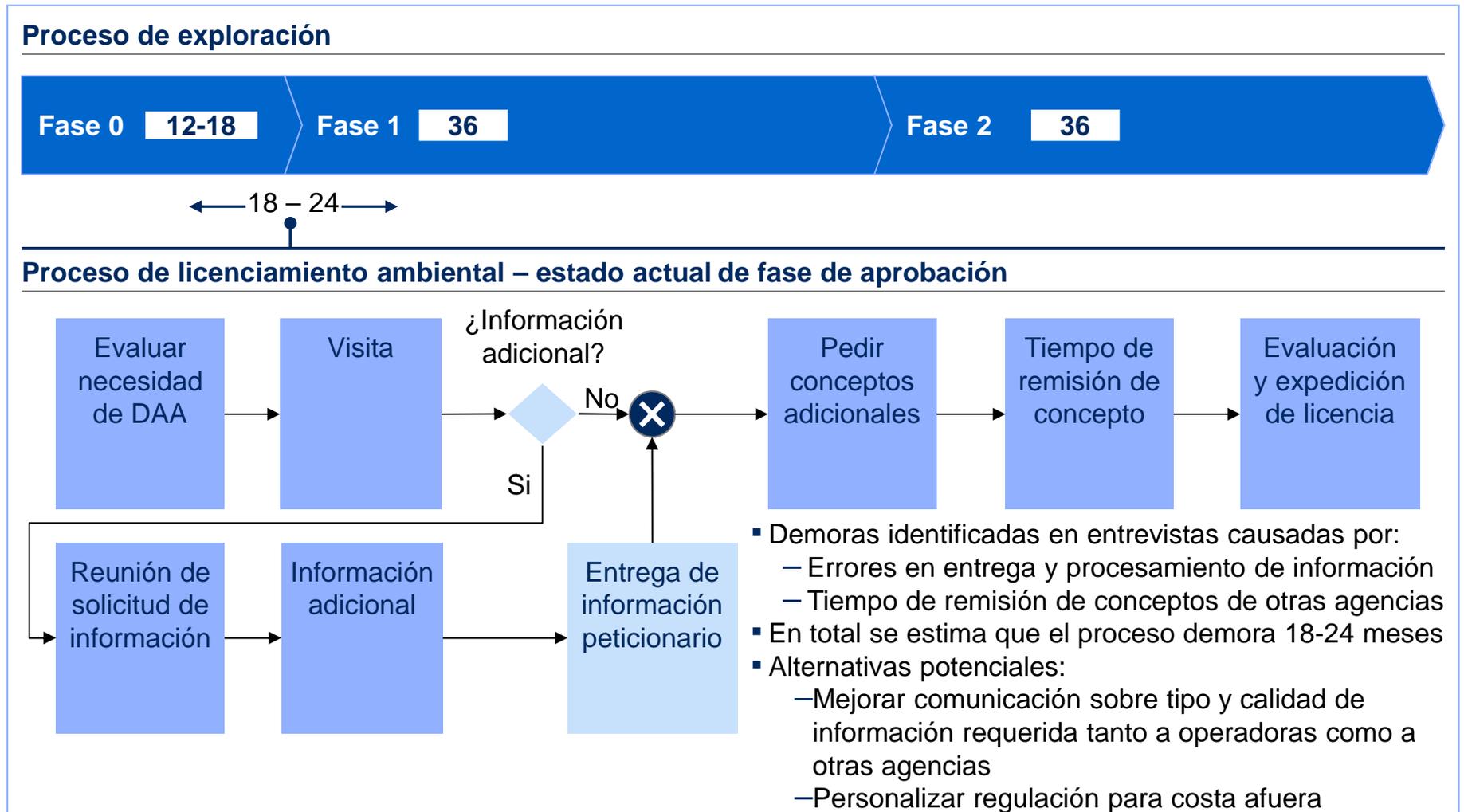
¹ Excluye proceso de validación y elaboración en caso positivo de diagnóstico de alternativas ambientales

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

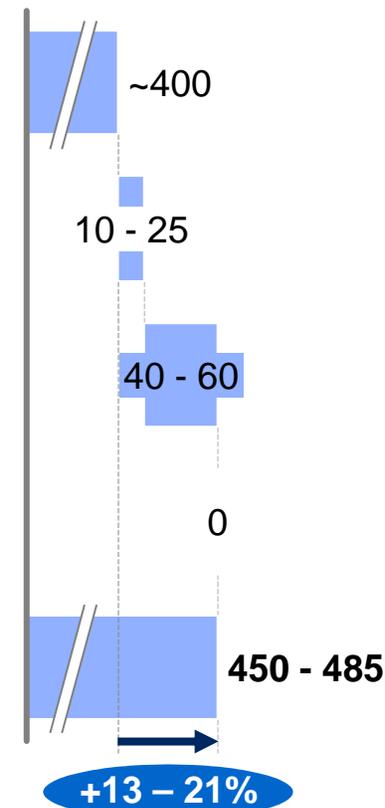
VPN fiscal estimado por Ronda 2014

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

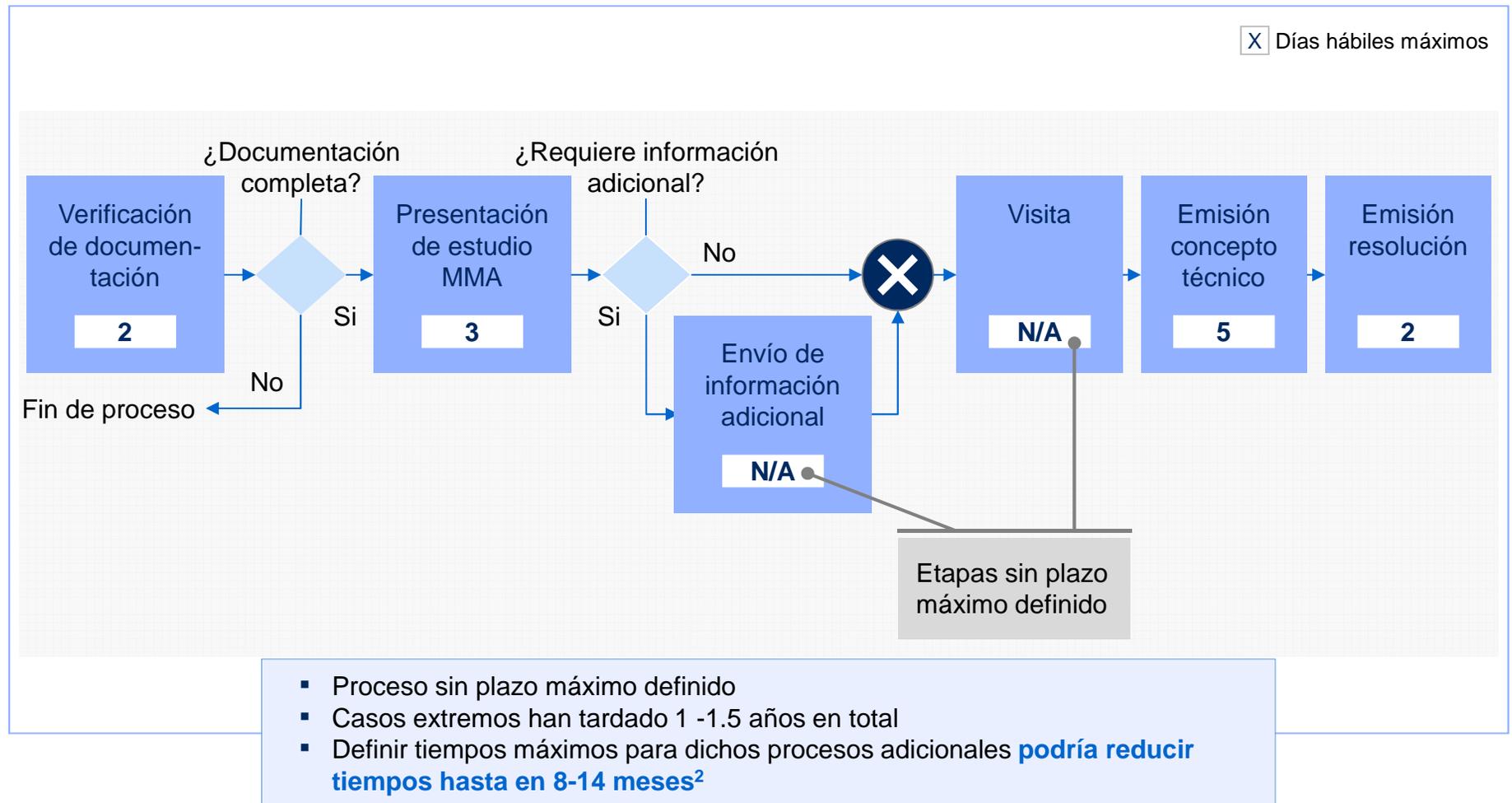
Simplificar procesos y definir plazos máximos para aprobación de medidas de manejo ambiental

- 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



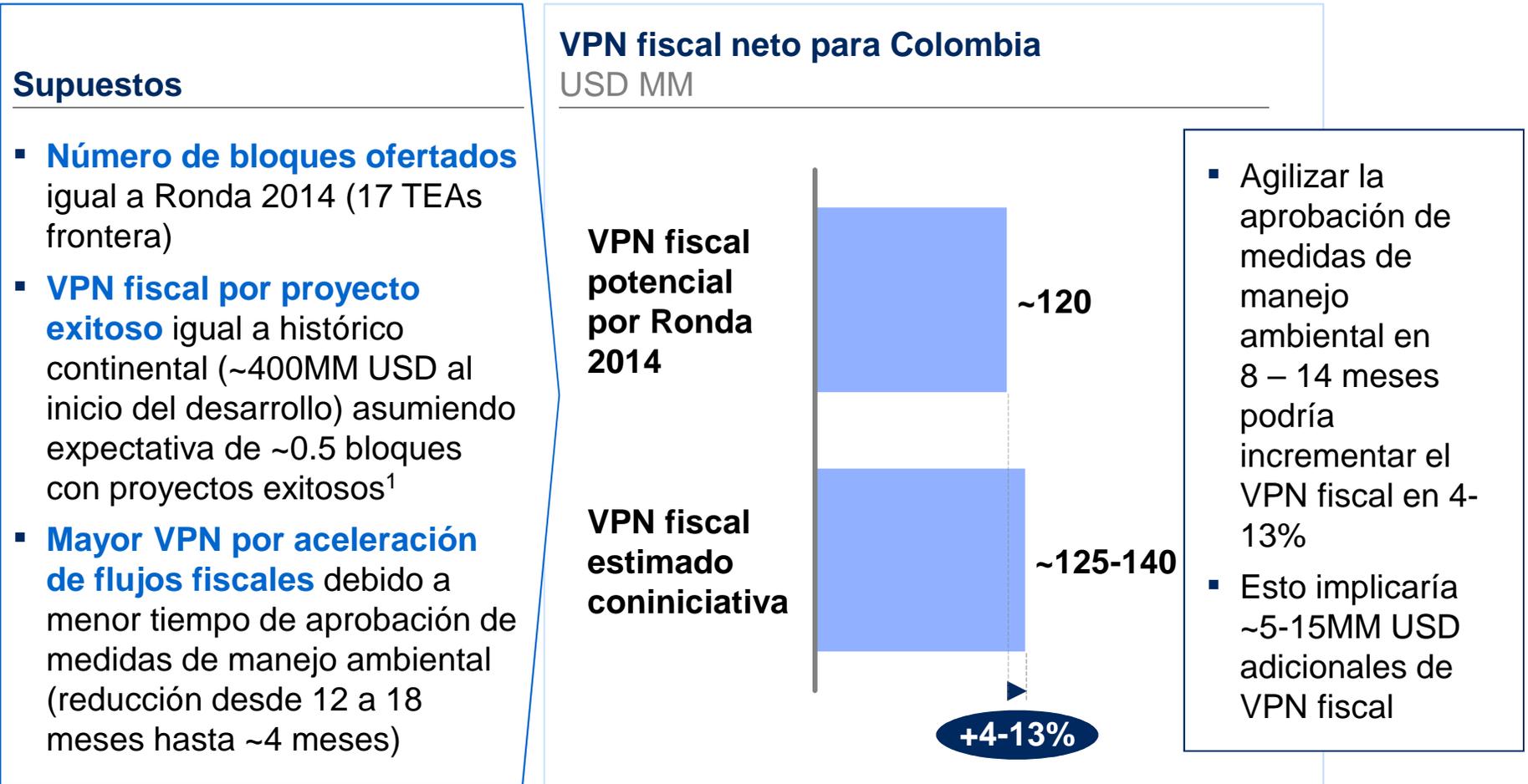
¹ Mismo proceso aplica para Boyacá y Magdalena

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)

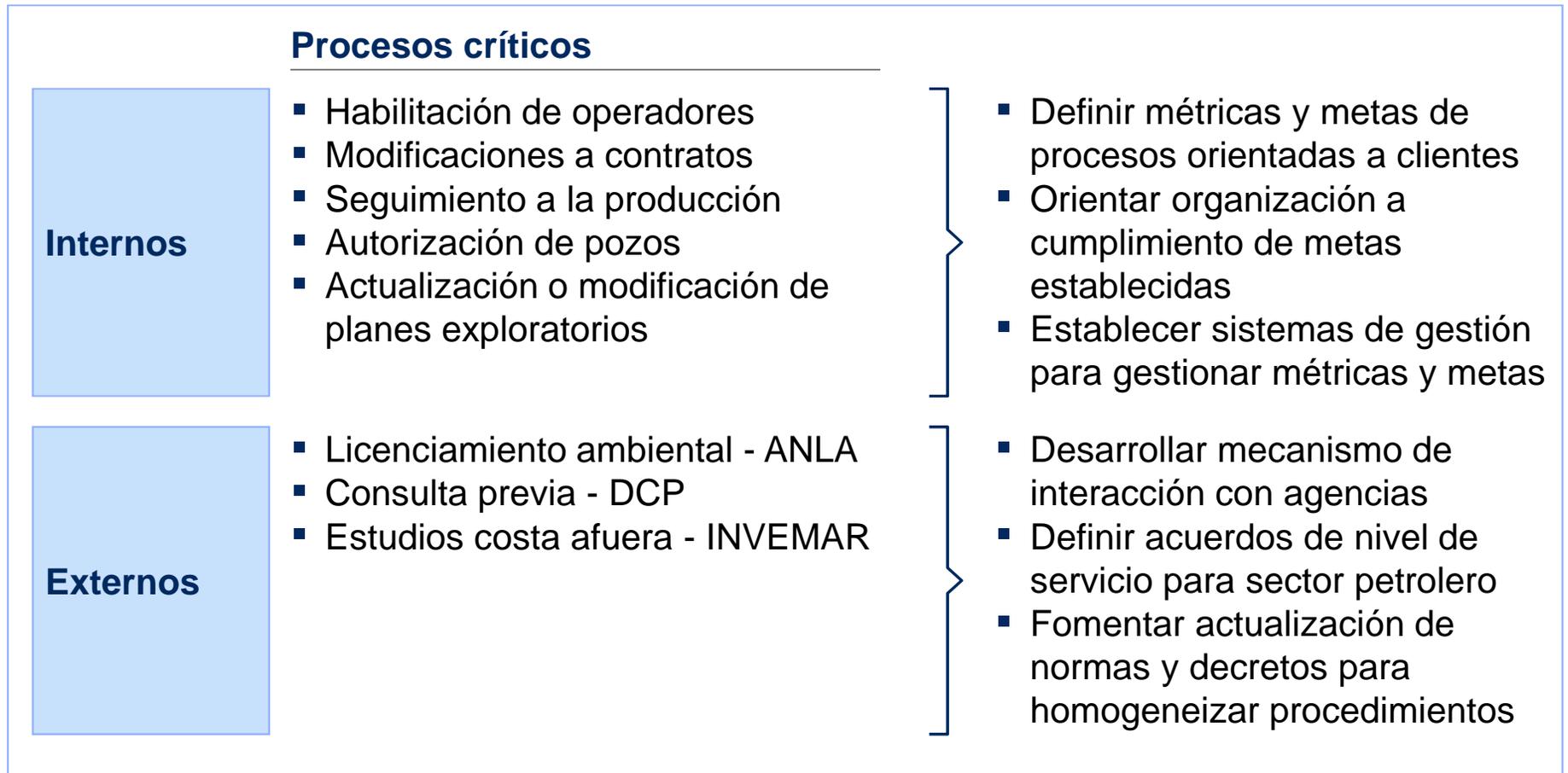
Hacia adelante se debe articular la aspiración de la industria e implementar temas diseñados para abordar los obstáculos identificados

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	✓	✓		✓	0-80 ¹	NA ²
	2	✓	✓	✓	✓	2-3 ³	NA ²
Mejorar atractividad de proyectos	3		✓			0	110-170
	4		✓				
Reducción de tiempo de licenciamiento y ejecución de proyectos	5	✓	✓		✓	10-15	25-50
	6	✓				0	50-85
	7		✓			0	5-15
Optimizar procesos de soporte	8	✓	✓	✓	✓	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

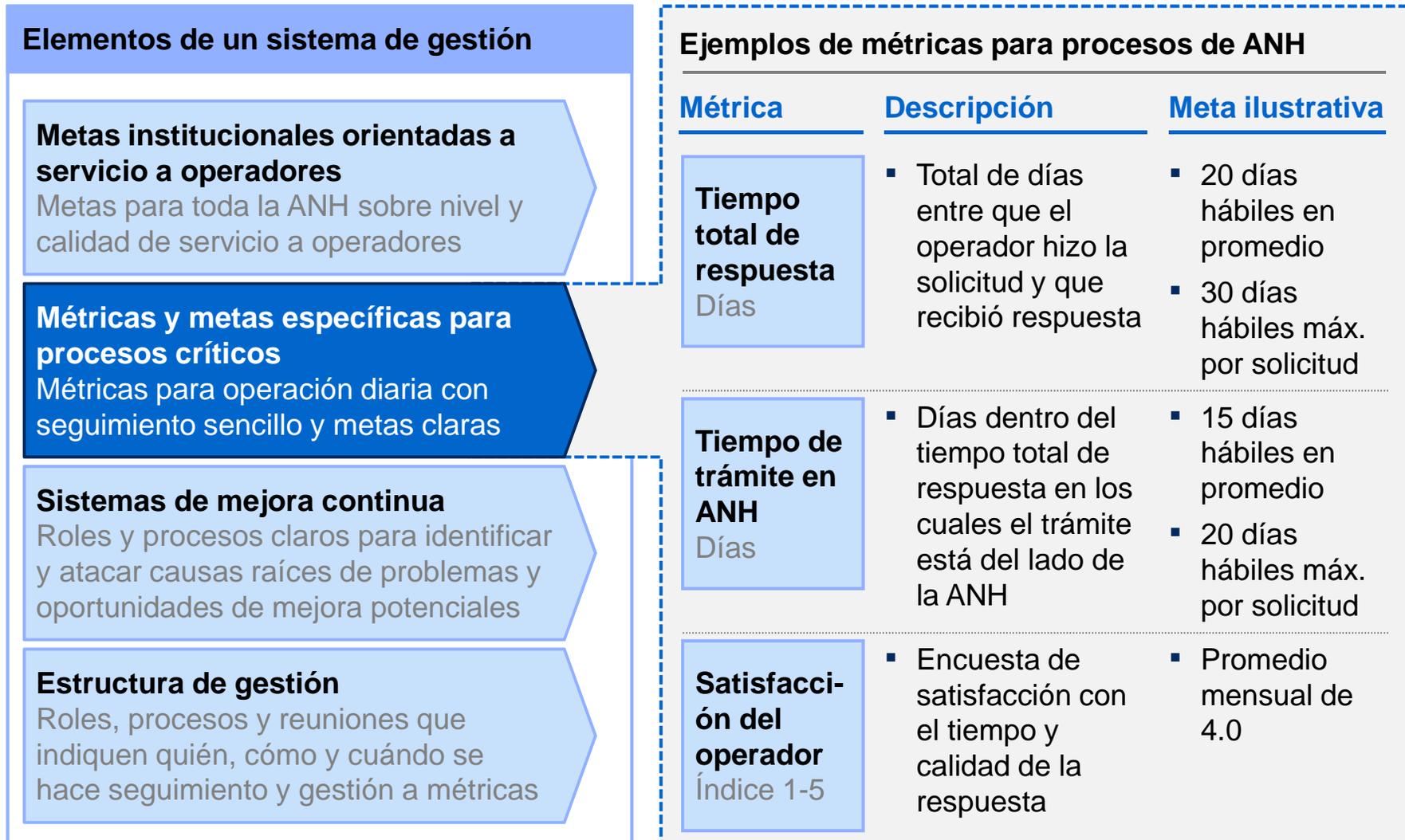


8 Durante el diagnóstico interno de la ANH, se identificaron 5 procesos críticos de cara a operadores

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

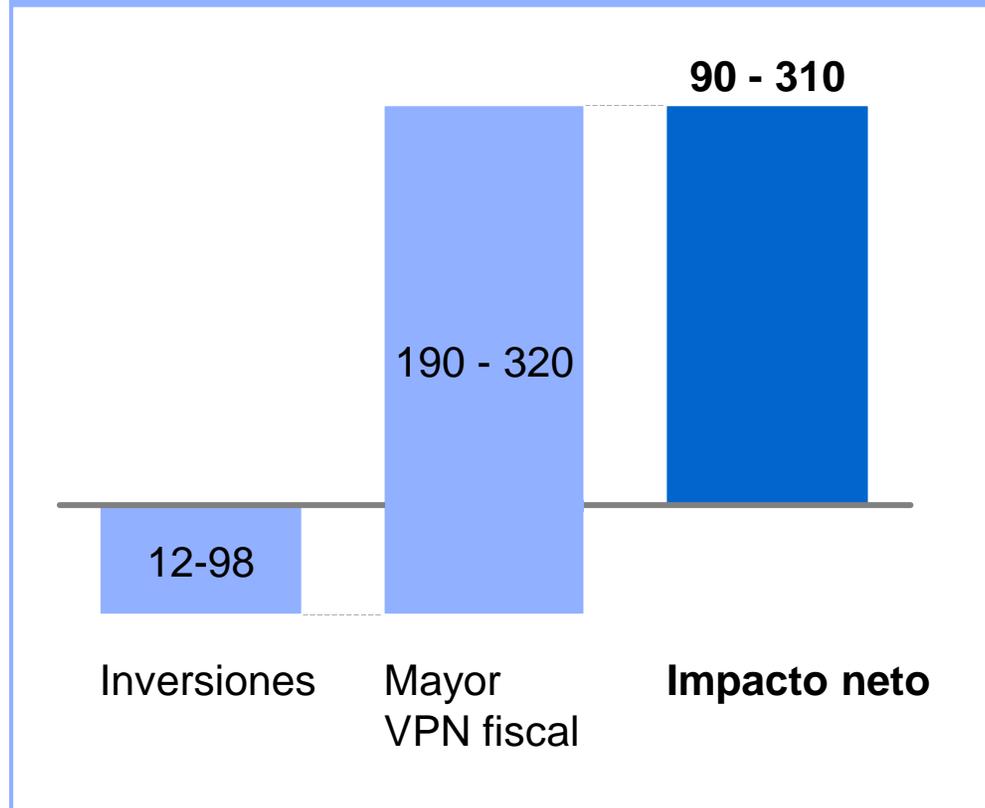
	Descripción	Responsable
Desarrollar mecanismo de interacción con agencias	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar mecanismos de comunicación/coordinación entre agencias para mejorar tiempos de respuesta y cruce de información Codificar ejemplo de PINES (i.e., tramites agilizados deben ser norma, no excepción) 	<ul style="list-style-type: none"> Presidencia de la República
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 actualización 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 científicos costa afuera 	<ul style="list-style-type: none"> Presidencia de la República

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)

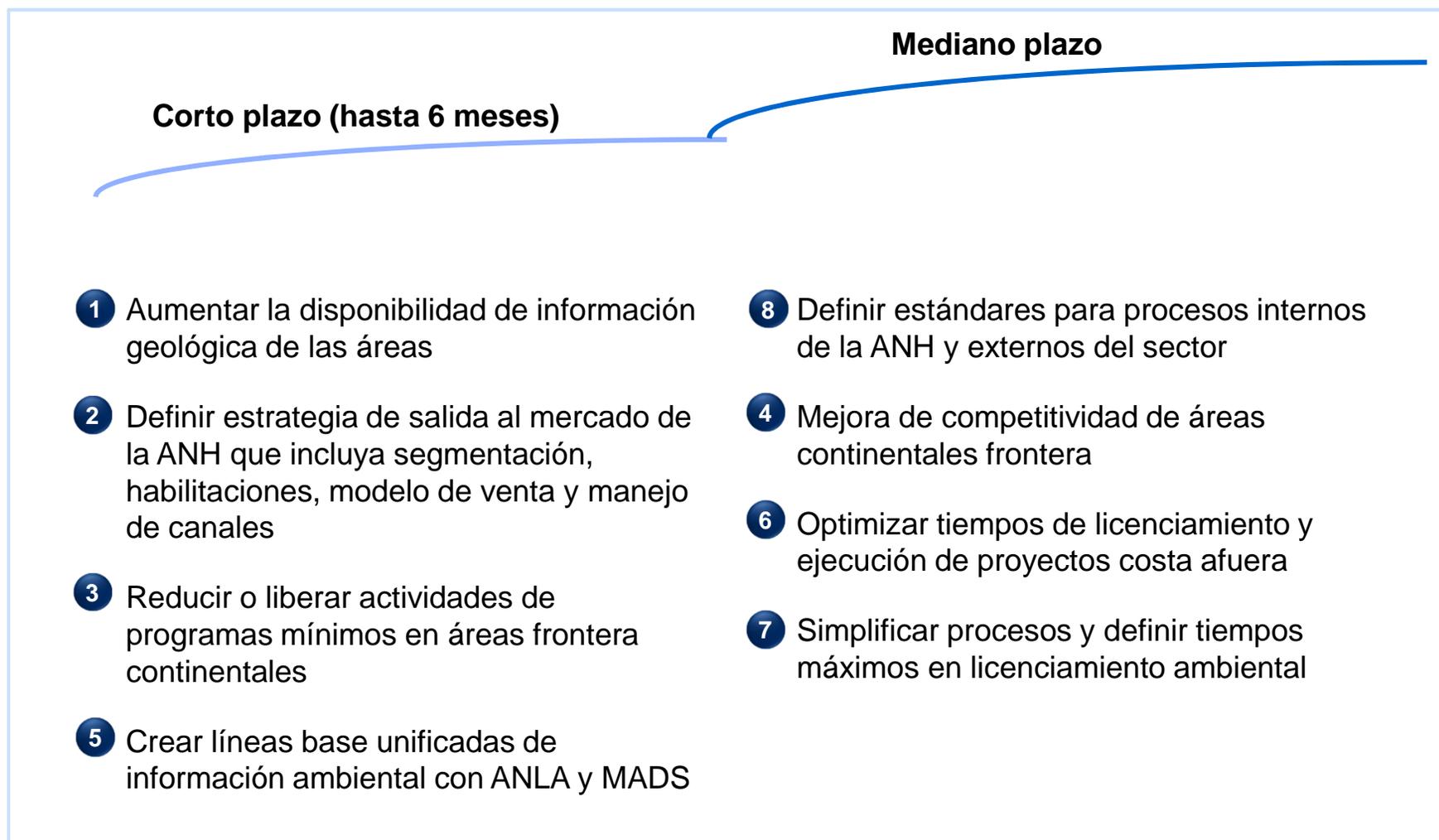
Contenido y objetivos de este documento



Sección	Objetivos
Contexto, situación actual y diagnóstico	<ul style="list-style-type: none">Compartir el contexto de partida y los elementos que conformaron el presente estudioCompartir un diagnóstico integral de la industria de Hidrocarburos en Colombia
Aspiración	<ul style="list-style-type: none">Proponer una aspiración de largo plazo para el sector a partir de metas específicas
Oportunidades de mejora	<ul style="list-style-type: none">Detallar iniciativas tácticas para alcanzar esta aspiración, definidas por tipo de área
Plan de acción	<ul style="list-style-type: none">Proponer un plan de acción para implementar las iniciativas identificadas

Creemos que varias de las iniciativas propuestas pueden ser lanzadas en el corto plazo

x Plan de operacionalización adelante



1 Aumentar la disponibilidad de información geológica de las áreas

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar un modelo mixto de adquisición de información: <ul style="list-style-type: none"> – Emplear empresas multi-cliente en áreas con mayor interés del mercado para levantar, administrar y comercializar sísmica (P. ej., Costa afuera, Llanos, Putumayo) – Contratar y administrar sísmica directamente desde la ANH para áreas de menor interés inmediato (P. ej., Cauca Patía, Pacífico y Tumaco) ▪ Definir un cronología de áreas a estudiar
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-size: small; margin-right: 10px;">Ciclos sucesivos de 1-2 años cada uno</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Para los contratos con empresas multi-cliente, es necesario clarificar las limitaciones aplicables sobre la distribución de información técnica a terceros, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Información es propietaria de ANH – Empresa multi-cliente tiene el derecho y deber de administrar y comercializar la información por una cantidad fija de años – Distribución de información sólo permitida a personas o entidades previamente habilitadas por la ANH – Tarifas de comercialización pre-acordadas entre ANH y empresa multi-cliente
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir el presupuesto disponible para financiar estudios de prospectividad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir un cronograma de estudios, con las áreas a estudiar según cada modalidad (ANH o compañía multi-cliente) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Escribir las condiciones y términos de referencia para la contratación de estudios <ul style="list-style-type: none"> – Levantamiento y comercialización – Sólo levantamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación, gestionar y monitorear los contratos ejecutados para estudio de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH con apoyo legal 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sintetizar resultados técnicos principales y compartir con clientes potenciales y actores relevantes en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica + promoción y adjudicación 										

2 Definir estrategia de salida al mercado de la ANH

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementar un modelo de abordaje segmentado para clientes, que incluya actividades de promoción y soporte realizadas a través de ejecutivos de cuenta ▪ Redefinir el proceso de licenciamiento hacia un modelo mixto de adjudicación que combine rondas con la posibilidad asignación directa ▪ Definir qué áreas se ofrecen bajo cada modalidad y cuándo
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-size: small; margin-right: 10px;">Ciclo anual de planificación comercial</div> <div style="flex-grow: 1;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH </td> </tr> </table> </div> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El nuevo mecanismo de adjudicación directa debe ser claro, transparente e incluir posibilidad de competencia ▪ Los requisitos de habilitación también deben ser claros, transparentes y avisados con anticipación, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Requisitos simplificados de capacidad financiera y operacional – Exclusiones específicas (P. ej. limitaciones de seguridad nacional para empresas nacionales) ▪ Los bloques y condiciones de cada ronda deben diseñarse para el apetito de segmentos de clientes específicos ▪ El cronograma de rondas debe estar alineado a los esfuerzos de estudio ambiental y técnico de las áreas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer equipo de ejecutivos de cuenta y distribuir empresas objetivo a individuos especializados en segmentos específicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir bases claras y transparentes para los modelos de contratación de áreas a través de rondas y adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo directivo ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir las áreas disponibles para adjudicación directa y el cronograma de áreas a ofertar en rondas (alineado con las iniciativas de calentamiento de áreas) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción con V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicar bases de contratación y cronograma tentativo de rondas a las empresas objetivo y actores relevantes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualizar listas de operadores objetivos para cada uno de los segmentos a través de información pública de la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación y promoción ANH 										

3 Reducir o liberar actividades de programas mínimos en áreas frontera

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Usar programa exploratorio propuesto como criterio de adjudicación de bloques frontera: <ul style="list-style-type: none"> – Se elimina el programa exploratorio mínimo y cada operador oferta un programa libre – Cada programa es evaluado de manera objetiva a través de una tabla de puntos – Existe un plan mínimo de reserva pre-definido, pero no publicado a los operadores – Cánones incrementales en el tiempo que desincentiven especulación en finca raíz
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">Ciclos sucesivos cada 1-2 años</div> <div style="flex-grow: 1;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH </td> </tr> </table> </div> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los programas de reserva deben ser lo suficientemente bajos para dar libertad a operadores, pero suficientemente altos para desincentivar la especulación en finca raíz (p. ej. 50 km de sísmica 2D) ▪ Los programas de reserva se podrían dejar registrados en sobres de gobierno ▪ Es importante que la tabla de evaluación de planes exploratorios sea en puntaje y no en montos de dinero, para dejar constancia de que no hay compromisos monetarios, sino de actividades ▪ Los cánones incrementales (derechos de subsuelo) deben ser suficientes para desincentivar áreas congeladas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir programas de reserva para cada bloque frontera disponibles, por si hubieran ofertas de adjudicación directa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar el mecanismo de fiscalización de exploración para basarse sólo en cumplimiento de actividades y no en montos de inversión comprometida 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear una tabla de puntaje para cada actividad de exploración posible (p. ej., definida en unidades de trabajo) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar bases de contratación tanto en rondas como en adjudicación directa para reflejar la nueva lógica de adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajustar derechos de uso de subsuelo para hacerlos incrementales en el tiempo y desincentivar congelamiento de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejo Directivo ANH 										

4 Mejorar competitividad de áreas continentales frontera

Descripción de la solución propuesta

- Implementar incentivos fiscales adicionales para áreas continentales frontera
- Plantear opciones para volver el *government take* progresivo, que incluyan potenciales reformas estructurales al sistema actual

Actividades y responsables

Ciclo anual de planificación comercial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizar simulaciones detalladas de impacto potencial para afinar las ideas iniciales y generar propuestas concretas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una versión inicial de los decretos y/o proyectos de ley requeridos para llevar a cabo las ofertas concretas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preparar un caso de negocios con el detalle de los impactos (tanto fiscales como para operadores) para ser compartidos con actores claves 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar retroalimentación de actores claves en la industria y realizar los ajustes que sean necesarios a las medidas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinMinas/ ANH
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Seguir el proceso legal necesario para aprobar las medidas propuestas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples actores

Consideraciones de implementación

- Se requiere afinar las medidas con una simulación detallada del impacto para el fisco y operadores, considerando, por ejemplo
 - Producción campo por campo
 - Precios, costos e inversiones campo por campo
 - Simulación de régimen impositivo campo por campo
 - Sensibilidad ante distintos escenarios de precios
- Legalmente es más sencillo pasar una ley de reforma tributaria (p. ej., devolución de regalías como descuento a impuesto a la renta) que cambiar la constitución para modificar el sistema de regalías (p. ej., eliminar las regalías y reemplazarlas por un impuesto adicional a utilidades de hidrocarburos)

5 Crear líneas base unificadas de información ambiental con ANLA/MADS

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Apoyar a MADS/ANLA para establecer una línea base única para el país, que sea reconocida por los múltiples organismos involucrados en el licenciamiento de proyectos <ul style="list-style-type: none"> – Recopilar y organizar la información ambiental disponible para las áreas del país – Financiar estudios ambientales para áreas con baja información ▪ Acordar reglas claras para el levantamiento y aprobación de estudios ambientales futuros
---	---

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">~1 año antes de iniciar los estudios</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma </td> <td style="padding: 5px; vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importante involucrar tanto a MinAmbiente (por ser una política ambiental a nivel país) como a ANLA (por ser la entidad a cargo de la evaluación de estudios ambientales y licenciamiento de proyectos) ▪ Los criterios para confección y evaluación de estudios ambientales tienen que ser lo suficientemente claros como para reducir la discrecionalidad en la aprobación de licencia ambientales y aumentar la predictibilidad de tiempos de licenciamiento y definiciones de zonas de exclusión
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer un convenio inter-administrativo para apoyar a MinAmbiente y ANLA en la generación de una línea base única 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y recolectar las fuentes existentes de información ambiental (p. ej., EIAs pasados y estudios de centros de investigación) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las áreas con menor información ambiental y generar un cronograma de estudio priorizado según nivel de interés de la industria por exploración del área 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA con apoyo de V. Técnica ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir criterios para la confección y evaluación de estudios ambientales, para luego socializarlos con la industria y organismos involucrados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licitación y contratar los estudios de impacto ambiental según el cronograma 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										

6 Optimizar tiempos de licenciamiento y ejecución costa afuera

Descripción de la solución propuesta

- Acelerar tiempo de licenciamiento y ejecución costa afuera:
 - Buscar alternativa para reemplazar el decreto 644 de 1990 por uno alineado con el 2041 de 2014 (p. ej., no pedir conceptos en aguas profundas)
 - Acelerar desarrollo de un marco regulatorio para proyectos costa afuera, que especifique requisitos de ejecución y criterios de aprobación claros y adecuados a la situación del país

Actividades y responsables

1-2 años	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizar un estudio comparativo de marcos regulatorios y procesos de licenciamiento para proyectos costa afuera 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar propuesta de marco regulatorio técnico-ambiental para costa afuera, acorde a los objetivos y situación del país 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta regulatoria desde los principales actores de la industria, y ajustar si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derogar el decreto 644 de 1990 y reemplazarlo por el nuevo decreto diseñado 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia de la República
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar el nuevo marco regulatorio para el licenciamiento y ejecución de proyectos costa afuera, que establezca reglas claras para su licenciamiento y ejecución 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA

Consideraciones de implementación

- Es importante asegurar total alineación entre el proceso para autorización de actividades marítimas (decreto 644 de 1990) y licenciamiento ambiental (decreto 2041 de 2014), por ejemplo:
 - Criterios de evaluación ambiental transparentes y alineados (p. ej., MinAmbiente, DAMCRA, ANLA)
 - Ámbitos de competencia claros, sin duplicidad de funciones (p. ej., procesos siempre gestionados por ANLA, la cuál pide conceptos a otras instituciones si es necesario)
- Es clave para el desarrollo de la industria costa afuera que se asegure la mayor velocidad posible para el desarrollo de la regulación, sin sacrificar calidad de resultados

7 Simplificar procesos y limitar tiempos de licenciamiento ambiental

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitar tiempo de autorización de medidas de manejo ambiental por parte de las CARs
---	---

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); margin-right: 10px;">~1 año</div> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH </td> </tr> </table> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Una alternativa factible para establecer plazos máximos a los tiempos de respuesta de las Corporaciones Autónomas Regionales es mediante una ley que establezca silencio administrativo, es decir, que la ausencia de respuesta formal dentro del plazo establecido para una solicitud de autorización, es equivalente a una aprobación
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar una propuesta de ley para tiempos máximos de aprobación de medidas de manejo ambiental, basado en mejores prácticas internacionales y objetivos específicos para Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recopilar comentarios sobre la propuesta de ley desde los principales actores de la industria, ajustando si es necesario 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentar propuesta de ley para discusión en el congreso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MinAmbiente/ANLA 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobar proyecto de ley e iniciar su vigencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Congreso de la República 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lanzar proceso de monitoreo continuo del cumplimiento de tiempos máximos para proyectos de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutivos de cuenta ANH 										

8 Definir estándares para procesos de la ANH y externos del sector

Descripción de la solución propuesta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir métricas y optimizar sistema de gestión en 5 procesos de la ANH¹, a través de la implementación de prácticas de gestión <i>LEAN</i> ▪ Establecer acuerdos interadministrativos, avalados por presidencia, con MADS, ANLA y DCP para definir y gestionar Acuerdos de Nivel de Servicio con la industria
---	--

Actividades y responsables	Consideraciones de implementación										
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); font-weight: bold; margin-right: 10px;">Ciclo anual de planificación comercial</div> <div style="flex-grow: 1;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas con para los distintos procesos críticos dentro de la agencia </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos </td> <td style="padding: 5px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP </td> </tr> </table> </div> </div>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas con para los distintos procesos críticos dentro de la agencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un buen sistema de métricas debe ser simple de entender y de monitorear ▪ Un sistema de gestión ideal incluye múltiples diálogos de desempeño a distintos niveles y con distintas frecuencias, por ejemplo <ul style="list-style-type: none"> – Mensual entre Presidente y Vicepresidentes – Quincenal entre Vicepresidentes y Gerentes – Semanal entre Gerentes y sus equipos de trabajo – Diaria dentro de equipos de trabajo ▪ Involucrar a Presidencia en la definición y monitoreo de acuerdos de nivel de servicio entre entidades probablemente incrementaría cumplimiento de metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas institucionales para niveles de servicio al cliente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidencia ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijar métricas y metas específicas con para los distintos procesos críticos dentro de la agencia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vicepdtes. y gerentes de cada proceso 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar e implementar un sistema de gestión para monitorear desempeño, corregir desviaciones y asegurar mejora continua de niveles de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Múltiples niveles dentro de la ANH 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acordar Acuerdos de Nivel de Servicio hacia la industria petrolera con otras entidades críticas para la ejecución de proyectos, incluyendo métricas, metas y mecanismos de gestión concretos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formalizar acuerdos con otras instituciones a través de convenios interadministrativos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANH con MADS, ANLA y DCP 										

¹ Habilitación de operadores, modificaciones a contratos, seguimiento a la producción, autorización de pozos, actualización o modificación de planes exploratorios

FUENTE: Análisis del equipo de trabajo